

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ПОЛТАВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ІМЕНІ
ЮРІЯ КОНДРАТЮКА

На правах рукопису

М.Р.

РОЙ МИКОЛА МИКОЛАЙОВИЧ

УДК 622.244

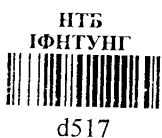
УДОСКОНАЛЕННЯ ГАЗОГІДРОДИНАМІЧНИХ МЕТОДІВ ДОСЛІДЖЕНЬ
ГАЗОВИХ І ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ СВЕРДЛОВИН

05.15.06 - Розробка нафтових та газових родовищ

Дисертація на здобуття науковго ступеня
кандидата технічних наук

Науковий керівник: Акульшин Олександр Олексійович,
доктор технічних наук, доцент

Івано-Франківськ – 2014

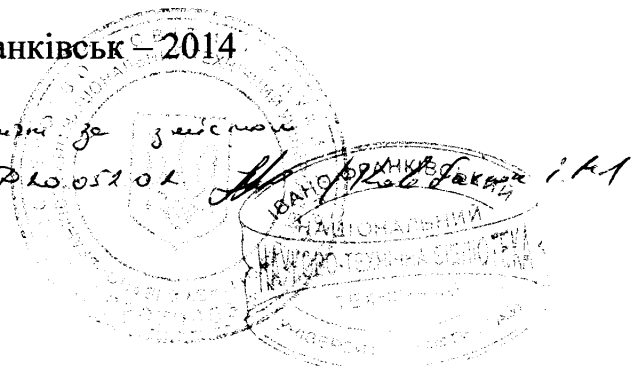


d517

22.06.2014р

*дисертація ідемпти за змістом
смм. Всього: 148 Д.0.051.01*

d517



ЗМІСТ

ВСТУП	4
Розділ 1 ОГЛЯД ІСНУЮЧИХ ГАЗОГІДРОДИНАМІЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ ГАЗОВИХ ТА ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ СВЕРДЛОВИН	11
1.1 Основні теоретичні положення газогідродинамічних досліджень свердловин	12
1.2 Сучасний стан газогідродинамічних досліджень газових та газоконденсатних свердловин	48
Висновки до розділу 1	56
Розділ 2 УДОСКОНАЛЕННЯ МЕТОДИКИ РОЗРАХУНКУ ЄМНІСНО- ФІЛЬТРАЦІЙНИХ ПАРАМЕТРІВ ПРОДУКТИВНИХ ПЛАСТІВ	58
2.1 Удосконалена методика розрахунку ємнісно-фільтраційних параметрів газових пластів	58
2.2 Удосконалена методика розрахунку ємнісно-фільтраційних параметрів газоконденсатних пластів	85
Висновки до розділу 2	104
Розділ 3 РОЗРОБКА НОВИХ ТЕХНІЧНИХ ЗАСОБІВ та технології ДОСЛІДЖЕННЯ ГАЗОВИХ І ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ СВЕРДЛОВИН.....	105
3.1 Удосконалення технічних засобів для дослідження газових і газоконденсатних свердловин	105
3.1.1 Засувка газодинамічної дії	105
3.2 Розробка технології дослідження газових свердловин	120
3.3 Розробка методу дослідження газоконденсатних свердловин.....	123
Висновки до розділу 3	127
Розділ 4 ПОРІВНЯЛЬНИЙ АНАЛІЗ ЕФЕКТИВНОСТІ РОЗРОБЛЕНИХ ТА ВІДОМИХ МЕТОДИК НА ПРИКЛАДІ СВЕРДЛОВИН ДНІПРОВСЬКО- ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ	128
4.1 Розрахунок ємнісно-фільтраційних параметрів продуктивних пластів газових свердловин.....	128

4.2 Розрахунок ємнісно-фільтраційних параметрів продуктивних пластів газоконденсатних свердловин	142
Висновки до розділу 4	160
ВИСНОВКИ	161
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	163
ДОДАТКИ	175

ВСТУП

Актуальність теми. Дослідження газових пластів та свердловин включає комплекс взаємопов'язаних методів, що відрізняються теоретичним обґрунтуванням, технологією та технікою виконання. За даними цих досліджень визначають такі параметри, як геометричні характеристики покладу, ємнісно-фільтраційні параметри пластів, фізико-хімічні властивості газів та рідин, гідродинамічні та термодинамічні умови у стовбурі свердловини, технологічний режим її роботи та багато інших. Для визначення вищенаведених параметрів застосовують газогідродинамічні, геофізичні та лабораторні методи дослідження, які при комплексному застосуванні доповнюють один одного і дозволяють отримати найбільш достовірні відомості та вивчити зв'язки між окремими параметрами та факторами, що впливають на них.

Всі способи випробування газових і газоконденсатних свердловин поділяють на первинні, експлуатаційні і спеціальні. Первинні дослідження є основними для визначення параметрів свердловини, а саме тиску на усті, пластового тиску, вибійного тиску на різних режимах роботи свердловини, якості розкриття пласта та інших. Але найбільш важливими вважають дослідження в процесі експлуатації. Їх основна задача – гідродинамічне дослідження з метою перевірки раніше прийнятих параметрів і встановлення закономірностей їх зміни в процесі розробки і експлуатації.

Одним із перспективних напрямків вирішення означеної проблеми є використання методів математичного моделювання при обробці кривих відновлення і стабілізації пластового тиску та дослідження продуктивних горизонтів із застосуванням вдосконалених технічних і математичних засобів. Питаннями дослідження роботи газових та газоконденсатних свердловин у різні роки займалися Чекалюк Е.Б., Чарний І.А., Канюга А.П., Мінський Е.М., Щелкачов В.Н. та інші. Але, незважаючи на значні досягнення, широке використання існуючих технічних засобів для отримання достовірних

результатів неможливе через деякі недоліки існуючих методик і технологічні обмеження. В першу чергу, - це проблема коректного визначення фільтраційних властивостей колекторів і розрахунку дебіту в умовах невизначеності геолого-технічної інформації. При обробці результатів випробувань використовують радіуси: свердловини, контуру живлення або кругової непроникної зони, зовнішньої межі збудженої області, умовні, дренажу та інші. Неточності при розрахунку пов'язані з гідродинамічною недосконалістю колекторів, зміною геометричних характеристик вибою в процесі експлуатації, неоднорідністю пласта, тривалістю роботи свердловини до і в процесі випробування. Якщо радіус свердловини r_c можливо прийняти рівним радіусу свердловини по долоту для колекторів, що не деформуються, то визначити зведений радіус r_n без вичерпних відомостей про недосконалість свердловини неможливо. Важливо зазначити, що в процесі дослідження газоконденсатних свердловин відпрацьовують не менше 6-7 режимів, що приводить до втрат газу при спалюванні його в факелі при відсутності газопроводу і втрат часу при його наявності. Огляд існуючих технологій досліджень роботи газових та газоконденсатних свердловин показує, що для визначення гідродинамічних параметрів при розрахунках використовують визначені методами промислової геофізики величини ефективної товщини пласта h , коефіцієнта пористості m і проникності k , які неминуче несуть велику похибку, оскільки геофізичні параметри не є однозначними показниками газогідродинамічних параметрів пласта. Визначення проникності і пористості за даними дослідження керна також вносить велику похибку внаслідок того, що в слабозцементованих породах керна під час його відбору руйнується. На поверхню виносяться зразки головним чином міцнозцементованих гірських порід, які не можуть характеризувати весь інтервал продуктивного пласта. І тому, визначений виходячи з них, розрахунковим шляхом коефіцієнт п'єзопровідності α не може бути вірним. В процесі досліджень не завжди дотримується обмеження пониження величини вибієного тиску, що може привести до часткової або повної втрати

проникності присвердловинної зони пласта. Примусове сповільнення процесу відновлення тиску приводить до фактичного збільшення активного об'єму свердловини. Також відсутні технічні засоби для швидкісної реєстрації пари тиск-час, що є особливо актуальним при дослідженні високодебітних свердловин, після зупинки яких пластовий тиск відновлюється миттєво.

Усунення цих недоліків забезпечить скорочення втрат газу, витрат коштів і часу на проведення дослідження і збільшення об'єму (кількості параметрів) отримуваної більш точної геологічної інформації.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Тема роботи відноситься до галузевої проблеми. В роботі частково використані матеріали зі звіту про НДР по договору № 93-В/8ПВ УкрДГРІ «Розробити технологію і удосконалили технічні засоби дослідження високопродуктивних газових та газоконденсатних свердловин при нестационарному режимі фільтрації, після зупинки яких пластовий тиск відновлюється миттєво». Робота виконана в напрямку «Дослідження газових та газоконденсатних свердловин».

Мета і задачі дослідження. *Метою* дослідження є розробка прискореного методу газогідродинамічних досліджень газових і газоконденсатних свердловин, який би дозволив визначати одночасно параметри привибійної та віддаленої зон пласта.

Основні задачі досліджень:

1. Аналіз результативності існуючих способів дослідження на фактичному матеріалі та проведення пошуків основних напрямків прискореного дослідження газових та газоконденсатних свердловин. Розробка нового прискореного методу дослідження, який би базувався на поєднанні неусталених та одного усталеного дослідження роботи свердловин.

2. Розробка нового методу прискореного дослідження газових та газоконденсатних свердловин, який би включав вимірювання параметрів в процесі роботи свердловини і в процесі відновлення пластового тиску з наступною зупинкою вимірювань після досягнення статичного стану у свердловині (зняття кривої припливу та кривої відновлення пластового тиску);

3. Розробка методики оброблення результатів прискореного дослідження свердловин з використанням кривої відновлення тиску і роботи свердловини на одному режимі, яка б дозволяла визначити з підвищеною точністю ємнісно-фільтраційні параметри свердловини, в т.ч. коефіцієнти лінійного та інерційного опорів рівняння припливу продукції до свердловини, зведеного радіуса, коефіцієнта п'єзопровідності, скін-ефекту, радіусу контуру дренування, пористості, проникності, ефективної товщини продуктивного пласта та проведення дослідження за удосконаленою технологією.

4. Перевірка нової методики визначення газогідродинамічних параметрів пластів на промислових даних, отриманих в результаті досліджень газової та газоконденсатної свердловин на одному фактично відпрацьованому режимі, для підтвердження її ефективності.

Об'єктом дослідження цієї роботи є новий метод газогідродинамічного дослідження газових і газоконденсатних свердловин та методика інтерпретації результатів дослідження свердловини на одному фактично відпрацьованому режимі для визначення газогідродинамічних параметрів продуктивних пластів в більшому об'ємі та з підвищеною точністю на основі технології дослідження на одному фактично відпрацьованому режимі та удосконалення технічних засобів для її забезпечення.

Предмет дослідження. Предметом дослідження є газогідродинамічні та продуктивні характеристики газових та газоконденсатних колекторів на будь-якій стадії їх експлуатації.

Методи дослідження. Поставлені завдання вирішувались шляхом проведення експериментальних та теоретичних досліджень з обробленням одержаних результатів методами математичного моделювання. Вірогідність отриманих результатів роботи підтверджено гідрогазодинамічними дослідженнями свердловин.

Наукова новизна одержаних результатів:

1. Вперше запропоновано метод газогідродинамічного дослідження газових і газоконденсатних свердловин шляхом поєднання дослідження на неусталеному і одному усталеному режимах фільтрації.

2. Вперше розроблено методику проведення газогідродинамічного дослідження газових і газоконденсатних свердловин, яка включає вимірювання параметрів свердловин під час роботи на одному усталеному режимі і в процесі відновлення вибірного тиску.

3. Вперше запропоновано методику обробки результатів газогідродинамічного дослідження газових і газоконденсатних свердловин вдосконаленим методом, яка дозволяє визначити параметри привибірної зони пласта за результатами дослідження тільки на одному усталеному режимі.

Практичне значення одержаних результатів. Практичне значення одержаних результатів полягає у наступному:

1. Створено новий прискорений метод газогідродинамічних досліджень газових та газоконденсатних свердловин, що включає поєднання досліджень на неусталених та одному усталеному режимі фільтрації і базується на вимірюванні параметрів в процесі роботи свердловин і в процесі відновлення пластового тиску з наступною зупинкою вимірювань після досягнення відновлення тиску і статичного стану у свердловині.

2. Розроблено метод прискореного дослідження газових та газоконденсатних свердловин, який включає вимірювання параметрів в процесі роботи свердловини з досягненням стабілізації режиму і в процесі відновлення пластового тиску з наступною зупинкою реєстрації параметрів після досягнення статичного стану у свердловині, та методику для його реалізації, яка забезпечує отримання значно більшої кількості фільтраційно-ємнісних характеристик пласта з високою точністю.

3. Показано, що запропонований метод прискореного дослідження та методика оброблення отриманих при цьому даних дозволяє підвищити ефективність досліджень за рахунок зменшення втрат газу та газоконденсату в процесі дослідження, витрати часу на дослідження, при цьому значно зросте оперативність інтерпретації результатів дослідження при збільшенні в кілька разів обсягу отриманої з більшою точністю інформації про досліджувані пласти.

4. Доведено, що новий метод прискореного дослідження та методика інтерпретації отриманих в процесі дослідження даних можуть бути використані для дослідження свердловин на стадії розвідки родовища (для отримання інформації, необхідної для підрахунку запасів), для дослідження їх на стадії дослідно-промислової експлуатації (для отримання додаткової інформації для підтвердження чи уточнення запасів продукції), та для дослідження свердловин у випадках, коли пластові тиски є недостатніми для проведення якісного відпрацювання декількох режимів.

Особистий внесок здобувача. Робота виконана самостійно та у співпраці з науковим керівником докт. техн. наук Акульшиним О.О.

На основі аналізу промислового матеріалу з дослідження газових та газоконденсатних свердловин показана доцільність розробки нової методики розрахунку газогідродинамічних параметрів пластів, яка могла б базуватися на технології дослідження їх на одному фактично відпрацьованому режимі [13, 14, 73, 74, 82, 92, 99, 100, 104, 105].

Доведено, що дослідження газових та газоконденсатних свердловин лише на одному фактично відпрацьованому режимі дає можливість отримати рівняння припливу та розрахувати аналітично бажану кількість режимів дослідження за рахунок створеної методики інтерпретації фактичних даних одного режиму дослідження та визначити значно більшу кількість (більше 20) параметрів продуктивних пластів з вищою точністю [67, 83, 112].

Розроблені методики та математичні моделі для інтерпретації результатів дослідження газових та газоконденсатних свердловин на одному фактично відпрацьованому режимі, де особистий внесок здобувача становить 100%.

Удосконалені на рівні патенту технічні засоби [96, 97, 98, 99], які мають на меті підвищення якості, безпеки та здешевлення робіт при проведенні досліджень газових та газоконденсатних свердловин: малогабаритна засувка газодинамічної дії, вимірювач дебіту газу, запірно-промивальний клапан, які можуть бути використані як при дослідженні свердловин на 5-8 режимах, так і при дослідженні на одному стаціонарному режимі та навіть при випробуванні

свердловин в режимі пробної експлуатації, де особистий внесок становить 20%.

Апробація результатів дисертації. Основні положення праці доповідалися на засіданні кафедри «Обладнання нафтових і газових промислів» ПолтНТУ ім. Ю. Кондратюка (м. Полтава, 2014 р.); засіданні семінару кафедри «Розробки та експлуатації нафтових і газових родовищ» (м. Івано-Франківськ, 2012, 2013 р.); розширеному семінару кафедри «Розробки та експлуатації нафтових і газових родовищ» (м. Івано-Франківськ, 2013 р.); науково-практичній конференції «Проблеми та перспективи розвитку нафтогазової галузі України». (04-08.10.2010р. АР Крим, (м. Ялта, 2010р.); науково-технічній конференції «Підвищення ефективності буріння та інтенсифікації нафтогазовидобутку на родовищах України» (16-18 листопада 2010 р. м. Івано-Франківськ); науково-технічній конференції «Нафтогазова енергетика 2013» (7-11 жовтня 2013 р. м. Івано-Франківськ).

Публікації. За матеріалами дисертації опубліковано 16 наукових праць, з яких 9 у фахових наукових журналах (в т.ч. 1 стаття у журналі, що індексується у базі даних Ulrich's Periodicals Directory), 4 – у збірниках праць міжнародних та всеукраїнських конференцій, отримано 3 патенти України на корисну модель.

РОЗДІЛ 1

ОГЛЯД ІСНУЮЧИХ ГАЗОГІДРОДИНАМІЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ ГАЗОВИХ
ТА ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ СВЕРДЛОВИН

Практична достовірність отриманої інформації в ході дослідження роботи свердловини напряму залежить від правильно вибраного комплексу технічних і технологічних засобів для його проведення та ефективності обробки отриманих результатів.

В даний час досягнуті значні успіхи в області техніки і технології газогідродинамічних методів дослідження газових і газоконденсатних пластів і свердловин і обробки отриманих результатів.

Задача газогідродинамічних методів дослідження газових і газоконденсатних пластів і свердловин полягає в одержанні достовірної інформації для підрахунку запасів газу і конденсату, проектування й аналізу розробки, експлуатації свердловин, облаштованості промислу, обґрунтуванні технологічного режиму експлуатації свердловин і наземних споруджень, оцінці ефективності робіт з інтенсифікації і контролю за розробкою газових і газоконденсатних родовищ. Газогідродинамічні дослідження проводяться після освоєння й у процесі експлуатації свердловин. Зміст і обсяг досліджень визначаються їх призначенням. Вони поділяються на первинні, поточні, спеціальні і комплексні. На різних етапах вивченості газових і газоконденсатних родовищ (освоєння, дослідно-промислова експлуатація, розробка покладу) вимоги, пропоновані до газогідродинамічних досліджень, різні.

Первинні дослідження проводяться у всіх розвідувальних і експлуатаційних свердловинах. Ці дослідження є основними й обов'язковими, проводяться в повному обсязі і дозволяють визначити: параметри пласта; його продуктивну характеристику; установити режим експлуатації свердловини і зв'язок між дебітом, вибійним і устьовим тиском і температурою; кількістю рідких і твердих домішок при різних режимах роботи; пластовий тиск; вплив ступеня і характеру розкриття на продуктивність і коефіцієнти фільтраційних

опорів і ін.

Поточні дослідження проводяться на експлуатаційних і переведених у фонд експлуатації розвідницьких свердловинах у процесі розробки родовища. Основна задача поточних досліджень зводиться до одержання інформації про всі або про частину параметрів, що визначаються у процесі первинних досліджень для аналізу і контролю за розробкою. Обсяг поточних досліджень диктується конкретними умовами кожного родовища, мінливістю контрольованих параметрів, необхідністю установити характер зміни цих параметрів у процесі розробки. Частково ці зміни встановлюються за даними експлуатації свердловин.

Особливе значення мають комплексні дослідження свердловин, що включають: газогідродинамічні методи при стаціонарних і нестаціонарних режимах фільтрації газу; промислово-геофізичні дослідження продуктивного розрізу, визначення ефективної товщини пласту, зв'язку між продуктивними пластами, їх пористістю, проникністю і насиченістю, зміни газонасиченості в процесі розробки, газоконденсатні дослідження в промислових і лабораторних умовах; дослідження зразків породи з різних інтервалів і проб газу, нафти, конденсату і води і т.п. Ці дослідження дозволяють визначити неоднорідності продуктивного розрізу та використовувати цю інформацію при прогнозуванні видобутку газу, нафти, конденсату і води; оцінити можливість обводнювання свердловин і ступінь виснаження всього експлуатаційного об'єкта; прогнозувати втрати і видобуток конденсату; можливі поліпшення або погіршення продуктивності свердловин; можливість утворення піщаної пробки; визначення інших параметрів пласта і свердловини в процесі розробки газових і газоконденсатних родовищ.

1.1 Основні теоретичні положення газогідродинамічних досліджень свердловин

Дослідження свердловин на даний час включає в себе комплекс взаємопов'язаних методів, що розрізняються за теоретичною основою,

технологією і технікою виконання. За даними цих досліджень визначають наступні параметри:

- геометричні характеристики покладу, зокрема загальні розміри газоносного резервуара, зміну загальної і ефективної потужності пласта по площі і розрізу, межі газоносного покладу, розміри екранів і непроникних включень, розташування газоводяного або газонафтового контакту і його зміну в процесі розробки;

- колекторні і фільтраційні властивості пласта (пористість, проникність, гідропровідність, п'єзопровідність, газонасиченість, пластові, вибійні і устьові тиски та температури, їх зміна по площі і розрізу пласта, а також по стовбуру газової свердловини;

- фізико-хімічні властивості газу і рідин (в'язкість, щільність, коефіцієнт стискуваності, вологість газу), умови утворення гідратів і їх зміну в процесі розробки покладу;

- гідродинамічні і термодинамічні умови в стовбурі свердловини в процесі експлуатації;

- зміну фазових станів при русі газу в пласті, стовбурі свердловини і по наземних спорудженнях у процесі розробки покладу;

- умови скупчення і виносу рідини і твердих домішок з вибою свердловини, ефективність їхнього відділення;

- умови процесу корозії, ступінь і характер його зміни при дослідженні та експлуатації свердловини, у продукції яких присутні корозійно-активні компоненти;

- технологічний режим роботи свердловини при наявності різних факторів, таких, як можливість руйнування привибійної зони пласта, наявність підпошовної води, вплив температури продуктивного пласта, багатопластовість і неоднорідність покладу, наявність агресивних і корозійно-активних компонентів, конструкція і властивості застосовуваного устаткування свердловин і наземних комунікацій та інше.

Дослідження газових і газоконденсатних пластів і свердловин включає комплекс взаємозв'язаних методів, які відрізняються між собою теоретичною основою, технологією і технікою виконання. За даними цих досліджень визначають параметри пластів, які несуть найповнішу геологічну інформацію про досліджувану свердловину, на основі якої можна приймати інженерні і технологічні рішення щодо подальших робіт в свердловині. Тобто вимоги до точності отримуваних параметрів та їх об'єму повинні бути досить високими, оскільки вони визначають подальшу перспективу свердловини. Це впливає на вибір способу дослідження і відповідно технічних засобів для забезпечення вибраного способу дослідження. Вибір способу дослідження повинен бути таким, щоб він міг забезпечити в результаті ті вихідні дані, які потрібні для аналітичних розрахунків газогідродинамічних параметрів та які можуть бути вихідними даними для побудови математичного апарату. Математична модель системи «свердловина-пласт» повинна вирішувати першочергово отримання рівняння припливу продукції з пласта, а в другу чергу всі найважливіші параметри пласта, які дадуть уявлення про геометрію та фізичні характеристики пласта.

Для визначення цих параметрів використовуються гідрогазодинамічні, геофізичні та лабораторні методи досліджень. Якщо всі ці методи використовувати комплексно, то вони доповнюють один одного і дозволяють отримати найбільш достовірні дані і виявити зв'язок між окремими параметрами і факторами, які на них впливають.

Лабораторні методи дослідження свердловин зводяться головним чином до вивчення фізико-хімічних властивостей газовмістних об'єктів і газу та рідини, що в них знаходяться. Умови визначення параметрів пласта, наприклад, пористості, проникності, газонасиченості, по невеликих зразках в лабораторії в більшості випадків суттєво відрізняються від визначення цих параметрів в природних умовах, носять точковий характер і їх важко розповсюдити на все родовище.

Геофізичні методи, які визначають параметри, також характеризують область, що безпосередньо розташована біля стовбура свердловини. У відкритих свердловинах за допомогою геофізичних методів визначають газонасичені інтервали, покрівлю і підшву пласта, пористість, газонасиченість, ефективну товщину, положення контакту газ-вода тощо. Ці ж параметри визначають ядерно-геофізичними методами в обсаджених свердловинах в процесі розробки.

До газогідродинамічних методів дослідження свердловин відносяться: зняття КВТ після зупинки роботи свердловини, зняття кривих стабілізації тиску і дебіту при пуску свердловини в роботу на конкретному режимі (з конкретним діаметром шайби, штуцера, діафрагми) і зняття індикаторної кривої, яка відображає залежність між вибійним тиском і дебітом при роботі свердловини на різних режимах.

Незалежно від процесу, який протікає в свердловині, ми отримуємо інформацію. Якщо свердловина тільки що зупинена, то знімається КВТ, по якій визначаються параметри пласта. Якщо свердловина тільки що запущена в роботу, то знімаються криві стабілізації тиску і дебіту, які дозволяють визначити параметри пласта. Якщо свердловина експлуатується на певному режимі, то дані цього режиму можна використовувати при гідрогазодинамічному дослідженні. Так, наприклад, дебіт свердловини і тривалість роботи її з даним дебітом використовують при обробці КВТ. Якщо передбачається зняття індикаторної кривої, то режим, на якому працювала свердловина перед зняттям індикаторної кривої, можна використати як один з передбачуваних при стаціонарному методі дослідження або як режим зі стабілізованою характеристикою при застосуванні прискорених методів дослідження свердловин.

Дані, які отримують в процесі дослідження свердловини, інтерпретують за допомогою методів, що розроблені різними науковцями в різний час і представляють практичний інтерес. Ще в 1935 р. було запропоновано для інтерпретації формули, які базуються на використанні інтегрально-

показникової функції [1]. В практичній реалізації він досить складний, але цінність його в тому, що з нього можна отримати значно простіші методи, які практично досить точні і зручні в користуванні.

Для здійснення газогідродинамічних методів дослідження використовують кілька найпоширеніших технологічних способів. Зупинимося на чотирьох основних способах дослідження газових та газоконденсатних свердловин.

Спосіб дослідження (I) газових свердловин [2], включає вимірювання початкових пластових тиску і температури, зниження вибійного тиску до величини, меншої пластового, вимірювання дебіту газу в процесі стабілізації режиму роботи свердловини, спостереження за відновленням вибійного тиску до величини пластового після зупинки роботи свердловини, і після збудження припливу закриття свердловини в момент повного витіснення рідини із стовбура, вимірювання тиску і температури на вибої і по стовбуру свердловини на протязі всього періоду відновлення їх величин до статичних, а після продувки свердловини газом і відновлення вибійного тиску до величини пластового відпрацьовується один режим роботи свердловини, в процесі стабілізації якого до стаціонарного вимірюють температуру на глибині вибою і по стовбуру свердловини. Після досягнення стаціонарного стану припливу свердловину закривають і протягом всього періоду відновлення вибійного тиску до пластового вимірюють тиск і температуру на глибині вибою і по стовбуру свердловини.

Причому, початкові пластові тиск і температуру вимірюють після збудження припливу газу і проведення продувок свердловини газом із продуктивного пласта з метою очистки його присвердловинної зони [1, 3]. При високих дебітах газу спостерігається винос абразивної роздрібненої гірської породи і пошкодження нею промислового обладнання, тому інструкцією [2] рекомендовано обмежувати дебіт газу. Недоліками цього способу дослідження газових свердловин є:

- втрата геологічної інформації про величину початкового пластового тиску в умовах помітного його пониження після збудження припливу газу в газових покладах непромислової категорії, тобто в покладах з малими /непромисловими/ підземними запасами газу [4], де наведено приклад випробування свердловини №253 Октябрської площі колишнього об'єднання «Грознафта», в якій на протязі трьох циклів випробування свердловини випробувачем пластів пластовий тиск послідовно знижувався в процесі перших двох циклів з 61,8 МПа до 58,8 МПа, а на третьому циклі до 53,6 МПа;
- обмеження дебіту газу не передбачає допустимої межі пониження тиску в затрубному просторі свердловини, тому пониження тиску нижче допустимого значення може призвести до повної або часткової втрати проникності в присвердловинній зоні продуктивного пласта.

Спосіб дослідження (II) газових свердловин відрізняється від попереднього способу тим, що в процесі збудження припливу реєструють у часі інтенсивність витіснення рідини із свердловини і швидкість наростання тиску в затрубному просторі свердловини, а починаючи з моменту досягнення максимального значення першої похідної від величини тиску в затрубному просторі за часом і до повного витіснення рідини із стовбура свердловини інтенсивність витіснення рідини регулюють зміною гідравлічного опору на усті свердловини для забезпечення умови:

$$\frac{dP_{затр}}{dt} \geq \frac{q\rho g}{S}, \quad (1.1)$$

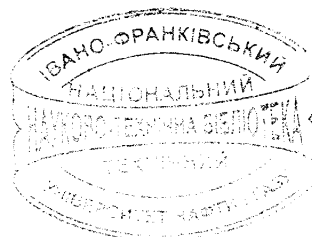
де $\frac{dP_{затр}}{dt}$ - швидкість наростання затрубного тиску;

q - інтенсивність витіснення рідини із свердловини;

ρ - густина рідини;

g - прискорення вільного падіння;

с/517



S - площа поперечного перерізу внутрішньої порожнини насосно-компресорних труб, а в процесі продувки для очищення присвердловинної зони пласта і дослідження свердловини величину тиску в затрубному просторі свердловини підтримують рівною або більшою за величину мінімально допустимого тиску в затрубному просторі свердловини шляхом зміни площі прохідного каналу струменя газу, що виходить із свердловини, а величину мінімально допустимого тиску в затрубному просторі свердловини $P_{затр.мін}$ розраховують за формулою:

$$P_{затр.мін} = (P_{гирськ} - \sigma_{ск.макс}) \cdot e^{-S}, \quad (1.2)$$

де $P_{затр.мін}$ - мінімально допустима величина тиску в затрубному просторі свердловини;

$P_{гирськ}$ - величина гирського тиску на глибині підшви продуктивного горизонту;

$\sigma_{ск.макс}$ - максимальна механічна напруга в скелеті гирської породи продуктивного пласта за всю геологічну історію;

$$e = 2,718281829 - \text{основа натуральних логарифмів}; S = \frac{0,03415 \bar{\rho} L}{Z_{cp} T_{cp}};$$

$\bar{\rho}$ - відносна густина газу за повітрям, безрозмірна;

L - глибина підшви продуктивного пласта;

Z_{cp} - середній коефіцієнт стисливості газу в затрубному просторі свердловини, безрозмірний;

T_{cp} - середня термодинамічна температура в затрубному просторі свердловини.

Недоліками цього способу є:

- визначення мінімально допустимого вибірного тиску, виходячи з величини геостатичного тиску вносить деколи похибку, оскільки гирський тиск може бути значно більшим і значно меншим геостатичного;

- обмеження величини саме вибійного тиску, а не затрубного в усті свердловини, вносить утруднення в оперативному вимірювання вибійного тиску і своєчасному його регулюванні.

Є ще спосіб (III) дослідження [5], коли в процесі дослідження газових і газоконденсатних свердловин, згідно діючим інструкціям, відпрацьовують не менше шести стаціонарних режимів. В процесі продувки свердловини і стабілізації режиму вимірюють дебіт газу і тиск на усті свердловини, а в процесі відновлення тиску вимірюють наростаючий тиск [6]. Недоліками цього способу є:

- відсутність вимірювання температури по стовбуру свердловини в процесі стабілізації режиму і в процесі відновлення тиску до пластового утруднює визначення дійсного сумарного припливу з продуктивного пласта, оскільки вимірюваний дебіт газу на поверхні не завжди дорівнює фактичному дебіту із пласта в даний момент;
- відпрацювання шести і більше стаціонарних режимів в процесі дослідження свердловини з середнім коефіцієнтом продуктивності в умовах відсутності газопроводу призводить до втрат газу при спалюванні його в факелі до 2 млн. м³ і більше на одному досліджуваному об'єкті, що в переведенні на еквівалент нафти рівнозначно спалюванню близько 2 тис. м³ нафти і більше.

Спосіб (IV) сталих відборів [6] виконується при первинному або комплексному дослідженні свердловини при стаціонарному режимі фільтрації. При цьому перед початком дослідження тиск на усті свердловини повинен бути статичним. Дослідження потрібно починати з меншого дебіту і збільшувати його від режиму до режиму – прямий хід. Після фіксування статичного тиску свердловину слід пускати в роботу з невеликим дебітом і дочекатися повної стабілізації вибійного устьового тиску і дебіту. Вибій свердловини при дослідженні цим способом повинен бути чистим, або якщо є якийсь стовп рідини чи піщана пробка, бажано, щоб їх висота залишалась незмінною. В протилежному випадку коефіцієнти опору, які визначаються за результатами

дослідження, будуть змінними від режиму до режиму, що призведе до спотворення індикаторної лінії. Значення вибійних тисків і температури повинні фіксуватися після повної стабілізації тиску і дебіту. Умови стабілізації визначаються незмінністю показів приладів, які використовуються для вимірювання тиску, перепаду тиску на витратомірі і температури в часі. Після зняття цих показів на першому режимі-діафрагмі (штуцері) свердловину закривають для відновлення тиску до статичного. Процеси пуску свердловини і стабілізації тиску і дебіту при цьому, робота свердловини на невстановленому режимі, відновлення тиску після закриття свердловини на даній діафрагмі (штуцері) складають один режим роботи свердловини. Після досягнення статичного стану свердловину пускають в роботу на новому режимі, який відрізняється від першого більшим дебітом і меншим вибійним тиском. На другому режимі, так же як і на першому, реєструються процеси стабілізації вибійного тиску і дебіту, параметри після стабілізації режиму і процес відновлення тиску до досягнення статичного стану. Таким же чином знімають покази тиску, дебіту і температури на всіх 5-8 режимах. Таким чином отримуємо 5-8 кривих стабілізації тиску і дебіту, 5-8 значень встановлених різних по величині вибійних тисків і дебітів, 5-8 кривих відновлення тиску. Обробка цих даних дозволяє визначити режим роботи свердловини, коефіцієнти фільтраційних опорів, провідність, п'єзопровідність пласта, приведений радіус свердловини, наявність погіршення привибійної зони пласта тощо.

В свердловинах, які розкрили пласти з низькими колекторськими властивостями, процес перерозподілу тиску при їх пуску і зупинці відбувається повільно. Це призводить до великих втрат часу і коштів для дослідження таких свердловин методом сталих відборів. Тому дослідження свердловин, які розкрили пласт із низькими колекторськими властивостями, при стаціонарних режимах фільтрації методом сталих відборів стає недоцільним. Тому були запропоновані інші модифікації цього методу, які б дозволяли прискорити процес дослідження. Таким методом є ізохронний метод. Суть методу полягає в

тому, що при дослідження свердловини протягом однакових проміжків часу з різними дебітами буде отримана індикаторна крива, яка характеризує роботу свердловини для даного проміжку часу. При цьому обов'язковою умовою є необхідність після кожного режиму свердловини до її зупинки до повного вирівнювання тиску по всьому пласту. Причому, якщо пластовий тиск не встигає повністю вирівнятися між режимами, і час роботи свердловини дорівнює часу зупинки між режимами, то отримана індикаторна крива також дозволяє достатньо точно визначити параметри пласта. Основний принцип ізохронного методу дослідження полягає в тому, що радіус дренажної області залежить не від дебіту, а від безрозмірного часу, який визначається за формулою:

$$t_p = \frac{0,348 \cdot 10^{-3} k P_{cep} t}{m \mu R_x^2}, \quad (1.3)$$

де k і μ - коефіцієнти проникності пласта і в'язкості газу;

P_{cep} - середній пластовий тиск; t - час роботи свердловини після її пуску;

m - пористість колектора;

R_x - радіус дренажу свердловини.

Прийнята умова означає, що для одного і того ж проміжку часу, незалежно від дебіту, буде дренажуватися зона однакового радіусу. В цьому випадку кут нахилу індикаторної кривої, побудованої в координатах $\frac{\Delta P^2}{Q}$ від Q залишається однаковим. Сталість кута нахилу була підтверджена промисловими дослідженнями. В противному разі застосування будь-якої модифікації методу сталих відборів в свердловинах з тривалою стабілізацією дебіту і тиску було б неможливим.

Для двочленного закону фільтрації газу до свердловини результати дослідження ізохронним методом обробляються за формулою:

$$\frac{P_{nl}^2 - P_{виб}(t_p)^2}{2P_{ам}} = A(t_p)Q(t_p) + B(t_p)Q(t_p)^2, \quad (1.4)$$

де $P_{виб}(t_p)$ - вибійний тиск, що відповідає часу t_p ;

t_p - час роботи свердловини, що не перевищує 60 хв. і однаковий для всіх режимів дослідження;

$Q(t_p)$ - дебіт свердловини, що відповідає часу t_p ;

$A(t_p)$ - коефіцієнт фільтраційного опору, який залежить від властивостей пористого середовища та газів і рідин, що його насичують, і від радіусу дронування R_x .

В даному випадку змінність коефіцієнта $A(t_p)$ зумовлена не лише радіусом зони дронування, а і залежить від тривалості роботи свердловини на кожному режимі. Якщо час роботи стане рівним часу повної стабілізації режиму, то радіус контуру дронування доходить до радіуса контуру живлення R_{cm} . Тобто, чим більший час t_p , тим ближча підходить коефіцієнт $A(t_p)$ до істинного його значення A_{ic} . Коефіцієнт $A(t_p)$ має таку структуру:

$$A(t_p) = \frac{ZP_{ам}T_{nl} \ln \frac{R(t_p)}{r_c}}{2\pi \frac{kh}{\mu} T_{cm}}, \quad (1.5)$$

де μ , Z - коефіцієнти в'язкості та над стисливості газу і залежать від тиску, температури і складу газу;

T_{cm} і T_{nl} - стандартна і пластова температури відповідно;

h - товщина пласта;

k - коефіцієнт проникності пласта;

r_c - радіус свердловини;

$R(t_p)$ - радіус дронування, охоплений за час роботи t_p .

При сталості всіх параметрів коефіцієнт $A(t_p)$ залежить лише від $R(t_p)$. В залежності від колекторських властивостей пласта і від тривалості роботи свердловини на різних режимах величина $A(t_p)$ може змінюватися від кількох відсотків до кількох разів. Величина коефіцієнта $B(t_p)$ також залежить від тривалості стабілізації тиску і дебіту, але залежність ця настільки несуттєва, що нею можна знехтувати.

Коефіцієнт $B(t_p)$ визначається як:

$$B(t_p) = \rho_{ам} P_{ам} Z T_{пл} \frac{\left(\frac{1}{\frac{r_c - 1}{R(t_p)}} \right)}{2\pi^2 l h^2 T_{см}}, \quad (1.6)$$

де l - коефіцієнт макрошорсткості, який залежить від пористості, проникності, форми і звивистості фільтраційних каналів і може бути визначений лише експериментально.

Виправдане нехтування впливом часу роботи свердловини на величину коефіцієнта B дозволяє визначити його величину по нестабілізованим значенням вибійних тисків і дебітів на різних режимах.

Обробляючи результати дослідження у координатах $\frac{P_{пл}^2 - P_{виб}(t_p)^2}{Q(t_p)}$;

$Q(t_p)$ визначають коефіцієнт $A(t_p)$ як відрізок, що відсікається на осі ординат, а коефіцієнт $B(t_p)$ як тангенс кута нахилу прямої. Знання практично точного значення коефіцієнта $B(t_p)$, як такого, що не залежить стабілізації режиму, дозволяє легко визначити істинне значення коефіцієнта A_{ic} , наприклад, з рівняння припливу.

Головним недоліком ізохронного методу є необхідність досягнення повного відновлення тиску між режимами. Для колекторів, в яких стабілізація

тиску і дебіту на різних режимах вимагають десятки годин, а інколи і днів, використання ізохронного методу так само недоцільне, як і методу сталих відборів.

Тому був розроблений ще один метод, який був покликаний не лише зменшити час стабілізації тиску і дебіту при роботі на режимі, а й зменшити час на відновлення тиску між режимами (КВТ), так званий прискорено-ізохронний метод. Суть цього методу полягає в наступному. Свердловину пускають в роботу на першому режимі з часом t_{p1} . Тривалість роботи на кожному наступному режимі вибирається таким же чином, як і при ізохронному методі, і не перевищує 60 хв. Але на всіх режимах роботи час однаковий, тобто $t_{p1} = t_{p2} = \dots = t_{pn}$. На кінець часу t_{p1} фіксують тиск, температуру і дебіт газу $Q(t)_p$. Після цього свердловину закривають для відновлення тиску до $P_{пл.умовн.} = (0,98 - 0,98)P_{пл.}$, причому значення $P_{пл.умовн.}$ після кожного режиму повинно бути однаковим, а його величина вибирається в залежності від темпу відновлення тиску. В залежності від темпу стабілізації тиску і дебіту на режимі та від темпу відновлення тиску при закритті свердловини отримана індикаторна крива не завжди проходить через початок координат. Аналогічно відпрацьовують всі останні режими роботи та відновлення пластового тиску. Розрахунок тиску проводиться за формулою:

$$P_{пл.умовн.}^2 - P_{с}^2(t_p) = A(t_p)Q(t_p) + BQ^2(t_p). \quad (1.7)$$

Із графічної залежності $\Delta P^2 / Q(t_p)$; $Q(t_p)$ визначають коефіцієнт $A(t_p)$ як відрізок, що відсікається на осі ординат, а коефіцієнт B - як тангенс кута нахилу до осі абсцис прямої, що описується залежністю:

$$\frac{[P_{пл.умовн.}^2 - P_{с}^2(t_p)]}{Q(t_p)} = A(t_p) + BQ(t_p). \quad (1.8)$$

Істинні ж значення коефіцієнтів рівняння припливу знаходяться так же, як і в ізохронному методі. Заміна ізохронного методу прискорено-ізохронним

хоч і дозволяє скоротити тривалість часу дослідження, але теж вимагає досить багато часу на його проведення.

Резюме, яке можна зробити після огляду відомих розповсюджених методів дослідження, може бути однозначно не на їх користь, оскільки кожен з методів вимагає відпрацювання 5-8 режимів прямого ходу і 2-3 зворотного.

Якщо проаналізувати наведені методи дослідження газових і газоконденсатних свердловин [1 - 11], то міркування з приводу їх ефективності можна викласти в таблиці 1.1.

Дані, отримані при дослідженні свердловин вищенаведеними методами, використовують для виконання інтерпретації отриманих даних.

У якості постановки задачі роботи слід відзначити удосконалення методу дослідження (V) [12, 13], який би забезпечив:

- підвищення вірогідності вимірювання початкових пластових тиску і температури завдяки тому, що вибійний тиск в процесі дослідження не обмежується;
- вимірювання температури по стовбуру свердловини в процесі стабілізації та відновлення тиску для забезпечення визначення дійсного сумарного припливу з продуктивного пласта, оскільки вимірюваний дебіт газу на поверхні не завжди дорівнює фактичному дебіту із пласта в даний момент;
- збільшення обсягу отримуваної інформації з підвищеною точністю (параметри m , h , k розраховуються аналітично, а не визначаються наближеними геофізичними методами);
- спрощення керування величиною вибійного тиску для збереження величин початкових газогідродинамічних параметрів у присвердловинній зоні продуктивного пласта в процесі дослідження і експлуатації газових свердловин завдяки тому, що дослідження проводиться лише на одному стаціонарному режимі;
- скорочення витрат коштів і часу на дослідження свердловини;

Таблиця 1.1 - Аналіз способів дослідження газових та газоконденсатних свердловин

Спосіб	Кількість режимів, що відпрацьовуються при дослідженні свердловини	Скільки параметрів визначається	Можливість використання при дослідженні малодобітних свердловин	Час на дослідження	Втрати газу при дослідженні та забруднення навколишнього середовища	Вимірювання температури по стовбуру і на усті після пуску свердловини в роботу	Вимірювання температури по стовбуру і на усті після зупинки роботи свердловини в роботу	Кількість режимів, які можна отримати в результаті дослідження	Ефективна товщина пласта, пористість, коефіцієнт проникності пласта
I спосіб	5-8	7-8	ні	час для 5-8 режимів	втрати на 5-8 режимах	на усті і по стовбуру	на усті і по стовбуру	5-8	задаються за даними лабораторних досліджень
II спосіб	5-8	7-8	ні	час для 5-8 режимів	втрати на 5-8 режимах	на усті	на усті	5-8	задаються за даними лабораторних досліджень
III спосіб	5-8	7-8	ні	час для 5-8 режимів	втрати на 5-8 режимах	на усті	на усті	5-8	задаються за даними лабораторних досліджень
IV спосіб	5-8	7-8	так	час для 5-8 режимів	втрати на 5-8 режимах	на усті	на усті	5-8	задаються за даними лабораторних досліджень
V спосіб	1	Більше 20	так	час на I режим	втрати на I режимі	на усті і по стовбуру	на усті і по стовбуру	будь-яка	розраховуються

- скорочення втрат газу і газоконденсату в процесі дослідження свердловини;
- екологічність дослідження.

Застосування цього способу дає можливість визначити рівняння припливу газу на основі даних, отриманих в результаті дослідження свердловини лише на одному фактично відпрацьованому режимі, тобто визначити коефіцієнти лінійного і інерційного опору рівняння припливу [14]. Це означає, що задаючи дебіт, можна розраховувати аналітично будь-яку кількість режимів роботи свердловини, не відпрацьовуючи їх в промислових умовах.

Для інтерпретації кривих, отриманих в процесі дослідження свердловин (зняття кривої припливу і кривої відновлення пластового тиску) будь-яким із описаних вище способів використовують різні математичні методи.

Якщо проаналізувати наведені методи дослідження газових і газоконденсатних свердловин [1 - 11], то міркування з приводу їх ефективності можна викласти в таблиці 1.1.

Запропоновані для інтерпретації формули, що базуються на використанні інтегрально-показникової функції, досить складні, але аналітично з них отримані значно простіші методи, які досить точні і зручні в користуванні.

Раніше було запропоновано визначати вибійний тиск в свердловині $P_{виб}$ на будь-якій відстані r від неї за формулою:

$$\frac{P_{пл}^2 - P_{виб}^2}{2P_{ат}} = \frac{Q_y}{4\pi \left(\frac{kh}{\mu} \right)} [-E_i(-x)], \text{ де } Q_y - \text{усталений, стаціонарний дебіт, що}$$

не змінюється, а вираз $[-E_i(-x)]$ - так звана інтегрально-показникова функція (ІПФ) [2]. Якщо виписати її окремо, то це є ряд:

$$[-E_i(-x)] = \int_x^\infty \frac{e^{-t}}{t} dt = \ln \frac{1}{x} - 0,5772 + x - \frac{1}{2} \frac{x^2}{2!} + \frac{1}{3} \frac{x^3}{3!} - \frac{1}{4} \frac{x^4}{4!} + \dots, \text{ в якому}$$

$x = \frac{r^2}{4\alpha t}$, α - коефіцієнт п'єзопровідності, t - час. Було встановлено, що при малих значеннях x цей ряд прямує до нуля і його члени практично не впливають на точність розрахунку. Тому рекомендується ПФ записувати, обмежуючись першими двома членами, за простою формулою:

$$[-E_i(-x)] = \int_x^\infty \frac{e^{-t}}{t} dt = \ln \frac{1}{x} - 0,5772 = \ln \frac{4\alpha t}{r^2} - 0,5772 = \ln \frac{2,2458\alpha t}{r^2}. \quad (1.9)$$

Тоді в будь-якому діапазоні значень можна розрахувати інтегрально-показникову функцію. Тому для цієї функції були розраховані і складені таблиці для швидкого знаходження значень ПФ.

Отже, визначення $P_{вуб}$ на будь-якій відстані r від свердловини можна записати у вигляді:

$$\frac{P_{пл}^2 - P_{вуб}^2}{2P_{ам}} = \frac{Q_y}{4\pi \left(\frac{kh}{\mu}\right)} \ln \frac{2,2458\alpha t}{r^2}. \quad (1.10)$$

Саме таким чином рекомендовано визначати зміну тиску в глибині пласта, отже і поведінку $P_{вуб}$ в глибині пласта можна знайти в лабораторії, не запускаючи свердловину в роботу. В.М. Щелкачов в [15] пішов далі – використовуючи метод суперпозиції, який заключався в тому, що уявно одна свердловина працювала з постійним дебітом Q_y протягом часу T , з цього моменту її закривають, і з цього моменту починає працювати друга свердловина з таким же дебітом Q_y , тобто друга свердловина закачує стільки ж, скільки давала перша свердловина, але час її роботи буде t , а для першої час складе $T+t$. Тоді

$$\frac{P_{пл}^2 - P_{вуб}^2}{2P_{ам}} = \frac{Q_y}{4\pi \left(\frac{kh}{\mu}\right)} \left[\ln \frac{2,2458\alpha(T+t)}{r^2} - \ln \frac{2,2458\alpha t}{r^2} \right] = \frac{Q_y}{4\pi \left(\frac{kh}{\mu}\right)} \ln \frac{T+t}{t} \quad (1.11)$$

Таким чином метод суперпозиції привів до формули Р.Д. Хорнера

$$\frac{P_{nl}^2 - P_{вуб}^2}{2P_{ам}} = \frac{Q_y}{4\pi \left(\frac{kh}{\mu} \right)} \ln \frac{T+t}{t},$$

яка використовується при інтерпретації

промислових даних, отриманих при випробуванні пластів в процесі буріння. Або в іншому вигляді:

$$P_{nl}^2 - P_{вуб}^2 = \frac{2P_{ам}Q_y}{4\pi \left(\frac{kh}{\mu} \right)} \ln \frac{T+t}{t}. \quad (1.12)$$

Хронологічно методи обробки кривих припливу і відновлення тиску з практичними додатками до них для визначення параметрів пласта широко розвиваються приблизно з 1950 р., а застосовувати їх на промислах почали після 1953 р.

Всі методи виходять з деяких загальних спрощуючих передумов. Так, наприклад, обумовлено приймається, що перед зупинкою дебіт свердловини стабілізувався, тиск навколо неї розподіляється за стаціонарним законом; пласт характеризується сталою потужністю і однорідною проникністю; приплив однофазний. Приймається, що неусталений розподіл тиску в пружному однорідному пласті, насиченому пружним однорідним газом або однорідною рідиною навколо однієї збурюючої свердловини після зміни режиму її роботи (в окремому випадку після її зупинки), задовольняє основному диференціальному рівнянню $\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} = \frac{1}{\alpha} \frac{\partial p}{\partial t}$, де p - тиск в точці пласта, яка знаходиться на відстані r від свердловини, а α - коефіцієнт п'єзопровідності пласта.

Всі відомі методи, які ґрунтуються на вирішенні цього рівняння, можна певним чином класифікувати.

Більшість методів інтерпретації [16] ґрунтуються на припущенні про те, що пласт являється нескінченим (Д.Р.Хорнера [17]; Чатаса; Ю.П.Борисова; Г.І. Баренблата – Ю.П. Борисова [18], С.Г. Каменецького,

А.П. Крилова; Г.І. Баренблата – В.А.Максимова; І.А.Чарного – І.Д. Умрихіна; Е.Б.Чекалюка; УфНДІ; Ф.А. Требіна – Г.В. Щербакова) [19, 20]. Друга частина методів [19, 21] ґрунтується на припущенні, що пласт має кінцеві розміри (Міллера, Дайєса, Хетчинсона; І.А. Чарного). Крім цих методик є ще методика Томаса [22] для так званих «неблагополучних» свердловин, для яких характерний підвищений опір припливу до вибою за рахунок не лише природних гідравлічних опорів в колекторі, а й за рахунок недосконалого розкриття свердловини бурінням, обвалів за колоною, неякісного цементування. Існує також методика Джоєрса і Сміта [23], яка пропонує замість КВТ на вибої свердловини обробляти криві, отримані на усті нагнітальної свердловини, оскільки вони є дзеркальним відображенням КВТ на вибої досліджуваної свердловини.

Необхідно відмітити, що уява про нескінчений пласт для аналізу кривих відновлення тиску правильна, оскільки процес зняття кривих зазвичай продовжується недовго і збурення від різних границь пласта або з боку навколишніх свердловин не встигають суттєво вплинути на характер кривих.

Запропоновані раніше методи виходили з припущення про миттєве припинення припливу на вибій свердловини після її зупинки. Більш пізні методи врахували, що приплив змінюється. За способом урахування змінного припливу методи розподіляються на диференціальні, розроблені раніше (І.А.Чарного-І.Д.Умрихіна; Ю.П. Борисова), і інтегральні, розроблені дещо пізніше (Г.І.Баренблата, Ю.П.Борисова, С.Г.Каменецького, А.П.Крилова; І.А.Чарного-І.Д.Умрихіна; Е.Б.Чекалюка). Існують також диференціально-інтегральні методи обробки кривих (І.А.Чарного - І.Д.Умрихіна).

Метод І.А. Чарного.

Цей метод [19] розроблений для обмеженого пласта зі сталим тиском в контурі живлення. Чисельна перевірка розв'язку основного рівняння припливу для цього випадку без використання ЕОМ практично неможлива з тієї причини, що в розв'язок входить нескінчений ряд, виражений складними

функціями Бесселя. Враховуючи, що для свердловини (де $r_c \ll R_k$) через невеликий проміжок часу після зупинки свердловини у вищесказаному рядові основну роль відіграє його перший член, І.А.Чарний спростив розв'язок і представив його у вигляді: $\Delta P_{виб} = P_0 - P_{виб} = \frac{Q \cdot \mu}{1,56kh} \cdot e^{-\beta t}$. За

кривою відновлення тиску, отриманою в промислових умовах, побудованою

в координатах $\ln \left[\frac{d \left(\frac{\Delta P_{виб}}{2P_{ам}} \right)}{dt} \right], t$, (рисунок 1.1) визначають тангенс кута α , під

яким вона нахилена до вісі абсцис, тобто $\beta = \text{tg} \alpha$.

Величину $\frac{\beta}{R_k^2}$ розраховують за формулою: $\frac{\beta}{R_k^2} = \frac{\beta}{5,784}$, де R_k - радіус

контур дренування свердловини, м; β - тангенс кута α , під яким висхідна пряма нахилена до вісі абсцис, с^{-1} .

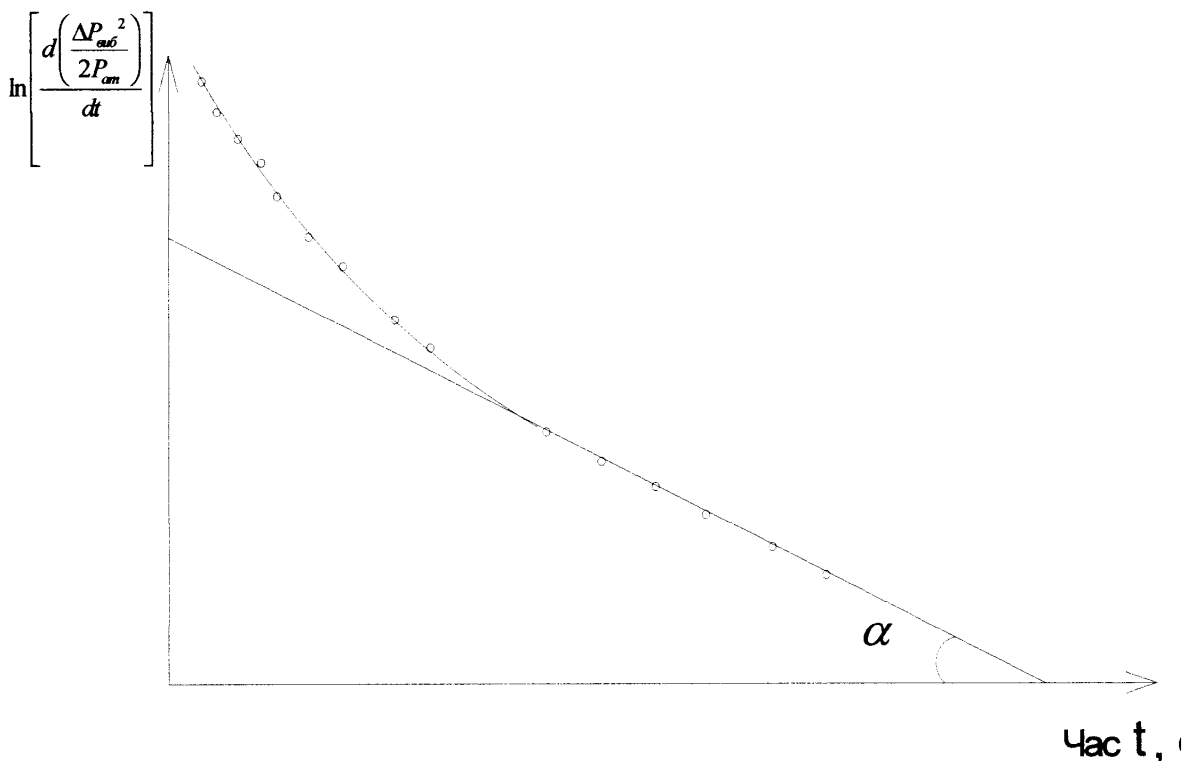


Рисунок 1.1 - Крива відновлення тиску, побудована за методом І.А.Чарного

Метод «ВНИИГаз»

Метод «ВНИИГаз» [1, 5] передбачає при обробці КВТ побудову

висхідної прямої в координатах: $y = \frac{P_{\text{віб}}^2}{2P_{\text{ат}}}$; $x = \ln t$.

В цьому випадку висхідна пряма, приведена на рисунку 1.2, описується

рівнянням $\frac{P_{\text{віб}}^2}{2P_{\text{ат}}} = \alpha + \beta \ln t$. Тут $P_{\text{віб}}$ - вибійний тиск після зупинки роботи

свердловини, Па; α - відрізок на вісі ординат, що відтинається висхідною прямою, Па; β - тангенс кута, під яким висхідна пряма нахилена до вісі абсцис, Па; α і β описуються відомими рівняннями:

$$\alpha = \frac{P_{\text{віб},0}^2}{2P_{\text{ат}}} + \beta \ln \frac{2,2458 \alpha \varepsilon}{r_n^2} + B Q_0^2, \quad \beta = \frac{Q_0 T_{\text{пл}} Z_{\text{пл}}}{4\pi \left(\frac{kh}{\mu} \right) \cdot T_{\text{ст}}},$$

де $P_{\text{віб},0}$ - вибійний тиск перед зупинкою роботи свердловини для реєстрації КВТ, Па;

B - коефіцієнт інерційного опору припливу газоконденсатної суміші до вибою свердловини, $\frac{\text{Па}}{(\text{м}^3/\text{с})^2}$;

Q_0 - дебіт газоконденсатної суміші перед зупинкою роботи свердловини, $\text{м}^3/\text{с}$.

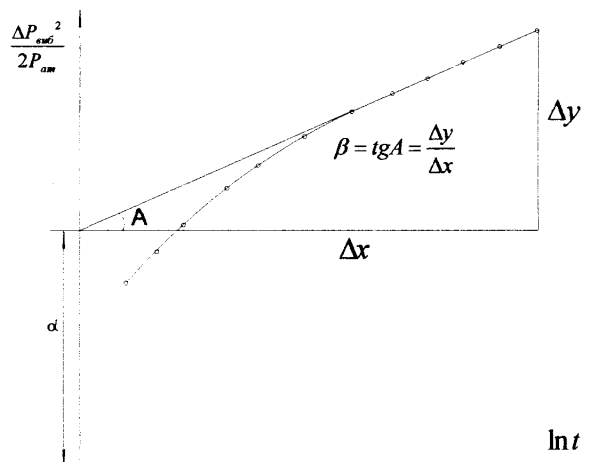


Рисунок 1.2 - Графік обробки КВТ за методом «ВНИИГаз»

Із формули для β можна знайти гідропровідність віддаленої зони пласта $\frac{kh}{\mu} = \frac{Q_0 T_{nl} Z_{nl}}{4\pi\beta T_{cm}}$, а з формули для α можна знайти $\frac{\alpha}{r_{np}^2}$, знаходячи таким

чином параметр п'єзопровідності пласта

$$\frac{\alpha}{r_{np}^2} = 0,445276 \exp \left[\frac{\alpha - \frac{P_{виб.0}^2}{2P_{am}} - \nu Q_0^2}{\beta} \right].$$

Зрозуміло, що для визначення

параметрів гідропровідності і п'єзопровідності необхідно попередньо знайти коефіцієнти лінійного і інерційного опору припливу газоконденсатної суміші до вибою свердловини.

Метод УфНДІ

При обчисленнях за методом УфНДІ [24] розрахункова формула для інтерпретації кривих, отриманих при дослідженні газонасичених пластів має

$$\text{вигляд: } (P')^2 = P_{nl}^2 + 0,366G_0 \frac{\mu_2 X P_{am}}{kh} \lg \frac{\theta - \frac{V'}{G_0}}{\theta},$$

де G_0 - дебіт газу на початку кривої припливу;

θ - поточний час;

X - температурна поправка, що дорівнює $X = \frac{T_{nl} Z}{T_{cm}}$.

Результуюча крива для газонасичених пластів будується в координатах

$((P')^2, \lg \frac{\theta - \frac{V'}{G_0}}{\theta})$, при цьому прямолінійна ділянка кривої відсікає на осі

ординат відрізок, рівний квадрату величини пластового тиску. Кут нахилу

прямої « i » визначається графічно і дорівнює $i = 0,366G_0 \frac{\mu}{kh}$. Гідропровідність

пласта $\frac{kh}{\mu}$ визначається після підстановки в формулу $\frac{kh}{\mu} = \frac{0.366G_0XP_{am}}{i}$

величин i, G_0, X, P_{am} . Оскільки величини ефективної товщини пласта h і динамічної в'язкості газу відомі, то звідси визначається усереднена проникність пласта k .

Метод Ф.А. Требіна і Г.В. Щербакова

За методом Ф.А. Требіна і Г.В. Щербакова [19, 20] розрахункова формула для інтерпретації газонасичених пластів за вказаним методом має

вигляд: $P^2 = P_{ni}^2 + \frac{G^* \mu_z P_{am}}{2\pi l r} \ln \frac{t}{T^* + t}$. Ці формули справедливі при $t > t_m$ і $t > T^*$,

тобто коли час відновлення тиску перевищує час відкритого періоду випробування. Модифікований час T^* і модифікований дебіт

G^* визначаються за формулами: $T^* = 2 \left[t_m - \frac{1}{2} \frac{\sum_0^{m-1} q_{\frac{t_n+t_{n+1}}{2}} (t_n + t_{n+1})}{\sum_0^{m-1} q_{\frac{t_n+t_{n+1}}{2}}} \right]$,

$$G^* = \frac{V}{T^*} = \frac{\Delta t_n \sum_0^{m-1} q_{\frac{t_n+t_{n+1}}{2}}}{T^*}.$$

Результуюча крива будується в координатах $(\ln \frac{t}{T^* + t}, P^2)$, по якій визначається, аналогічно попереднім методам, пластовий тиск, кут нахилу лінійної ділянки кривої, гідропровідність, проникність і інші параметри пласта.

Кожен з математичних методів інтерпретації має свою область застосування. А.П. Канюга вивчав це питання і прийшов до висновку, що для малопродуктивних свердловин (продуктивність 20-50 т/добу) найбільш доцільно використовувати інтегральний метод Е.Б. Чекалюка; для свердловин з середньою продуктивністю (50-150 т/добу) найкраще використовувати інтегрально-диференційний метод І.А. Чарного-І.Д. Умрихіна, а для

високопродуктивних свердловин (більше 150 т/добу) найбільшу точність забезпечить метод Ю.П.Борисова.

Відомі методи визначення фізичних параметрів пласта можуть бути використані для обробки кривих зміни тисків і припливів лише у випадку дотримання певних умов роботи свердловини як до початку спостереження, так і в процесі дослідження. Так, наприклад, крива відновлення вибійного тиску після зупинки роботи свердловини чи зміни режиму її роботи підлягає обробці лише в тому випадку, коли досліджувана свердловина працювала до початку спостереження на усталеному режимі, вибійний тиск в процесі спостережень змінюється монотонно, вплив границь пласта несуттєвий, пластовий потік радіальний і т.д. Вказані обмеження виключають можливість обробки даних промислової експлуатації свердловин, режим яких змінюється в ту чи іншу сторону, чи то в результаті планування видобутку, чи із-за необхідності проведення якихось заходів. Не піддаються обробці характеристики багатьох фонтанних і насосних свердловин, які працюють періодично.

Метод Е.Б.Чекалюка

Найбільш точним методом [19, 25] є універсальний метод визначення фізичних параметрів пласта за промисловими даними Е.Б. Чекалюка, використання якого не обмежується будь-якими умовами. Отримана крива відновлення вибійного тиску і відповідна їй крива припливу можуть бути використані для визначення фізичних параметрів пласта.

Вихідні дані для розрахунків, а саме: крива вибійного тиску $P(t)$ і крива накопичення $V(t)$ в часі t від початку експлуатації, визначаються шляхом глибинних вимірювань.

Розрахункова формула обробки цих кривих роботи свердловини для загального випадку може бути представлена у вигляді наступної тотожності:

$$\frac{\Delta \bar{P}(t)}{\bar{Q}(t)} = \frac{t}{G(t)}, \quad (1.13)$$

де t - час від моменту пуску свердловини в експлуатацію;

$G(t)$ - функція накопичення, характерна для даної свердловини, значення якої відповідає сумарному відбору (об'ємному) рідини в пластових умовах за час роботи свердловини при сталій депресії, рівній одиниці;

$\bar{Q}(t)$ - середній в часі дебіт свердловини;

$\bar{P}(t)$ - усереднена депресія:

Середній дебіт розраховують за формулою:

$$\bar{Q}(t) = \frac{V(t)}{t}, \quad (1.14)$$

тут $V(t)$ - об'єм, відібраний із свердловини рідини за час t .

Для визначення усередненого значення депресії $\Delta\bar{P}(t)$ використовується відома інтегральна згортка, яка визначає об'єм продукції, відібраний із свердловини, а саме:

$$V(t) = \int_0^{t-\tau} \Delta P(t-\tau) \cdot dG(\tau), \quad (1.15)$$

причому $\Delta P(t)$ - фактична депресія в момент часу t .

Поділивши останній вираз для $V(t)$ на $G(t)$, отримуємо потрібне усереднене значення депресії $\bar{P}(t)$, тобто:

$$\Delta\bar{P}(t) = \frac{V(t)}{G(t)}. \quad (1.16)$$

Відношення значень для $\bar{P}(t)$ і $G(t)$ дають нам очевидну тотожність.

Характер функції накопичення $G(t)$ залежить від багатьох факторів – від геометрії фільтраційного потоку, неоднорідності пласта, граничних умов і фізичних параметрів покладу. Розрахунок невідомих параметрів покладу за приведеною тотожністю можливий в тому випадку, коли заданий аналітичний вираз функції накопичення $G(t)$. Функція $G(t)$ визначається

шляхом розв'язання диференційного рівняння Лапласа для пружної пластової системи з урахуванням відповідних граничних умов.

Усереднене значення депресії $\bar{P}(t)$ вираховують за допомогою графічних побудов, оскільки вихідна залежність $\Delta P(t)$ вимірюється у вигляді графіка.

Для зручності в практичній роботі слід побудувати попередньо допоміжну палетку абсциси $G(t)$, на якій знаходиться догори рівномірно розташована шкала значень $G(t)$, а донизу - допоміжна шкала значень τ , що згущується. Дослідну криву $\Delta P(t)$ переносять в систему координат $[\Delta P(t-\tau), G(\tau)]$, як це видно на рисунку 1.3, користуючись при цьому допоміжною шкалою τ на палетці $G(t)$ (рисунок 1.3).

Потім знаходять заштриховану на рисунку 1.3 площу $F\Delta$, яка відповідає інтегралу у виразі для $V(t)$. Потім знаходять площу $F\square$ прямокутника із основою $G(t)$ будь-якої висоти $\Delta P\square$ і вираховують усереднене значення депресії:

$$\Delta P(t) = \frac{F\Delta}{F\square} \Delta P\square \quad (1.17)$$

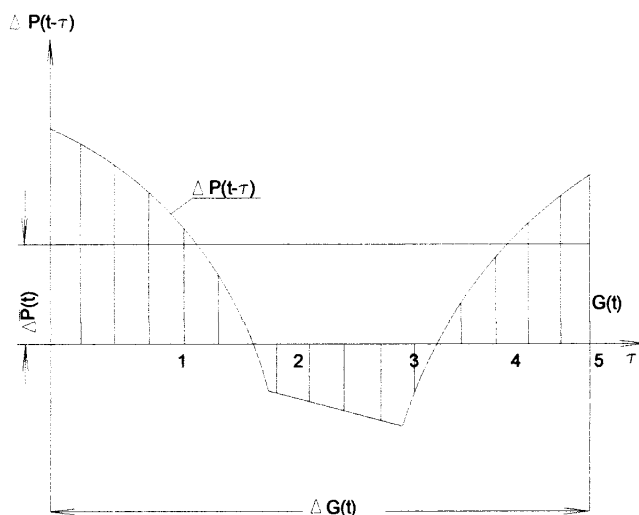
Для універсальності методу слід було б визначити аналітичне значення функції $G(t)$ для різних умов і побудувати комплект палеток.

В багатьох практичних випадках, коли тривалість спостережень за заміною вибійного тиску невелика, цілком достатньо обмежитися функцією припливу для радіального, необмеженого пласта з обмеженим радіусом свердловини. Ця функція може бути виражена з задовільним наближенням досить простою формулою Б.А. Богачова [19, 25, 26], а саме:

$$G(t) \cong \frac{4\pi kh}{\mu} \cdot \frac{t}{\ln \frac{\alpha}{r_{np}^2} t}, \quad (1.18)$$

де k - проникність пласта; h - потужність пласта; μ - в'язкість пластової рідини; α - п'єзопровідність пласта; r_{np} - зведений радіус свердловини.

Після підстановки $G(t)$ з формули Богачова в тотожність, отримаємо наступну розрахункову формулу:



$P(t)$ - вибійна депресія як функція часу; $G(t)$ - вісь абсцис в масштабі функції накопичення.

Рисунок 1.3 - Визначення величин усередненої депресії.

$$\frac{\Delta \bar{P}(t)}{\bar{Q}(t)} \cong \frac{\mu}{4\pi kh} \cdot \left[\ln \frac{\alpha}{r_{np}^2} + \ln t \right]. \quad (1.19)$$

В напівлогарифмічній системі координат $[y, x]$, де $y = \frac{\Delta \bar{P}(t)}{\bar{Q}(t)}$; $x = \ln t$

функція $G(t)$ зображається прямою лінією. За нахилом і положенням цієї прямої визначають відомими способами значення гідропровідності пласта

$\frac{kh}{\mu}$ і параметра $\frac{\alpha}{r_{np}^2}$.

Вибір масштабу часу t палетки $G(t)$ для усереднених депресій не впливає на нахил прямої $y = a + bx$. Як витікає з останнього рівняння, прямі

для різних масштабів часу зміщуються в системі координат $[x, y]$ паралельно. Вимірюючи час t в секундах, отримуємо точку перетину осі x прямою, побудованою за останнім рівнянням, абсциса якої x_0 відповідає невідомому

$$\frac{\alpha}{r_{np}^2}, \text{ причому значення } \frac{\alpha}{r_{np}^2} = e^{-x_0} \text{ вимірюється тоді в } \text{с}^{-1}.$$

При дослідженні свердловин в процесі буріння час спостереження зазвичай обмежений і вибійний тиск не встигає відновитися до рівня пластового. В таких випадках необхідно визначити за даними спостереження не лише провідність пласта, а й пластовий тиск. Для цього останнє рівняння запишемо так:

$$\frac{P_n - \bar{P}(t_n)}{\bar{Q}(t_n)} \cong \frac{\mu}{4\pi kh} \left[\ln \frac{\alpha}{r_{np}^2} + \ln t_n \right], \quad (1.20)$$

де P_n - пластовий тиск, який належить визначити; n - порядковий індекс розрахункових інтервалів часу.

Для будь-яких двох інтервалів часу t_n і t_m можна отримати з системи останнього рівняння наступне рівняння прямої лінії: $y = A_{m,n} + B_{m,n}x$, де

$$A_{m,n} = \frac{\bar{P}(t_n)\bar{Q}(t_m) - \bar{P}(t_m)\bar{Q}(t_n)}{\bar{Q}(t_m) - \bar{Q}(t_n)}, \quad (1.21)$$

$$A_{m,n} = \frac{\bar{P}(t_n)\bar{Q}(t_m) - \bar{P}(t_m)\bar{Q}(t_n)}{\bar{Q}(t_m) - \bar{Q}(t_n)}, \quad (1.22)$$

$x = \frac{\mu}{4\pi kh}$; $y = P_n$. Два невідомі значення x та y можна знайти з системи двох рівнянь типу $y = A_{m,n} + B_{m,n}x$ для утворення якої необхідно використати дані, по крайній мірі, в трьох інтервалах часу t_1, t_2, t_3 . Однак дані по трьох інтервалах дають вже три рівняння прямих типу $y = A_{m,n} + B_{m,n}x$ з сталими коефіцієнтами A_{12}, B_{12} ; A_{23}, B_{23} і A_{31}, B_{31} . В теоретичному випадку всі три прямі I, II, III перетинаються в одній точці, координати якої визначають

початковий пластовий тиск і гідропровідність пласта. Але на практиці, через похибки, неоднорідність пласта і ін., прямі перетинаються в різних точках (рисунок 1.4). Неспівпадання точок перетину дає уявлення про похибки визначень. Якщо неспівпадання невелике, то в практичній роботі координати x_{cp} , y_{cp} центра кола, вписаного в трикутник, можна прийняти в основу визначення пластового тиску і гідропровідності пласта, а саме:

$$P_{пл} \cong y_{cp} ; \frac{kh}{\mu} \cong \frac{1}{4\pi x_{cp}} .$$

Цим не вичерпується прикладне значення тотожності. Використовуючи аналітичний вираз функції накопичення $G(t)$ для більш складних умов, є можливість вивчити за тотожністю також неоднорідність пласта, наявність екранів, розміри покладу, режим пласта і ін.

Інформацію можливо отримувати, незалежно від процесів, що відбуваються у свердловині. Якщо свердловина простоює тривалий час, то в більшості випадків можливо визначити пластовий тиск, величина якого використовується при обробці результатів дослідження при усталених і неусталених режимах фільтрації. Якщо свердловина тільки що зупинена, то

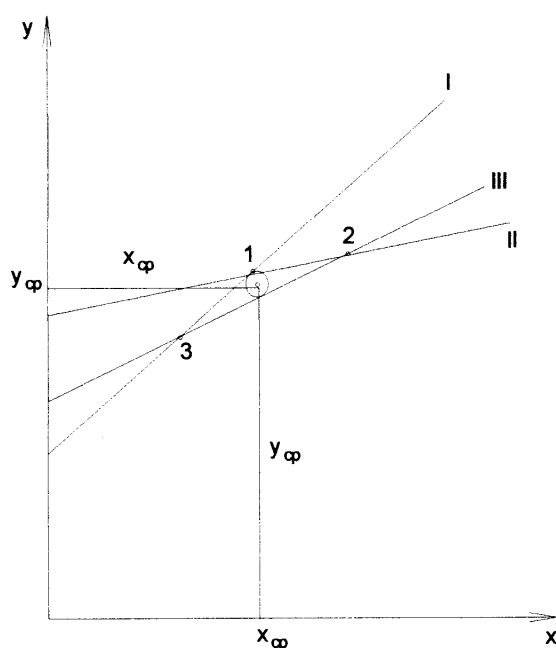


Рисунок 1.4. - Множина прямих

знімається КВД, по який визначаються параметри пласта. Якщо свердловина тільки пущена в роботу, то знімаються криві стабілізації тиску і дебіту, що також дозволяють визначити параметри пласта. Якщо свердловина експлуатується на визначеному режимі, то дані цього режиму можна використовувати при гідродинамічному дослідженні. Так, наприклад, дебіт свердловини і тривалість роботи її з даним дебітом використовуються при обробці КВД.

Важливо відзначити, що, крім основних параметрів, корисно вимірювати міжколонні тиски і їх зміну в залежності від процесу, що проходить у свердловині. Такі дослідження дозволяють вивчити міжколонні перетоки газу, герметичність свердловини і можливість перетоку газу у вищезалігаючі пласти. Таким чином, при будь-якому стані газової свердловини можна одержати певну інформацію, що може бути використана надалі при визначенні тих або інших параметрів пласта і свердловини. Тому весь процес дослідження свердловини повинний фіксуватися у часі з прив'язкою отриманих значень. На основі цих даних можливо створити банк даних характерних колекторів, обробку матеріалів досліджень яких можливо буде суттєво прискорити.

Метод похідної

Цей метод базується на припущенні про миттєву зупинку припливу після зупинки свердловини. Миттєву зупинку припливу можна розглядати як результат накладання двох протилежних потоків з рівними дебітами: позитивного робочого потоку рідини, що існує в свердловині до зупинки в свердловині, і від'ємного потоку, який виникає в момент зупинки.

Якщо до зупинки свердловина працювала на сталому режимі відбору рідини Q_0 , то в якості аналітичної формули розрахунку параметрів пласта можна використати формулу

$$\frac{P_{nl}^2 - P_{вуб}^2}{2P_{ам}} = \frac{Q_0}{4\pi \frac{kh}{\mu}} \left[E_i \left(-\frac{r_0^2}{4\alpha t} \right) - E_i \left(-\frac{r_0^2}{4\alpha(t+T)} \right) \right], \quad (1.23)$$

в якій T - час експлуатації з моменту запуску свердловини до моменту зупинки, с;

t - час від моменту зупинки свердловини, с;

Q_0 - дебіт свердловини перед її зупинкою.

Зазвичай приймають другий член цієї формули сталим і для достатньо малого значення аргументу $\frac{r_0^2}{4\alpha t} \ll 0,1$ цей вираз можна записати так:

$$\Delta P(t) = \frac{P_{nl}^2 - P_{внб}^2}{2P_{ам}} \cong \frac{Q_0}{4\pi \frac{kh}{\mu}} \left[\ln \frac{2,25\alpha}{r_0^2} + \ln t \right]. \quad (1.24)$$

Для отримання параметрів пласта будують за даними замірів криву $P_{внб} = f(\ln t)$, де t - час після зупинки свердловини (рисунок 1.5).

При малих значеннях часу t дослідна крива не має нічого спільного з теоретичною прямою (1.17), оскільки приплив рідини до свердловини після її зупинки в дійсності продовжується. Через деякий час приплив зменшується і дослідна крива наближується до прямої. Дотична до дослідної кривої для $t \gg t_n$ на ділянці АВ відповідає теоретичному рівнянню (1.23).

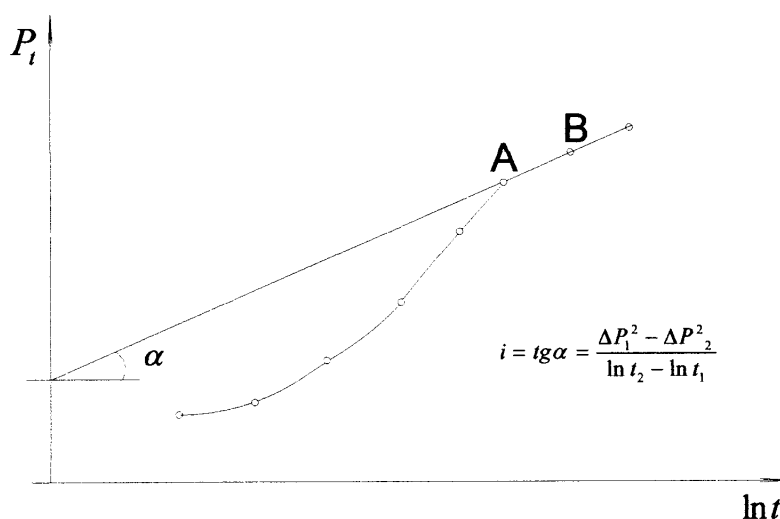


Рисунок 1.5 – Побудова теоретичної кривої підвищення тиску за методом дотичної.

Використовуючи це рівняння, знаходимо параметри пласта за формулами: $\frac{kh}{\mu} = \frac{Q_0 P_{am}}{2\pi i}$; $\frac{\alpha}{r_n^2} = \frac{1}{2,25} e^{-x_0}$; $i = \frac{\Delta P_1^2 - \Delta P_2^2}{\ln t_2 - \ln t_1}$, де i - кут нахилу

дотичної, а x_0 - відрізок абсциси, що відтинається дотичною. За методом дотичної визначають також пластовий тиск, покладаючи, що ордината, яка відповідає абсцисі $x = \ln T_n$ (де T_n - тривалість роботи свердловини до зупинки), повинна бути рівною початковому пластовому тиску.

Розглянемо основні положення, на яких базується теоретична база для проведення досліджень.

В даний час дослідження газових і газоконденсатних свердловин і обробка отриманих результатів здійснюються у відповідності із методиками, наведеними у [5, 6, 16, 27]. Устаткування устя свердловини для проведення газогідродинамічних досліджень у залежності від стадії освоєння родовища, мети, призначення і характеристики покладу проводиться в основному за двома типовими схемами, що відрізняються наявністю або відсутністю установки підготовки газу.

Устя свердловини, не підключеної до промислового газозбірного пункту, перед газогідродинамічними дослідженнями обладнується лубрикатором, зразковими манометрами, сепаратором, вимірником витрати, термометрами і викидною лінією для факелу. У залежності від наміченої програми можливі деякі зміни окремих вузлів зазначеної схеми. Зокрема, якщо передбачається проведення глибинної дебітометрії або вимір вибійного тиску і температури приладами з дистанційною реєстрацією, то замість звичайного лубрикатора встановлюється лубрикатор для спуску приладів на кабелі. При цьому машина з лебідкою замінюється однією з наявних геофізичних каротажних станцій АПЛ-64, АКС-64, АКСЛ-7. Якщо в газі, що добувається, не очікується значної кількості вологи і немає необхідності спуску глибинних приладів, то вибійний і пластовий тиски можна визначити по устьових вимірах розрахунковим шляхом, і тоді немає необхідності обладнувати устя свердловини лубрикатором. Як правило, названий випадок на практиці

зустрічається на неглибоких газових родовищах невеликої потужності при відсутності підшовної води й умов для утворення рідинної або піщаної пробки, при незначному вмісті важких компонентів у складі пластового газу і т.д.

Найбільш розповсюджена схема обв'язки устя свердловин, підключених до промислового газозбірної пункту, передбачає індивідуальне випробування кожної з них. Така схема вимагає устаткування устя свердловини лише лубрикатором, зразковими манометрами, термометрами і підключення досліджуваної свердловини до лінії випробування. Дебіт газу визначається за даними витратоміра, встановленого на лінії випробування. Для проведення наміченого дослідження вхід у загальний колектор закривається засувкою і на лінії випробування відкривається засувка. На обладнаних і введених у розробку родовищах необхідність подачі інгібітору в свердловину передбачається проектом розробки. Більшість газогідродинамічних і комплексних (із промислово-геофізичними) досліджень проводиться в свердловинах, підключених до промислового газозбірної пункту. Основна перевага випробування підключених свердловин - можливість проведення дослідницьких робіт без випуску газу в атмосферу.

Однак при дослідженні з випуском газу в газопровід різниця між пластовим і устьовим (після сепаратора) тисками повинна компенсувати втрати тиску при русі газу в пласті до вибою, по стовбурі свердловини, а також втрати в сепараторі на всіх 5-7 режимах, передбачених методикою досліджень. У деяких випадках, коли свердловини розкривають пласти з низьким тиском і практично на всіх родовищах на завершальній стадії їхньої розробки, дослідження з випуском газу в газопровід супроводжують певні ускладнення. Це пов'язано з тим, що невелика різниця між тиском у газопроводі і устьовим тиском після сепаратора обмежує число режимів дослідження. З метою забезпечення достатнього діапазону зміни устьового тиску на загальній схемі устаткування свердловини, підключеної до газозбірної пункту, передбачена факельна лінія для проведення частини

досліджень з випуском газу в атмосферу.

За минулі 10 років теорія і практика дослідження свердловин зазнали значних змін, зумовлених як геологічними, так і соціально-економічними факторами розвитку галузі. Були розроблені нові методи, створені нова техніка і технологія з дослідження свердловин, що розкрили газові, газоконденсатні і газонафтові поклади; істотно збільшилися діапазони зміни тиску і температури родовищ; змінився склад продукції, підвищилися вимоги до обсягу і якості вихідних даних, використовуваних при застосуванні ЕОМ; освоюються малопотужні газові та газоконденсатні родовища, при розкритті яких у більшості випадків відбувається одночасний приплив до свердловини газу і рідини і методика дослідження яких розроблена тільки за останні роки. До досить істотних недоліків можна віднести відсутність інформації про фізичні властивості газу при тисках до 80 МПа, властивості нафти і води, що використовуються при обробці результатів дослідження обводнених газових і газоконденсатних свердловин. Значне число обводнених свердловин на газових родовищах приводить до необхідності вивчати вплив відкладення солей на фільтраційні параметри за результатами їх дослідження, вміти оцінювати якість і кількість води, що надходить, з врахуванням явищ міжфазового переходу на границях фаз газ-газоконденсат-вода.

На практиці можливість одержання необхідної інформації, відповідно до програми дослідницьких робіт, передбачених проектом, істотно відрізняється від реальних умов. Ці умови зв'язані з несвоєчасними введеннями свердловин, ліній об'язки, установок по підготовці, з низькою продуктивністю окремих свердловин, аварійними ситуаціями та багатьма іншими причинами. З метою виконання запланованих об'ємів видобутку працівники видобувних організацій стають супротивниками проведення дослідницьких робіт, вважаючи, що краще виконати план, ніж провести дослідження, яке пов'язане з втратами часу, вуглеводневої продукції і зменшенням абсолютного об'єму видобутку.

У сучасних умовах особлива роль належить науковим дослідженням, спрямованим на розробку таких методів, за допомогою яких можна одержати необхідну інформацію з найменшими витратами сил і засобів на іспити. Аналіз робіт, виконаних виробничими об'єднаннями по освоєнню і дослідженню свердловин після виходу їх з буріння, проведення ремонтно-профілактичних і інтенсифікаційних робіт показують, що середньорічні зареєстровані втрати газу за передостанні 10 років коливаються від $1,1 \cdot 10^9$ до $2,5 \cdot 10^9$ м³ газу. Ці втрати, віднесені до річного видобутку газу в країні, складають 0,2-0,3%. Випуск газу при освоєнні й випробуванні свердловин в атмосферу суперечить енергозберігаючій політиці держави і забруднює навколишнє середовище. Необхідність охорони навколишнього середовища і природних ресурсів, виконання плану видобутку газу і конденсату при несвоєчасному введенні свердловин, ліній обв'язки, установок комплексної підготовки газу й інших промислових споруджень, відсутність потрібних дослідницьких контрольно-вимірювальних приладів, апаратури вимагають створення такого комплексу методів газогідродинамічних досліджень, що дозволив би одержати необхідну інформацію з обліком перерахованих вище факторів.

Якщо свердловина знаходиться на пошуковій площі і не введена в експлуатацію, то можливості дослідження в газопровід і використання даних експлуатації відпадають. При цьому потрібно звернути увагу на тривалість процесів стабілізації тиску і дебіту свердловини, відновлення вибійного тиску. Якщо свердловина розкриває пласти з тривалою стабілізацією тиску і дебіту, то слід використовувати одну з модифікацій методу сталих відборів. При цьому якщо значення коефіцієнтів фільтраційних опорів можуть бути визначені з необхідною точністю, то варто використовувати тільки одну криву стабілізації тиску і дебіту і, обробляючи таку криву, визначити значення цих коефіцієнтів. Якщо дослідження проводиться з метою визначення параметрів пласта, призначених для прогнозування темпу поступлення в газовий поклад

підшовної або крайової води, то досить зняти одну криву відновлення тиску, тому що параметри, отримані по кривих відновлення тиску, найбільш вірогідно характеризують віддалену від вибою свердловини частину пласта. Параметри, визначені за результатами методу сталих відборів, є осередненими від стінки свердловини до контуру живлення і при сильному забрудненні привибійної зони або поліпшенні в результаті проведення інтенсифікаційних робіт можуть істотно вплинути на величину осереднених параметрів. Цей вплив у кінцевому рахунку при прогнозуванні просування води в поклад може спотворювати дійсні темпи поступлення води. Істотним доповненням по удосконалюванню дослідження свердловин і одержанню інформації є різні модифікації методу сталих відборів, що дозволяють неодноразово скорочувати тривалість дослідження свердловин. Якщо свердловина експлуатаційна і підключена до установки по комплексній підготовці газу, то варто користуватися даними експлуатації для визначення коефіцієнтів фільтраційних опорів і параметрів пласта або ж досліджування проводити без випуску газу в атмосферу. Прискорені методи вивчення свердловин необхідно використовувати практично на свердловинах усіх родовищ, де тривалість стабілізації тиску та дебіту і відновлення тиску перевищує 1300с., тобто той необхідний мінімальний час для зупинки роботи свердловини, що передбачається прискореними методами.

Періодичність виміру пластових тисків по свердловинах установлюється відповідно до проекту, з урахуванням геологічних особливостей родовища і темпів відбору газу і газоконденсату (при наявності облямівки) з покладу. Обрана періодичність повинна забезпечити можливість оцінки характеру падіння і розподілу тиску з достатнім ступенем точності. Така періодичність обумовлюється запасами газу, річними відборами і характеристикою експлуатаційних об'єктів.

1.2 Сучасний стан газогідродинамічних досліджень газових та газоконденсатних свердловин

Гідрогазодинамічні методи дослідження газових свердловин розроблені головним чином в період 40-90 років ХХ століття.

Українські вчені в усі часи використовували передовий науковий досвід в галузі випробування та дослідження пластів та, спираючись на найкращі досягнення світової науки, прокладали свій шлях в ній, вносячи свій вклад в її досягнення.

До передового досвіду світової науки в галузі газогідродинамічних досліджень можна віднести все, що буде наведено нижче.

Вже в 1936 р. В.П.Яковлев [4] звернув увагу на те, що криві зміни тиску в свердловинах несуть інформацію не лише про фільтраційні параметри пласта, а також про його фізичні неоднорідності (екрани, перетоки).

А в 1935 р. в США були зроблені перші спроби інтерпретації кривих відновлення пластового тиску [19]. В колишньому СРСР перші важливі роботи в цьому напрямку були проведені в 1940-1950 роках В.М. Щелкачовим (ГрозНИИ) [28, 29]. Роулінс Є.Л і Шелхардт М.А. [30] запропонували використовувати для обробки кривої зміни тиску степеневу формулу. В процесі її застосування виявилось, що ця формула не чітко описує фізичні фактори, які характеризують фільтрацію газу і рідини в пористому середовищі продуктивних пластів. Для забезпечення більшої досконалості математичної обробки індикаторної кривої І.А.Чарний і Є.М. Мінський [31 - 35] запропонували використовувати двочленну формулу. Структура коефіцієнтів фільтраційного опору припливу газу до вибою свердловини, що входять в двочленну формулу, висвітлена в роботах [35 - 37].

Створенню наукової бази для дослідження газових свердловин сприяли теоретичні міркування про фільтрацію природних рідини і газу в пористих середовищах, викладені в наукових працях Л.С. Лейбензона і Г.Ф. Требіна [36, 37]. А вихід в світ наукових праць В.М.Щелкачова [24, 26], Ю.П. Коротаєва і О.П.Полянського [38 - 44], Е.Б. Чекалюка [45, 46] і І.А. Чарного [47, 48], Г.О. Зотова і С.М. Тверковкіна [2, 5, 6, 19], Р.М. Бузинова і І.Д. Умрихіна [49, 50], В. А. Мейера [51], а також інструкцій по дослідженню газових свердловин [2, 5, 6, 46] повністю забезпечили розвиток теорії і практики дослідження газових і газоконденсатних пластів і свердловин до сучасного рівня.

Застосування інтегрального методу Е.Б.Чекалюка [45, 46] дає можливість математично обробити криві зміни вибійного тиску після пуску свердловини в роботу (крива стабілізації) і після зупинки роботи свердловини (крива відновлення тиску), а використовуючи універсальну палетку А.П.Канюги [27, 52] для визначення інтегралу Дюамеля [53, 54], суттєво спрощується метод обробки і скорочується обсяг розрахункових робіт. Методи визначення параметрів пласта за кривими відновлення пластового тиску, при деяких спрощуючих припущеннях, розвивали пізніше вищенаведені вчені та М.М. Алізаде, D. Bourdet, D.R. Hörner, A.C. Gringarten та інші.

Виконаний аналіз фактичного матеріалу про результати дослідження газових свердловин в різних термобаричних і гірничо-геологічних умовах на Чутівському, Матвієвському, Юліївському, Абазівському, Нарижнянському (ДГП «Полтаванaftогазгеологія») газових родовищ показує, що визначення газогідродинамічних параметрів проводиться при підстановці в розрахункові формули визначених геофізичними методами ефективної товщини пласта h і коефіцієнта пористості m , тому розрахунок величин коефіцієнтів п'єзопровідності α і проникності k викликає деякий сумнів в їх точності.

Визначення величин k , m , h повинно витікати із аналітичних газогідродинамічних розрахунків, а не привноситися як вже відомі величини.

Після пуску свердловини в роботу в процесі стабілізації припливу пластового флюїду не реєструється зміна тиску і дебіту, тому визначення гідропровідності присвердловинної частини пласта в таких умовах ускладнюється.

При переході до наступного режиму роботи свердловини не відновлюються пластові (статичні) термобаричні умови, що призводить до деякого викривлення величини коефіцієнтів A і B з рівняння припливу пластового флюїду до вибою свердловини.

В процесі дослідження газових свердловин згідно діючим інструкціям відпрацьовують не менше 7 режимів, в результаті втрати газу при спалюванні його в факелах досягають значних величин. Так, наприклад, при дослідженні свердловини № 38 Чутівського газового родовища в інтервалі 2774-2821 м втрати газу від спалювання його в факелах склали 1125000 м³, що в перекладі на еквівалент нафти рівнозначно спалюванню близько 1 тис. м³ нафти. Наведений приклад переконливо свідчить про великі втрати газу в процесі дослідження газових свердловин на всій території України.

Метою роботи є удосконалення методики розрахунку газогідродинамічних параметрів пластів з використанням методів математичного моделювання для скорочення витрат часу, збільшення обсягу одержуваної геологічної інформації в процесі інтерпретації свердловин (більше 20 параметрів), в тому числі аналітичне визначення коефіцієнтів пористості m , проникності k , ефективної товщини продуктивного пласта h , розрахунку необмеженої кількості режимів роботи свердловини на основі одного фактично відпрацьованого стаціонарного режиму.

Абсолютно стаціонарного режиму фільтрації газу чи газоконденсату в пласті не існує, оскільки об'єми газових і газоконденсатних родовищ і запаси газу і газоконденсату мають кінцеві розміри. Однак при певній умовності фільтрацію газу можна рахувати усталеною. В реальних умовах за усталений приплив газу до свердловини можна вважати такий неусталений приплив, при якому зміна тиску і дебіту на протязі певного проміжку часу існуючими

найбільш точними приладами не фіксується. Тому в промислових умовах усталеним режимом вважається такий, коли вимірюваний параметр перестає «змінюватися». Очевидно, що проміжок часу, протягом якого вимірюваний параметр залишається незмінним, значно менший часу вичерпання покладу. При випробуванні газових і газоконденсатних свердловин при усталених режимах фільтрації методом сталих відборів вважають, що незмінність вимірюваних параметрів настає тоді, коли протягом часу Δt тиск, дебіт і температура змінюються менше, ніж межа похибки вимірювальних приладів δ , тобто $\frac{\Delta P}{\Delta t} \leq \delta$. Особливо це стосується зміни тиску і дебіту, оскільки в розрахунках ці параметри використовуються безпосередньо, а температура – шляхом переведення в градуси Кельвіна. Тобто усталеність режиму фільтрації прив'язана до точності приладу. В цілому величина ΔP може бути досить незначною і тому чекати дотримання умови $\frac{\Delta P}{\Delta t} \leq \delta$ недоцільно, оскільки при визначенні параметрів пласта і свердловини при прогнозуванні основних показників розробки газових і газоконденсатних родовищ використовується ряд даних з досить низькою точністю.

Взагалі час стабілізації припливу залежить від багатьох факторів, до яких належать: радіус контура дренування, пористість колектора, коефіцієнт проникності пласта, пластовий тиск, коефіцієнт в'язкості газу, п'єзопровідність пласта. Чим більший коефіцієнт проникності пласта, тим менший час, необхідний для стабілізації режиму і чим більша в'язкість газу, тим більший час стабілізації.

Теорія і практика дослідження газоконденсатних свердловин детально висвітлена в наукових працях [2, 5, 55-62].

Для вивчення сучасного стану дослідження газоконденсатних свердловин і виявлення основних напрямків удосконалення технології дослідження і методики розрахунку газогідродинамічних параметрів продуктивних пластів зібрано і проаналізовано фактичний матеріал про

результати дослідження газових та газоконденсатних свердловин в різних термобаричних і гірничо – геологічних умовах по 24 свердловинах Абазівського, Матвіївського, Наріжнанського, Чутівського і Юліївського газоконденсатних родовищ, поклади яких пов'язані з відкладами турнейського і візейського ярусів нижнього карбону і нижньої пермі (таблиця 1.2). Фактичний матеріал включає дані про пластові тиски і температури, дебіти газу і конденсатні фактори, гідрогазодинамічні параметри продуктивних пластів.

Конденсатний фактор в процесі дослідження газоконденсатних свердловин вимірювали малою термостатною сепараційною установкою МТСУ, що входить в комплект пересувної газоконденсатної лабораторії ЛПГ -1М. Дебіти газу вимірювались діафрагмовими вимірювачами критичної течії.

В цілому дослідження проводились у повній відповідності діючим інструкціям [2, 5, 27].

В той же час, враховуючи, що інструкції, технологія дослідження свердловин і методика розрахунку газогідродинамічних параметрів продуктивних пластів в деякій мірі застаріли, на основі аналізу фактичного матеріалу виявлені певні недоліки дослідження.

Нижче висвітлені основні недоліки дослідження газоконденсатних свердловин:

- в процесі дослідження свердловин не завжди забезпечують мінімально допустимий дебіт газу, при якому конденсат повністю виноситься на поверхню;

- в процесі дослідження газоконденсатної свердловини не надається належної уваги вивченню динамічної зміни фізичних властивостей газової фази;

Таблиця 1.2 - Перелік газоконденсатних родовищ і свердловин, по яких зібрано фактичний матеріал про результати дослідження газоконденсатних свердловин

Газоконденсатне Родовище	Номер свердл.	Інтервал дослідження, м	Горизонт	Діаметр діафрагми, мм	Дебіт газу, тис. м ³ /добу	Конденсатний фактор, см ³ /м ³
1	2	3	4	5	6	7
Абазівське	1	4370-4390	$C_1^{S_1}$	15,87	596	
- « -	2	4424-44-32	$C_1^{S_2}$	14,02	525,6	
- « -	7	4310-4317 4365-4375	$C_1^{S_2}$	17,0	765,0	
- « -	17	4643-4653		11,96	316,6	
- « -	20	4202-4220	$C_1^{S_2}$	24,8	508,1	135,0
- « -	24	4764-4779	$C_1^{S_2}$	27,6	570,8	113,5
Матвіївське	2	3990-4008	$C_1^{S_2}$	15,96	425	
- « -	6	3696-3712	C_2^B	12,0	480,4	96,6
- « -	6	3766-3777	C_2^B	14,0	579,9	87,2
- « -	6	3599-3605	C_2^B	24,0	335,2	49,2
- « -	6	3410-3416 3441-3450	C_2^B C_2^B	25,93	475,8	99,4
- « -	7	3502-3520	$C_1^{S_2}$	22,01	326,0	131,9
- « -	8	3784-3787	$C_1^{V_1}$	11,83	315,2	65,7
- « -	8	3597-3610	$C_1^{V_2}$	30,0	548,4	56,5
- « -	8	3549-3564 3569-3576	$C_1^{V_2}$ $C_1^{V_2}$	25,98	502,5	52,7
- « -	8	3510-3530	$C_1^{V_2}$	18,01	240,8	51,9
- « -	9	3790-3797	$C_1^{S_1}$	20,0	245,9	46,4
- « -	12	4115-4120 4130-4137	$C_1^{S_2}$	15,65	676,8	

Продовження таблиці 1.2

1	2	3	4	5	6	7
- « -	13	4054-4070	$C_1^{S_2}$	15,0	147,1	95,2
- « -	14	3633-3660	$C_1^{S_1}$	29	706,0	82,5
- « -	14	3535-3546 3555-3565	$C_1^{S_1}$	7,95	51,2	101,9
- « -	15	3784-3787 3794-3809 3809-3830	C_1	24,02	431,2	69,6
- « -	15	3784-3787 3794-3809	C_1	19,83	246,5	120,1
- « -	17	3452-3458 3987-4018	$C_1^{S_2}$ $C_1^{S_2}$	23,9 15,78	381 699,5	80,57
Нарижнянське	1	3573-3582	C_1	8,05	53,6	33,9 170,0 85,88
	1	3525-3528	C_2	27,0	566,9	
	1	3359-3378	$C_1^{V_1}$	14,02	162,9	
	13	4016-4041	C_1	23,01	339,3	
- « -	13	4000-4006 4016-4041	$C_1^{V_1}$ $C_1^{V_1}$	15,35	171,4	96,3
- « -	13	3912-3921 3928-3939 3944-3948	$C_1^{V_2}$ $C_1^{V_2}$ $C_1^{V_2}$	10,0	67,9	854,2
- « -	13	3876-3900 3912-3921 3928-3939 3944-3948		17,78	247,1	134,8
Чутівське	38	3056-3143	$P_1 C_2$	13,98	141,6	137,8
	38	2854-2875	$P_1 C_2$	22,0	349,4	99,6
	38	2840-2849	P_1	18,0	251,3	92,3
	38	2774-2821	P_1^{sl}	18,90	342,77	105,3
	38	2679-2701	$P_1 C_3$	17,8	189,4	75,5
- « -	42	3492-3523 3524-3549	P_1^{krt}	13,92	119,6	121,2
- « -	42	3492-3523 3533-3537 3542-3549	P_1^{krt}	13,92	119,6	121,2
Юліївське	7	3840-3525 3101-3116	C_1	10,0	83,2	136,5
	7	3125-3128 3132-3138	C_1	22,3	422,9	90,5
	- « -	7	3014-3028	$C_1^{S_2}$	17,78	188,1

Продовження таблиці 1.2

1	2	3	4	5	6	7
- « -	9	3452-3488 3494-3498	$C_1^{S_1}$ $C_1^{S_1}$	20,03	376,15	176,4
- « -	9	3021-3029 3040-3045	$C_1^{S_2}$ $C_1^{S_2}$	19,5	281,7	104,7
- « -	22	3102-3106	$C_1^{S_2}$	17,54	227,3	90,85

- в процесі дослідження свердловин не проводиться оперативний розрахунок кількості газоконденсату, що виділяється із газу в присвердловинній зоні пласта і в стовбурі свердловини;

- в процесі дослідження газоконденсатних свердловин відпрацьовують не менше 6-7 режимів, що призводить до великих втрат газу при спалюванні його в факелі (в умовах відсутності газопроводу); так, наприклад, в процесі дослідження свердловин №6,8,9,12,15 Матвіївського; 1,2,7 Абазівського і 38 Чутівського газоконденсатних родовищ лише на 10 досліджуваних об'єктах спалено в факелах 14 мл. 474 тис. куб. м. газу, що в перекладі на еквівалент нафти рівнозначно спалюванню близько 14 тис. куб. м нафти;

- аналіз результатів дослідження газоконденсатних свердловин показує, що для визначення газогідродинамічних параметрів проводять підстановку в розрахункові формули нібито заздалегідь відомих ефективною товщини пласта h і пористості m . Умови визначення параметрів пласта (пористості m , проникності k) по невеликих зразках в лабораторії в більшості випадків суттєво відрізняються від визначення цих параметрів в природних умовах, носять точковий характер, їх важко поширити на все родовище або продуктивний пласт. Це означає, що в подальших розрахунках величини, визначені з похибкою, будуть впливати на інші розрахункові величини, пов'язані з пористістю і проникністю. Зокрема з цієї причини вірогідність

розрахункової величини п'єзопровідності $\alpha = \frac{k \cdot P_{пл}}{m \cdot \mu}$ теж викликає певний

сумнів в точності його визначення, а також пов'язаного з п'єзопровідністю радіуса контуру дренажування: $R_k = \sqrt{\pi \alpha t}$. Крім того, слід мати на увазі, що параметри, які визначаються геофізичними методами, характеризують головним чином присвердловинну зону пласта; при дослідженні свердловин способами, які визначаються всіма відомими інструкціями з дослідження свердловин, в результаті інтерпретації отримують близько дев'яти параметрів;

- в процесі дослідження свердловин не дотримується обмеження пониження величини вибійного тиску, що може призвести до повної або часткової втрати проникності в присвердловинній зоні пласта.

Усунення цих недоліків забезпечить скорочення витрат газу в процесі дослідження, скорочення витрат коштів і часу на проведення дослідження, збільшення обсягу одержуваної геологічної інформації за рахунок збільшення кількості параметрів при підвищенні її точності за рахунок аналітичного визначення параметрів, які згідно діючим інструкціям визначалися не досить точними геофізичними методами.

Висновки до розділу 1

Як показав огляд літературних джерел і фактичного матеріалу з дослідження газових і газоконденсатних свердловин, при дослідженні на 5-8 режимах при відсутності газопроводу витрачається значна кількість часу, коштів і продукції, яка досліджується; забруднюється навколишнє середовище.

1. Відсутні методики розрахунку газогідродинамічних параметрів пластів та математичні моделі для вирішення задач досліджень свердловин і визначення параметрів продуктивних пластів, застосування яких забезпечило б розрахунок виключно на основі зміни тиску, температури і дебіту газу

ефективної товщини продуктивного пласта, коефіцієнтів пористості, проникності, п'єзопровідності і ін., не менше 20 параметрів.

2. Відсутні методики визначення рівняння припливу та математична модель, яка б забезпечила розрахунок необмеженої кількості стаціонарних режимів роботи свердловини на основі одного фактично відпрацьованого стаціонарного режиму при її дослідженні.

3. Із існуючих методів на увагу заслуговують ті, які є найбільш універсальними та забезпечують найвищу точність. Без сумніву до них у першу чергу належать методи Чекалюка Е.Б. та Чарного І.А.

РОЗДІЛ 2

УДОСКОНАЛЕННЯ МЕТОДИКИ РОЗРАХУНКУ ЄМНІСНО-ФІЛЬТРАЦІЙНИХ ПАРАМЕТРІВ ПРОДУКТИВНИХ ПЛАСТІВ

2.1 Удосконалена методика розрахунку ємнісно-фільтраційних параметрів газових пластів

Запропоновано новий методичний підхід до визначення коефіцієнтів A і B рівняння припливу, який базується на обробці кривих припливу та відновлення пластового тиску, отриманих на одному фактично відпрацьованому режимі, із одночасним застосуванням методів інтегрального Е.Б. Чекалюка та інтегрально-диференціального І.А. Чарного. Універсальність методу Е.Б.Чекалюка полягає в тому, що він використовується для необмеженого пласта і його застосування не обмежується будь-якими умовами. Метод І.А. Чарного розроблений для обмеженого пласта з сталим тиском в контурі живлення. Оскільки необмеженість пласта забезпечує сталий тиск в контурі живлення, то буде коректним використати перший і другий методи для одного і того ж процесу.

Формули, які використовуються в цих методах, досить складні, об'єм підрахунків дуже великий, а обчислення інтегралів за цими методами до цього часу виконувалось традиційно графічним методом (за допомогою палетки), який не дає бажаної точності. Тому, крім вирішення задачі створення нової методики розрахунку параметрів, актуально було підвищити також точність розрахунків, замінивши графічні методи на аналітичні. Цю задачу можна виконати лише за допомогою комп'ютера, а отже постала необхідність створити комп'ютерну версію аналітичного розрахунку параметрів, яка б базувалася на новій методиці обробки даних дослідження свердловин, і яка б використовувала найбільш універсальні методи обробки даних результатів дослідження.

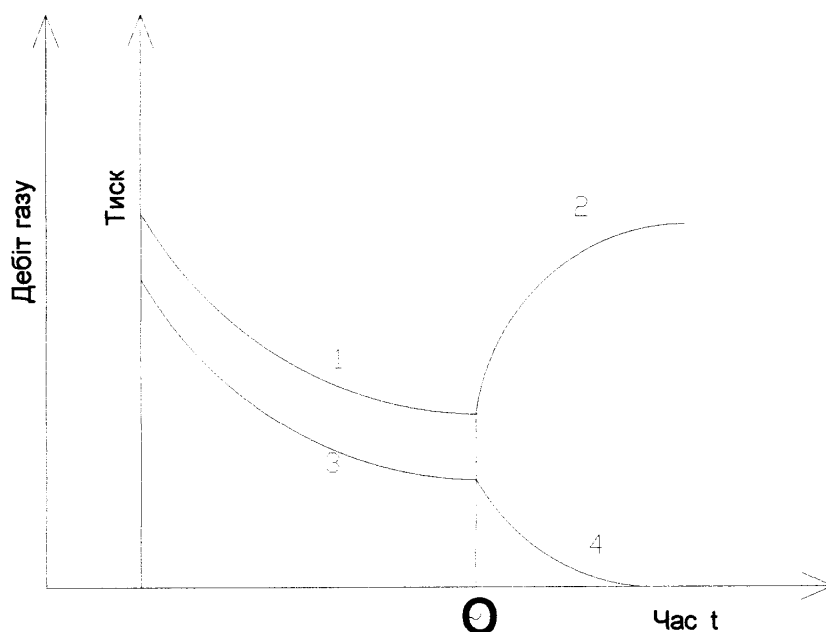
2.1.1 Математична обробка кривих припливу газу.

Крива припливу газу до вибою свердловини при пуску свердловини в роботу з стаціонарного стану, так само як і крива відновлення пластового тиску після припинення роботи свердловини, несе інформацію про фільтраційні параметри досліджуваного пласта. Вивчення кривої припливу несе інформацію про гідрогазодинамічні параметри присвердловинної зони досліджуваного пласта і тому воно заслуговує на увагу.

Математичну обробку кривих припливу газу проводять інтегральним методом Е.Б.Чекалюка [27, 45] з метою визначення величини газопровідності

присвердловинної зони пласта $\left(\frac{kh}{\mu}\right)_1$. Під терміном «кривих припливу»

маємо на увазі криву стабілізації вибійного тиску і криву стабілізації дебіту газу (рисунок 2.1, криві 1 і 3 відповідно).



1 - крива стабілізації вибійного тиску, Па;

2 - крива відновлення тиску (КВТ), Па;

3 - крива стабілізації дебіту газу, м³/с;

4 - крива затухаючого дебіту газу після зупинки роботи свердловини.

Рисунок 2.1 - Криві припливу газу і відновлення тиску.

Застосовуючи інтегральний метод Е.Б.Чекалюка, розрахунок координат для побудови висхідної прямої проводять за формулою (2.1):

$$Y^2 = \frac{\overline{P_n}^2 \overline{Q_m} - \overline{P_m}^2 \overline{Q_n}}{\overline{Q_m} - \overline{Q_n}} + X \frac{\overline{Q_m} \cdot \overline{Q_n}}{\overline{Q_m} - \overline{Q_n}} \ln \frac{t_n}{t_m}, \quad (2.1)$$

де Y^2 - ординати сім'ї прямих, які описуються формулою (2.1), Па;

$\overline{P_m}^2, \overline{P_n}^2$ - усереднені поточний і кінцевий вибійні тиски в другому ступені в процесі припливу газу, Па;

$\overline{Q_m}, \overline{Q_n}$ - усереднені поточний і кінцевий дебїти газу в атмосферних умовах, м³/с;

t_m, t_n - поточний і кінцевий час припливу газу, с;

X - абсциси сім'ї прямих, які описуються формулою (2.1), $\frac{\text{Па}}{\text{м}^3/\text{с}}$.

Усереднені поточний і кінцевий дебїти газу розраховують за формулами:

$$\overline{Q_m} = \frac{V(t_m)}{t_m}, \quad (2.2)$$

$$\overline{Q_n} = \frac{V(t_n)}{t_n}, \quad (2.3)$$

де $V(t_m), V(t_n)$ - сумарний приплив газу із пласта за час t_m і t_n відповідно, м³.

Усереднені поточні $\overline{P_m}^2$ і кінцевий $\overline{P_n}^2$ вибійні тиски в другому ступені в процесі припливу газу розраховують за формулами А.П.Канюги [27, 52]:

$$\overline{P_m}^2 = \alpha(d)_m \cdot P_m^2, \quad (2.4)$$

$$\overline{P_n}^2 = \alpha(d)_n \cdot P_n^2, \quad (2.5)$$

де $\alpha(d)_{m,n}$ - інтеграл Дюамеля, який розраховують за формулами [27, 52]:

$$\alpha(d)_m = 0,925 \frac{\int_0^{t_m} P_m^2(t) dt}{P_m^2 t_m} + 0,075, \quad (2.6)$$

$$\alpha(d)_n = 0,925 \frac{\int_0^{t_n} P_n^2(t) dt}{P_n^2 t_n} + 0,075. \quad (2.7)$$

Якщо позначити в формулі (2.1):

$$A_{m,n} = \frac{\overline{P_n^2 Q_m} - \overline{P_m^2 Q_n}}{\overline{Q_m} - \overline{Q_n}}, \quad (2.8)$$

$$B_{m,n} = \frac{\overline{Q_m} \cdot \overline{Q_n}}{\overline{Q_m} - \overline{Q_n}} \ln \frac{t_n}{t_m}, \quad (2.9)$$

то цю формулу можна переписати у вигляді [70]:

$$Y^2 = A_{m,n} + B_{m,n} \cdot X. \quad (2.10)$$

За даними дослідження газонасиченого пласта для різних поточних t_m і кінцевого t_n розраховують коефіцієнти $A_{m,n}$ і $B_{m,n}$ за формулами (2.8) і (2.9) і будують сім'ю прямих, що описуються рівнянням (2.10). Сім'я прямих показана на рисунку 2.2.

Абсциса точки перетину Y^2 дорівнює P_{ni}^2 , а абсциса точки перетину X_{cp} чисельно дорівнює величині $\frac{\mu \cdot P_{am}}{2\pi kh}$, тобто:

$$X_{cp} = \frac{\mu \cdot P_{am}}{2\pi kh}, \quad (2.11)$$

де P_{am} - атмосферний тиск, дорівнює $0,1013 \cdot 10^6$ Па;

μ - динамічна в'язкість газу в пластових умовах, Па·с;

k - коефіцієнт проникності газонасиченого пласта, м²;

h - ефективна товщина газонасиченого пласта (проникна частина розкритого інтервалу), м.

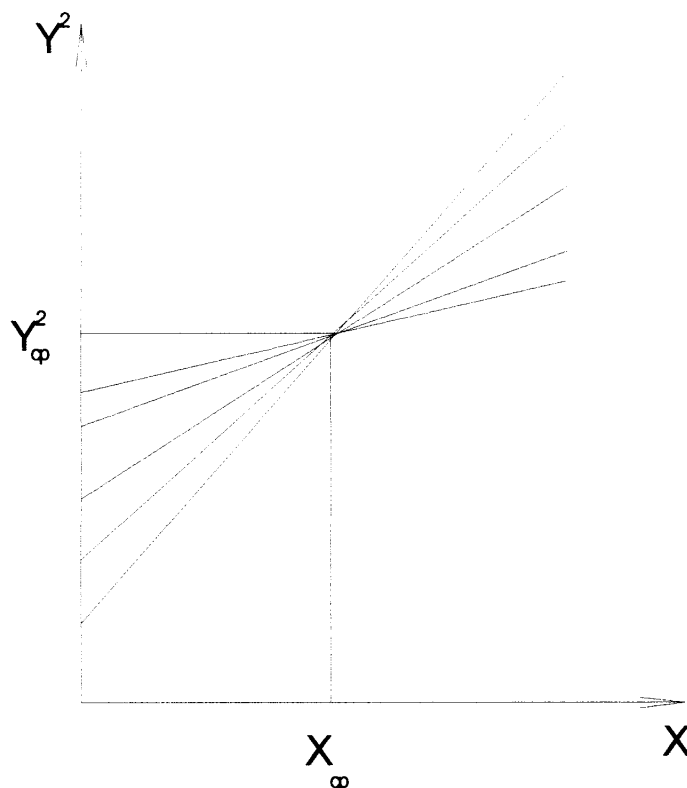


Рисунок 2.2 - Множина прямих $Y^2 = f(A_{m,n}, B_{m,n})$

Вирішуючи (2.11) відносно $\frac{kh}{\mu}$, розраховують газопровідність присвердловинної зони пласта.

$$\left(\frac{kh}{\mu}\right)_1 = \frac{P_{am}}{2\pi X_{cp}}. \quad (2.12)$$

2.1.2 Математична обробка кривої відновлення тиску інтегральним методом Е.Б.Чекалюка

Для кривої відновлення тиску час відраховують, починаючи з точки \mathcal{G} (рисунок 2.3), тобто $\mathcal{G} = t_m = 0$. Для кожного t_m вимірюють або розраховують величину вибійних тисків в другому степені, тобто P_m^2 , і будують графік

наростаючого вибійного тиску в другій степені $\Delta P_m^2 = f(t_m)$, його наведено на рисунку 2.3. З рисунка видно, що для точки \mathcal{G} маємо $\Delta P^2 = 0$.

Для всіх t_m і t_n розраховують інтеграли Дюамеля за формулами [27, 45, 52, 63, 64, 65, 66]:

$$\alpha(d)_m = 0,925 \frac{\int_0^{t_m} \Delta P_m^2(t) dt}{\Delta P_m^2 \cdot t_m} + 0,075. \quad (2.13)$$

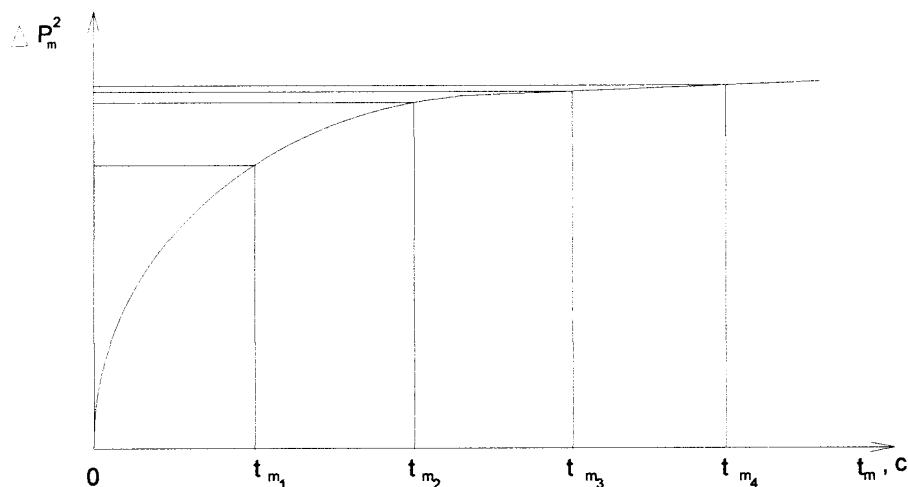


Рисунок 2.3 - Крива приросту вибійного тиску в другому ступені в часі після зупинки роботи свердловини

$$\alpha(d)_n = 0,925 \frac{\int_0^{t_n} \Delta P_n^2(t) dt}{\Delta P_n^2 \cdot t_n} + 0,075. \quad (2.14)$$

Для всіх t_m і t_n розраховують усереднені $\overline{\Delta P_m^2}$, $\overline{\Delta P_n^2}$, $\overline{Q_m}$, $\overline{Q_n}$ за формулами:

$$\overline{\Delta P_m^2} = \alpha(d)_m \cdot \Delta P_m^2, \quad (2.15)$$

$$\overline{\Delta P_n^2} = \alpha(d)_n \cdot \Delta P_n^2, \quad (2.16)$$

$$\bar{Q}_m = \frac{\Delta V(t)}{t_m}, \quad (2.17)$$

$$\bar{Q}_n = \frac{\Delta V(t)}{t_n}, \quad (2.18)$$

де $\Delta V(t)$ - приріст об'єму газу в свердловині в атмосферних умовах після зупинки її роботи, м³.

Накопичення газу в стовбурі свердловини розраховують за формулою:

$$\Delta V(t) = \frac{V_c T_{cm}}{T_{cp} P_{am}} \left(\frac{P_{cp}}{Z_{cp}} - \frac{P_{cp.o}}{Z_{cp.o}} \right), \quad (2.19)$$

де $\Delta V(t)$ - накопичення газу в стовбурі свердловини в стандартних умовах, починаючи з моменту зупинки роботи свердловини, м³;

V_c - активний об'єм стовбура свердловини, м³;

P_{cp} - середній тиск в стовбурі свердловини в довільний час t_m після зупинки роботи свердловини, Па;

T_{cp} - середня термодинамічна температура в стовбурі свердловини в довільний час t_m після зупинки роботи свердловини, К;

Z_{cp} - середній коефіцієнт стисливості газу в стовбурі свердловини в довільний час t_m після зупинки роботи свердловини, безрозмірний;

$P_{cp.o}, Z_{cp.o}$ - середні тиск і коефіцієнт стисливості газу в стовбурі свердловини перед зупинкою роботи свердловини, Па і безрозмірний відповідно [67, 68];

T_{cm} - стандартна термодинамічна температура, дорівнює 293 К;

P_{am} - атмосферний тиск, Па.

Для кожного t_m розраховують $\frac{\Delta \bar{P}_m^2}{Q_0 - \bar{Q}_m}$ і $\ln t_m$. Тут Q_0 - фактично стабілізований дебіт газу в атмосферних умовах перед зупинкою роботи свердловини, м³/с.

За даними розрахунку будують висхідну пряму в координатах $\frac{\Delta \bar{P}_m^2}{Q_0 - \bar{Q}_m}$, $\ln t_m$. Висхідна пряма показана на рисунку 2.4. Як видно з рисунку 2.4 висхідна пряма нахилена до вісі абсцис під кутом, тангенс якого $\operatorname{tg} \alpha = i$, і відтинає на осі абсцис відрізок x_0 .

Газопровідність віддаленої від свердловини зони пласта $\left(\frac{kh}{\mu}\right)_2$ та параметр п'єзопровідності $\frac{\alpha}{r_n^2}$ - розраховують за формулами відповідно [27, 45, 52, 69, 70]:

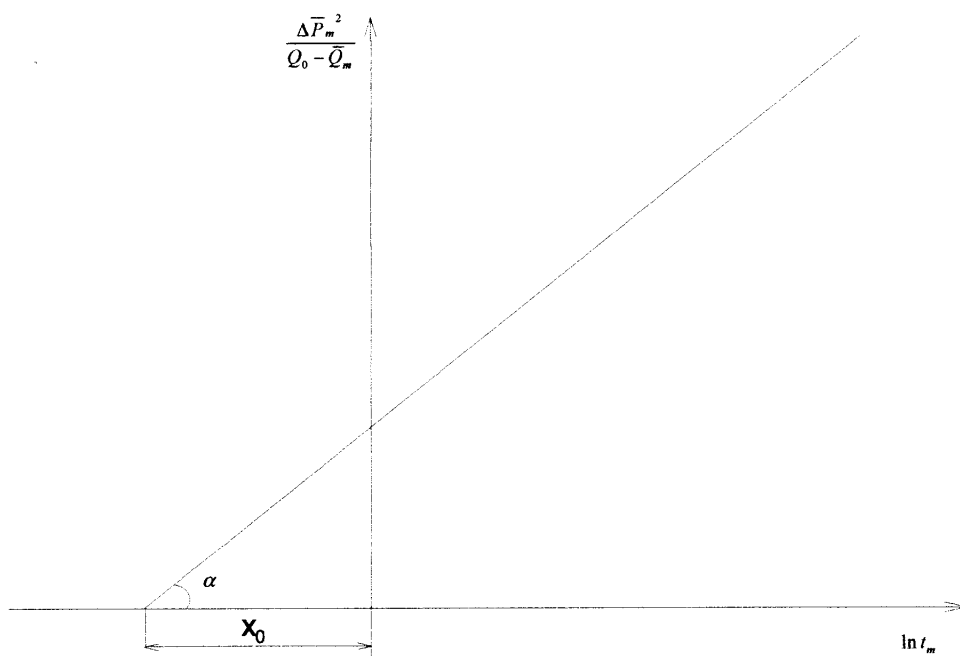


Рисунок 2.4 - Висхідна пряма обробки інтегральним методом Е.Б.Чекалюка кривої відновлення тиску

$$\left(\frac{kh}{\mu}\right)_2 = \frac{P_{am}}{2\pi i}, \quad (2.20)$$

$$\frac{\varkappa}{r_n^2} = e^{-x_0}, \quad (2.21)$$

де i - тангенс кута, під яким нахилена висхідна пряма до вісі абсцис, $\frac{Pa^2}{m^3/c}$;

\varkappa - коефіцієнт п'єзопровідності пласта, m^2/c ;

r_n - приведений радіус свердловини, м;

e - основа натуральних логарифмів;

x_0 - відрізок на осі абсцис, що його відтинає висхідна пряма обробки кривої відновлення тиску інтегральним методом Е.Б. Чекалюка, безрозмірний.

Коефіцієнт привибійної закупорки пласта Π_3 визначають за формулою [71, 72]:

$$\Pi_3 = \frac{\left(\frac{kh}{\mu}\right)_2}{\left(\frac{kh}{\mu}\right)_1}, \quad (2.22)$$

де Π_3 - коефіцієнт привибійної закупорки пласта, безрозмірний;

$\left(\frac{kh}{\mu}\right)_1$, $\left(\frac{kh}{\mu}\right)_2$ - газопровідність присвердловинної і віддаленої зон

пласта відповідно, $\frac{m^3}{Pa \cdot c}$.

Газопровідність присвердловинної і віддаленої зон продуктивного пласта можна визначити також математичною обробкою початкової і кінцевої ділянок кривої відновлення тиску [27].

2.1.3 Математична обробка кривої відновлення тиску методом І.А.Чарного

Математично обробляючи криву відновлення тиску методом І.А.Чарного [25, 27] і будуючи висхідну пряму в координатах

$$\left\{ \ln \left[\frac{d \left(\frac{\Delta P_{\text{суб}}^2}{2P_{\text{ам}}} \right)}{dt} \right], t \right\} \quad (\text{рисунок 2.5}), \text{ визначають тангенс кута } \alpha, \text{ під яким вона}$$

нахилена до вісі абсцис, тобто $\beta = \text{tg} \alpha$.

Величину $\frac{\beta}{R_x^2}$ розраховують за формулою [25]:

$$\frac{\beta}{R_x^2} = \frac{\beta}{5,78}, \quad (2.23)$$

де R_x - радіус контуру дренавання свердловини, м;

β - тангенс кута α , під яким висхідна пряма нахилена до вісі абсцис, с^{-1} .

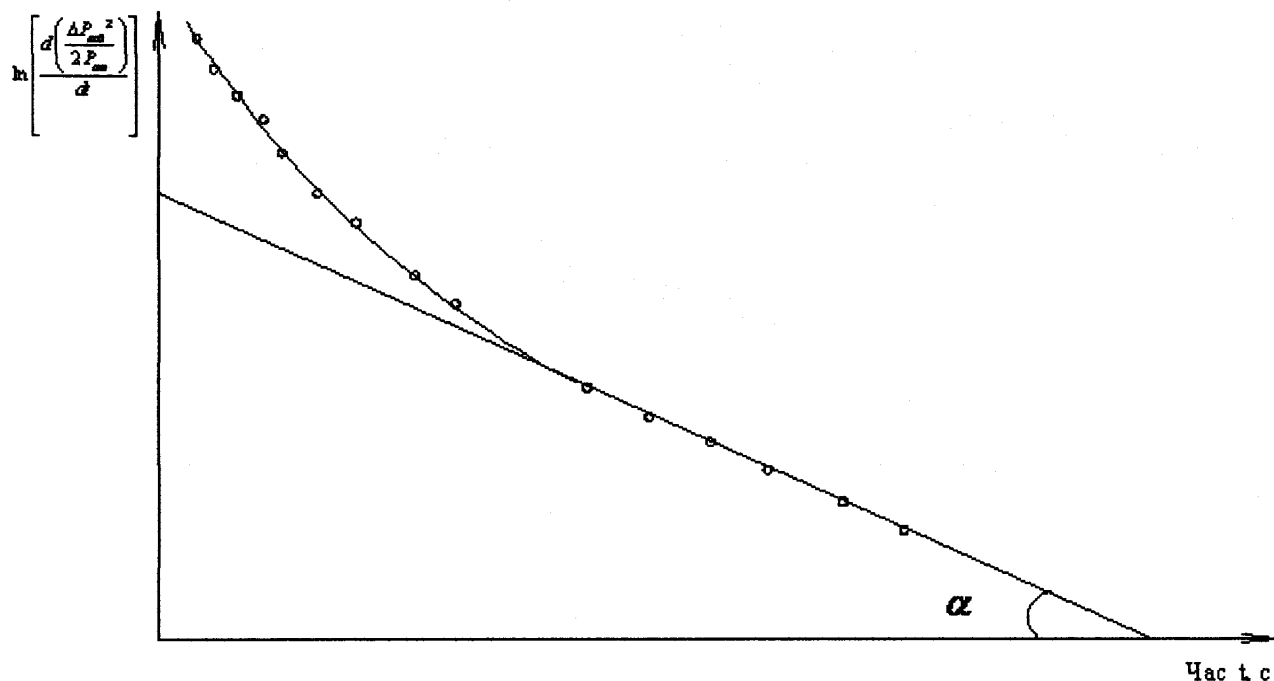


Рисунок 2.5 - Висхідна пряма математичної обробки методом І.А. Чарного кривої відновлення тиску

2.1.4 Розрахунок коефіцієнтів A і B двочленної формули припливу газу до вибою свердловини

Відомі показники, так звані комплексні параметри, $\frac{\alpha}{r_n^2} = N_1$ та

$\frac{\alpha}{R_k^2} = N_2$. Поділивши величину $N_1 = \frac{\alpha}{r_n^2}$, одержану при обробці кривої

відновлення тиску інтегральним методом Е.Б.Чекалюка, на величину

$N_2 = \frac{\alpha}{R_k^2}$, одержану при обробці кривої відновлення тиску методом І.А.

Чарного отримаємо: $\frac{N_1}{N_2} = \frac{R_k^2}{r_n^2}$, а отже, добувши квадратний корінь, маємо

відношення радіуса контуру дренажу до зведеного радіуса свердловини

$\frac{R_k}{r_n}$:

$$\frac{R_k}{r_n} = \sqrt{\frac{N_1}{N_2}}. \quad (2.24)$$

Розраховують величину коефіцієнта лінійного опору припливу газу до вибою свердловини за наступною формулою [2, 5, 19, 27, 38, 69, 71, 72]:

$$A = \frac{\ln \frac{R_k}{r_n}}{2\pi \left(\frac{kh}{\mu} \right)_2}, \quad (2.25)$$

де A - коефіцієнт лінійного опору припливу газу до вибою свердловини в

двочленній формулі рівняння припливу, $\frac{\text{Па}}{\text{м}^3/\text{с}}$;

$\left(\frac{kh}{\mu} \right)_2$ - газопровідність віддаленої зони пласта, $\frac{\text{м}^3}{\text{Па} \cdot \text{с}}$.

Підставляючи величину A в двочленну формулу припливу газу до вибою свердловини і вирішуючи відносно B розраховують його величину за формулою:

$$B = \frac{P_{nl}^2 - P_{виб}^2}{2P_{ат}Q^2} - \frac{A}{Q}, \quad (2.26)$$

де B - коефіцієнт інерційного опору припливу газу до вибою свердловини в

двочленній формулі, $\frac{Па}{(м^3/с)^2}$;

Q - стаціонарний дебіт газу фактично відпрацьованого режиму, $м^3/с$;

P_{nl} - пластовий тиск, Па;

$P_{виб}$ - стаціонарний вибійний тиск, Па.

Таким чином, одержано рівняння припливу газу до вибою свердловини (2.27) на основі одного практично стабілізованого режиму перед зупинкою роботи свердловини:

$$\frac{P_{nl}^2 - P_{виб}^2}{2P_{ат}} = AQ + BQ^2. \quad (2.27)$$

Тоді, задаючи величину дебіту (тобто змінюючи режим дослідження), можна відразу аналітично знаходити рівняння припливу для заданого дебіту, тобто аналітично можна отримати необхідну кількість режимів дослідження, не відпрацьовуючи їх практично, якщо виникає така необхідність.

Із формули (2.27) можливо аналітично визначити абсолютно вільний дебіт газу Q , прирівнявши $P_{виб}$ до $P_{ат}$.

2.1.5 Розрахунок зведеного радіуса свердловини r_n

Виведення формули для розрахунку зведеного радіуса свердловини r_n проводимо з рівнянь, наведених нижче [73]:

$$\frac{\alpha}{r_n} = N_1, \quad (2.28)$$

$$\frac{\varkappa}{R_k^2} = N_2. \quad (2.29)$$

В рівнянні (2.28) \varkappa і r_n невідомі, а величина $\frac{\varkappa}{r_n}$ в цілому відома, це комплексний параметр, визначений при обробці кривої відновлення тиску методом Е.Б. Чекалюка, умовно позначимо її N_1 .

В рівнянні (2.29) \varkappa і R_k^2 також невідомі, а величина $\frac{\varkappa}{R_k^2}$ в цілому відома як комплексний параметр - параметр п'єзопровідності; він визначений при обробці кривої відновлення тиску методом І.А.Чарного, умовно позначимо її N_2 [74].

Відома формула для розрахунку скін-ефекту, тобто показника якості розкриття пласта S , яка наведена в [75]:

$$S = \ln \frac{r_c}{r_n}, \quad (2.30)$$

та так звана формула Хоукінса для визначення величини S [75, 76, 77, 78]:

$$S = (\Pi_3 - 1) \ln \frac{R_k}{r_c}, \quad (2.31)$$

де S - показник якості розкриття пласта (скін-ефект), безрозмірний.

В формулах (2.30) і (2.31) величини S, r_n і R_k невідомі, а величина Π_3 і r_c - відомі. Π_3 визначена в підрозділі 2.1.2.

Вирішуємо праві частини формул (2.28) і (2.29) відносно \varkappa і прирівнюємо їх, в результаті чого одержуємо:

$$R_k^2 \cdot N_1 = r_n^2 \cdot N_2. \quad (2.32)$$

Прирівнюємо праві частини формул (2.30) і (2.31) і одержуємо:

$$\ln \frac{r_c}{r_n} = (\Pi_3 - 1) \ln \frac{R_k}{r_c}. \quad (2.33)$$

Вирішуємо (2.32) відносно R_κ і отримуємо: $R_\kappa = \sqrt{r_n^2 \left(\frac{N_2}{N_1} \right)} = r_n \left(\frac{R_\kappa}{r_n} \right)$,

далі підставляємо його в рівняння (2.33), одержуємо $\ln \frac{r_c}{r_n} = (\Pi_3 - 1) \ln \frac{r_n \left(\frac{R_\kappa}{r_n} \right)}{r_c}$.

Шляхом математичних поетапних перетворень, що наведені нижче, отримаємо:

$$\ln r_c - \ln r_n = (\Pi_3 - 1) \left[\ln r_n + \ln \frac{R_\kappa}{r_n} - \ln r_c \right],$$

$$\ln r_c - \ln r_n = (\Pi_3 - 1) \ln r_n + (\Pi_3 - 1) \ln \frac{R_\kappa}{r_n} - (\Pi_3 - 1) \ln r_c,$$

$$\ln r_c - (\Pi_3 - 1) \ln r_c - (\Pi_3 - 1) \ln \frac{R_\kappa}{r_n} = (\Pi_3 - 1) \ln r_n + \ln r_n,$$

$\Pi_3 \ln r_c - (\Pi_3 - 1) \ln \frac{R_\kappa}{r_n} = \Pi_3 \ln r_n$, та позначивши праву частину рівності через

n :

$$\Pi_3 \ln r_c - (\Pi_3 - 1) \ln \frac{R_\kappa}{r_n} = \Pi_3 \ln r_n = n,$$

одержуємо $e^n = r_n^{\Pi_3}$, звідки отримуємо (2.34):

$$r_n = \sqrt[\Pi_3]{e^n}, \quad (2.34)$$

де $n = \Pi_3 \ln r_c - (\Pi_3 - 1) \ln \frac{R_\kappa}{r_n}$, як було показано вище. Таким чином аналітично

розраховано зведений радіус свердловини r_n , знання якого, в свою чергу, дозволить розрахувати ще кілька важливих параметрів досліджуваного

пласта: α , R_κ , S , $\psi = \frac{k}{m}$.

2.1.6 Розрахунок коефіцієнта п'єзопровідності пласта α

Після визначення комплексного параметра п'єзопровідності пласта

$\frac{\alpha}{r_n^2} = N_1$ і зведеного радіусу свердловини r_n розрахунок коефіцієнта

п'єзопровідності пласта α проводять за формулою:

$$\alpha = N_1 \cdot r_n^2. \quad (2.35)$$

2.1.7 Розрахунок радіуса контуру дренування свердловини R_k

Після визначення комплексного параметра $\frac{\alpha}{R_k^2} = N_2$ і коефіцієнта

п'єзопровідності пласта α величину радіуса контуру дренування свердловини розраховують за формулою:

$$R_k = \sqrt{\frac{\alpha}{N_2}}. \quad (2.36)$$

2.1.8 Розрахунок показника якості розкриття пласта (скін-ефекту S)

Величину показника якості розкриття пласта (скін-ефекту S) розраховують за формулами:

$$S = \ln \frac{r_c}{r_n}, \quad (2.37)$$

$$S = \frac{\pi kh (P_{nn}^2 - P_{вуб}^2)}{Q\mu P_{ам}} - \frac{1}{2} \ln \frac{2,2458\alpha T}{r_c^2}, \quad (2.38)$$

де T - час припливу газу, с;

r_c - радіус свердловини по долоту, м.

$$S = \frac{\pi kh (P_{вуб.n}^2 - P_{вуб.o}^2)}{Q\mu P_{ам}} - \frac{1}{2} \ln \frac{2,2458\alpha t}{r_c^2}, \quad (2.39)$$

де $P_{\text{виб.п}}$ - тиск вибійний поточний після зупинки роботи свердловини, Па;

$P_{\text{виб.о}}$ - стаціонарний вибійний тиск до зупинки роботи свердловини, Па;

Q - стаціонарний дебіт газу до зупинки роботи свердловини, м³/с;

t - час відновлення тиску після зупинки роботи свердловини, с.

Формули (2.38) і (2.39) представлені у роботах [15, 76, 77, 78, 79, 80].

2.1.9 Розрахунок параметра відношення проникності до пористості

$$\psi = \frac{k}{m}$$

Комплексний параметр відношення проникності до пористості $\frac{k}{m}$

розраховують за формулою [45]:

$$\psi = \frac{k}{m} = \frac{\alpha \mu}{P_{nl}}, \quad (2.40)$$

де ψ - параметр відношення пористості до проникності, м²;

m - коефіцієнт пористості, частка одиниці.

Решта позначень попередня.

2.1.10 Розрахунок інформативного параметра x_0^* , ефективної товщини

продуктивного пласта h і коефіцієнтів пористості m і проникності k

В результаті пошуку основних напрямків розрахунку коефіцієнтів пористості m і проникності k , а також ефективної товщини газонасиченого пласта h виявилось [81], що функція добутку ємності і провідності пласта [82, 83] є не що інше, як парабола:

$$F = \frac{k}{m} m^2 h^2 = \frac{k}{m} (mh)^2 = \frac{k}{m} (U)^2, \quad (2.41)$$

де F - функція добутку ємності і провідності пласта, m^4 . Решта позначень попередня. Доведемо, що це є дійсно парабола. Для цього більш детально розглянемо структуру функції F .

$$F = mh \cdot kh = U \cdot W = mkh^2 = \frac{k}{m}(U)^2. \quad (2.42)$$

Знайдемо похідну цієї функції по параметру U , в результаті отримаємо:

$$F'_{mh} = 2 \frac{k}{m} U = 2W. \quad (2.43)$$

Тоді:

$$\left(\frac{mh}{m}\right)^2 = \frac{1}{k} F = \frac{1}{k} mkh^2 = \frac{1}{k} U \cdot W. \quad (2.44)$$

Відомо з аналітичної геометрії, що канонічне рівняння параболи має вигляд $y^2 = 2p_F x$, де p_F - фокальний параметр, що дорівнює відстані між фокусами параболи, а його половина дорівнює відстані від початку координат до фокуса параболи. Тоді $2p_F = \frac{1}{\frac{k}{m}}$, $p_F = \frac{1}{2\frac{k}{m}}$, і рівняння (2.44)

буде мати вигляд:

$$\left(\frac{mh}{m}\right)^2 = (U)^2 = \frac{1}{2\frac{k}{m}} \cdot 2U \cdot W. \quad (2.45)$$

Скоротивши обидві його частини на U , отримаємо:

$$U = \frac{1}{2\frac{k}{m}} \cdot 2W, \quad (2.46)$$

або з урахуванням вище наведених позначень:

$$mh = U = p_F \cdot F'. \quad (2.47)$$

Звідси знаходимо m :

$$m = \frac{p_F \cdot F'}{h}, \quad (2.48)$$

та h :

$$h = \frac{p_F \cdot F'}{m}. \quad (2.49)$$

Тоді

$$k = \frac{kh}{h} = \frac{W}{h} = \frac{kp_F F'}{mh} = \frac{kp_F F'}{U} = \frac{\frac{k}{m} p_F F'}{h} = \frac{\frac{k}{m} p_F F' m}{2x_0^*}. \quad (2.50)$$

Якщо врахувати, що $\varepsilon = \frac{k}{m} \cdot \frac{P_{nl}}{\mu}$, а $\psi = \frac{k}{m} = \frac{\varepsilon \mu}{P_{nl}}$, отримаємо $m = \frac{k P_{nl}}{\varepsilon \mu}$ і тоді

маємо:

$$h = \frac{2x_0^*}{m} = \frac{2x_0^* \varepsilon \mu}{k P_{nl}}. \quad (2.51)$$

Якщо отримане h підставити в (2.48), то отримаємо:

$$m = \frac{p_F k P_{nl}}{2x_0^* \varepsilon \mu} \cdot F'. \quad (2.52)$$

Якщо підставити $m = \frac{p_F k P_{nl}}{2x_0^* \varepsilon \mu} \cdot F'$ в (2.49), то отримаємо:

$$h = \frac{p_F \varepsilon \mu}{k P_{nl}} \cdot F'. \quad (2.53)$$

Якщо помножити (2.52) на (2.53), то отримаємо

$$mh = U = \frac{p_F^2 (F')^2}{2x_0^*}. \quad (2.54)$$

З іншої сторони $mh = U = 2x_0^*$, тоді $mh = U = \frac{p_F^2 (F')^2}{2x_0^*} = 2x_0^*$.

Вирішуючи останнє рівняння відносно x_0^* , отримаємо: $x_0^* = \frac{p_F \cdot F'}{2}$, а

оскільки $p_F = \frac{1}{2 \frac{k}{m}}$, то :

$$\frac{p_F}{2} = \frac{1}{4 \frac{k}{m}}. \quad (2.55)$$

Тоді $F = (mh)^2 = (U)^2 = \frac{k}{m} (2x_0^*)^2 = \frac{k}{m} \cdot 4x_0^{*2}$, і звідси маємо:

$$4 \frac{k}{m} = \frac{F}{x_0^{*2}}. \quad (2.56)$$

Якщо підставити останній вираз (2.56) в формулу (2.55), то отримаємо

$$\frac{p_F}{2} = \frac{1}{4 \frac{k}{m}} = \frac{x_0^{*2}}{F}, \text{ а звідси:}$$

$$x_0^* = \sqrt{\frac{p_F \cdot F}{2}}. \quad (2.57)$$

Таким чином, видно, що x_0^* - інформативний параметр, оскільки формулами пов'язаний з багатьма іншими параметрами: F , F' , m , k , h , mh , kh , $\frac{k}{m}$, α , μ , P_{nl} . Він чисельно дорівнює половині ємності пласта.

Графік функції $F = \frac{k}{m} m^2 h^2 = \frac{k}{m} U^2$ показано на рисунку 2.6. Перша похідна від функції F по mh в кінцевій точці М характеризує гідрогазодинамічні параметри даного пласта,

$\frac{dF}{d(mh)} = F' = 2\frac{k}{m}mh = 2\frac{k}{m}U = 2W$. Дотична до кривої $F = \psi m^2 h^2 = \psi U^2$ в

точці М, де функція досягає максимального значення, відтинає на вісі абсцис

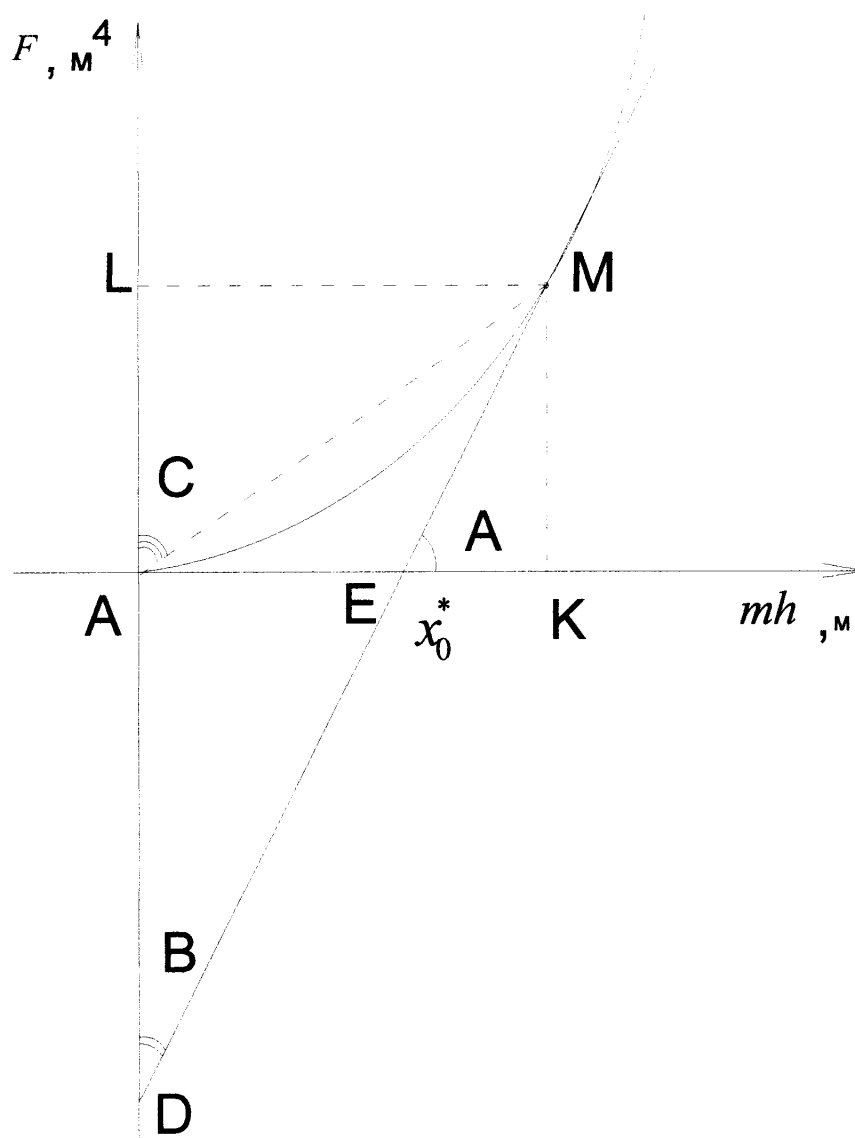


Рисунок 2.6 - Функція добутку ємності і провідності газонасиченого пласта

відрізок OE. Позначимо абсцису точки E через x_0^* . (Інформативний параметр x_0^* позначено знаком «*» для відзнаки його від подібної точки в інтегральному методі Е.Б. Чекалюка для обробки КВТ).

Для конкретного пласта кути А, В, С (рисунок 2.6) характеризуються величинами їх тангенсів, їх можна рахувати за наступними формулами:

$$\operatorname{tg}A = 2kh = 2W, \quad (2.58)$$

$$\operatorname{tg}B = \frac{1}{2kh} = \frac{1}{2W}, \quad (2.59)$$

$$\operatorname{tg}C = \frac{1}{kh} = \frac{1}{W}. \quad (2.60)$$

Кожен газонасичений пласт також характеризується конкретною величиною x_0^* .

З рисунку 2.6 видно, що

$$F'_M = \operatorname{tg}A = \frac{\frac{k}{m}(mh)^2}{mh - x_0^*} = \frac{\frac{k}{m}(U)^2}{U - x_0^*} = \frac{m kh^2}{mh - x_0^*} = \frac{U \cdot W}{U - x_0^*}. \text{ Вирішуючи відносно } x_0^*, \text{ і}$$

врахувавши, що $\alpha = \frac{k P_{nl}}{m \mu_{nl}}$ отримуємо:

$$x_0^* = \frac{F' mh - m kh^2}{F'} = \frac{2m kh^2 - m kh^2}{2kh} = \frac{mh}{2} = \frac{kh}{2 \frac{k}{m}} = \frac{F' P_{nl}}{4\alpha \mu_{nl}}. \text{ Домноживши на } \frac{kh}{kh},$$

маємо $x_0^* = \frac{mh}{2} \cdot \frac{kh}{kh} = \frac{m kh^2}{2kh} = \frac{m kh^2}{F'} = \frac{F'}{F'}$. Підставивши $P_{nl} = \rho_{nl} Z_{nl} R T_{nl}$, маємо

$$x_0^* = \frac{F' \rho_{nl} Z_{nl} R T_{nl}}{4\alpha \mu}; \quad \text{підставивши } \alpha = \frac{k P_{nl}}{m \mu}, \text{ маємо } x_0^* = \frac{F' \rho_{nl} Z_{nl} R T_{nl}}{4\psi P_{nl}};$$

підставивши $R = \frac{P_{am}}{\rho_{cm} Z_{am} T_{cm}}$, маємо $x_0^* = \frac{F' \rho_{nl} Z_{nl} P_{am} T_{nl}}{4\psi P_{nl} Z_{am} T_{cm} \rho_{cm}}$, тобто x_0^* дійсно є

функція багатьох параметрів досліджуваного пласта ($m, k, h, \mu, P_{nl}, \rho_{nl}, Z_{nl}, R, T_{nl}$), як вже було сказано вище.

Доведено також, що величина x_0^* описується наступними точними математичними формулами:

$$x_0^* = \frac{2k^3 h^3}{(F')^2 \frac{k}{m}}, \quad (2.61)$$

$$x_0^* = \frac{2k^3 P_{nl} h^3}{\mu (F')^2}, \quad (2.62)$$

$$x_0^* = \frac{\rho_{nl} Z_{nl} R T_{nl} F'}{4\mu}, \quad (2.63)$$

$$x_0^* = \frac{\rho_{nl} Z_{nl} R T_{nl} F}{4 \frac{k}{m} P_{nl}}, \quad (2.64)$$

де ρ_{nl} - густина газу в пластових умовах, кг/м³;

Z_{nl} - коефіцієнт стисливості газу в пластових умовах, безрозмірний;

R - питома газова стала, $\frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}$;

T_{nl} - термодинамічна пластова температура, К.

Решта позначень попередня. Можна визначити величину x_0^* геометрично. Це є точка перетину дотичної до функції в точці М з віссю абсцис (mh). Для цього звернемося до рисунку 2.6., з якого видно, що

$$\text{tg}A = F'(M) = 2kh; \quad \text{tg}B = \frac{1}{\text{tg}A} = \frac{1}{2kh}; \quad \text{tg}C = \frac{mh}{\frac{k}{m}(mh)^2} = \frac{1}{\frac{k}{m}(mh)} = \frac{1}{kh}. \quad \text{З однієї}$$

сторони $\frac{LM}{DL} = \text{tg}B = \frac{1}{kh}$, а з іншої сторони (рисунок 2.6)

$$\frac{LM}{DL} = \frac{LM}{LO + OD} = \frac{mh}{\frac{k}{m}(mh^2) + x_0^* 2kh} = \frac{U}{\frac{k}{m}(U \cdot h) + x_0^* 2W}.$$

Якщо прирівняти праві частини обох рівностей, то отримаємо наступне

рівняння: $\frac{1}{kh} = \frac{mh}{\frac{k}{m}(mh^2) + x_0^* 2kh}$. Звідси:

$$mh2kh = x_0^* 2kh + \frac{k}{m}(mh)^2;$$

$$mh2\frac{k}{m}mh = x_0^*2kh + k(mmh)^2;$$

$$2mh\frac{k}{m}mh = x_0^*2kh + \frac{k}{m}(mh)^2;$$

$$2\frac{k}{m}(mh)^2 = x_0^*2kh + \frac{k}{m}(mh)^2;$$

$$2\frac{k}{m}(mh)^2 - \frac{k}{m}(mh)^2 = x_0^*2kh;$$

шляхом наступних математичних перетворень поетапно отримуємо:

$$\frac{k}{m}(mh)^2 = x_0^*2kh;$$

$$x_0^* = \frac{\frac{k}{m}(mh)^2}{2kh} = \frac{mh}{2} = \frac{kh}{2\frac{k}{m}} = \frac{W}{2\frac{k}{m}}.$$

Фізичним змістом інформативного параметра x_0^* можна вважати його рівність половині ємності продуктивного пласта $\frac{m \cdot h}{2}$, або подвоєний інформативний параметр x_0^* дорівнює ємності пласта $mh = U$.

Таким чином, інформативний параметр x_0^* можна розрахувати за формулою:

$$x_0^* = \frac{kh}{2\frac{k}{m}} = \frac{W}{2\frac{k}{m}}. \quad (2.65)$$

Виходячи з властивостей функції F , можна перейти до визначення ефективної товщини пласта. Скористаємось допоміжним рисунком. Зробимо припущення про те, що $\Delta m \rightarrow 0$, щоб можна було вважати ділянку графічної залежності проникності k від пористості m при заданому значенні $\psi = \frac{k}{m}$ прямою лінією (рисунок 2.7).

Оскільки $\frac{dF}{d(mh)} = F' = \frac{d(mkh^2)}{d(mh)} = \frac{(m_2k_2 - m_1k_1)h^2}{(m_2 - m_1)h}$, то звідси:

$$h = \frac{F'(m_2 - m_1)}{(m_2k_2 - m_1k_1)}; \quad m_2k_2 = \Delta mk_2 + m_1k_2; \quad m_1k_1 = m_1k_2 - m_1(k_2 - k_1) ;$$

$$m_2k_2 - mk_1 = \Delta m_1k_2 + m(k_2 - k_1); \text{ тоді } h = \frac{F'(m_2 - m_1)}{(m_2k_2 - m_1k_1)} = \frac{F'\Delta m}{\Delta mk_2 + m_1(k_2 - k_1)}, \text{ і}$$

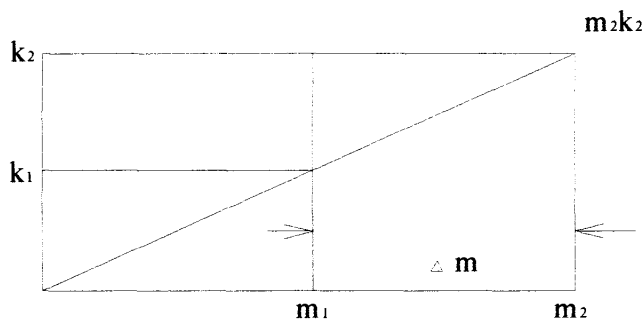


Рисунок 2.7 - Фрагмент графічної залежності k від m при сталому значенні

$$\psi = \frac{k}{m}$$

враховуючи, що $k_2 = m_2 \frac{k}{m}$, а $k_1 = m_1 \frac{k}{m}$, отримуємо:

$$h = \frac{F'\Delta m}{\Delta mm_2 \frac{k}{m} + m_1 \frac{k}{m} (m_2 - m_1)} = \frac{F'}{\frac{k}{m} (m_2 + m_1)}. \text{ (при } \Delta m \rightarrow 0 \text{).}$$

Таким чином, ефективну товщину газонасиченого пласта розраховують за наступною формулою:

$$h = \frac{dF}{d(m \cdot h)} \cdot \frac{1}{\frac{k}{m} (m_1 + m_2)}, \quad (2.66)$$

де $\frac{dF}{d(mh)}$ - перша похідна від функції F по mh в точці M , m^3 ;

h - ефективна товщина газонасиченого пласта, м;

m_1, m_2 - межа найменшої (можливої) і найбільшої (можливої) пористості для даного продуктивного пласта, частка одиниці.

Алгоритм поетапного визначення ефективної потужності, пористості та проникності продуктивного газового пласта передбачає наступні кроки:

1. Для визначеного раніше R_x і r_n знаходимо п'єзопровідність α , звідки розраховується комплексний параметр $\psi = \frac{k}{m}$ [73].

2. Розраховують значення функції F_{\max} (значення функції в точці максимуму) [73].

3. Знаходять похідну цієї функції в точці максимуму F'_{\max} .

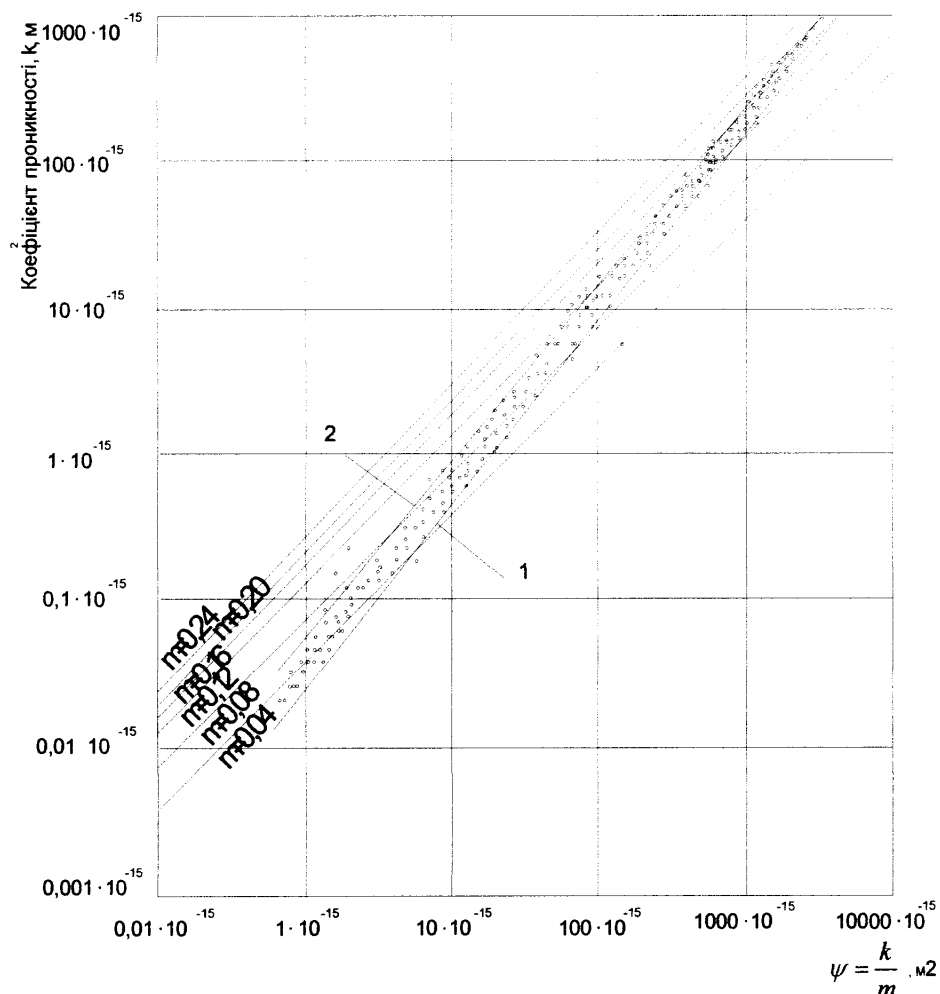
4. Визначають по графічній залежності проникності k від ψ з коридору імовірних значень пористості найбільш можливе m_2 і найменш можливе m_1 її значення для реального ψ .

5. Розраховують величину ефективної товщини пласта $h = \frac{F'_{\max}}{\psi(m_1 + m_2)}$.

6. Поділивши відомі величини U і W на величину ефективної потужності пласта h , визначаються величини пористості m і проникності k .

Величини m_1 і m_2 визначають із графіка, побудованого в координатах (k, ψ) , де $\psi = \frac{k}{m}$, за фактичними даними визначення коефіцієнтів пористості і проникності продуктивних пластів турнейського, візейського, серпухівського і башкирського ярусів, а також нижньопермських відкладів Абазівського, Матвієвського, Чутівського і Юліївського газових родовищ (рисунок 2.8).

Для побудови графіка функції $k = f(m, \psi)$ використано більше 300 визначень пористості і проникності, вони запозичені із звітів по підрахунку підземних запасів газу на території проведення пошуково-розвідувальних робіт ДГП «Полтаванaftогазгеологія» [84 - 87].



1 – найменша можлива пористість продуктивного пласта; 2 - найбільша можлива пористість продуктивного пласта

Рисунок 2.8 - Графік функції $k = f(m, \psi)$

При побудові графіка враховується, що існує зв'язок між трьома параметрами, які поєднується формулою $\psi = \frac{k}{m}$. Якщо виразити з цієї формули проникність k через інші параметри, то отримуємо $k = m\psi$. Видно, що якщо $m = const$, то між k та ψ залежність прямо пропорційна. Отже, для різних значень пористості (в межах 0,04 ...0,2) залежність k від ψ матиме вигляд прямої лінії, як це зображено на рисунку 2.7. Якщо ж урахувати, що при зміні пористості змінюється проникність пласта, то фактичні точки значень k відповідно до значень пористості m , та значень параметра $\psi = \frac{k}{m}$

розташуються на графіку у вигляді точок. Ці фактичні дані (проникність та пористість, а отже і $\psi = \frac{k}{m}$) взяті із звітів по свердловинах в об'єднанні «Полтаванафтогазгеологія».

Сукупність точок, що найбільш густо розташовані на графіку, утворюють так званий «коридор» найвірогідніших значень, який для фактичного значення $\psi = \frac{k}{m}$ дозволяє виділити найбільшу можливу m_2 і найменшу можливу m_1 фактичну величину пористості пласта, підстановка яких в формулу (2.66) дає можливість розрахувати ефективну потужність пласта h . Далі розраховують W , помноживши комплексний параметр газопровідності пласта на динамічну в'язкість газу в пластових умовах μ_{nl} :

$$kh = W = \Omega \cdot \mu_{nl}, \quad (2.67)$$

де $\Omega = \left(\frac{kh}{\mu}\right)_2 = \left(\frac{W}{\mu}\right)_2$ - газопровідність віддаленої від свердловини зони

пласта, що розраховується при обробці кривої відновлення тиску, $\frac{m^3}{\text{Па} \cdot \text{с}}$;

μ_{nl} - динамічна в'язкість газу в пластових умовах, $\text{Па} \cdot \text{с}$.

Ємність пласта U розраховують за наступною формулою, використовуючи розрахований раніше за формулою (2.40) параметр

$$\psi = \frac{k}{m} = \frac{kh}{mh} = \frac{W}{U};$$

$$mh = U = \frac{kh}{\psi} = \frac{W}{\psi}, \quad (2.68)$$

де $mh = U$ - ємність продуктивного пласта, m .

Коефіцієнт пористості m і проникності k , на противагу наближеним методам [88 - 91], розраховують з відомих вже комплексних параметрів ємності та провідності пласта [92], поділивши їх відповідно на ефективну товщину пласта за формулами [83]:

$$m = \frac{U}{h}, \quad (2.69)$$

$$k = \frac{W}{h}. \quad (2.70)$$

2.2 Удосконалена методика розрахунку ємнісно-фільтраційних параметрів газоконденсатних пластів

У процесі дослідження газоконденсатних свердловин густину газоконденсатної суміші (газу із незначним вмістом конденсату) $\rho_{\text{сум}}$ розраховують за формулою [2, 5]:

$$\rho_{\text{сум.ст}} = \frac{\rho_2 Q_2 + \rho_k Q_k}{Q_2 + a Q_k}, \quad (2.71)$$

де $\rho_{\text{сум.ст}}$ - густина газу із незначним вмістом конденсату в стандартних умовах, $\frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$;

Q_2 - дебіт газу в стандартних умовах, $\frac{\text{м}^3}{\text{с}}$;

ρ_2 - густина газу в стандартних умовах, $\frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$;

Q_k - дебіт стабільного конденсату, $\frac{\text{м}^3}{\text{с}}$;

ρ_k - густина стабільного конденсату, $\frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$;

$a_k = 24 \frac{\rho_k}{M_k}$;

M_k - молекулярна маса конденсату, $\frac{кг}{кмоль}$;

Якщо підставити вираз для a_k в формулу (2.71), то отримаємо:

$$\rho_{сум.см} = \frac{M_k (\rho_z Q_z + \rho_k Q_k)}{M_k Q_z + 24 \rho_k Q_k}. \quad (2.72)$$

Дебіт газу із незначним вмістом конденсату розраховують за формулою [2, 5]:

$$Q_{сум} = Q_z + \frac{24 \rho_k Q_k}{M_k}, \quad (2.73)$$

де $Q_{сум}$ - дебіт газу із незначним вмістом конденсату в стандартних умовах, $\frac{м^3}{с}$.

У випадку, коли молекулярна маса конденсату невідома, скористуватися розрахунковими формулами (2.72) і (2.73) неможливо. Неможливо також визначити критичні тиск $P_{кр}$ і температуру $T_{кр}$, оскільки визначаються вони для газоконденсатних родовищ за графіками залежності між величинами [5, 46]: $P_{кр}$, $T_{кр}$, $\rho_{сум}$, M_k .

Якщо мова йде про реальні гази, тобто про те, що на відміну від ідеальних газів рівняння стану реального газу включає в себе коефіцієнт пропорційності Z , слід прийняти до уваги, що цей коефіцієнт повинен врахувати об'єм самих молекул та взаємодію між молекулами. Оскільки взаємодія між молекулами залежить від форми молекул, точніше кажучи від сферичності взаємодіючих сил, то зрозуміло, що при визначенні Z необхідно враховувати ацентричність сил взаємодії між молекулами. Тому вводиться параметр – фактор ацентричності, від якого також залежить коефіцієнт Z . Врахування фактора ацентричності слід виконувати тоді, коли до складу газів газових та газоконденсатних родовищ концентрація вуглеводневих та неуглеводневих компонентів перевищує 10 об.%. Якщо ж їх концентрація не перевищує 10%, то можна користуватися рівнянням газового стану без

урахування фактора ацентричності [5]. Аналогічним способом (за $P_{кр}$ і $T_{кр}$) можна визначати коефіцієнт Z у тих випадках, коли вміст конденсату у складі газоконденсатної суміші не перевищує $300 \cdot 10^{-3}$ кг/м³ [6].

Пропонується метод визначення $\rho_{сум.ст}$ та $Q_{сум}$ при невідомій молекулярній масі конденсату M_k , та визначення $P_{кр}$, $T_{кр}$ для газу із незначним вмістом конденсату, які дозволили б спростити та здешевити визначення питомої газової сталої R , порівняно з традиційним методом розрахунку її на основі адитивності парціальних об'ємів або тисків [88, 89]. В рівній мірі це стосується визначення $\rho_{сум}$ способом, що пропонується нижче [92]. В його основу покладено глибинні вимірювання тиску в статичних умовах в свердловині.

Для його реалізації після зупинки роботи свердловини і відновлення вибійного тиску $P_{виб}$ до величини пластового $P_{пл}$ вимірюють пластовий тиск і тиск в свердловині на висоті Δh вище вибою, наприклад, при $\Delta h = 150 - 200$ м.

Розраховують густину газу із незначним вмістом конденсату $\rho_{сум.пл}$ в пластових умовах за відомою формулою [45, 46]:

$$\rho_{сум.пл} = \frac{\Delta P}{g \Delta h}, \quad (2.74)$$

де $\rho_{сум.пл}$ - густина газу із незначним вмістом конденсату в пластових умовах, $\frac{кг}{м^3}$;

ΔP - різниця між величинами пластового тиску і тиском на висоті Δh , м, Па;

g - прискорення вільного падіння, $9,80665 \frac{м}{с^2}$;

Δh - висота вимірювання тиску в свердловині вище вибою, м;

Напишемо рівняння Клапейрона-Менделєєва для газу із незначним вмістом конденсату [6] в пластових і стандартних (при $P_{ам} = 0,1013027 \cdot 10^6 \text{ Па}$ і $T_{ст} = 293 \text{ К}$) умовах:

$$\frac{P_{пл}}{\rho_{сум.пл}} = Z_{пл} R T_{пл}, \quad (2.75)$$

$$\frac{P_{ам}}{\rho_{сум.ст}} = Z_{ам} R T_{ст}, \quad (2.76)$$

де $P_{пл}$ - пластовий тиск, Па;

$Z_{пл}$ - коефіцієнт стисливості газу із незначним вмістом конденсату в пластових умовах, безрозмірний;

R - питома стала газу із незначним вмістом конденсату, $\frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}$;

$T_{пл}$ - пластова термодинамічна температура, К ;

$P_{ам}$ - атмосферний тиск, дорівнює $0,1013027 \cdot 10^6 \text{ Па}$;

$Z_{ам}$ - коефіцієнт стисливості газу із незначним вмістом конденсату в атмосферних умовах, безрозмірний;

$T_{ст}$ - стандартна термодинамічна температура, дорівнює 293 К.

Після ділення (2.75) на (2.76), одержуємо:

$$\frac{\rho_{сум.ст} \cdot P_{пл}}{\rho_{сум.пл} \cdot P_{ам}} = \frac{Z_{пл} \cdot T_{пл}}{Z_{ам} \cdot T_{ст}}. \quad (2.77)$$

Із (2.77) одержуємо:

$$\frac{Z_{пл}}{\rho_{сум.ст} \cdot Z_{ам}} = \frac{P_{ам} \cdot T_{ст}}{P_{ам} \cdot \rho_{сум.пл} \cdot T_{пл}}. \quad (2.78)$$

В правій частині (2.78) всі величини відомі, в лівій частині кожна величина невідома.

Розраховуємо в цілому величину $\frac{Z_{nl}}{\rho_{\text{сум.ат}} \cdot Z_{\text{ат}}}$ і будуємо графік в координатах $y = \frac{Z_{nl}}{\rho_{\text{сум.ст}} \cdot Z_{\text{ат}}}$, $x = \bar{\rho}_{\text{сум.ст}}$ (рисунок 2.9), на якому величина в цілому, що розрахована за формулою (2.78) $\frac{Z_{nl}}{\rho_{\text{сум.ст}} Z_{\text{ат}}} = \text{const}$ зображена лінією 1 (вона паралельна осі абсцис). На рисунку 2.9 $\bar{\rho}_{\text{сум.ст}}$ - відносна густина газу із незначним вмістом конденсату по повітрю в стандартних умовах, безрозмірна.

Задаємося довільними значеннями $\rho_{\text{сум.ст}}$ та розраховуємо відповідні їм величини $\bar{\rho}_{\text{сум.ст}}$, будуємо лінію 2, з точки перетину А ліній 1 і 2 опускаємо перпендикуляр на вісь абсцис. Абсциса точки Б перетину перпендикуляра з віссю абсцис чисельно дорівнює величині реального значення відносної величини $\rho_{\text{сум.ст}}$ по повітрю $\bar{\rho}_{\text{сум.ст}}$. Це розрахункова величина, оскільки в стандартних умовах газу із незначним вмістом конденсату в стані $\bar{\rho}_{\text{сум.ст}}$ не існує.

Визначивши величину $\bar{\rho}_{\text{сум.ст}}$ і використовуючи графіки залежності $P_{\text{кр}}$ і $T_{\text{кр}}$ від $\bar{\rho}$, знаходимо величини критичного тиску $P_{\text{кр}}$ і критичної температури $T_{\text{кр}}$ даного газу із незначним вмістом конденсату [2, 5, 38].

Після визначення $P_{\text{кр}}$ і $T_{\text{кр}}$ розраховують питому газову сталу R за наступними формулами (із виразів (2.75), (2.76)), які рівнозначні:

$$R = \frac{P_{nl}}{\rho_{\text{сум.нл}} \cdot Z_{nl} \cdot T_{nl}}, \quad (2.79)$$

$$R = \frac{P_{\text{ат}}}{\rho_{\text{сум.ст}} \cdot Z_{\text{ат}} \cdot T_{\text{ст}}}. \quad (2.80)$$

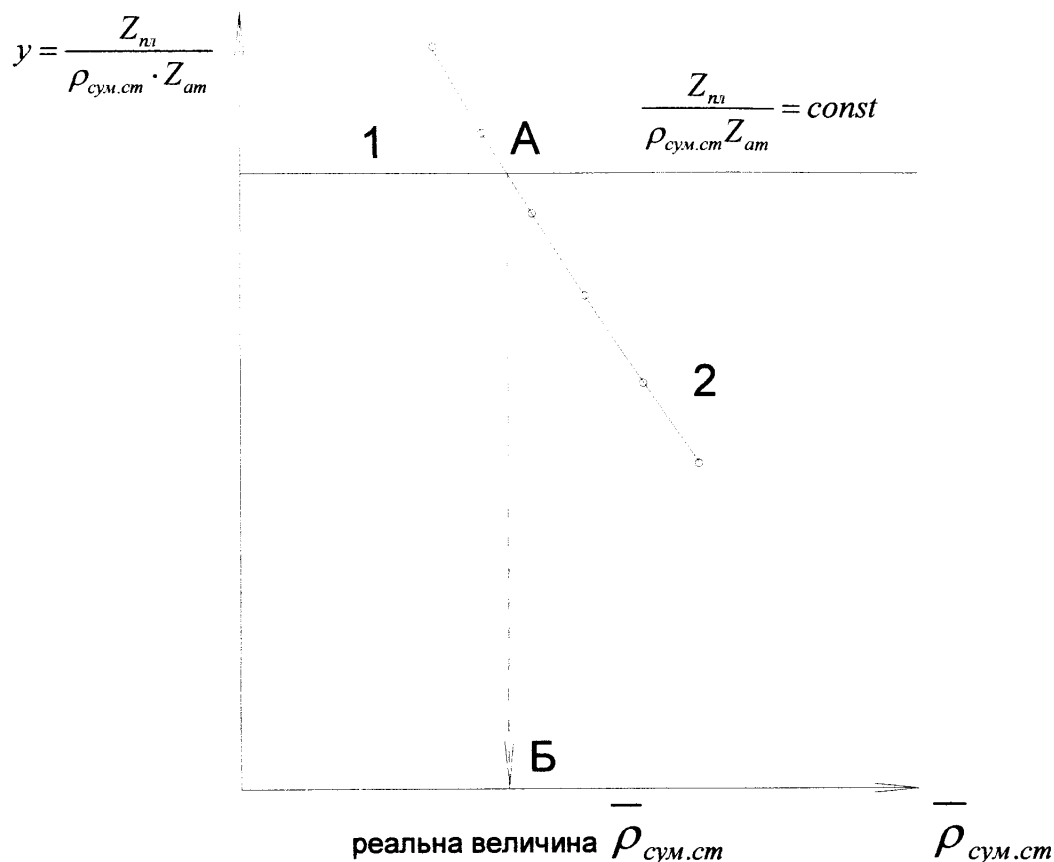


Рисунок 2.9 - Графо - аналітичний метод визначення величини $\bar{\rho}_{сум.ст}$

Визначивши величину $\bar{\rho}_{сум.ст}$ (рисунок 2.9) із відомого

співвідношення $\bar{\rho}_{сум.ст} = \frac{\rho_{сум.ст}}{\rho_{нов.ст}}$ розраховуємо за (2.65) $\rho_{сум.ст}$ [2, 5, 38].

$$\rho_{сум.ст} = \bar{\rho}_{сум.ст} \cdot \rho_{нов.ст} \quad (2.81)$$

де $\bar{\rho}_{сум.ст}$ - відносна густина газу із незначним вмістом конденсату по повітрю, безрозмірна;

$\rho_{нов.ст}$ - густина повітря в стандартних умовах, дорівнює $1,2046 \frac{кг}{м^3}$.

Якщо формулу (2.73) записати дещо інакше, привівши дріб до спільного знаменника, то отримаємо:

$$Q_{\text{сум}} = Q_z + \frac{24\rho_k Q_k}{M_k} = \frac{Q_z M_k + 24\rho_k Q_k}{M_k}. \quad (2.82)$$

Тоді формула (2.72) із урахуванням формули (2.82) прийме інший вигляд, а саме:

$$\rho_{\text{сум.ст.}} = \frac{1}{Q_{\text{сум}}} \cdot \frac{\rho_z Q_z + \rho_k Q_k}{1} = \frac{\rho_z Q_z + \rho_k Q_k}{Q_{\text{сум}}}. \quad (2.83)$$

Якщо вирішити це рівняння відносно $Q_{\text{сум}}$, то отримаємо:

$$Q_{\text{сум}} = \frac{Q_z \rho_z + Q_k \rho_k}{\rho_{\text{сум.ст.}}}. \quad (2.84)$$

Отже, визначивши величину $\rho_{\text{сум.ст.}}$, дебіт газу із незначним вмістом конденсату легко розрахувати за формулою (2.84), навіть не знаючи молекулярну масу конденсату M_k .

Як вже було сказано, згідно сучасній технології дослідження і діючій методиці розрахунку густину газу із незначним вмістом конденсату $\rho_{\text{сум.ст.}}$ та дебіту газу із незначним вмістом конденсату $Q_{\text{сум}}$ розраховують за формулами (2.72) та (2.73) відповідно, в які входить величина дебіту газоконденсату (рідини) Q_k .

Для вимірювання Q_k застосовується дорогий та громіздкий газосепаратор. Зроблена спроба виключити газосепаратор із процесу дослідження свердловини.

Якщо вирішити (2.72) відносно Q_k , одержимо:

$$Q_k = \frac{Q_z M_k (\rho_{\text{сум.ст.}} - \rho_z)}{(M_k - 24\rho_{\text{сум.ст.}}) \rho_k}. \quad (2.85)$$

Розрахункова формула (2.85) переконливо свідчить, що дебіт газоконденсату (рідини) Q_k можна розрахувати, а не вимірювати, завдяки

вирішенню задачі визначення $\rho_{\text{сум.ст}}$ на основі вимірювання тиску в свердловині в статичних умовах.

Із розрахункової формули $Q_{\text{сум}}$ (2.73) також можна виключити дебіт конденсату (рідини) Q_{κ} .

Розрахункову формулу (2.73) можна записати у вигляді:

$$Q_{\text{сум}} = \frac{Q_{\kappa} \rho_{\kappa} + Q_{\kappa} \rho_{\kappa}}{\rho_{\text{сум.ст}}} \quad (2.86)$$

Якщо підставити в формулу (2.86) значення Q_{κ} із (2.85) одержимо:

$$Q_{\text{сум}} = \frac{Q_{\kappa} M_{\kappa} \left[\rho_{\kappa} \left(1 - \frac{24 \rho_{\text{сум}}}{M_{\kappa}} \right) + (\rho_{\text{сум}} - \rho_{\kappa}) \right]}{(M_{\kappa} - 24 \rho_{\text{сум}}) \rho_{\text{сум}}} \quad (2.87)$$

В розрахункову формулу дебіту суміші газу із незначним вмістом конденсату $Q_{\text{сум}}$ не входить величина дебіту газоконденсату (рідини) Q_{κ} , це свідчить, що газосепаратор можна виключити із циклу дослідження свердловини.

Якщо відпрацьовано один стаціонарний режим роботи газоконденсатної свердловини, криву відновлення тиску (КВТ) математично

обробляють інтегральним методом [27, 45] і визначають $\frac{\alpha}{r_n^2}$, також

обробляють диференціальним методом [25, 27] і визначають $\frac{\alpha}{R_n^2}$. Після

ділення $\frac{\alpha}{r_n^2}$ на $\frac{\alpha}{R_n^2}$ одержуємо величину $\frac{R_n^2}{r_n^2}$. Розраховуємо $\ln \frac{R_{\kappa}}{r_n}$ за

формулою:

$$\ln \frac{R_{\kappa}}{r_n} = \ln \sqrt{\frac{\left(\frac{\alpha}{r_n^2} \right)}{\left(\frac{\alpha}{R_{\kappa}^2} \right)}} = \ln \sqrt{\frac{N_1}{N_2}} \quad (2.88)$$

де α - коефіцієнт п'єзопровідності пласта, $\frac{м^2}{с}$;

r_n - зведений радіус свердловини, м;

R_k - радіус контуру дренажування, м.

Якщо відпрацьовано декілька стаціонарних режимів, то величину $\ln \frac{R_k}{r_n}$

розраховують за формулою:

$$\ln \frac{R_k}{r_n} = 2\pi A \frac{kh}{\mu}, \quad (2.89)$$

де A - коефіцієнт лінійного опору припливу газу із незначним вмістом конденсату до вибою свердловини, $\frac{Па}{м^3/с}$;

k - коефіцієнт проникності пласта, $м^2$;

h - товщина продуктивного пласта, м;

μ - динамічна в'язкість газу із незначним вмістом конденсату в пластових умовах, $Па \cdot с$.

Для визначення газопровідності присвердловинної зони продуктивного пласта $\left(\frac{kh}{\mu}\right)_1$ початкову ділянку кривої відновлення тиску обробляють інтегральним методом [27, 45, 90, 91, 93, 94] і будують висхідну лінію в координатах :

$$y = \frac{\left(0,925 \cdot \frac{\int_0^{t_m} \Delta P_m^2(t) dt}{\Delta P_m^2 \cdot t} + 0,075 \right) \cdot \Delta P_m^2}{Q_0 - \bar{q}(t)},$$

$$x = \ln t,$$

де ΔP_m - приріст вибійного тиску після зупинки роботи свердловини, $Па$;

t - час спостереження за відновленням пластового тиску, c ;

Q - дебіт газу із незначним вмістом конденсату перед зупинкою роботи свердловини, $\frac{m^3}{c}$;

$\bar{q}(t)$ - усереднений приплив газу із незначним вмістом конденсату після зупинки свердловини, $\frac{m^3}{c}$.

Висхідна лінія показана на рисунку 2.10.

Розраховують тангенс кута, під яким нахилена висхідна пряма до вісі абсцис за формулою [95]:

$$i = \operatorname{tg} \alpha = \frac{y_2 - y_1}{x_2 - x_1}. \quad (2.90)$$

Газопровідність присвердловинної зони продуктивного пласта $\left(\frac{kh}{\mu}\right)_1$ розраховують за формулою [27, 45].

$$\left(\frac{kh}{\mu}\right)_1 = \frac{P_{am}}{2\pi i}, \quad (2.91)$$

де k - коефіцієнт проникності присвердловинної зони пласта, m^2 ;

h - товщина продуктивного пласта, m ;

μ - динамічна в'язкість газу із незначним вмістом конденсату в пластових умовах, $Pa \cdot c$.

Висхідна пряма відтинає на вісі абсцис відрізок x_0 .

Комплексний параметр п'єзопровідності $\frac{\alpha}{r_n^2}$ розраховують за формулою:

$$\frac{\alpha}{r_n^2} = e^{-x_0}, \quad (2.92)$$

де α - коефіцієнт п'єзопровідності, m^2/c ;

r_n - зведений радіус свердловини m ;

e - основа натуральних логарифмів.

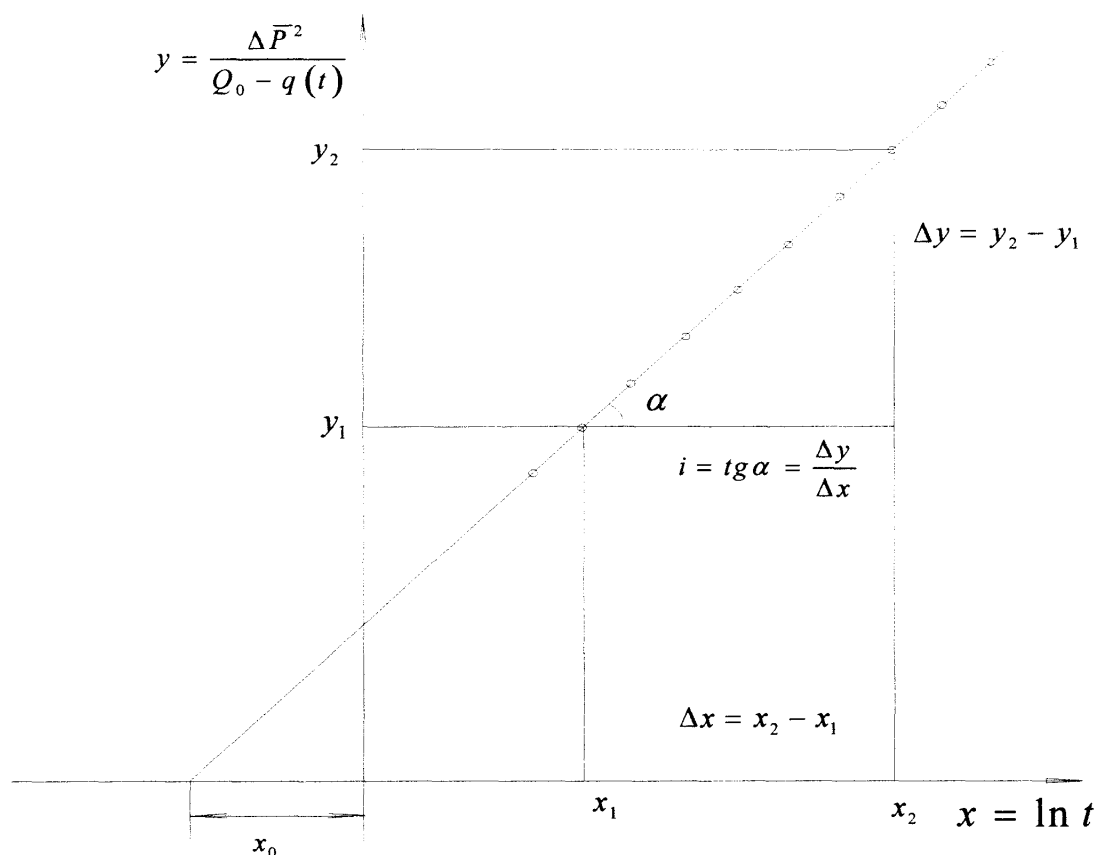


Рисунок 2.10 - Висхідна лінія обробки інтегральним методом Е.Б.Чекалюка початкової ділянки кривої відновлення тиску

При обробці кінцевої ділянки КВТ інтегральним методом Е.Б.Чекалюка розрахунок проводять за тими самими формулами, але визначають комплексний параметр $\left(\frac{kh}{\mu}\right)_2$ для віддаленої зони пласта. Цю саму КВТ можна обробити за методом ВНИИГаз.

У випадку обробки КВТ методом ВНИИГаз [2, 5] висхідну пряму будують в координатах: $y = \frac{P_{\text{віб}}^2}{2P_{\text{ат}}}$; $x = \ln t$. Побудова висхідної прямої при обробці КВТ методом ВНИИГаз показано на рисунку 2.11.

Висхідна пряма на рисунку 2.11 описується рівнянням:

$$\frac{P_{\text{виб}}^2}{2P_{\text{ам}}} = \alpha + \beta \ln t, \quad (2.93)$$

де $P_{\text{виб}}$ - вибійний тиск після зупинки роботи свердловини, Па ;

α - відрізок на осі ординат, що відтинається висхідною прямою, Па ;

β - тангенс кута, під яким висхідна пряма нахилена до вісі абсцис, Па .

α і β описуються рівняннями:

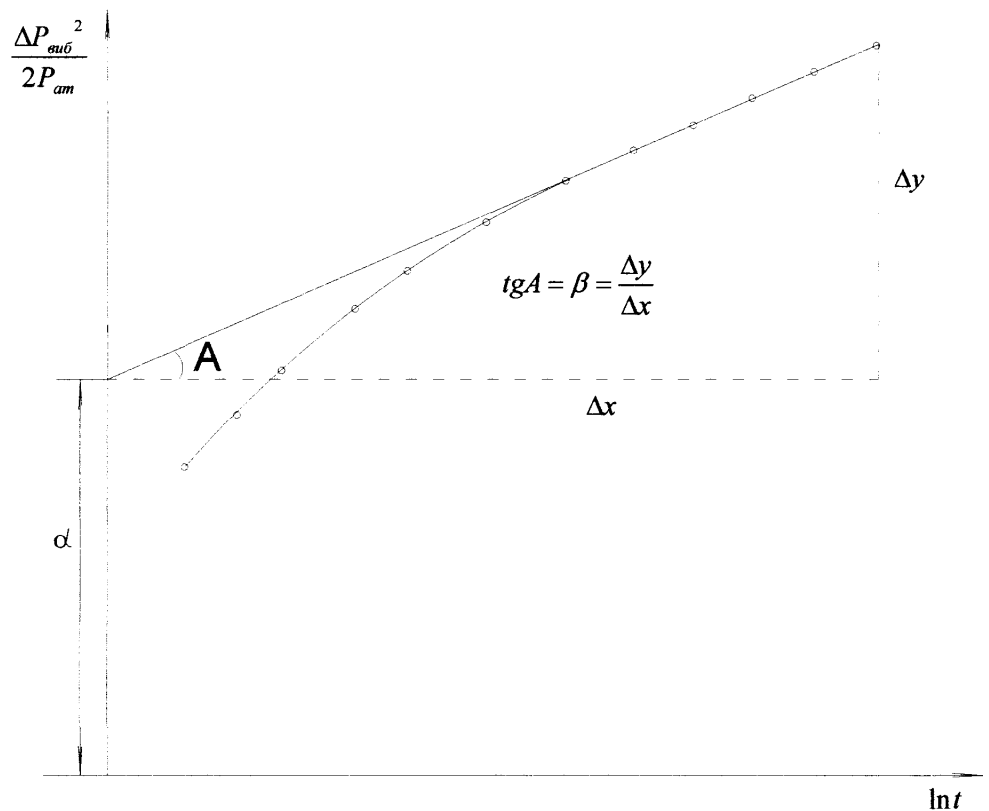


Рисунок 2.11 - Висхідна пряма обробки кривої відновлення тиску методом ВНИИГаз

$$\alpha = \frac{P_{\text{виб.о}}^2}{2P_{\text{ам}}} + \beta \ln \frac{2,2458\alpha}{r_n^2} + BQ_0^2, \quad (2.94)$$

$$\beta = \frac{Q_0 T_{\text{нл}} Z_{\text{нл}}}{4\pi \left(\frac{kh}{\mu} \right)_2 \cdot T_{\text{см}}}, \quad (2.95)$$

де $P_{виб.о}$ - вибійний тиск перед зупинкою свердловини для реєстрації КВТ, Па;

B - коефіцієнт інерційного опору припливу газу із незначним вмістом конденсату до вибою свердловини, $\frac{Па}{(м^3/с)^2}$;

Q_0 - дебіт газу із незначним вмістом конденсату перед зупинкою роботи свердловини, $\frac{м^3}{с}$.

Вирішуючи (2.95) відносно $\left(\frac{kh}{\mu}\right)_2$, розраховують газопровідність віддаленої зони пласта за формулою :

$$\left(\frac{kh}{\mu}\right)_2 = \frac{Q_0 T_{ni} Z_{ni}}{4\pi\beta T_{cm}}. \quad (2.96)$$

Вирішуючи (2.94) відносно $\frac{\alpha}{r_n^2}$, розраховують в комплексі параметр п'єзопровідності пласта за формулою:

$$\frac{\alpha}{r_n^2} = 0,445276 \exp \left[\frac{\alpha - \frac{P_{виб.о}}{2P_{am}} - BQ_0^2}{\beta} \right]. \quad (2.97)$$

Оскільки в формулу (2.97) входить коефіцієнт інерційного опору припливу газу із незначним вмістом конденсату до вибою свердловини, то в умовах проведення дослідження на одному фактично відпрацьованому режимі роботи свердловини перед розрахунком $\frac{\alpha}{r_n^2} = N_1$ за формулою (2.97) необхідно спочатку визначити коефіцієнти опору A і B .

Коефіцієнт привибійної закупорки пласта Π_3 , розраховують за формулою:

$$\Pi_3 = \frac{Q_o T_{nl} Z_{nl} i}{2 P_{am} \beta T_{cm}}, \quad (2.98)$$

де i - величина із формули (2.90), $\frac{(\Pi a)^2}{m^3 / c}$;

β - величина із формули (2.95), Πa .

Зведений радіус свердловини розраховують за формулою:

$$r_n = \Pi_3 \sqrt{e^n}, \quad (2.99)$$

де $n = \Pi_3 \ln r_c - (\Pi_3 - 1) \cdot \ln \frac{R_\kappa}{r_n}$ (тут r_c - радіус свердловини по

долоту, m).

Підставляючи в (2.97) величину r_n^2 , розраховують коефіцієнт п'єзопровідності α .

Показник якості розкриття пласта S (скін - ефект) розраховують за формулою [27]:

$$S = \ln \frac{r_c}{r_n}, \quad (2.100)$$

Параметр співвідношення проникності до пористості продуктивного пласта розраховують за формулою [45]:

$$\psi = \frac{k}{m} = \frac{\alpha \mu}{P_{nl}}. \quad (2.101)$$

Помноживши газопровідність віддаленої зони пласта $\left(\frac{kh}{\mu}\right)_2$ на в'язкість газу із незначним вмістом конденсату в пластових умовах, одержують величину провідності пласта kh .

$$kh = \left(\frac{kh}{\mu}\right)_2 \cdot \mu_{nl}. \quad (2.102)$$

Інформативний параметр x_o^* розраховують за формулою:

$$x_0^* = \frac{kh}{2\psi}. \quad (2.103)$$

Ємність продуктивного пласта mh розраховують за формулою:

$$mh = \frac{kh}{\psi} = U = \frac{W}{\psi}. \quad (2.104)$$

Вводимо функцію f , яка пов'язує ємність пласта $mh = U$ та проникність k і дорівнює їх добутку [82, 83]:

$$f = mh \cdot k = U \cdot k. \quad (2.105)$$

Проаналізуємо отриману функцію. З урахуванням того, що ємність пласта дорівнює подвоєному значенню величини x_0^* можна записати інакше:

$$f = mh \cdot k = 2x_0^* \cdot k = \frac{2x_0^*}{m} \cdot km = \left[\frac{2x_0^*}{m} \right] \cdot mk. \quad (2.106)$$

Введемо позначення: $mk = x$ та $\psi = \frac{k}{m}$, і тоді рівняння (2.106)

запишеться у вигляді:

$$2x_0^* \cdot k = 2x_0^* \cdot \psi m = \left[\frac{2x_0^*}{m} \right] \cdot x. \quad (2.107)$$

Перетворивши його до вигляду $2x_0^* \psi m^2 = 2x_0^* \cdot x$ та вирішивши його відносно m , отримуємо $m = \sqrt{\frac{x}{\psi}} = \frac{\sqrt{x}}{\sqrt{\psi}}$. Підставимо отриманий вираз для

пористості в формулу (2.107) і отримаємо: $f = \frac{2x_0^* x \sqrt{\psi}}{\sqrt{x}}$ або:

$$f = 2x_0^* \sqrt{x\psi}. \quad (2.108)$$

Щоб позбавитися від квадратного кореня, піднесемо обидві частини рівності до квадрату і отримаємо:

$$f^2 = 4x_0^{*2} x \psi = 4(x_0^*)^2 x \psi = 2 \left[2(x_0^*)^2 \psi \right] \cdot x. \quad (2.109)$$

Видно, що це є парабола з фокальним параметром $p_f = 2x_0^* \psi$. Тоді, половина величини фокального параметра дорівнює відстані від початку координат до фокуса параболи (абсциса фокуса): $\frac{p_f}{2} = x_0^* \psi$, звідки витікає, що $p_f = 2x_0^* \psi$, а отже, можна знайти величину:

$$x_0^* = \sqrt{\frac{p_f}{2\psi}} = \sqrt{\frac{p_f m}{2k}}. \quad (2.110)$$

Графік функції добутку ємності і проникності продуктивного пласта $f = 2x_0^* k$ в координатах $y = f = 2x_0^* k$, $x = mk$ приведений на рисунку 2.12:

$$f = 2x_0^* k. \quad (2.111)$$

Перша похідна від функції f по mk (параболи ОАВ) на інформативній ділянці ad дорівнює половині ефективної товщини пласта:

$$\frac{df}{d(mk)} = \frac{1}{2} h, \quad (2.112)$$

де h - ефективна товщина продуктивного пласта, м;

m - коефіцієнт пористості продуктивного пласта, частка одиниці;

k - коефіцієнт проникності продуктивного пласта, m^2 .

Із рисунку 2.12 видно, що:

$$\operatorname{tg} \alpha = \frac{2}{h}; \quad (2.113)$$

$$\operatorname{tg} \beta = \frac{df}{d(mk)} = \frac{1}{2} h; \quad (2.114)$$

$$\operatorname{tg} \gamma = h. \quad (2.115)$$

Ордината точок А і Д на рисунку 2.12 чисельно дорівнює добутку ємності і проникності продуктивного пласта.

Абсциса точки Е чисельно дорівнює добутку реальних значень коефіцієнтів пористості і проникності даного продуктивного пласта.

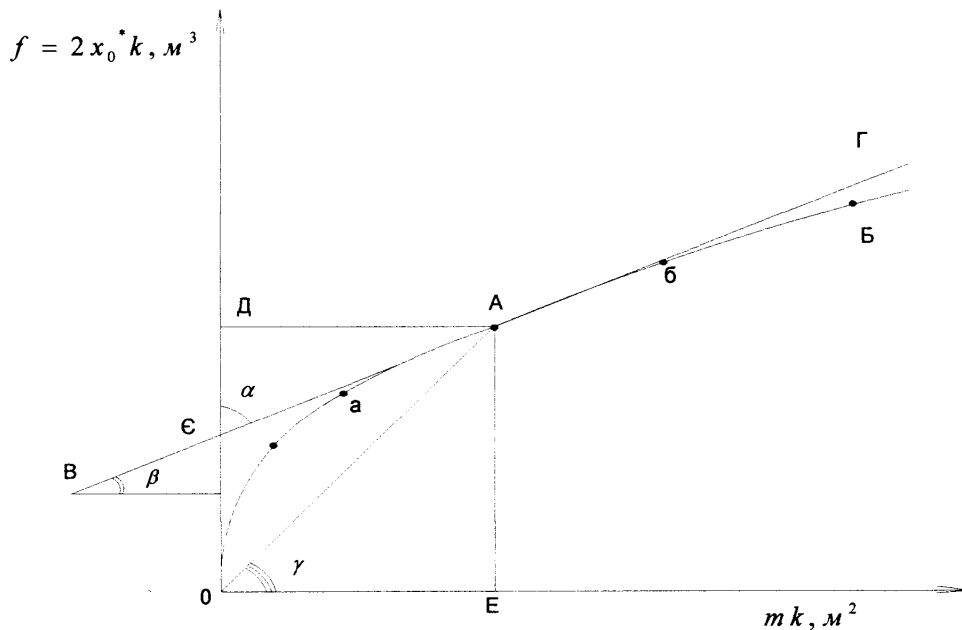


Рисунок 2.12 - Графік функції $f = 2x_0 * k$ для визначення ефективної товщини продуктивного пласта

Дотична ВАГ до параболи в точці А нахилена до вісі абсцис під кутом β , тангенс якого, як вже показано в формулі (2.112) чисельно дорівнює $\frac{1}{2}h$.

Ордината точки Є завжди дорівнює половині добутку ємності і проникності продуктивного пласта.

Для розрахунку ефективної товщини пласта h необхідно визначити інформативну ділянку параболи ab (рисунок 2.12).

Абсцису точки a можна розрахувати, якщо умовно прийняти, що інтервал перфорації (або відкритий стовбур свердловини) дорівнює ефективній товщині продуктивного пласта.

Абсцису точки δ можна визначити із верхньої обвідної масиву значень $k = f(\psi, m)$ при фіксованому (реальному для даного продуктивного пласта) значенні $\psi = \frac{k}{m}$.

Величину $\psi = \frac{k}{m}$ визначають за формулою (2.101).

Ділянку параболи $a\delta$ вирівнюють, обробляючи математично, наприклад, методом найменших квадратів, в результаті одержують величину $\operatorname{tg}\beta$ тобто $\frac{1}{2}h$.

Алгоритм визначення ефективної потужності газоконденсатного пласта передбачає наступні кроки:

1. Визначають значення комплексного параметра $\psi = \frac{k}{m}$, використовуючи формулу $\alpha = \frac{kP_{\text{пл}}}{m\mu}$.
2. Використовують функцію добутку ємності і проникності пласта $f = mh \cdot k = 2x_0^* \cdot k$, яка записана в наведеному вигляді з урахуванням залежності $x_0^* = \frac{mh}{2}$.
3. Будують графічну залежність $f = f(mk)$ в координатах $y = 2x_0^*k$; $x = mk$.
4. Для визначення меж інформативної ділянки на побудованій кривій, прийнявши, що ефективна потужність пласта дорівнює інтервалу перфорації (для дослідження у колоні) або інтервалу відкритого стовбуру, враховуючи вже відоме значення kh , отримують k_{\min} і k_{\max} .
5. Через залежність $\psi = \frac{k}{m}$ отримують відповідно два значення m_{\min} і m_{\max} та розраховують відповідно добутки $m_{\min}k_{\min}$ і $m_{\max}k_{\max}$, які і будуть межами інформативної ділянки.

6. Інформативну ділянку розбивають, наприклад, на вісім точок і обробляють, отримуючи при цьому точку реального максимуму функції f .

7. Похідна функції в точці максимуму (тангенс кута нахилу дотичної в даній точці, утвореного з віссю x) буде дорівнювати половині ефективної потужності пласта $h = 2tg\beta$.

8. Із визначених раніше комплексних параметрів mh і kh шляхом ділення на ефективну потужність пласта визначають величини пористості m і проникності k відповідно.

9. Розраховують реальне значення функції f .

Поділивши показники (комплексні параметри) провідність kh і ємність mh газоконденсатного пласта на ефективну товщину h , одержують коефіцієнти проникності k і пористості m відповідно.

Для розрахунку необмеженої кількості стаціонарних режимів роботи свердловини необхідно розрахувати коефіцієнти лінійного « A » та інерційного « B » опорів припливу газу із незначним вмістом конденсату до вибою свердловини, що входять в рівняння припливу:

$$\frac{P_{пл}^2 - P_{виб}^2}{2P_{ам}} = A Q_{сум} + B Q_{сум}^2. \quad (2.116)$$

Коефіцієнт A у випадку відпрацювання одного стаціонарного режиму розраховують за формулою (2.89). При цьому $\ln \frac{R_x}{r_n}$ розраховують за формулою (2.88).

Інший підхід для визначення коефіцієнтів опору A і B базується на використанні формули (2.88) для розрахунку A ; величини R_x і r_n розраховують за формулами (2.99) та наступною формулою:

$$R_x = \sqrt{\pi t \alpha}, \quad (2.117)$$

де R_x - радіус контуру депресії, м ;

α - коефіцієнт п'єзопровідності, m^2/c ;

t - час, починаючи з моменту запуску свердловини в роботу, до повної стабілізації припливу газу із незначним вмістом конденсату до вибою свердловини, c .

Після визначення коефіцієнтів A і B рівняння припливу режими припливу розраховують за двочленною формулою (2.116).

Таким чином, задачі розрахунку коефіцієнтів пористості m проникності k , ефективної товщини пласта h та розрахунку необмеженої кількості стаціонарних режимів роботи свердловини на основі одного фактично відпрацьованого стаціонарного режиму аналітично вирішені [81].

Крім цього доказана можливість проведення дослідження газоконденсатної свердловини без застосування газосепаратора.

Висновки до розділу 2

Приведена удосконалена методика розрахунку ємнісно-фільтраційних параметрів газових та газоконденсатних пластів. Показано, що за даними лише одного фактично відпрацьованого режиму, використовуючи криву припливу та криву відновлення пластового тиску, а також застосовуючи комплексні параметри, можливо розрахувати коефіцієнти лінійного та інерційного опорів рівняння припливу продукції до вибою свердловини та бажану кількість режимів дослідження з наступним розрахунком 20 фільтраційно-ємкісних та продуктивних параметрів продуктивного пласта. Розроблено відповідний алгоритм їх розрахунку.

РОЗДІЛ 3

РОЗРОБКА НОВИХ ТЕХНІЧНИХ ЗАСОБІВ ТА ТЕХНОЛОГІЇ ДОСЛІДЖЕННЯ ГАЗОВИХ І ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ СВЕРДЛОВИН

3.1 Удосконалення технічних засобів для дослідження газових і газоконденсатних свердловин

З метою підвищення достовірності геологічної інформації про продуктивні характеристики пластів автором сумісно з співавторами розроблені, виготовлені і випробувані в виробничих умовах наступні технічні засоби: засувка газодинамічної дії [96], вимірювач дебіту газу [97] та запірно-поворотний промивальний клапан [98].

Нижче приведено призначення та опис цього обладнання.

3.1.1 Засувка газодинамічної дії

Даний винахід може бути використаний для закриття устьової арматури при випробуванні та дослідженні газових та газоконденсатних свердловин з метою запобігання спотворення початкової ділянки КВТ при зупинці роботи свердловини.

Використовувана засувка з гідравлічним керуванням складається з литого корпусу з фланцями, кришки запірного пристрою, що включає плоский шибер, тарільчасті пружини, сідло з ущільнювальними кільцями та втулкою, гідроциліндра подвійної дії зі штуцером, дистанційного управління гідроциліндра, поршня, втулки із стопором маховика для ручного керування, шліцьового валика з упорним підшипником, обрізного гумового манжета для ущільнення поршня, гумових кілець. Основним її недоліком, крім громіздкості, являється невиправдана складність. Значні габарити не дозволяють встановлювати її на бокових відводах фонтанної арматури для випробування свердловини. Приєднання поршня з шибером за допомогою

втулки з Т-подібним виступом ненадійне і являється причиною частого відриву шибера і виходу засувки з ладу. При проходженні центрального отвору шибера через ущільнення в сідлі, вони підрізуються краями отвору і виходять з ладу, знижуючи надійність засувки, особливо при роботі в газовому середовищі високого тиску. Фланцеві з'єднання засувки перешкоджають її швидкій заміні.

Тому була поставлена задача створення такої конструкції засувки, яка б при збереженні рівнопрохідного з трубопроводом каналу, була надійна і безпечна при перекритті газового потоку високого тиску, керувалась цим же високим тиском та мала малі габарити.

В запропонованому рішенні [96] поставлена задача вирішується тим, що в засувці газодинамічної дії, яка складається з циліндричного корпусу і запірною елемента, розташованого всередині корпусу, запірний елемент виконаний в вигляді поршня з наскрізним осьовим каналом, рівнопрохідним з перерізом корпусу та упорної перегородки, що перекриває осьовий канал при їх взаємодії, розміщеної в корпусі з боку входу газу і забезпечений по периферії наскрізними отворами та ущільненням, відповідним торцю поршня; при цьому поршень має кільцевий виступ в середній частині і створює з корпусом дві герметичні камери, що сполучаються через радіальні канали в корпусі, продовжені зовні трубами високого тиску, забезпеченими запірною арматурою.

На рисунку 3.1 представлений розріз засувки в положенні «закрито».

Засувка складається з циліндричного корпусу 1 і поєднаної з ним за допомогою різьби муфти 4 з штуцером 9, який герметизується з корпусом прокладкою 8. В корпусі співвісно розміщений фігурний порожнистий поршень 2 з ущільнювальними кільцями 10 і 11. Внутрішній діаметр порожнистого поршня 2 дорівнює внутрішньому прохідному діаметру муфти і корпусу 1 на виході. В середині корпусу засувки встановлені обойма 7 з щільними периферійними каналами «а» і розпірний центруючий циліндр 3 з ущільнювальними кільцями 12. В днищі обойми 7 встановлені

герметизуючи прокладка 6 і буфер 5, який фіксується з обоймою 7 за допомогою болта 13. Обойма 7 разом з внутрішньою порожниною муфти 4 утворюють камеру А, яка продовжується щілинними каналами «а» обойми. Поршень 2 своїм кільцевим виступом утворює з корпусом 1 і циліндром 3 герметичні камери Б і В змінного об'єму, які за допомогою каналів «б» і «в» через штуцери і пульт керування по чергово поєднуються з камерою А через штуцер 9.

Керування засувкою здійснюється шляхом відбору тиску з камери А і по черговим направленням його через штуцер 9, пульт керування і канали «б» і «в» в камери Б і В. При подачі тиску в камеру Б поршень 2 під дією тиску

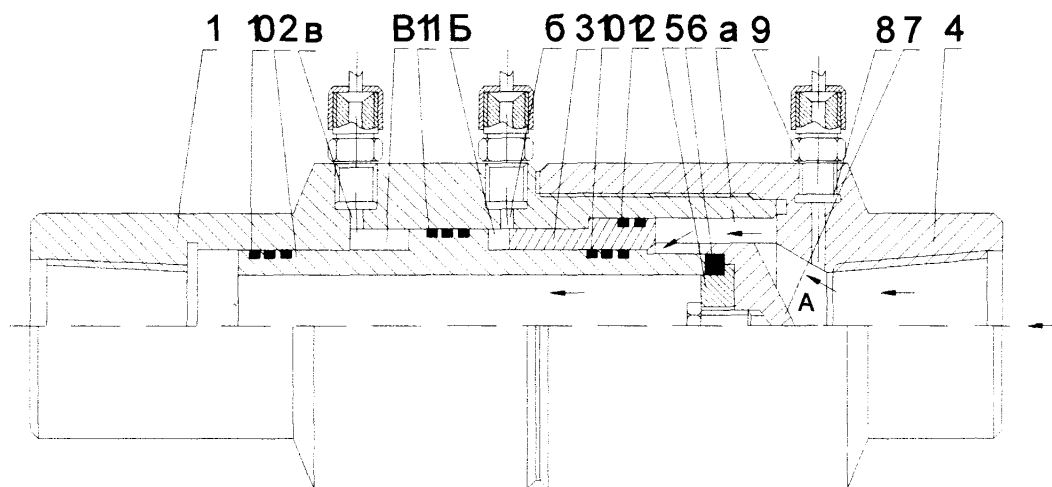


Рисунок 3.1 - Засувка газодинамічної дії

переміщується в сторону камери В, зменшуючи її об'єм. В момент повного переміщення поршня камера А через периферійні щілинні канали «а» сполучається з внутрішнім каналом поршня 2 і відкриває засувку для вільного проходження газу. Для закриття засувки високий тиск з камери А за допомогою пульта керування спрямовують в камеру В, а камеру Б сполучають з атмосферою. Під дією високого тиску на кільцевий виступ поршня 2 останній переміщується в бік камери Б, притискується своїм торцем до герметизуючої прокладки 6 і герметично відсікає внутрішній канал поршня від камери А.

торцем до герметизуючої прокладки б і герметично відсікає внутрішній канал поршня від камери А.

В процесі роботи засувки камери змінного об'єму з системою радіальних каналів та кранів, крім того, забезпечують плавне підвищення (зниження) тиску для уникнення гідравлічних ударів. Запропонована засувка суттєво спрощує устйову арматуру, підвищує її надійність та ефективність в роботі. Вона дозволяє миттєво зупинити свердловину і запустити її в роботу, що особливо важливо при дослідженні високодебітних газових свердловин [99].

3.1.2 Регульований штуцер дискретної дії

Даний винахід може бути використаний для забезпечення безперервного вимірювання дебіту газу протягом всього часу, необхідного для дослідження свердловини на декількох режимах при можливості швидкої дистанційної зміни режиму дослідження.

Використовуваний діафрагмовий вимірювач критичного витікання газу [6] за конструкцією і функціональним призначенням найбільш близький до нього. Цей вимірювач містить циліндричний корпус (трубу), діафрагмоутримувач, діафрагму (робочу діафрагму), отвори для манометрів, термокишені для термометрів.

Його недоліком являється те, що при дослідженні свердловини він не дозволяє дистанційно і оперативно змінювати режими роботи свердловини, тому що операції по заміні діафрагми виконуються вручну, що приводить до втрат часу; крім того це може створювати небезпечну ситуацію під час роботи.

Тому необхідно було створити таку конструкцію вимірювача дебіту газу, яка б забезпечувала безперервне вимірювання дебіту припливу газу з пласта при його критичному витіканні, підвищуючи цим безпеку проведення робіт при дослідженні на різних режимах, причому, перехід з одного режиму на інший виконувався б швидкою заміною діафрагми одного діаметра на інший з дистанційним керуванням, механізуючи цю трудомістку операцію.

Ця задача вирішується наступним чином [97, 100]: у вимірювачі дебіту газу, який містить циліндричний корпус, діафрагмоутримувач, робочу діафрагму, термокишені для термометрів, отвори для манометрів, циліндричний корпус складається з двох патрубків, з'єднаних між собою, які мають наскрізні щілинні пази, в яких, з можливістю пересування, встановлений діафрагмоутримувач з отворами під робочу і змінні діафрагми, які герметизуються самоущільнюючими манжетами.

На рисунку 3.2 представлено загальний вигляд вимірювача дебіту газу.

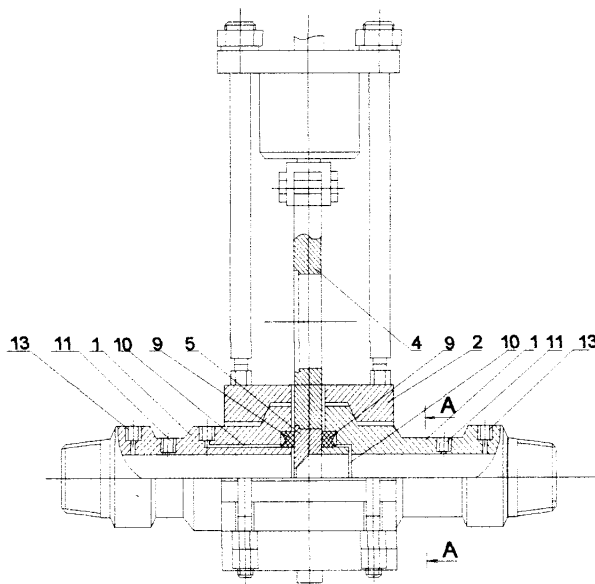


Рисунок 3.2 - Загальний вигляд вимірювача дебіту газу

На рисунку 3.3 – вигляд збоку.

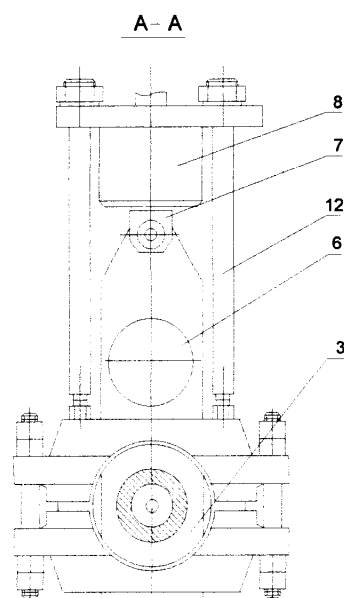


Рисунок 3.3 - Вимірювач дебіту газу (вигляд збоку).

Конструктивно вимірювач дебіту газу складається з двох патрубків 1, з'єднаних між собою стяжним роз'ємним фланцем 2 за допомогою шпильок. В наскрізних щілинних пазах 3, виконаних в патрубках 1, розміщений з можливістю пересування діафрагмоутримувач 4 з робочою діафрагмою 5 і отвором під змінну діафрагму 6. Верхня частина діафрагмоутримувача 4 тягою 7 з'єднана з пневмоциліндром 8, який за допомогою стійок 12 кріпиться на роз'ємному фланці 2. Герметизація робочої діафрагми 5 здійснюється за допомогою самоущільнюючих манжет 9, які розташовані в корпусі патрубків 1. Ущільнення самоущільнюючих манжет 9 досягається за рахунок подачі зовнішнього тиску по каналах 10. В потовщеній частині патрубків знаходяться термокишені 13 для термометрів. Для заміру величини тиску манометрами у звуженій частині патрубків 1 розташовані отвори для манометрів 11.

Вимірювач дебіту газу працює наступним чином.

В отвори діафрагмоутримувача встановлюються робоча 5 і змінна 6 діафрагми. Герметизація робочої діафрагми 5 здійснюється через канали високого тиску дистанційно. Після відкриття засувки трубного викиду свердловини в процесі дослідження проводяться заміри тиску та температури до діафрагми і після неї для отримання даних для підрахунку дебіту газу. Після закінчення дослідження свердловини на одному режимі і переходу на інший режим дистанційно, через пульт управління, закривається засувка трубного викиду, пневмоциліндр пересуває діафрагмоутримувач в положення, коли змінна діафрагма 6 займає місце робочої діафрагми 5, герметизується дистанційно, і подальше дослідження відбувається на іншому режимі.

Таким чином, запропонована конструкція вимірювача дебіту газу дозволяє проводити безперервне вимірювання дебіту припливу газу з пласта при критичному витіканні, підвищує безпеку проведення робіт при дослідженні свердловини на різних режимах, механізує трудомістку

операцію по заміні діафрагми під час переходу з одного режиму дослідження свердловини на інший [97, 99].

3.1.3 Запірно-поворотний промивальний клапан

Удосконалена конструкція запірно-поворотного промивального клапана може бути використана для підготовки до дослідження розвідувальної свердловини, проведення випробування в процесі буріння шляхом зміни величини депресії з меншої до більшої, для випробування газонасичених пластів з викликом припливу газу на поверхню, з метою отримання оперативної достовірної геологічної інформації в процесі будівництва свердловин [100].

Існуючий запірний поворотний клапан КЗ-3 [101, 102] призначений для відкривання і закривання свердловини на вибої для отримання двох відкритих і закритих періодів випробування. Однак даний пристрій не дає можливості забезпечити проведення заміни пластового флюїду, з одночасним зняттям кривої відновлення тиску, в бурильних трубах на промивальну рідину в процесі випробування.

Запірний поворотний клапан ЗП2 [103] призначений також для отримання двох відкритих і закритих періодів випробування, але він не має можливості забезпечити зв'язок трубного і затрубного простору свердловини в процесі закритого періоду випробування.

Але серійні запірно-поворотні клапани не забезпечують можливості промивання свердловини в період відновлення пластового тиску під час закритого періоду випробування, що значно збільшує час перебування випробувального інструменту на вибої та імовірність його прихоплення у відкритому стовбурі.

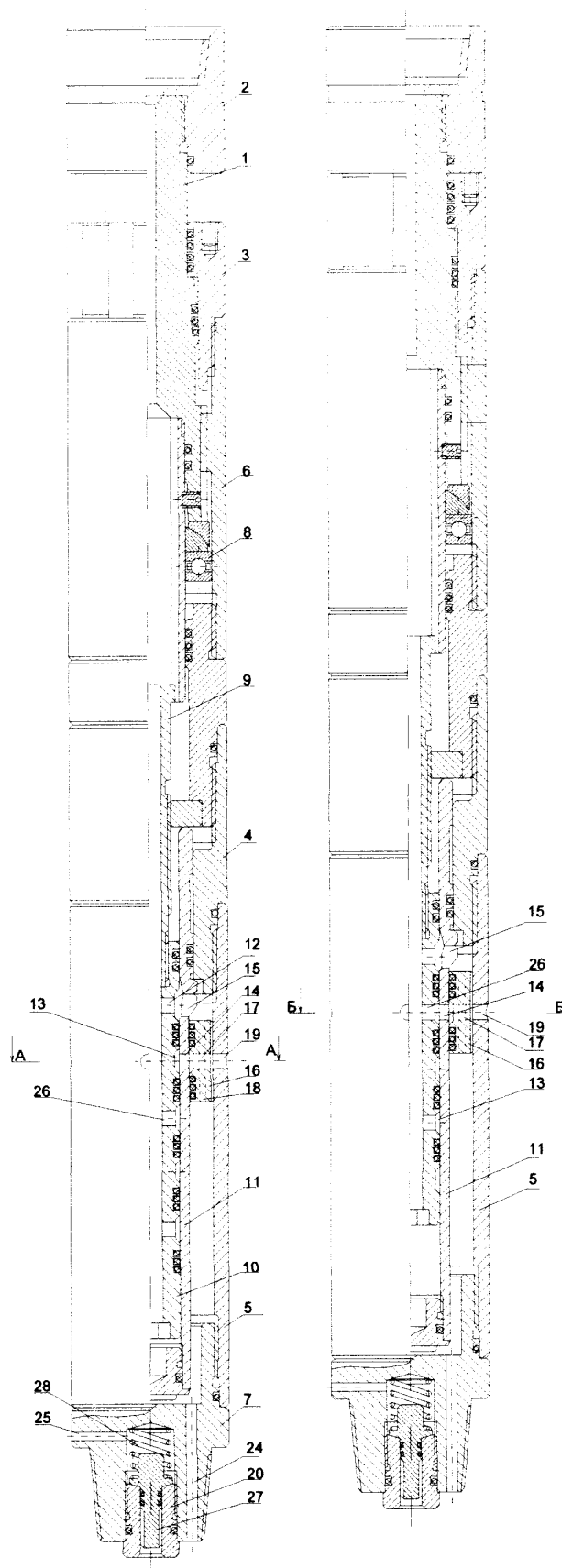
Серійний запірний поворотний клапан складається з верхнього перехідника, в який вкручений навантажувальний шток, і корпуса, в який входить кожух і перехідники. У внутрішній порожнині клапана знаходиться

шток з підшипником, що знаходиться в зчепленні з гвинтом. Гвинт, жорстко з'єднаний зі штоком запірного клапана, який переміщується в нижній гільзі. На гвинт нагвинчена гайка, закріплена в корпусі клапана. Нижче гайки розташована верхня гільза. В нижньому перехіднику встановлений перепускний клапан.

Тому була поставлена задача створення такої конструкції запірно-поворотного промивального клапана, яка б забезпечувала подальшу зміну величини депресії на пласт з меншої на більшу за один спуск випробувального інструменту, особливо при випробуванні гранулярно-тріщинуватих колекторів, та для випробування газонасичених пластів з випуском газу на поверхню з метою скорочення часу перебування на вибої свердловини для запобігання прихоплення випробувального інструменту.

Поставлена задача вирішується наступним чином [98]: запірно – поворотний промивальний клапан, який складається з верхнього перехідника, штока, корпусу, кожуха, перехідника, нижнього перехідника, підшипника, гвинта, нижньої гільзи гайки, верхньої гільзи, нижнього перехідника, перепускного клапана, в нижній своїй частині додатково містить циркуляційну втулку, яка з однієї сторони жорстко за допомогою різьби закріплена з перехідником, а з другої герметично взаємодіє з нижньою гільзою, в якій виконаний отвір, причому, всередині втулки розташовані - промивальний канал, що дає можливість сполучатись через отвори, розміщені в штоку клапана, отвори в нижній гільзі і нижньому перехіднику з затрубним простором свердловини при закритому періоді випробування та, не перетинаючи його, осьові канали, що сполучають внутрішню порожнину запірно - поворотного промивального клапана з підпакерною зоною при відкритому періоді випробування.

На рисунку 3.4 приведений загальний вигляд запірно-поворотного промивального клапана в транспортному відкритому положенні та в закритому положенні, в якому він перебуває під час зняття КВТ, тобто під час закритого періоду випробування.



а - транспортне положення; б – закрите положення

Рисунок 3.4 – Запірно-поворотний промивальний клапан:

На рисунку 3.5 показано переріз запірно-поворотного промивального

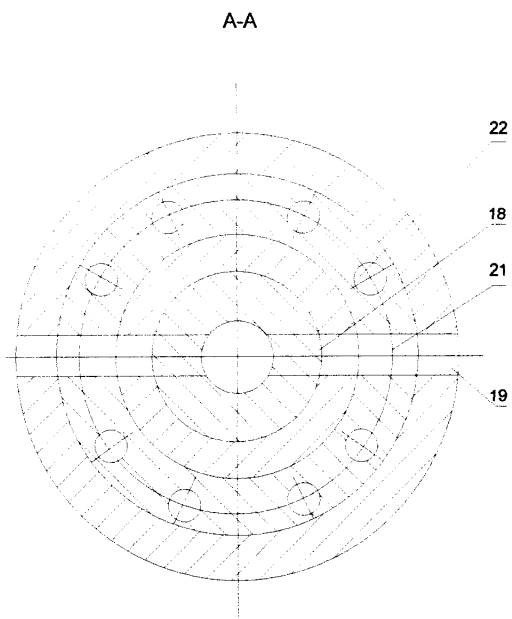


Рисунок 3.5 - Переріз запірно-поворотного промивального клапана при відкритому періоді випробування.

клапана при відкритому періоді випробування.

На рисунку 3.6 зображений переріз запірно-поворотного промивального клапана при закритому періоді випробування.

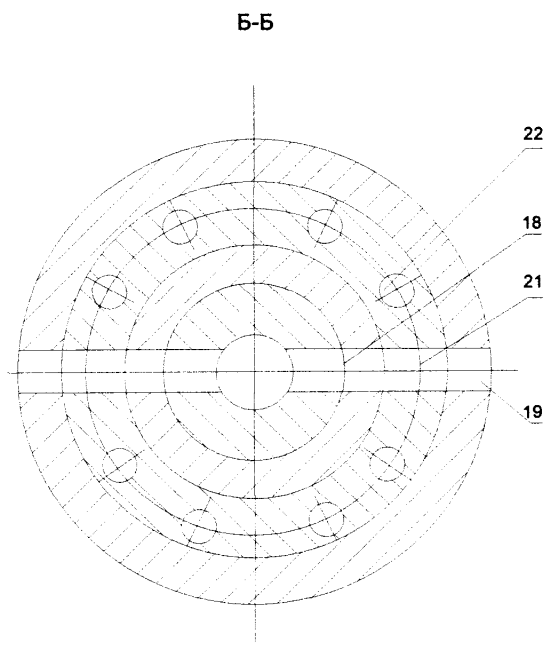


Рисунок 3.6 - Запірно-поворотний промивальний клапан в закритому положенні.

Запірно-поворотний промивальний клапан включає в себе: навантажуваний шток 1 з жорстко закріпленим на ньому верхнім перехідником 2 та напівштоком 23, який знаходиться в шпоночному зчепленні з гвинтом 9, перехідники 3, 4, 5, кожуха 6 і нижнього перехідника 7. Гвинт 9 жорстко поєднаний з нижнім штоком 10, який переміщується в нижній гільзі 11.

Нижній шток 10 виконаний з трьома рядами радіальних отворів 12 та кільцевими проточками 13. На нижній шток 10 посаджена нижня гільза 11 з отворами 14 і вікнами 15, на зовнішній поверхні якої герметично розташована циркуляційна втулка 16 з промивальним каналом 17 і осьовими каналами 18. Циркуляційна втулка 16 нерухомо закріплена в перехіднику 5 і своїм промивальним каналом 17 сполучає радіальні отвори 12 з отворами 19. У нижньому перехіднику 7 розміщений перепускний клапан, який складається з сідла 20, поршня 27 і пружини 28, і через отвір 25 сполучає внутрішню його порожнину з затрубним простором свердловини.

Принцип роботи клапана полягає в наступному. Під час спуску в свердловину клапан знаходиться в транспортному стані (рисунок 3.4). В процесі спуску клапана з комплектом випробувального інструменту в свердловину радіальні отвори 12 нижнього штока 10 сумісні з вікнами 15 нижньої гільзи 11, а отвори 14, промивальний канал 17 і отвори 19 сумісні з кільцевою проточкою 13. В такому положенні клапана промивальна рідина вільно перетікає через осьовий канал 24 в нижньому перехіднику 7, далі через осьові канали 18, вікна 15 і радіальні отвори 12 в порожнину бурильних труб. При доходженні випробувального інструменту до об'єкту випробування спуск припиняють, встановлюють пакер і проводять випробування на заданій депресії. Після відкриття впускного клапана випробувача пластів флюїд із пласта поступає через осьовий канал 24 в кільцеву порожнину перехідника 5 клапана і через осьові канали 18, вікна 15, радіальний отвір 12 у центральний осьовий канал гвинта 9, навантажуваного штока 1 і далі у внутрішню порожнину бурильних труб.

Після закінчення відкритого періоду випробування відокремлюють внутрішню порожнину бурильного інструменту від підпакерної (випробовуваної) зони свердловини. При цьому обертальний пристрій клапана приводить в обертально-поступальний рух верх гвинта 9, нижній шток 10 переміщується вгору до суміщення радіального отвору 26 з отворами 14, промивальним клапаном 17 та отвором 19, і порожнина бурильних труб сполучається з затрубним простором, одночасно відокремлюючись від підпакерної частини свердловини за рахунок перекриття і герметизації осьового каналу 18 і вікна 15 глухою частиною кільцевої проточки 13. Момент суміщення радіального отвору 26 з отворами 14, промивальним каналом 17 та отвором 19 чітко фіксується по зниженню рівня рідини в затрубному просторі і підвищенні тиску на усті свердловини. При цьому припиняють обертання бурильних труб і шляхом закачування промивальної рідини в затрубний простір свердловини заміщують флюїд в трубах на промивальну рідину.

В разі неотримання припливу пластового флюїду при випробуванні на заданій депресії, випробування можливо провести на більшій депресії на пласт, створивши за допомогою компресорної установки, яка є елементом обв'язки устя свердловини, надлишковий тиск в бурильних трубах, за рахунок чого промивальна рідина витискується з трубного простору в затрубний простір свердловини. Відокремлюємо внутрішню порожнину бурильного інструменту від затрубного простору свердловини, сполучаючись з підпакерною випробовуваною зоною. Знімаємо надлишковий тиск в бурильних трубах за допомогою крана компресорної установки, створюючи цим більшу величину депресії на пласт. Технологічний процес відкритого періоду і подальшого закритого періоду випробувань проводиться по описаному вище варіанту.

Після закінчення випробування знімають пакер з місця його встановлення, причому розтягуюче зусилля через колону бурильних труб передається на навантажуваний шток 1, який, повертаючись в початкове

/транспортне/ положення, знову входить через шпоночне зчеплення з з'єднання з кожухом 6, що дає можливість передавати оберти бурильної колони на обладнання, що розташоване нижче.

При підйомі обладнання з свердловини надлишковий тиск в замкнутому просторі між випробувачем пластів і запірно-поворотним промивальним клапаном розряджається через отвір 25 шляхом дії тиску на поршень 27, який, стискаючи пружину 28, відходить від сідла 20 і сполучає зону високого тиску через отвір 25 з затрубним простором свердловини.

Таким чином запропоноване технічне рішення має переваги над обладнанням подібного типу [104, 105].

Вищевказані елементи комплексу наземного обладнання для дослідження свердловин пройшли виробничі випробування на свердловині Роспашновська №16 об'єднання «Полтаванафтогазгеологія».

Малогабаритна засувка газодинамічної дії була використана на свердловині №6 Мар'їнського газоконденсатного родовища з високим дебітом при дослідженні її на одному фактично відпрацьованому режимі за новою технологією дослідження [12] та при дослідженні свердловини №8 Східно-Полтавської площі і показала свою ефективність і надійність в роботі.

Вимірювач дебіту газу та засувка газодинамічної дії використовувались при дослідженні свердловини №54 Матвіївської площі.

Слід вказати на перспективність розробленої методики розрахунку для використання її для дослідження свердловин на одному фактично відпрацьованому режимі в процесі буріння із застосуванням випробувача пластів, який спускається в свердловину на бурильних трубах [100, 105].

Одним із суттєвих недоліків загальноприйнятої методики випробування являється короткочасність самого процесу, внаслідок чого неможливо отримати достовірну характеристику продуктивності газового пласта і його газодинамічні параметри, які отримують при дослідженні пластів в експлуатаційних колонах, досягаючи стаціонарного режиму припливу.

Як правило, на досягнення одного стаціонарного режиму фільтрації витрачається від декількох годин до цілої доби. Цього часу не завжди можливо досягти в відкритому стовбурі свердловини через імовірні прихвати опірного хвостовика і пакера при тривалому стоянні інструменту на вибої свердловини. Ще одним важливим недоліком являється відсутність надійного устьового обладнання і непридатність діючої схеми обв'язки устя свердловини при отриманні на поверхні значної кількості газу з великим устьовим тиском. Таким чином при випробуванні газонасичених пластів в процесі буріння свердловин неможливо проводити дослідження і отримувати такі результати, які дозволяли б надійно і з великою ступінню достовірності провести оцінку колектора з точки зору промислової цінності його, ще не заблокованих результатом буріння пластів, а також вирішити доцільність спуску експлуатаційних колон і подальшого буріння інших свердловин на даній площі.

Питаннями розробки методичних прийомів випробування газонасичених пластів трубними випробувачами в процесі буріння свердловин займалися науково-дослідні інститути як за кордоном, так і в нашій країні.

Так, ще в 1965 році тодішнім трестом „Башквостокнефтеразведка” Мінгео СРСР був запропонований і втілений на свердловині №27 Кзилбаєвської площі спосіб випробування свердловин через бурильні труби, які спускаються на глибину продуктивного горизонту, герметизуються на усті пакером (противикидним пристроєм) і обв'язуються верхньою частиною устьової арматури з викидними лініями з замірним штуцером [106].

При цьому способі технічна колона відіграє роль експлуатаційної колони, а бурильна колона являється ліфтовою і продуктивідвідною колоною. Суттєвими недоліками способу являється неможливість застосування його при негерметичній колоні через відсутність вибійного ізолюючого пакера, а жорсткість устьової обв'язки не дозволяє під час

випробування обертати бурильну колону і переміщувати її в осьовому напрямку [98].

В об'єднанні „Саратовнефтегаз” в 1977 році проведені роботи по випробуванню свердловини №2 Лиманської площі в інтервалі перфорації 1603-1607 м проміжної 324 мм технічної колони з застосуванням серійного випробувача пластів [106, 107].

Устя свердловини через устьову головку вертлюжного типу і шарнірний маніфольд та викидні лінії приєднувалось до блоку глушіння свердловин і пересувного блоку сепаратора з можливістю заміру дебіту газу. Приплив газу викликався на поверхню і досліджувався на двох режимах з застосуванням штуцерів з прохідними отворами діаметром 8,0 і 6,2 мм. Виконані роботи підтвердили можливість отримання за допомогою випробувачів пластів достовірних даних про дебіт газу і колекторські властивості пласта, що дає можливість задовго до завершення будівництва свердловини вирішити подальший напрямок геологорозвідувальних робіт і доцільність спуску експлуатаційних колон. Але відсутність розбурюваних пакерів і опірних хвостовиків, надійних запірно-промивальних клапанів та устьового обладнання не дозволило в майбутньому розповсюдити цей досвід на відкритий стовбур свердловини [108].

В 1973 році спеціалістами ВНИИБТ були виконані експериментальні роботи по випробуванню декількох газових об'єктів на глибинах від 1200 до 2500 м в процесі буріння свердловин, використовуючи для цього серійний комплект випробувачів пластів КИИ-146 [108].

Устя свердловини обв'язувалося короткою системою, яка включала цементувальну головку з кранами і шарнірний маніфольд із трубок високого тиску та шарнірних колін цементувального агрегату. Шарнірний маніфольд поєднувався з викидною лінією та цементувальним агрегатом. Випробування проводилось з випуском газу на поверхню і заміром дебіту, як правило, на двох діафрагмах. Недоліком являється те, що всі випробування в відкритому стовбурі через можливі прихвати проводились короткочасово (30-110

хвилин), що, в свою чергу, не дозволяло доводити режим до стабілізації дебіту газу. Жорстка система обв'язки не дозволяє провести закриття запірно-поворотного клапана для зняття кривої відновлення тиску на вибої (під пакером).

Полтавським відділенням УкрДГРІ розроблена технологія випробування газових пластів та схема обв'язки устя свердловин із застосуванням комплексу нового наземного і глибинного обладнання [105, 109, 110, 111], які роблять можливим випробування газового пласта на одному фактично відпрацьованому режимі.

Застосування дослідних зразків розроблених технічних засобів в окремих свердловинах підтвердило їх працездатність, що дає право пропонувати їх до застосування при випробуванні пошукових і геологорозвідувальних свердловин глибиною до 3500 м з випуском газу на поверхню (в режимі пробної експлуатації) з дослідженням припливу на фактично відпрацьованому режимі.

3.2 Розробка технології дослідження газових свердловин

З метою забезпечення одержання необхідного первинного обсягу інформації для розрахунку газогідродинамічних параметрів пластів за новою методикою приведено удосконалену технологію дослідження газових свердловин, а саме: з метою підвищення вірогідності вимірювання величини початкових пластових тиску і температури, після збудження припливу із продуктивного пласта свердловину закривають в момент повного витіснення рідини із стовбура свердловини, і вимірюють тиск і температуру від вибою до устя на протязі всього періоду відновлення тиску і температури до статичних значень [13]. Після відновлення статичних тиску і температури вимірюють початкові пластові тиск $P_{пл}$ і температуру $T_{пл}$, а також статичні тиск і температуру по стовбуру свердловини. На рисунку 3.7 в координатах (тиск $P_{пл}$, час t) зображено зміну величини вибійного тиску $P_{виб}$ на всіх

етапах, починаючи зі збудження припливу газу і закінчуючи завершенням дослідження.

Зміна величини вибійного тиску в процесі збудження припливу газу зображена лінією *аб* (час від t_1 до t_2), на якій точка *а* відповідає початку збудження припливу газу, а точка *б* – моменту повного витіснення рідини із свердловини і закриттю засувки для відновлення вибійного тиску до величини пластового $P_{пл}$.

Зміна величини вибійного тиску в процесі відновлення його до величини пластового зображено лінією *б в* (час від t_2 до t_3), на якій точка *б* – початок відновлення тиску, а *в* – момент повного відновлення вибійного тиску до пластового $P_{пл}$.

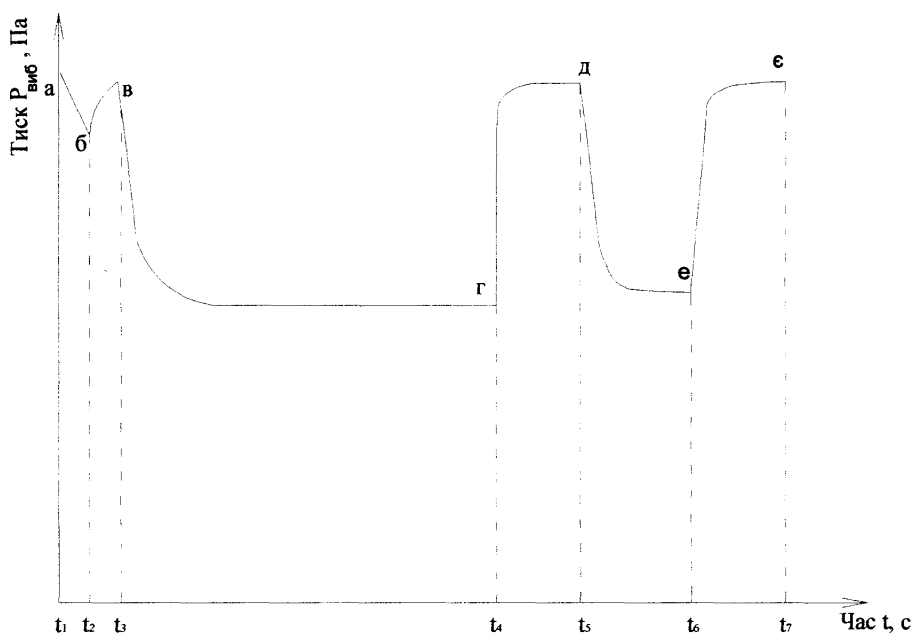


Рисунок 3.7 - Зміна величини вибійного тиску при дослідженні свердловини, починаючи зі збудження припливу до завершення дослідження

Після вимірювання $P_{пл}$ і $T_{пл}$ свердловину продувають газом, що припливає з пласта, для очищення присвердловинної зони продуктивного пласта (лінія *в з*, час від t_3 до t_4).

Після завершення продувки свердловину закривають для повного відновлення вибійного тиску до величини пластового (лінія *з д*, час від t_4 до

t_5), потім відпрацьовують один режим роботи свердловини до його стабілізації (лінія $d e$, час від t_5 до t_7).

Для скорочення витрат коштів і часу на дослідження свердловини і збільшення обсягу геологічної інформації на протязі всього періоду стабілізації режиму після запуску свердловини в роботу (лінія $d e$) вимірюють температуру на глибині вибою і по стовбуру свердловини, після цього дослідження припиняють, а необмежену кількість стаціонарних режимів роботи свердловини, ефективну товщину продуктивного пласта, коефіцієнти пористості і проникності розраховують на основі результатів математичної обробки кривих стабілізації припливу газу і відновлення пластового тиску після зупинки роботи свердловини та застосовуючи функцію добутку ємності і провідності пласта.

З метою запобігання неповоротного процесу погіршення фільтраційних параметрів присвердловинної частини пласта в процесі збудження припливу газу, продувок і дослідження свердловини контролюють величину вибійного тиску і обмежують пониження його з таким розрахунком, щоб мінімальний вибійний тиск був більшим чи дорівнював різниці гірничого тиску та максимальної механічної напруги в скелеті гірської породи за всю геологічну історію [90].

Крім того, визначають активний об'єм свердловин V_c (необхідний для визначення дійсного дебіту газу перед зупинкою роботи свердловини) за формулою:

$$V_c = \frac{\pi D_{в.ср}^2 H}{4} - V_{м.нкт}, \quad (3.1)$$

де V_c - робочий об'єм свердловини, $м^3$;

$D_{в.ср}$ - середній внутрішній діаметр обсадної колони, $м$;

H - глибина нижньої межі розкриття продуктивного горизонту, $м$;

$V_{м.нкт}$ - об'єм металу насосно-компресорних труб, що є в свердловині,

$м^3$.

3.3 Розробка методу дослідження газоконденсатних свердловин.

В результаті аналізу фактичного матеріалу дослідження газоконденсатних свердловин проведено удосконалення технології дослідження газоконденсатних свердловин в нижче вказаних напрямках [12].

Перший напрямок. З метою запобігання неповоротного процесу пониження коефіцієнтів пористості і проникності в присвердловинній зоні продуктивного пласта пошуково-розвідувальних свердловин на всіх етапах завершальної стадії збудження припливу газу з незначним вмістом конденсату, продувки свердловини і відпрацювання стаціонарного режиму припливу газоконденсату контролюють величину тиску в затрубному просторі свердловини і підтримують його рівним або більшим величини, що описується нерівністю:

$$P_{затр} \geq (P_{гирськ} - \sigma_{ск.макс}) e^{-s}, \quad (3.2)$$

де $P_{затр}$ - тиск в затрубному просторі свердловини. $Па$;

$P_{гирськ}$ - величина гірничого тиску на глибині підшви продуктивного горизонту, $Па$;

$\sigma_{ск.макс}$ - максимальна механічна напруга в скелеті гірської породи продуктивного пласта, $Па$;

e - основа натуральних логарифмів, дорівнює 2,718281829;

$$S = \frac{0,03415 \cdot \bar{\rho}_{сум} \cdot L}{Z_{ср} \cdot T_{ср}}, \quad (3.3)$$

$\bar{\rho}_{сум}$ - відносна густина газу з незначним вмістом конденсату по повітрю в стандартних умовах, безрозмірна;

L - глибина підшви продуктивного пласта, $м$;

Z_{cp} - середній коефіцієнт стисливості газу з незначним вмістом конденсату в затрубному просторі свердловини, безрозмірний;

T_{cp} - середня термодинамічна температура в затрубному просторі свердловини, K .

За умови підтримання величини тиску в затрубному просторі свердловини $P_{затр}$, що описується формулою (3.2), величина вибійного тиску $P_{виб}$, як вже було сказано, повинна бути більшою чи рівною різниці гірського тиску та максимальної механічної напруги в скелеті гірської породи за його геологічну історію в інтервалі продуктивного пласта [90, 91, 93, 94].

Для збереження початкових гідродинамічних параметрів в присвердловинній зоні продуктивного пласта величину $P_{виб}$ підтримують рівною або більшою розрахункової величини за формулою (3.2) не тільки на початковій стадії експлуатації покладу, а також в процесі збудження припливу пластового флюїду, продувки і дослідження свердловини.

На рисунку 3.8 зміна мінімально допустимого вибійного тиску з глибиною зображена лінією 1, величина пластового тиску – лінією 2, а гірського тиску – лінією 3. Відстань по горизонталі між лініями 1 і 3 чисельно дорівнює максимальній механічній напрузі в скелеті гірської породи за всю геологічну історію на відповідній глибині.

Лінією 4 зображена епюра тиску в затрубному просторі працюючої свердловини, що відповідає величині мінімально допустимого тиску в затрубному просторі свердловини ($P_{затр.мін}$ в усті свердловини) і мінімально допустимому вибійному тиску ($P_{виб.мін}$ на глибині підшви продуктивного пласта).

У випадку пониження вибійного тиску до величини, що попадає в зону техногенного ущільнення гірських порід (зліва від епюри 1 на рисунку 3.8) фільтраційні параметри продуктивного пласта погіршуються, особливо в присвердловинній зоні пласта. Навіть короткочасне пониження тиску в

свердловині до величини, меншої $P_{\text{виб.мін}}$ може привести до непоправних наслідків.

Лінією 6 на рисунку позначено епюру тиску в затрубному просторі при

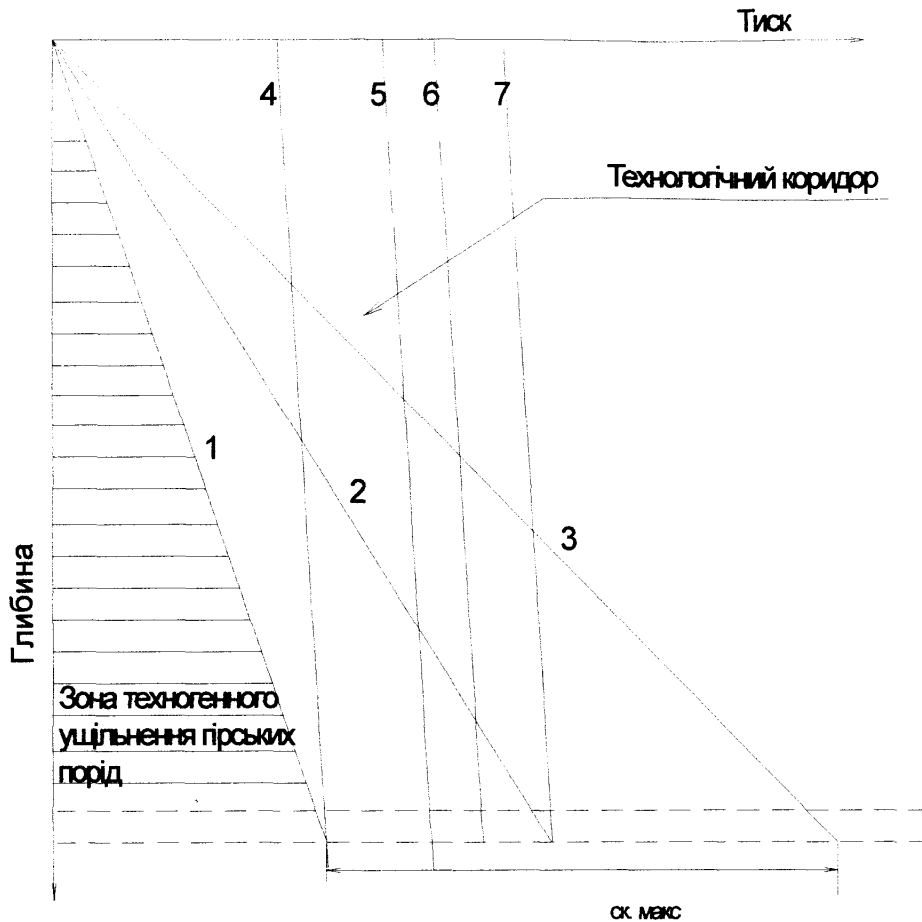


Рисунок 3.8 - Епюри тиску і технологічний коридор експлуатаційних газоконденсатних свердловин

режимі роботи свердловини, що не вписується в технологічний коридор. При такому режимі роботи свердловини газоконденсат накопичується у вибої і стовбурі свердловини і призводить до зменшення дебіту газу.

Лінією 7 позначено статичний тиск в свердловині після повного відновлення вибійного тиску до пластового.

Максимальну механічну напругу в скелеті гірської породи за всю геологічну історію $\sigma_{ск.макс}$ можна визначити по керну гірської породи, застосовуючи методики [91, 93].

Другий напрямок полягає у наступному. Відпрацьовують один стаціонарний режим роботи газоконденсатної свердловини, починаючи із статичних тиску і температури, а після досягнення стаціонарного стану припливу газоконденсату роботу свердловини зупиняють і реєструють відновлення тиску і температури на глибині вибою і по стовбуру свердловини до статичних.

Третій напрямок передбачає, що у процесі стабілізації режиму роботи газоконденсатної свердловини реєструють зміну тиску і температури на глибині вибою і по стовбуру свердловини.

Таким чином первинні матеріали дослідження свердловин в повній мірі забезпечують розрахунок газогідродинамічних параметрів в значно більшому об'ємі, ніж той, що забезпечують розрахунки згідно діючим інструкціям, і більш оперативно, завдяки розробленій математичній моделі по дослідженню газоконденсатних свердловин на одному стаціонарному режимі.

У випадку, коли дослідженню підлягає високопродуктивна газова чи газоконденсатна свердловина при нестационарному режимі фільтрації, підхід до способу дослідження може бути дещо інакшим. Це викликано тим, що відновлення тиску при закритті свердловини для запису кривої відновлення тиску відбувається практично миттєво. Слід зауважити, що гідравлічного удару при миттєвому відкритті і закритті свердловини не відбувається, що можна показати за допомогою аналітичних розрахунків із використанням основних положень газової динаміки. При інтерпретації кривих припливу і відновлення пластового тиску використовуються ті ж методи, що і при дослідженні газових і газоконденсатних свердловин з середнім дебітом, в тому числі інтегральний метод Е.Б.Чекалюка та диференціальний метод І.А.Чарного.

Висновки до розділу 3

Приведені удосконалені технічні засоби [96, 97, 98] та метод дослідження та випробування свердловин, які призначені для підвищення ефективності та безпеки проведення робіт. Вони пройшли випробування в виробничих умовах [112] і підтвердили свою ефективність та надійність в роботі.

РОЗДІЛ 4

ПОРІВНЯЛЬНИЙ АНАЛІЗ ЕФЕКТИВНОСТІ РОЗРОБЛЕНИХ ТА ВІДОМИХ
МЕТОДИК НА ПРИКЛАДІ СВЕРДЛОВИН ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ
ЗАПАДИНИ

4.1 Розрахунок ємнісно-фільтраційних параметрів продуктивних пластів газових свердловин

4.1.1 Алгоритм обробки даних досліджень газових свердловин показано на прикладі розрахунку гідрогазодинамічних параметрів свердловини №54 Матвіївського газового родовища Солохівського промислу).

Проведення дослідження газової свердловини та обробку його результатів пропонується проводити у наступній послідовності.

Перед зупинкою роботи свердловини необхідно виміряти абсолютний тиск на буфері і в затрубному просторі свердловини: $P_{\text{буф}} = 15,619 \cdot 10^6$ Па, $P_{\text{затр}} = 16,612 \cdot 10^6$ Па, температура газу у фонтанній арматурі $+38^{\circ}\text{C}$.

Зміна тиску в затрубному просторі і на буфері після зупинки роботи свердловини приведено в таблиці 4.1.

Через годину після зупинки роботи свердловини необхідно заміряти тиск по стовбуру свердловини глибинним манометром, а пластову температуру – максимальним термометром. Результати вимірювання приведені в таблиці 4.2

Після вимірювання тиску глибинним манометром свердловина була запущена в роботу. З моменту запуску свердловини в роботу до досягнення усталеного припливу газу необхідно вимірювати тиск в затрубному просторі і на буфері. Результати вимірювання тиску в процесі стабілізації припливу газу приведені в таблиці 4.3.

Таблиця 4.1 - Зміна тиску в затрубному просторі після зупинки роботи свердловини №54 Матвіївського газового родовища (інтервал перфорації 3929-3942 м.)

№	Час (год.-хв.)	Час, с.	Абсолютний тиск $P_{затр}$		Абсолютний тиск $P_{буф}$	
			Па	ата	Па	ата
1	2	3	4	5	6	7
0	10-18	0	$16,612 \cdot 10^6$	169,40	$15,619 \cdot 10^6$	159,27
1	10-19	60	$16,659 \cdot 10^6$	169,88	$15,576 \cdot 10^6$	169,03
2	10-20	120	$16,894 \cdot 10^6$	172,27	$16,768 \cdot 10^6$	170,98
3	10-22	240	$17,191 \cdot 10^6$	175,30	$16,921 \cdot 10^6$	172,55
4	10-23	300	$17,363 \cdot 10^6$	177,05	$17,036 \cdot 10^6$	173,72
5	10-25	420	$17,519 \cdot 10^6$	178,64	$17,151 \cdot 10^6$	174,89
6	10-26	480	$17,644 \cdot 10^6$	179,92	$17,265 \cdot 10^6$	176,06
7	10-28	600	$17,769 \cdot 10^6$	181,19	$17,380 \cdot 10^6$	177,23
8	10-30	720	$17,847 \cdot 10^6$	181,99	$17,533 \cdot 10^6$	178,79
9	10-32	840	$17,988 \cdot 10^6$	183,42	$17,610 \cdot 10^6$	179,57
10	10-34	960	$18,066 \cdot 10^6$	184,22	$17,725 \cdot 10^6$	180,74
11	10-36	1080	$18,144 \cdot 10^6$	185,02	$17,763 \cdot 10^6$	181,13
12	10-38	1200	$18,200 \cdot 10^6$	185,59	$17,801 \cdot 10^6$	181,52
13	10-40	1320	$18,230 \cdot 10^6$	185,59	$17,878 \cdot 10^6$	182,30
14	10-42	1440	$18,250 \cdot 10^6$	186,10	$17,916 \cdot 10^6$	182,69
15	10-44	1560	$18,271 \cdot 10^6$	186,31	$17,916 \cdot 10^6$	182,69
16	10-46	1680	$18,300 \cdot 10^6$	186,61	$17,954 \cdot 10^6$	183,08
17	1048	1800	$18,316 \cdot 10^6$	186,77	$17,954 \cdot 10^6$	183,08
18	10-50	1920	$18,332 \cdot 10^6$	186,93	$17,992 \cdot 10^6$	183,47
19	10-52	2040	$18,347 \cdot 10^6$	187,09	$17,992 \cdot 10^6$	183,47
20	10-54	2160	$18,363 \cdot 10^6$	187,25	$18,031 \cdot 10^6$	183,86
21	10-56	2280	$18,378 \cdot 10^6$	187,41	$18,069 \cdot 10^6$	184,25
22	10-58	2400	$18,394 \cdot 10^6$	187,57	$18,069 \cdot 10^6$	184,25
23	11-00	2520	$18,394 \cdot 10^6$	187,57	$18,069 \cdot 10^6$	184,25
24	11-05	2820	$18,410 \cdot 10^6$	187,73	$18,069 \cdot 10^6$	184,25
25	11-10	3120	$18,425 \cdot 10^6$	187,89	$18,107 \cdot 10^6$	184,64
26	11-20	3720	$18,457 \cdot 10^6$	188,20	$18,107 \cdot 10^6$	184,64
27	11-30	4320	$18,457 \cdot 10^6$	188,20	$18,107 \cdot 10^6$	184,64
28	11-40	4920	$18,457 \cdot 10^6$	188,20	$18,107 \cdot 10^6$	184,64
29	11-50	5520	$18,457 \cdot 10^6$	188,20	$18,107 \cdot 10^6$	184,64
30	12-00	6120	$18,457 \cdot 10^6$	188,20	$18,107 \cdot 10^6$	184,64
31	12-20	7320	$18,457 \cdot 10^6$	188,20	$18,107 \cdot 10^6$	184,64
32	13-00	9720	$18,457 \cdot 10^6$	188,20	$18,107 \cdot 10^6$	184,64

Таблиця 4.2 - Результати вимірювання тиску по стовбуру закритої свердловини №54 Матвіївського родовища і температури на максимальній глибині спуску глибинного манометра (інтервал перфорації 3929-3942м)

Глибина, м	Абсолютний тиск, Па	Температура, °С
1	2	3
0	$18,50 \cdot 10^6$	32
1000	$20,15 \cdot 10^6$	52 (розрахункова)
2000	$21,50 \cdot 10^6$	72 (розрахункова)
3000	$22,98 \cdot 10^6$	91 (розрахункова)
3806	$24,18 \cdot 10^6$	107 (розрахункова)
3906	$24,42 \cdot 10^6$	109

За даними вимірювання глибинним манометром та термометром відповідно:

$$P_{пл(3935,5)} = 24,5 \times 10^6 \text{ Па (249,83 ата)};$$

$$T_{пл(3935,5м)} = 273 + [109 + (109 - 32)29,5/3906] = 383\text{К}.$$

На основі компонентного складу газу розраховані критичний тиск і температура [68] $P_{кр} = 4,663 \cdot 10^6 \text{ Па}$, $T_{кр} = 200,089\text{К}$.

Питома газова стала R розрахована за формулою (2.80):

$$R = \frac{P_{ам}}{Z_{ам} T_{см} \rho_{ам}} = 463,369 \frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot \text{К}} \quad (4.1)$$

Розраховуємо накопичення газу в свердловині по кривій відновлення тиску за формулою (2.19) і максимальну першу похідну від функції накопичення газу $\Delta V(t)$ по t на початковій ділянці кривої $\Delta V(t) = f(t)$, визначаємо дійсний дебіт газу перед зупинкою роботи свердловини з урахуванням величини V_c - активного об'єму стовбура свердловини, який становить $64,576 \text{ м}^3$;

Таблиця 4.3. - Результати вимірювання тиску в затрубному просторі і на буфері після запуску в роботу свердловини №54 Матвіївського газового родовища (інтервал перфорації 3929-3942м)

№	Час, год-хв.	Час, с	Абсолютний тиск $P_{затр}$		Тсер	Zсер
			ат	Па		
1	2	3	4	5	6	7
0	10-18	0	$168,3665 \cdot 10^6$	$1,661 \cdot 10^7$	347,0	0,868
1	10-19	60	$168,8446 \cdot 10^6$	$1,666 \cdot 10^7$	347,0	0,868
2	10-20	120	$171,2351 \cdot 10^6$	$1,689 \cdot 10^7$	347,0	0,868
3	10-22	240	$174,2629 \cdot 10^6$	$1,719 \cdot 10^7$	346,9	0,868
4	10-23	300	$176,0159 \cdot 10^6$	$1,736 \cdot 10^7$	346,9	0,868
5	10-25	420	$177,6096 \cdot 10^6$	$1,752 \cdot 10^7$	346,9	0,868
6	10-26	480	$178,8845 \cdot 10^6$	$1,764 \cdot 10^7$	346,9	0,868
7	10-28	600	$180,1594 \cdot 10^6$	$1,777 \cdot 10^7$	346,8	0,868
8	10-30	720	$180,9562 \cdot 10^6$	$1,785 \cdot 10^7$	346,8	0,868
9	10-32	840	$182,3904 \cdot 10^6$	$1,799 \cdot 10^7$	346,7	0,868
10	10-34	960	$183,1872 \cdot 10^6$	$1,807 \cdot 10^7$	346,7	0,8681
11	10-36	1080	$183,9841 \cdot 10^6$	$1,814 \cdot 10^7$	346,7	0,8683
12	10-38	1200	$184,7809 \cdot 10^6$	$1,822 \cdot 10^7$	346,7	0,8685
13	10-40	1320	$185,4183 \cdot 10^6$	$1,828 \cdot 10^7$	346,6	0,869
14	10-42	1440	$185,5777 \cdot 10^6$	$1,83 \cdot 10^7$	346,6	0,8698
15	10-44	1560	$185,5777 \cdot 10^6$	$1,83 \cdot 10^7$	346,5	0,8706
16	10-46	1680	$185,5777 \cdot 10^6$	$1,83 \cdot 10^7$	346,5	0,8719
17	10-48	1800	$185,737 \cdot 10^6$	$1,832 \cdot 10^7$	346,5	0,8725
18	10-50	1920	$185,8964 \cdot 10^6$	$1,833 \cdot 10^7$	346,4	0,8734
19	10-52	2040	$186,0558 \cdot 10^6$	$1,835 \cdot 10^7$	346,4	0,8734
20	10-54	2160	$186,2151 \cdot 10^6$	$1,836 \cdot 10^7$	346,3	0,8734
21	10-56	2280	$186,3745 \cdot 10^6$	$1,838 \cdot 10^7$	346,3	0,8734
22	10-58	2400	$186,5339 \cdot 10^6$	$1,839 \cdot 10^7$	346,3	0,8734
23	11-00	2520	$186,5339 \cdot 10^6$	$1,839 \cdot 10^7$	346,2	0,873
24	11-05	2820	$186,6932 \cdot 10^6$	$1,841 \cdot 10^7$	346,1	0,873
25	11-10	3120	$186,8526 \cdot 10^6$	$1,843 \cdot 10^7$	346,0	0,872
26	11-20	3720	$187,1713 \cdot 10^6$	$1,846 \cdot 10^7$	345,9	0,87
27	11-30	4320	$187,1713 \cdot 10^6$	$1,846 \cdot 10^7$	345,7	0,87
28	11-40	4920	$187,1713 \cdot 10^6$	$1,846 \cdot 10^7$	345,5	0,87
29	11-50	5520	$187,1713 \cdot 10^6$	$1,846 \cdot 10^7$	345,3	0,87
30	12-00	6120	$187,1713 \cdot 10^6$	$1,846 \cdot 10^7$	345,1	0,87

Крива відновлення тиску після зупинки роботи свердловини математично оброблена інтегральним методом Е.Б.Чекалюка (таблиця 4.4, рисунок 4.1, 4.2, 4.3) і методом І.А. Чарного (таблиця 4.5, рисунок 4.4).

Таблиця 4.4 - Результати математичної обробки кривої відновлення тиску в свердловині №54 Матвіївського

газового родовища інтегральним методом Е.Б. Чекалюка (інтервал перфорації 3929-3942м)

№	Час t_m , с	P_m , Па	P_m^2 , Па ²	ΔP_m^2 , Па ²	$\int_0^{t_m} \Delta P_m^2(t) dt$	$\frac{\int_0^{t_m} \Delta P_m^2(t) dt}{\Delta P_m^2 \cdot t_m}$	$\alpha(d)_m$	$\Delta \bar{P}_m^2$	$\Delta V(t)_m, M^3$	\bar{q}_m	$\frac{\Delta P_m^2}{Q_0 - \bar{q}_m}$	$\ln t_m$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
0	0	$22,107 \cdot 10^6$	$448,7194 \cdot 10^{12}$	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1	600	$23,639 \cdot 10^6$	$558,8023 \cdot 10^{12}$	$70,0829 \cdot 10^{12}$	$22,632585 \cdot 10^{15}$	0,5382336	0,596	$4,17 \cdot 10^{13}$	$1,285 \cdot 10^4$	1,4	$2,953 \cdot 10^{13}$	6,397
2	960	$24,023 \cdot 10^6$	$577,1045 \cdot 10^{12}$	$88,3851 \cdot 10^{12}$	$51,384705 \cdot 10^{15}$	0,6055968	0,646	$3,346 \cdot 10^{13}$	$1,306 \cdot 10^4$	1,101	$3,346 \cdot 10^{13}$	6,867
3	1440	$24,243 \cdot 10^6$	$587,7230 \cdot 10^{12}$	$99,0036 \cdot 10^{12}$	$97,125315 \cdot 10^{15}$	0,681295	0,693	$3,609 \cdot 10^{13}$	$1,321 \cdot 10^4$	0,833	$3,609 \cdot 10^{13}$	7,272
4	1800	$24,322 \cdot 10^6$	$591,5597 \cdot 10^{12}$	$102,8403 \cdot 10^{12}$	$133,457217 \cdot 10^{15}$	0,7209518	0,754	$3,598 \cdot 10^{13}$	$1,317 \cdot 10^4$	0,649	$3,598 \cdot 10^{13}$	7,496
5	2280	$24,403 \cdot 10^6$	$595,5064 \cdot 10^{12}$	$106,7870 \cdot 10^{12}$	$183,767769 \cdot 10^{15}$	0,7547726	0,782	$3,669 \cdot 10^{13}$	$1,321 \cdot 10^4$	0,529	$3,669 \cdot 10^{13}$	7,732
6	2820	$24,460 \cdot 10^6$	$598,2916 \cdot 10^{12}$	$109,5722 \cdot 10^{12}$	$242,184753 \cdot 10^{15}$	0,7837057	0,81	$3,74 \cdot 10^{13}$	$1,325 \cdot 10^4$	0,441	$3,74 \cdot 10^{13}$	7,944
7	3720	$24,500 \cdot 10^6$	$600,2500 \cdot 10^{12}$	$111,531 \cdot 10^{12}$	$341,681193 \cdot 10^{15}$	0,8235359	0,83	$3,884 \cdot 10^{13}$	$1,334 \cdot 10^4$	0,36	$3,844 \cdot 10^{13}$	8,221

Дійсний дебіт газу перед зупинкою роботи:

$$Q_0 = \frac{d[\Delta V(t)]}{dt} = 2,8125 \frac{\text{м}^3}{\text{с}} \left(243 \frac{\text{тис.м}^3}{\text{доба}} \right).$$

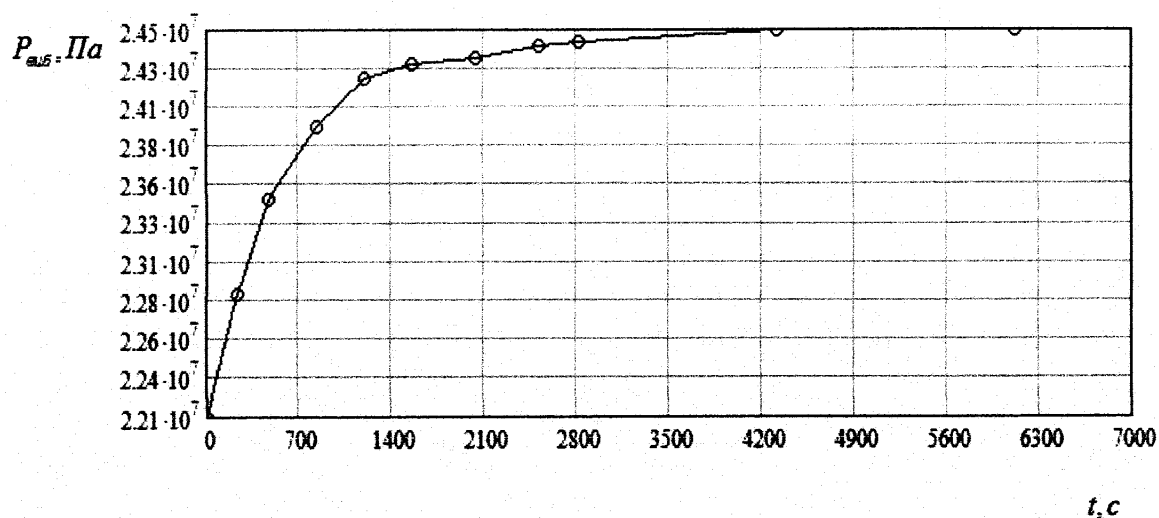


Рисунок 4.1 - Крива приросту вибійного тиску $P_{вуб} = f(t)$ після зупинки роботи свердловини №54 Матвіївського газового родовища (інтервал перфорації 3929-3942 м).

Крива наростаючого вибійного тиску в другій степені приведена на рисунку 4.2. Інтеграл Дюамеля для кривої, приведеної на рисунку 4.2, розраховані в середовищі «MathCad» із застосуванням методів сплайнового аналізу, що дає значно більшу точність на відміну від наближеного методу знаходження їх за допомогою палетки А.П. Канюги) для часу t_m , рівного 600, 960, 1440, 1800, 2280, 2820 і 3720 секунд, а величини $\Delta \bar{P}_m^2$ розраховані за формулами:

$$\alpha(d)_m = 0,925 \frac{\int_0^{t_m} \Delta P_m^2(t) dt}{\Delta P_m^2 \cdot t_m} + 0,075 : \quad (4.2)$$

$$\bar{q}_m = \frac{\Delta V(t)}{t_m} . \quad (4.3)$$

$$\Delta \bar{P}_m^2 = \alpha(d)_m \cdot \Delta P_m^2 . \quad (4.4)$$

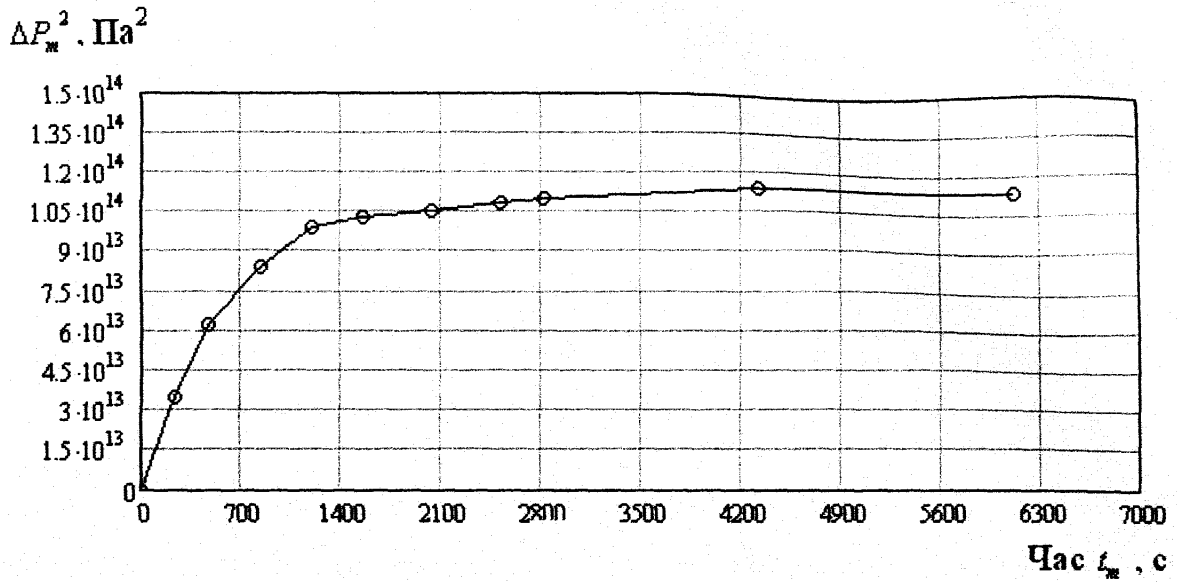


Рисунок 4.2 - Крива приросту вибійного тиску в другій степені $\Delta P_m^2 = f(t)$ для обробки інтегральним методом Е.Б.Чекалюка після зупинки роботи свердловини №54 Матвіївського газового родовища (інтервал перфорації 3929-3942м).

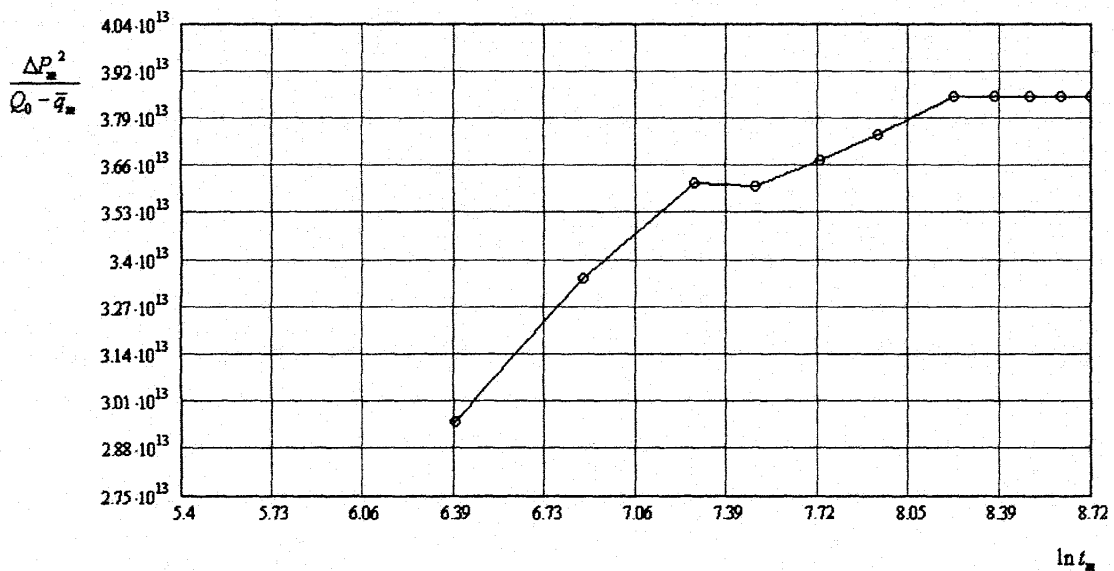


Рисунок 4.3 - Висхідна пряма обробки інтегральним методом Е.Б.Чекалюка кривої приросту вибійного тиску після зупинки роботи свердловини №54 Матвіївського газового родовища (інтервал перфорації 3929-3942м).

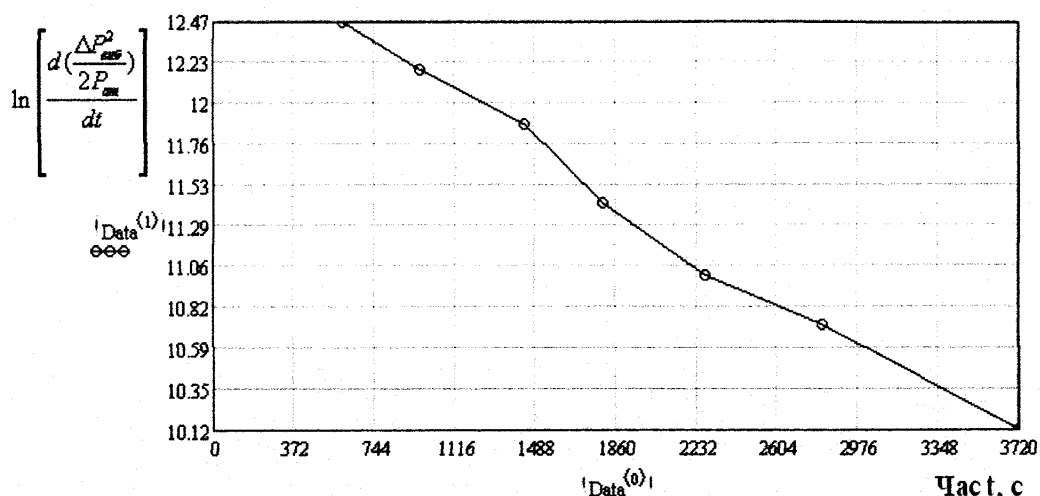


Рисунок 4.4 - Результати математичної обробки методом І.А.Чарного кривої відновлення тиску після зупинки роботи свердловини №54 Матвіївського газового родовища (інтервал перфорації 3929-3942м).

Усереднені дебїти припливу газу \bar{q}_m після зупинки роботи свердловини розраховані за формулою:

За даними розрахунку таблиці 4.4 побудована висхідна пряма в координатах $(\frac{\Delta \bar{P}_m^2}{Q_0 - \bar{q}_m}, \ln t_m)$ (рисунок 4.3).

Як видно з рисунку 4.3, висхідна пряма нахилена до вісі абсцис під кутом, тангенс якого $i = 3,833 \cdot 10^{12} \frac{(\text{Па})^2 \cdot \text{с}}{\text{м}^3}$ і відтинає на вісі абсцис відрізок $x_0 = -1,8$.

Комплексний параметр газопровідності пласта $\frac{kh}{\mu}$, комплексний параметр

п'єзопровідності $\frac{\alpha}{r_n^2}$ розраховані за формулами:

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{P_{am}}{2\pi i} = \frac{0,1013 \cdot 10^6}{6,283185 \cdot 3,833 \cdot 10^{12}} = 4,207 \cdot 10^{-12} \frac{\text{м}^3}{\text{Па} \cdot \text{с}} = 412,26 \left(\frac{\text{дарсі} \cdot \text{см}}{\text{сантитуаз}} \right), \quad (4.5)$$

$$\frac{\alpha}{r_n^2} = e^{-x_0} = 2,71828 = 6,0496 \text{с}^{-1}. \quad (4.6)$$

В результаті математичної обробки кривої відновлення тиску методом І.А.Чарного (таблиця 4.5, рисунок 4.4) побудована пряма в координатах:

Таблиця 4.5 - Результати математичної обробки кривої відновлення тиску в свердловині №54 Матвіївського газового родовища методом І.А.Чарного (інтервал перфорації 3929 – 3942 м)

Час t, с	$P_{\text{виб}}, \text{Па}$	$\frac{P_{\text{виб}}^2}{2P_{\text{ам}}}, \text{Па}$	$\frac{\Delta P_{\text{виб}}^2}{2P_{\text{ам}}}, \text{Па}$	$\frac{d(\frac{\Delta P_{\text{виб}}^2}{2P_{\text{ам}}})}{dt}$	$\ln \left[\frac{d(\frac{\Delta P_{\text{виб}}^2}{2P_{\text{ам}}})}{dt} \right]$
1	2		3	4	5
0	$2,211 \cdot 10^7$	$2,412 \cdot 10^9$	0	-	-
600	$2,364 \cdot 10^7$	$2,757 \cdot 10^9$	$3,453 \cdot 10^8$	$2,595 \cdot 10^5$	12,467
960	$2,403 \cdot 10^7$	$2,85 \cdot 10^9$	$4,377 \cdot 10^8$	$1,958 \cdot 10^5$	12,185
1440	$2,433 \cdot 10^7$	$2,921 \cdot 10^9$	$5,088 \cdot 10^8$	$1,435 \cdot 10^5$	11,874
1800	$2,433 \cdot 10^7$	$2,921 \cdot 10^9$	$5,093 \cdot 10^8$	$9,091 \cdot 10^4$	11,418
2280	$2,441 \cdot 10^7$	$2,94 \cdot 10^9$	$5,284 \cdot 10^8$	$5,977 \cdot 10^4$	11,002
2820	$2,446 \cdot 10^7$	$2,952 \cdot 10^9$	$5,4 \cdot 10^8$	$4,514 \cdot 10^4$	10,717
3720	$2,454 \cdot 10^7$	$2,972 \cdot 10^9$	$5,605 \cdot 10^8$	$2,478 \cdot 10^4$	10,118

$\left\{ \ln \left[\frac{d(\frac{\Delta P_{\text{виб}}^2}{2P_{\text{ам}}})}{dt} \right], t \right\}$ яка нахилена до вісі абсцис під кутом, тангенс якого

$$\beta = 8,867 \cdot 10^{-4}.$$

Величина комплексного параметра п'єзопровідності $\frac{\alpha}{R_k^2}$ розрахована за

формулою:

$$\frac{\alpha}{R_k^2} = \frac{\beta}{5,784} = 1,533 \cdot 10^4 c^{-1}, \quad (4.7)$$

де R_k - радіус контуру дренавання свердловини, м.

Після ділення $N_1 = \frac{\alpha}{r_n^2}$ на $N_2 = \frac{\alpha}{R_k^2}$ одержуємо величину $\frac{R_k^2}{r_n^2} = 3,946 \cdot 10^4$,

звідси $\ln \frac{R_k}{r_n} = 5,292$.

Величина коефіцієнта лінійного опору припливу газу до вибою свердловини A розрахована за наступною формулою:

$$A = \frac{\ln \frac{R_k}{r_n}}{2\pi \left(\frac{kh}{\mu} \right)_2} = 2,002 \cdot 10^8 \frac{\text{Па}}{\text{м}^3/\text{с}}. \quad (4.8)$$

Вирішуючи рівняння припливу газу до вибою свердловини відносно коефіцієнта інерційного опору припливу газу до вибою свердловини B , розрахована його величина, $B = 1,913 \cdot 10^7 \frac{\text{Па}}{(\text{м}^3/\text{с})^2}$.

Таким чином одержано рівняння припливу газу до вибою свердловини:

$$\frac{P_{пл}^2 - P_{виб}^2}{2P_{ат}} = A Q + B Q^2. \quad (4.9)$$

На основі величини коефіцієнта лінійного опору припливу газу до вибою свердловини A розраховано коефіцієнт продуктивності пласта:

$$K_n = \frac{1}{A} = 4,995 \cdot 10^{-9} \frac{\text{м}^3}{\text{Па} \cdot \text{с}}. \quad (4.10)$$

За формулою (4.9) розраховані абсолютно вільний дебіт газу (при $P_{виб} = P_{ат}$)

$Q_{a.в.} = 2,813 \text{ м}^3/\text{с}$, а також дебїти газу при величині вибійного тиску $5 \cdot 10^6, 10 \cdot 10^6, 15 \cdot 10^6, 20 \cdot 10^6, 23 \cdot 10^6$ (таблиця 4.6, рисунок 4.5).

Таблиця 4.6 - Розрахунок дебітів газу свердловини №54 Матвіївського родовища

$P_{\text{виб}}, \text{Па}$	$P_{\text{виб}}^2, \text{Па}^2$	$\frac{P_{\text{пл}}^2 - P_{\text{виб}}^2}{2P_{\text{ат}}}$	$Q, \text{м}^3/\text{с}$
1	2	3	4
$0,1013 \cdot 10^6$	$1,027 \cdot 10^{10}$	$3,126 \cdot 10^9$	8,4686
$5 \cdot 10^6$	$2,5 \cdot 10^{13}$	$3,003 \cdot 10^9$	8,345
$10 \cdot 10^6$	$1 \cdot 10^{14}$	$2,633 \cdot 10^9$	7,613
$15 \cdot 10^6$	$2,25 \cdot 10^{14}$	$2,016 \cdot 10^9$	6,29
$20 \cdot 10^6$	$4 \cdot 10^{14}$	$1,152 \cdot 10^9$	4,128
$22,107 \cdot 10^6$	$4,887 \cdot 10^{10}$	$7,14579 \cdot 10^8$	2,813
$23 \cdot 10^6$	$5,29 \cdot 10^{14}$	$5,158 \cdot 10^8$	2,139

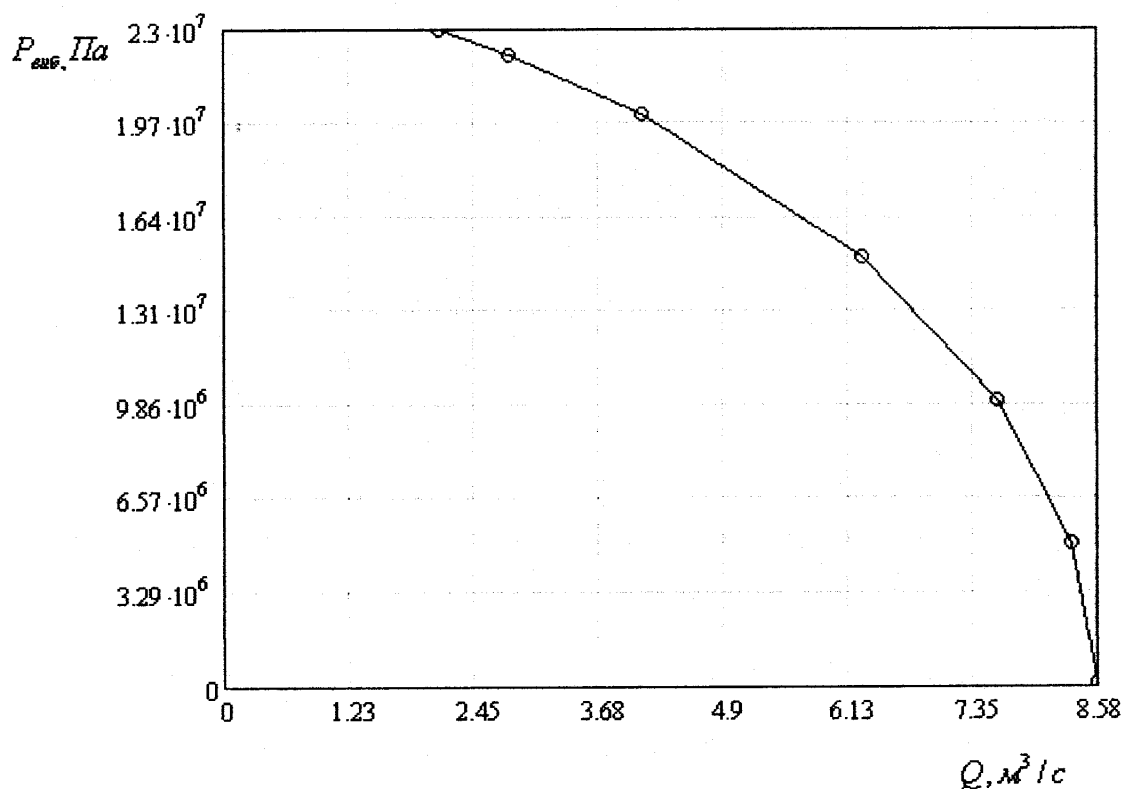


Рисунок 4.5 - Залежність дебіту газу від величини вибійного тиску свердловини №54 Матвіївського газового родовища за методом І.А.Чарного (інтервал перфорації 3929 – 3942 м).

Використовуючи статистичну залежність коефіцієнта проникності k від параметра ψ і коефіцієнта пористості m , виявлену за даними більше, ніж 300 аналізів гірської породи в керні по Матвіївському газовому родовищу, і застосовуючи метод послідовних наближень, розраховано параметр

$$\psi = \frac{k}{m} = 5,544 \cdot 10^{-14} \text{ м}^2.$$

Коефіцієнт п'єзопровідності α розраховано як:

$$\alpha = \frac{kP_{nl}}{m\mu} = 0,072 \frac{\text{м}^2}{\text{с}} \left(720 \frac{\text{сМ}^2}{\text{с}} \right). \quad (4.11)$$

Помноживши $\frac{kh}{\mu}$ на динамічну в'язкість газу в пластових умовах

$\mu_{nl} = 0,0195 \cdot 10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{с}$, розраховано величину $W = kh = 8,203 \times 10^{-14} \text{ м}^3$, а

поділивши $kh = W$ на ψ , розраховуємо ємність пласта $U = mh = 1,48 \text{ м}$.

На основі параметра $\frac{k}{m}$, провідності пласта $W = kh$ і ємності пласта $U = mh$ визначена функція добутку ємності і провідності пласта у формі параболи, яка показана на рисунку 4.6:

$$F = \psi (mh)^2 = \psi (U)^2 = 1,214 \cdot 10^{-13} \text{ м}^4. \quad (4.12)$$

Максимальна величина функції F (рисунок 4.6) для даної свердловини характеризує реальні фільтраційні параметри пласта: $F = 1,214 \cdot 10^{-13} \text{ м}^4$. Дотична до параболи в точці М нахилена до вісі абсцис під кутом А, тангенс якого дорівнює $2kh = 2W$, і відтинає на вісі абсцис відрізок, довжина якого дорівнює $x_0^* = \frac{kh}{2\psi} = \frac{W}{2\psi} = 0,739 \text{ м}$; $\text{tg}B = \frac{1}{2kh}$; $\text{tg}C = \frac{1}{kh}$.

Залежність фільтраційних параметрів пласта від величини x_0^* описується також формулами:

$$x_0^* = \frac{2k^3 h^3}{(F')^2 \psi}, \quad (4.13)$$

$$x_0^* = \frac{\rho_{nn} Z_{nn} R T_{nn} F'}{4\alpha\mu}. \quad (4.14)$$

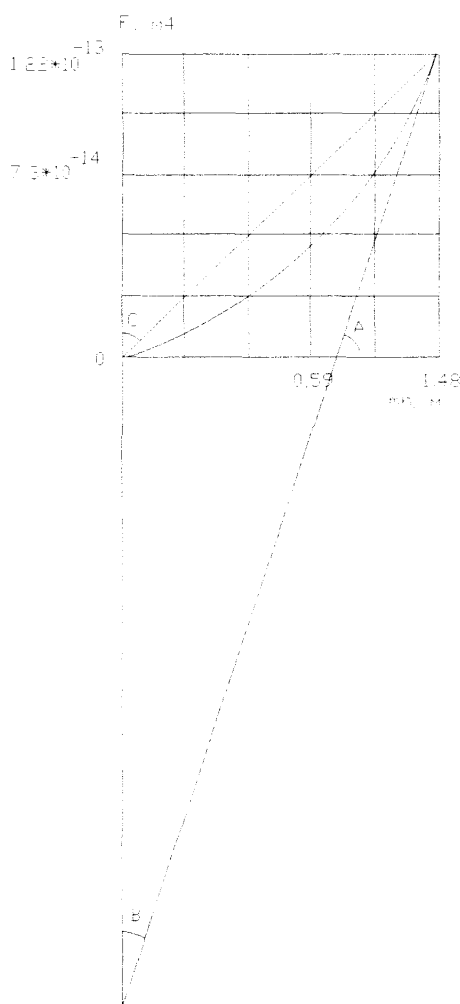


Рисунок 4.6 - Функція добутку ємності і провідності пласта

$F = 55,44 \cdot 10^{-15} \cdot (mh)^2$ свердловини №54 Матвіївського газового родовища методом І.А.Чарного (інтервал перфорації 3929 – 3942м).

$$x_0^* = \frac{2k^3 h^3 P_{nn}}{\alpha\mu (F')^2}. \quad (4.15)$$

Товщина проникної частини продуктивного пласта (ефективна товщина) h розрахована за формулою:

$$h = \frac{F'}{\psi(m_1 + m_2)} = \frac{1,641 \cdot 10^{-13}}{5,544 \cdot 10^{-14} (0,103 + 0,135)} = 12,435 \text{ м}, \quad (4.16)$$

де m_1 і m_2 - найменша можлива і найбільша можлива пористість продуктивного пласта при $\psi = 5,544 \cdot 10^{-14} \text{ м}^2$ за даними аналізу співвідношення k і m на Матвіївському газовому родовищі ($m_1 = 0,103$) і ($m_2 = 0,144$).

Після ділення провідності $W = kh$ і ємності $U = mh$ на h , одержано коефіцієнти проникності $k = 6,842 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ (6,82 мілідарсі) і пористості $m = 0,123$.

Зведений радіус свердловини розраховано за формулою:

$$r_n = \sqrt{\frac{\alpha}{\left(\frac{\alpha}{r_n^2}\right)}} = \sqrt{\frac{\alpha}{N_1}} = \sqrt{\frac{0,072}{6,05}} = 0,109 \text{ м}. \quad (4.17)$$

Показник якості розкриття пласта S (скін-ефект) розраховано за формулою:

$$S = \ln \frac{r_c}{r_n} = \ln \frac{0,108}{0,109} = -6,993 \cdot 10^{-3}. \quad (4.18)$$

Величина скін-ефекту близька до нуля, значить проникність присвердловинної і віддаленої зон продуктивного пласта майже однакова.

Коефіцієнт об'ємної пружності газу β_2 розраховано за формулою

$$\beta_2 = \frac{2(Z_1 P_2 - Z_2 P_1)}{(Z_1 P_2 + Z_2 P_1)(P_2 - P_1)} = 3,386 \cdot 10^{-8} \frac{1}{\text{Па}}. \quad (4.19)$$

Відношення об'єму газу в стандартних умовах до об'єму тієї ж маси газу в пластових умовах визначено за формулою:

$$\frac{V_{cm}}{V_{nl}} = \frac{z_{am} \cdot P_{nl} \cdot T_{cm}}{P_{am} \cdot z_{nl} \cdot T_{nl}} = \frac{0,9975 \cdot 25,17 \cdot 10^6 \cdot 293}{101325 \cdot 0,945 \cdot 383} = 198,469. \quad (4.20)$$

4.2 Розрахунок ємнісно-фільтраційних параметрів продуктивних пластів газоконденсатних свердловин

Алгоритм обробки даних досліджень газоконденсатних свердловин показано на прикладі розрахунку газогідродинамічних параметрів пласта газоконденсатної свердловини.

Густина і дебіт газу із незначним вмістом конденсату $\rho_{\text{сум}}$ і $Q_{\text{сум}}$ розраховані, виходячи із теоретичних положень розділу 3.2, вихідні дані для розрахунку: $P_{\text{пл}} = 40,972 \times 10^6 \text{ Па}$, $P_{\text{пл}0} = 28,7 \times 10^6 \text{ Па}$ (при $Q_{\text{сум}0} = 2,1486 \text{ м}^3/\text{с}$ - дебіт газу із незначним вмістом конденсату перед зупинкою роботи свердловини):

$$\rho_{\text{сум}} = 0,839 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}, \quad Q_{\text{сум}} = 2,1486 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}.$$

Результати спостереження за відновленням вибійного тиску в свердловині №2 Кавердинського родовища після відпрацювання одного режиму з дебітом газу із незначним вмістом конденсату $Q_{\text{сум}0} = 2,1486 \text{ м}^3/\text{с}$ і зупинки її роботи (інтервал перфорації 5062 – 5075 м) наведено в таблиці 4.7 та на рисунку 4.7.

Результати математичної обробки КВТ, розраховані за методом І.Б.Чекалюка, приведені в таблиці 4.8.

Із графічної залежності $\frac{\Delta P_m^2}{Q_0 - \bar{q}_m}$ від $\ln t_m$ знаходимо кут, під яким лінія

нахилена до осі абсцис, визначаємо $i = \text{tg} \alpha$ та x_0 , відрізок, що відтинає графік

на осі абсцис, звідки визначаються $\left(\frac{kh}{\mu}\right)_2 = \frac{P_{\text{ам}}}{2\pi i} = 2,9 \cdot 10^{-10} \frac{\text{м}^3}{\text{Па} \cdot \text{с}}$,

гідрогазопровідність віддаленої зони пласта, та комплексний параметр

п'єзопровідності $\frac{\alpha}{r_{\text{п}}^2} = e^{-x_0} = 1109 \text{ с}^{-1}$.

Таблиця 4.7 - Результати спостереження за відновленням вибійного тиску в свердловині №2 Кавердинського родовища після відпрацювання одного режиму через затрубний простір з дебітом газу із незначним вмістом конденсату $Q_{\text{сум.о}} = 2,1486 \text{ м}^3/\text{с}$ і зупинки її роботи (інтервал перфорації 5062 – 5075 м)

№№ точок	Час t, с	$P_{\text{виб}}, \text{ Па}$	$\frac{P_{\text{виб}}^2}{2P_{\text{ат}}}, \text{ Па}$	ln t
0	0	$28,704 \cdot 10^6$	$4,066 \cdot 10^9$	-
1	400	$31,938 \cdot 10^6$	$5,033 \cdot 10^9$	5,991
2	800	$33,788 \cdot 10^6$	$5,634 \cdot 10^9$	6,685
3	1200	$35,338 \cdot 10^6$	$6,162 \cdot 10^9$	7,09
4	1800	$37,138 \cdot 10^6$	$6,806 \cdot 10^9$	7,496
5	2200	$38,139 \cdot 10^6$	$7,178 \cdot 10^9$	7,705
6	2580	$38,884 \cdot 10^6$	$7,461 \cdot 10^9$	7,856
7	2800	$39,268 \cdot 10^6$	$7,609 \cdot 10^9$	7,937
8	3000	$39,588 \cdot 10^6$	$7,734 \cdot 10^9$	8,006
9	3330	$40,022 \cdot 10^6$	$7,904 \cdot 10^9$	8,111
10	3600	$40,268 \cdot 10^6$	$8,002 \cdot 10^9$	8,189
11	5000	$40,862 \cdot 10^6$	$8,239 \cdot 10^9$	8,517
12	5160	$40,909 \cdot 10^6$	$8,258 \cdot 10^9$	8,549
13	5200	$40,917 \cdot 10^6$	$8,262 \cdot 10^9$	8,556
14	5400	$40,937 \cdot 10^6$	$8,27 \cdot 10^9$	8,594
15	5600	$40,94 \cdot 10^6$	$8,271 \cdot 10^9$	8,631
16	5800	$40,945 \cdot 10^6$	$8,273 \cdot 10^9$	8,666
17	6000	$40,950 \cdot 10^6$	$8,275 \cdot 10^9$	8,7
18	6120	$40,953 \cdot 10^6$	$8,276 \cdot 10^9$	8,719

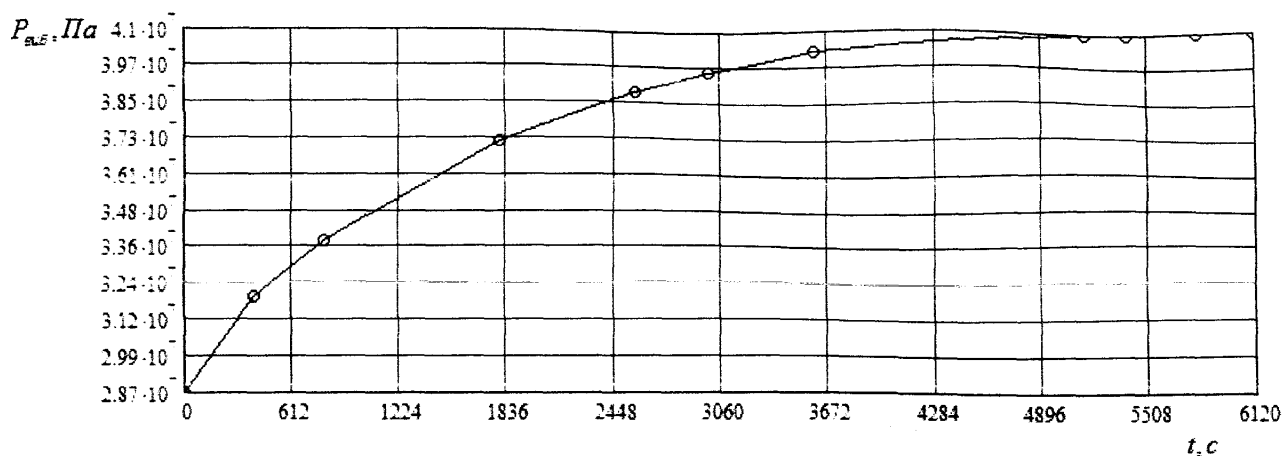


Рисунок 4.7 - Результати спостереження за відновленням вибійного тиску у свердловині №2 Кавердинського родовища після відпрацювання одного режиму з дебітом газу із незначним вмістом конденсату $Q_{\text{сум.о}} = 2,1486 \text{ м}^3/\text{с}$ і зупинки її роботи (інтервал перфорації 5062 – 5075 м).

В результаті математичної обробки КВТ методом І.А.Чарного (таблиця

4.9) побудована висхідна пряма в координатах $\ln \left[\frac{d\left(\frac{\Delta P_{\text{виб}}^2}{2P_{\text{ам}}}\right)}{dt} \right]$, t, яка нахилена до

вісі абсцис під кутом, тангенс якого $\beta = 1,556 \cdot 10^{-3}$, що дає можливість розрахувати комплексний параметр $\frac{\alpha}{R_{\text{к}}^2} = \frac{\beta}{5,784} = 2,691 \cdot 10^{-4} \text{ с}^{-1}$. Після ділення

комплексних параметрів $\frac{\alpha}{r_{\text{п}}^2}$ на $\frac{\alpha}{R_{\text{к}}^2}$ визначається величина $\frac{R_{\text{к}}^2}{r_{\text{п}}^2} = 4,121 \cdot 10^6$,

звідки $\ln \left(\frac{R_{\text{к}}}{r_{\text{п}}} \right) = 7,616$.

Величина коефіцієнта лінійного опору припливу газу до вибою свердловини A розрахована за формулою (2.89):

Таблиця 4.8 - Результати математичної обробки КВТ свердловини №2 Кавердинського родовища за методом

І.Б. Чекалюка (інтервал перфорації 5062-5075 м)

№	Час t_m , с	P_m , Па	P_m^2 , Па ²	ΔP_m^2 , Па ²	$\int_0^{t_m} \Delta P_m^2(t) dt$	$\frac{\int_0^{t_m} \Delta P_m^2(t) dt}{\Delta P_m^2 \cdot t_m}$	$\alpha(d)_m$	$\Delta \bar{P}_m^2$	$\Delta V(t)_m, M^3$	\bar{q}_m	$\frac{\Delta P_m^2}{Q_0 - \bar{q}_m}$	$\ln t_m$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
0	0	28,704·10 ⁶	8,239·10 ¹⁴	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1	400	31,938·10 ⁶	1,02·10 ¹⁵	1,961·10 ¹⁴	3,709·10 ¹⁶	7,845·10 ¹⁶	0,512	1,005·10 ¹⁴	554,463	1,386	1,318·10 ¹⁴	5,991
2	800	33,788·10 ⁶	1,142·10 ¹⁵	3,177·10 ¹⁴	1,374·10 ¹⁷	2,542·10 ¹⁷	0,575	1,827·10 ¹⁴	1,264·10 ³	1,58	3,212·10 ¹⁴	6,685
3	1200	35,338·10 ⁶	1,249·10 ¹⁵	4,249·10 ¹⁴	2,873·10 ¹⁷	5,098·10 ¹⁷	0,596	2,533·10 ¹⁴	1,898·10 ³	1,582	4,468·10 ¹⁴	7,09
4	1800	37,138·10 ⁶	1,379·10 ¹⁵	5,553·10 ¹⁴	5,837·10 ¹⁷	9,996·10 ¹⁷	0,615	3,416·10 ¹⁴	2,586·10 ³	1,437	4,798·10 ¹⁴	7,496
5	2200	38,139·10 ⁶	1,455·10 ¹⁵	6,307·10 ¹⁴	8,331·10 ¹⁷	1,4·10 ¹⁸	0,625	3,944·10 ¹⁴	3,005·10 ³	1,353	4,96·10 ¹⁴	7,705
6	2580	38,884·10 ⁶	1,512·10 ¹⁵	6,88·10 ¹⁴	1,071·10 ¹⁸	1,775·10 ¹⁸	0,633	4,355·10 ¹⁴	3,241·10 ³	1,256	4,881·10 ¹⁴	7,856
7	2800	39,268·10 ⁶	1,542·10 ¹⁵	7,181·10 ¹⁴	1,226·10 ¹⁸	2,011·10 ¹⁸	0,639	4,587·10 ¹⁴	3,413·10 ³	1,219	4,934·10 ¹⁴	7,937
8	3000	39,588·10 ⁶	1,567·10 ¹⁵	7,433·10 ¹⁴	1,372·10 ¹⁸	2,23·10 ¹⁸	0,644	4,787·10 ¹⁴	2,844·10 ³	0,948	3,987·10 ¹⁴	8,006
9	3330	40,022·10 ⁶	1,602·10 ¹⁵	7,778·10 ¹⁴	1,623·10 ¹⁸	2,59·10 ¹⁸	0,655	5,091·10 ¹⁴	2,377·10 ³	0,714	3,549·10 ¹⁴	8,111
10	3600	40,268·10 ⁶	1,622·10 ¹⁵	7,976·10 ¹⁴	1,835·10 ¹⁸	2,871·10 ¹⁸	0,666	5,314·10 ¹⁴	2,206·10 ³	0,613	3,46·10 ¹⁴	8,189
11	5000	40,862·10 ⁶	1,67·10 ¹⁵	8,458·10 ¹⁴	2,996·10 ¹⁸	4,229·10 ¹⁸	0,73	6,177·10 ¹⁴	2,104·10 ³	0,421	3,575·10 ¹⁴	8,517
12	5160	40,909·10 ⁶	1,674·10 ¹⁵	8,496·10 ¹⁴	3,132·10 ¹⁸	4,384·10 ¹⁸	0,736	6,252·10 ¹⁴	2,041·10 ³	0,395	3,566·10 ¹⁴	8,549
13	5200	40,917·10 ⁶	1,674·10 ¹⁵	8,503·10 ¹⁴	3,166·10 ¹⁸	4,421·10 ¹⁸	0,737	6,269·10 ¹⁴	1,995·10 ³	0,384	3,552·10 ¹⁴	8,556
14	5400	40,937·10 ⁶	1,676·10 ¹⁵	8,519·10 ¹⁴	3,336·10 ¹⁸	4,6·10 ¹⁸	0,746	6,354·10 ¹⁴	1,94·10 ³	0,359	3,551·10 ¹⁴	8,594
15	5600	40,94·10 ⁶	1,676·10 ¹⁵	8,522·10 ¹⁴	3,507·10 ¹⁸	4,772·10 ¹⁸	0,755	6,431·10 ¹⁴	1,869·10 ³	0,334	3,554·10 ¹⁴	8,631
16	5800	40,945·10 ⁶	1,676·10 ¹⁵	8,526·10 ¹⁴	3,677·10 ¹⁸	4,945·10 ¹⁸	0,763	6,504·10 ¹⁴	1,849·10 ³	0,319	3,554·10 ¹⁴	8,666
17	6000	40,950·10 ⁶	1,677·10 ¹⁵	8,53·10 ¹⁴	3,848·10 ¹⁸	5,118·10 ¹⁸	0,77	6,572·10 ¹⁴	1,814·10 ³	0,302	3,559·10 ¹⁴	8,7
18	6120	40,953·10 ⁶	1,677·10 ¹⁵	8,532·10 ¹⁴	3,95·10 ¹⁸	5,222·10 ¹⁸	0,775	6,61·10 ¹⁴	1,711·10 ³	0,28	3,537·10 ¹⁴	8,719

Таблиця 4.9 - Результати математичної обробки КВТ методом І.А.Чарного

Час t, с	$P_{\text{виб}}, \text{Па}$	$\frac{P_{\text{виб}}^2}{2P_{\text{ат}}}$, Па	$\frac{\Delta P_{\text{виб}}^2}{2P_{\text{ат}}}$, Па	$\frac{d(\frac{\Delta P_{\text{виб}}^2}{2P_{\text{ат}}})}{dt}$	$\ln \left[\frac{d(\frac{\Delta P_{\text{виб}}^2}{2P_{\text{ат}}})}{dt} \right]$
1	2	3	4	5	6
8	3000	$7,734 \cdot 10^9$	$3,668 \cdot 10^9$	$9,308 \cdot 10^5$	13,744
9	3330	$7,904 \cdot 10^9$	$3,838 \cdot 10^9$	$7,284 \cdot 10^5$	13,499
10	3600	$8,002 \cdot 10^9$	$3,936 \cdot 10^9$	$5,684 \cdot 10^5$	13,251
11	5000	$8,239 \cdot 10^9$	$4,174 \cdot 10^9$	$4,414 \cdot 10^5$	12,998
12	5160	$8,258 \cdot 10^9$	$4,193 \cdot 10^9$	$3,964 \cdot 10^5$	12,89
13	5200	$8,262 \cdot 10^9$	$4,196 \cdot 10^9$	$2,917 \cdot 10^5$	12,584
14	5400	$8,27 \cdot 10^9$	$4,204 \cdot 10^9$	$2,22 \cdot 10^5$	12,31
15	5600	$8,271 \cdot 10^9$	$4,205 \cdot 10^9$	$1,735 \cdot 10^5$	12,064
16	5800	$8,273 \cdot 10^9$	$4,207 \cdot 10^9$	$8,819 \cdot 10^4$	11,387
17	6000	$8,275 \cdot 10^9$	$4,209 \cdot 10^9$	$3,801 \cdot 10^4$	10,546
18	6120	$8,276 \cdot 10^9$	$4,21 \cdot 10^9$	$1,713 \cdot 10^4$	9,749

$$A = \frac{\ln \frac{R_{\kappa}}{r_n}}{2\pi \frac{kh}{\mu}} = 6,123 \cdot 10^8 \frac{\text{Па}}{\text{м}^3/\text{с}}$$

Вирішуючи рівняння припливу газу до вибою свердловини відносно коефіцієнта інерційного опору припливу газу до вибою свердловини B ,

$$\text{розрахована його величина, } B = 6,287 \cdot 10^8 \frac{\text{Па}}{(\text{м}^3/\text{с})^2}.$$

Таким чином одержано рівняння припливу газу до вибою свердловини:

$$\frac{P_{\text{пл}}^2 - P_{\text{виб}}^2}{2P_{\text{ат}}} = 6,123 \cdot 10^8 \cdot Q + 6,287 \cdot 10^8 \cdot Q^2.$$

Виходячи з отриманого рівняння припливу, розраховано 7 режимів роботи свердловини, результати розрахунку приведені в таблиці 4.10.

П'ятий режим повністю співпадає з фактично відпрацьованим режимом свердловини. Функція $Q_{\text{сум}} = f(P_{\text{виб}})$ показана на рисунку 4.8, а індикаторна крива – на рисунку 4.9. Як видно із рисунка 4.8 і 4.9, лінія функціональної залежності дебіту $Q_{\text{сум}}$ від

Таблиця 4.10 - Результати розрахунку вибійних тисків при заданих дебітах газу із незначним вмістом конденсату по свердловині №2

Кавердинського родовища

$Q_{\text{сум}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$P_{\text{виб}}, \text{ Па}$	$\frac{P_{\text{пл}}^2 - P_{\text{виб}}^2}{2P_{\text{ат}}}, \text{ Па}$
0,5	$3,98 \cdot 10^7$	$4,66 \cdot 10^8$
1,0	$3,777 \cdot 10^7$	$1,245 \cdot 10^9$
1,5	$3,472 \cdot 10^7$	$2,336 \cdot 10^9$
2,0	$3,034 \cdot 10^7$	$3,74 \cdot 10^9$
2,14865	$2,87 \cdot 10^7$	$4,218 \cdot 10^9$
3,0	$1,271 \cdot 10^7$	$7,487 \cdot 10^9$
3,1777274	$1,013 \cdot 10^5$	$8,284 \cdot 10^9$

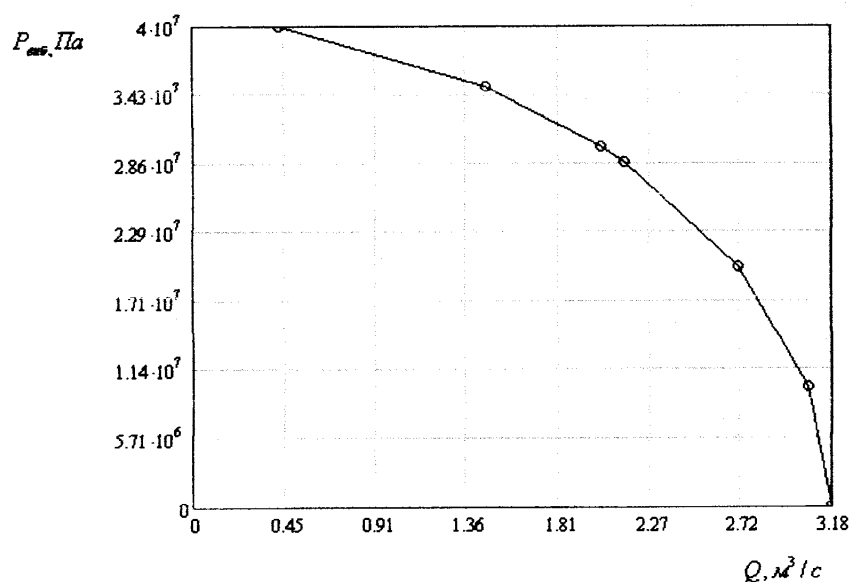


Рисунок 4.8 - Залежність дебіту газу із незначним вмістом конденсату від величини вибійного тиску по свердловині №2 Кавердинського родовища

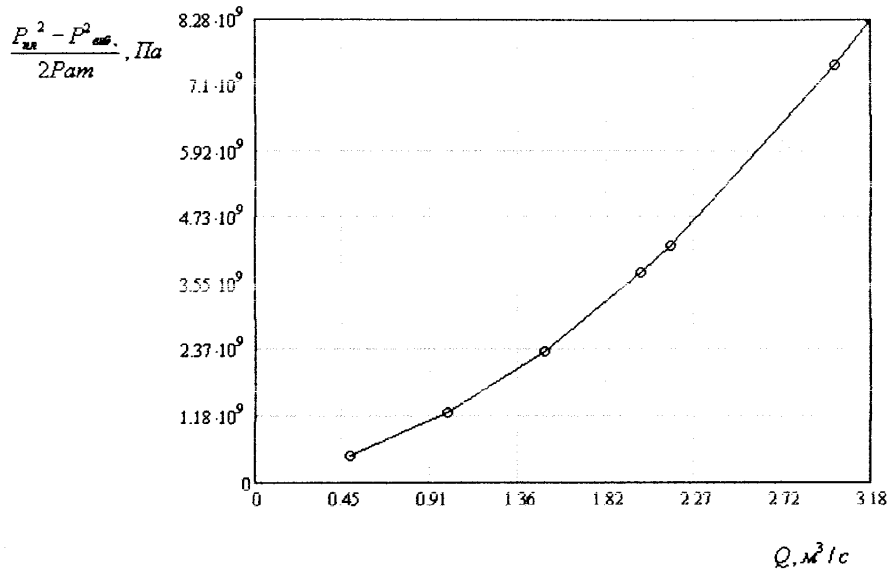


Рисунок 4.9 - Індикаторна лінія по газоконденсатній свердловині №2
Кавердинського родовища

вибійного тиску і депресії в точності проходить через точку фактично відпрацьованого режиму роботи свердловини.

Коефіцієнт продуктивності свердловини:

$$K_{\Pi} = 1,615 \cdot 10^{-9} \frac{M^3}{Pa \cdot c}.$$

Конденсатний фактор:

$$K_{\phi} = 9,323 \cdot 10^{-5} \frac{M^3_{\text{стаб.конд.}}}{M^3_{\text{газу}}}.$$

Абсолютно вільний дебіт $Q_{a.в.}$ можливо розрахувати за рівнянням припливу при $P_{вб} = P_{ат} = 101325 Pa$:

$$Q_{a.в.} = 3,1777274 m^3 / c.$$

Провідність пласта визначають з комплексного параметра $\frac{kh}{\mu}$,

помноживши його на величину динамічної в'язкості в пластових умовах:

$$kh = \left(\frac{kh}{\mu} \right)_{\text{віддал.зони}} \cdot \mu_{nl} = \Omega \cdot \mu_{nl} = 4,98 \cdot 10^{-14} M^3.$$

Використовуючи вже відоме відношення $\ln\left(\frac{R_k}{r_w}\right) = 7,616$ і попередньо підраховані $P_s = 1,463$, $n = -6,79$ та застосувавши метод, приведений у [73], визначають зведений радіус свердловини:

$$r_n = \sqrt[1,463]{e^{-6,79}} = 9,634 \cdot 10^{-3} \text{ м.}$$

Підставляючи значення $r_n = 9,634 \cdot 10^{-3} \text{ м}$ у співвідношення $\frac{\alpha}{r_n^2} = 1,109 \cdot 10^3 \text{ с}^{-1}$ і вирішуючи відносно α , розраховують коефіцієнт п'єзопровідності:

$$\alpha = 9,634 \cdot 10^{-3} \cdot 1,109 \cdot 10^3 = 0,103 \text{ м}^2 / \text{с.}$$

Розраховують параметр співвідношення проникності до пористості [45] за формулою $\alpha = \frac{kP_{nl}}{m\mu_{nl}} = \psi \frac{P_{nl}}{\mu_{nl}}$:

$$\psi = \frac{\alpha \cdot \mu_{nl}}{P_{nl}} = \frac{0,103 \cdot 2,516 \cdot 10^{-5}}{4,097 \cdot 10^7} = 6,321 \cdot 10^{-14} \text{ м}^2.$$

Величину ємності пласта розраховано за формулою (2.104):

$$U = mh = \frac{kh}{\psi} = \frac{W}{\psi} = 0,788 \text{ м.}$$

Інформативний параметр x_0^* розраховано за формулою (2.103):

$$x_0^* = \frac{kh}{2\psi} = \frac{W}{2\psi} = 0,394 \text{ м.}$$

Побудовано функцію добутку ємності та проникності продуктивного пласта $f = mh \cdot k = U \cdot k = 2x_0^* \cdot k$ (рисунок 4.10).

Інформативна ділянка на параболі $f = 2x_0^* \cdot k$ знаходиться в межах $m_1 k_1 = 0,2673 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ і $m_2 k_2 = 0,8756 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, вона поділена на 8 частин, отримано 9 точок (таблиця 4.11).

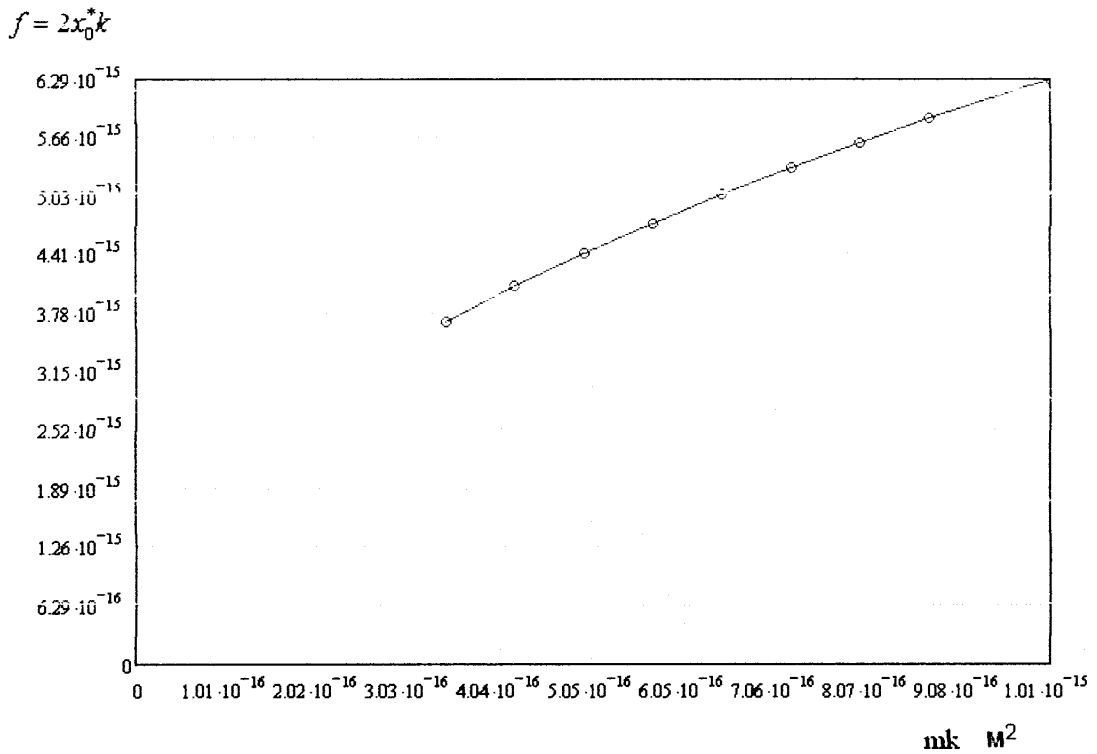


Рисунок 4.10 - Функція $f = 2x_0^* \cdot k$ добутку ємності та проникності продуктивного пласта газоконденсатної св. №2 Кавердинська

Таблиця 4.11 - Координати $y = 2x_0^* \cdot k$, $x = mk$ інформативної ділянки параболи

$k, \text{м}^2$	m	$f = 2x_0^* \cdot k, \text{м}^3$
$4,4216 \cdot 10^{-15}$	0,077649	$3,671 \cdot 10^{-15}$
$4,8868 \cdot 10^{-15}$	0,085818	$4,057 \cdot 10^{-15}$
$5,3113 \cdot 10^{-15}$	0,093274	$4,409 \cdot 10^{-15}$
$5,7044 \cdot 10^{-15}$	0,100176	$4,736 \cdot 10^{-15}$
$6,0720 \cdot 10^{-15}$	0,106633	$5,041 \cdot 10^{-15}$
$6,4186 \cdot 10^{-15}$	0,112720	$5,329 \cdot 10^{-15}$
$6,7475 \cdot 10^{-15}$	0,118495	$5,602 \cdot 10^{-15}$
$7,0611 \cdot 10^{-15}$	0,124002	$5,862 \cdot 10^{-15}$
$7,7613 \cdot 10^{-15}$	0,13001	$6,293 \cdot 10^{-15}$

В результаті обробки даних, приведених у таблиці 4.11, отримано наступні параметри:

$$h = tg\gamma = 8,287 \text{ м},$$

$$k = \frac{kh}{h} = \frac{W}{h} = 6,01 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2,$$

$$m = \frac{mh}{h} = \frac{U}{h} = 0,095,$$

$$S = \ln \frac{r_{cs}}{r_n} = 2,409.$$

Газодинамічний потенціал енергії одиниці маси газу із незначним вмістом конденсату в пластових умовах можна визначити, підрахувавши

попередньо величину $R_{\text{сум}} = \frac{P_{\text{ат}}}{\rho_{\text{сум}} Z_{\text{ат}} T_{\text{пл}}} = 342,919 \frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot \text{К}} :$

$$G = Z_{\text{пл}} R_{\text{сум}} T_{\text{пл}} = 1,686 \cdot 10^5 \frac{\text{Дж}}{\text{кг}}.$$

4.2.2 Розрахунок газогідродинамічних параметрів продуктивного пласта газоконденсатної свердловини на основі результатів дослідження методом сталих відборів

Як відомо, дослідження свердловин при стаціонарних режимах фільтрації, яке часто називають методом сталих відборів, базується на зв'язку між встановленими вибірними (устьовими) тисками і дебітом газу на різних режимах дослідження [5].

Перед початком досліджень методом сталих відборів тиск на усті свердловини повинен бути статичним. Як правило, дослідження проводять починаючи з менших дебітів до більших (прямий хід). Свердловину слід запускати в роботу з невеликим дебітом до повної стабілізації тиску і дебіту. Перша точка індикаторної лінії вибирається тоді, коли тиск і дебіт свердловини на даному штуцері (діафрагмі) не змінюється в часі. Процес стабілізації тиску і дебіту безперервно реєструються і отриманий тиск використовується для визначення параметрів пласта.

Після проведення відповідних замірів тиску на вибої, на усті (в фонтанних трубах), в затрубному і міжтрубному просторі і температури в необхідних точках, дебітів газу, рідини і кількості твердих частинок, свердловину закривають. Тиск в свердловині починає відновлюватися, процес відновлення також фіксується безперервно, що дозволяє при відповідній обробці даних отримати параметри пласта по КВТ.

Дослідження проводять не менше, ніж на 5-6 режимах прямого і 2-3 режимах зворотного ходу.

При пуску кожної свердловини в роботу навколо неї утворюється область розподілу тиску, яка постійно збільшується, і має форму логарифмічних кривих, початок яких – біля стінки свердловини, а кінець з часом віддаляється від неї. Зовнішня границя збуреної області служить контуром дренавання на даний момент часу з початковим пластовим тиском і характеризується зведеним радіусом, який для стаціонарних задач замінюється радіусом контуру дренавання $R_{np} = R_c + 1,772\sqrt{\alpha t}$, де t - тривалість роботи свердловини на заданому режимі, с; $\alpha = \frac{kP_{nl}}{\mu m}$ - коефіцієнт п'єзопровідності пласта (провідність тиску), який характеризує тип перерозподілу тиску, $\text{см}^2/\text{с}$; k - коефіцієнт проникності пласта, дарсі; m - пористість пласта; μ - коефіцієнт динамічної в'язкості, сантипуаз. Значення α береться з оцінки результатів промислово-геофізичних і лабораторних досліджень.

Знаходження коефіцієнтів лінійного і інерційного опору рівняння припливу $\frac{P_{nl}^2 - P_{виб}^2}{2P_{ат}} = AQ + BQ^2$ можна здійснити двома способами: графічним і аналітичним. Графічний спосіб полягає в тому, що за результатами дослідження свердловини для кожного режиму визначають ліву частину рівняння припливу, поділену на дебіт Q і за отриманими значеннями будують графік в залежності від Q . Коефіцієнт A отримують як відрізок, що

відсікається побудованою прямою на осі ординат, а коефіцієнт B - як тангенс кута нахилу прямої до осі абсцис.

Аналітичний спосіб визначення коефіцієнтів зводиться до їх розрахунку за формулами:

$$A = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{\Delta P^2}{Q} \sum_{i=1}^n Q^2 - \sum_{i=1}^n Q \sum_{i=1}^n \Delta P^2}{N \sum_{i=1}^n Q^2 - \left(\sum_{i=1}^n Q \right)^2}, \quad (4.21)$$

$$B = \frac{N \sum_{i=1}^n \Delta P^2 - \sum_{i=1}^n Q \sum_{i=1}^n \frac{\Delta P^2}{Q}}{N \sum_{i=1}^n Q^2 - \left(\sum_{i=1}^n Q \right)^2}. \quad (4.22)$$

де $\Delta P^2 = \frac{P_{nl}^2 - P_{виб}^2}{2P_{ам}}$; N - кількість режимів.

Для даного випадку кількість режимів дослідження $N = 7$; вихідні дані для визначення коефіцієнтів лінійного та інерційного опору рівняння припливу графічним та аналітичним способом приведені в таблиці 4.12.

В результаті отримано графік, зображений на рисунку 4.11, обробляючи який за методикою, що викладена вище, знайдені значення коефіцієнтів лінійного та інерційного опорів рівняння припливу.

З отриманого графіка (рисунок 4.11) визначаємо коефіцієнти лінійного та інерційного опорів рівняння припливу:

$$B = \operatorname{tg} A = \frac{\left(\frac{P_{nl}^2 - P_{виб_7}^2}{2P_{ам} Q_7} \right)_{7 \text{ реж}} - \left(\frac{P_{nl}^2 - P_{виб_1}^2}{2P_{ам} Q_1} \right)_{1 \text{ реж}}}{Q_7 - Q_1} = 6,246 \cdot 10^8 \left(\frac{\text{Па}}{(\text{м}^3/\text{с})^2} \right);$$

$$A = 6,22 \cdot 10^8 \left(\frac{\text{Па}}{\text{м}^3/\text{с}} \right).$$

Таблиця 4.12 - Вихідні дані для визначення коефіцієнтів лінійного та інерційного опору рівняння припливу

Q	$P_{виб}$	$\frac{P_{пл}^2 - P_{виб}^2}{2P_{ат}}$	$\frac{P_{пл}^2 - P_{виб}^2}{2P_{ат}Q}$
0,5	$3,98 \cdot 10^7$	$4,671 \cdot 10^8$	$9,343 \cdot 10^8$
1,0	$3,77 \cdot 10^7$	$1,244 \cdot 10^9$	$1,244 \cdot 10^9$
1,5	$3,472 \cdot 10^7$	$2,335 \cdot 10^9$	$1,557 \cdot 10^9$
2,0	$3,034 \cdot 10^7$	$3,741 \cdot 10^9$	$1,871 \cdot 10^9$
2,14865	$2,87 \cdot 10^7$	$4,219 \cdot 10^9$	$1,964 \cdot 10^9$
3,0	$1,271 \cdot 10^7$	$7,487 \cdot 10^9$	$2,496 \cdot 10^9$
3,1777274	$1,013 \cdot 10^5$	$8,284 \cdot 10^9$	$2,607 \cdot 10^9$

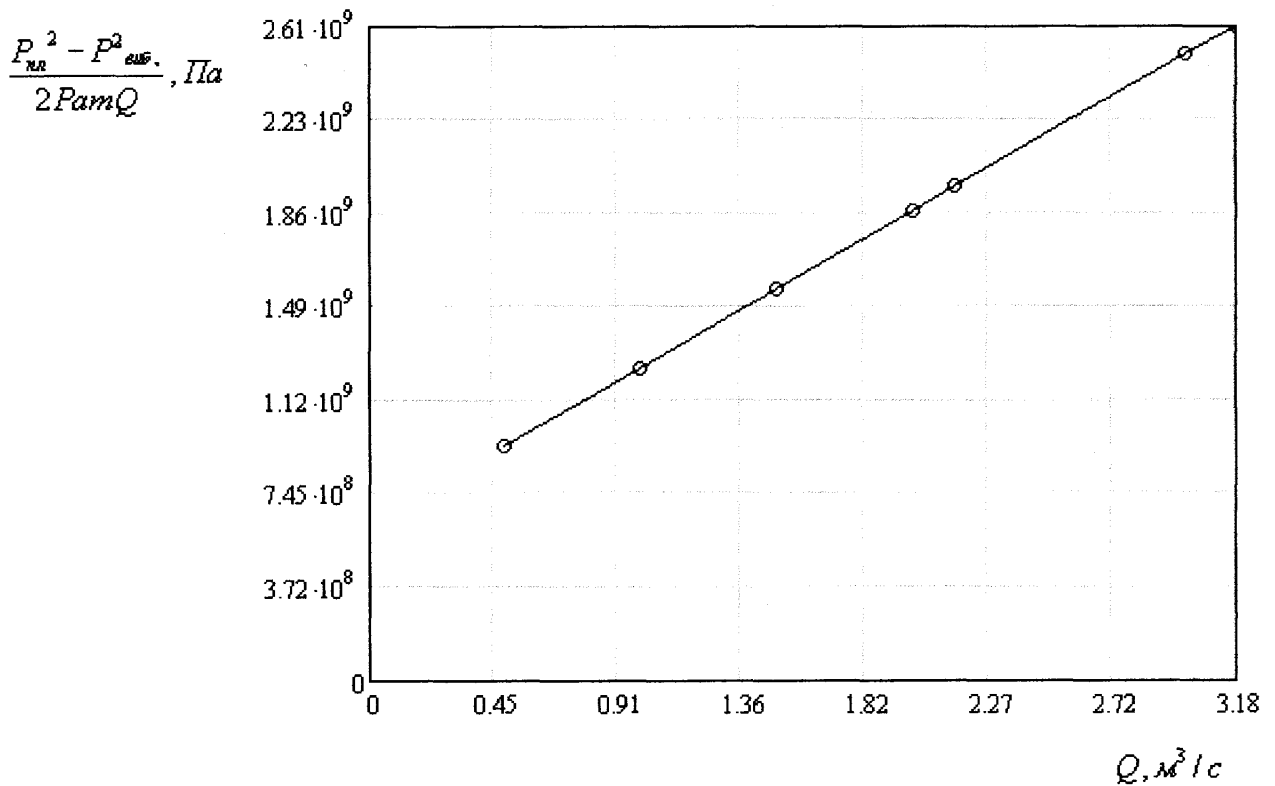


Рисунок 4.11 - Графік залежності $\frac{P_{пл}^2 - P_{виб}^2}{2P_{ат}Q}$ від Q

$$A = 6,22 \cdot 10^8 \left(\frac{\text{Па}}{\text{м}^3/\text{с}} \right).$$

Для аналітичного розрахунку коефіцієнтів лінійного та інерційного опору рівняння припливу визначають складові формул (4.21) і (4.22):

$$\sum_{i=1}^7 \frac{P_{nl}^2 - P_{вуб}^2}{2P_{ам}} = 2,778 \cdot 10^{10} \text{ Па}, \quad \sum_{i=1}^7 \frac{P_{nl}^2 - P_{вуб}^2}{2P_{ам}Q} = 1,267 \cdot 10^{10} \left(\frac{\text{Па}}{\text{м}^3/\text{с}} \right),$$

$$\sum_{i=1}^7 Q = 13,326 (\text{м}^3/\text{с}) \quad \left(\sum_{i=1}^7 Q \right)^2 = 177,592 (\text{м}^3/\text{с})^2, \quad \sum_{i=1}^7 Q^2 = 31,215 (\text{м}^3/\text{с})^2.$$

Для аналітичного розрахунку коефіцієнтів A і B , використовуючи дані з таблиці 4.12, отримуємо:

$$A = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{\Delta P^2}{Q} \sum_{i=1}^n Q^2 - \sum_{i=1}^n Q \sum_{i=1}^n \Delta P^2}{N \sum_{i=1}^n Q^2 - \left(\sum_{i=1}^n Q \right)^2} = 6,203 \cdot 10^8 \left(\frac{\text{Па}}{\text{м}^3/\text{с}} \right),$$

$$B = \frac{N \sum_{i=1}^n \Delta P^2 - \sum_{i=1}^n Q \sum_{i=1}^n \frac{\Delta P^2}{Q}}{N \sum_{i=1}^n Q^2 - \left(\sum_{i=1}^n Q \right)^2} = 6,251 \cdot 10^8 \left(\frac{\text{Па}}{(\text{м}^3/\text{с})^2} \right).$$

4.2.3 Розрахунок газогідродинамічних параметрів продуктивного пласта газоконденсатної свердловини на основі результатів дослідження експрес-методом

Для більш суттєвого скорочення тривалості дослідження свердловин методом сталих відборів існує експрес-метод [6], суть якого полягає в наступному.

Дослідження на кожному режимі, аналогічно попередньому методу, проводиться з однаковим часом роботи t_p .

При переході на інший режим роботи свердловину закривають і витримують час для відновлення тиску, що дорівнює також t_p . Отже, дослідження свердловини експрес-методом вимагає ізохронності процесу не лише при її роботі, а й при зупинці між режимами. Тривалість роботи на режимах і зупинки між режимами можна прийняти рівним $t_p = t_g = 20 - 30 \text{ хв.}$. При цьому дослідження слід починати з меншого дебіту протягом часу t_p . В кінці вибраного інтервалу часу вимірюють тиск, дебіт і температуру на режимі. Потім свердловину закривають на час $t_p = t_g$. Після закінчення часу t_g свердловину пускають в роботу на новому режимі тривалістю t_p і т. д. Загальна умова експрес-методу вимагає виконання на всіх режимах умови рівності часу дослідження на кожному режимі. Рівняння припливу при дослідженні експрес-методом має вигляд:

$$\frac{P_{ni}^2 - P_{виб}^2}{2P_{ат}} = A Q + B Q^2 + \beta C_i(t_p), \quad (4.23)$$

причому коефіцієнти $C_i(t_p)$ для кожного режиму визначаються за наступними формулами:

$$C_1 = 0; \quad (4.24)$$

$$C_2 = 0,176 Q_1; \quad (4.25)$$

$$C_3 = 0,097 Q_1 + 0,176 Q_2; \quad (4.26)$$

$$C_4 = 0,067 Q_1 + 0,097 Q_2 + 0,176 Q_3; \quad (4.27)$$

$$C_5 = 0,051 Q_1 + 0,067 Q_2 + 0,097 Q_3 + 0,176 Q_4; \quad (4.28)$$

$$C_6 = 0,041 Q_1 + 0,051 Q_2 + 0,067 Q_3 + 0,097 Q_4 + 0,176 Q_5; \quad (4.29)$$

$$C_7 = 0,034 Q_1 + 0,041 Q_2 + 0,051 Q_3 + 0,067 Q_4 + 0,097 Q_5 + 0,176 Q_6; \quad (4.30)$$

Обробка результатів випробування експрес-методом виконується в

координатах: $\frac{P_{nl}^2 - P_{вуб}^2 - \beta C_i(t_p)}{2P_{am} Q_i(t_p)}$; $Q_i(t_p)$, де β - тангенс кута нахилу кривої

відновлення пластового тиску, обробленої в координатах $P_{вуб}^2(t)$ від $\lg t$.

Тобто для обробки результатів випробування цим методом необхідно зняти хоча б одну криву відновлення пластового тиску. Тоді на графіку залежності

$\frac{P_{nl}^2 - P_{вуб}^2 - \beta C_i(t_p)}{2P_{am} Q_i(t_p)}$ від $Q_i(t_p)$ коефіцієнт лінійного опору A з рівняння

припливу визначають як відрізок, що відсікається на осі ординат, а коефіцієнт інерційного опору B дорівнює тангенсу кута нахилу лінії до осі абсцис.

Величина β визначається із залежності $\frac{P_{вуб}^2}{2P_{am}}; \ln t$ як тангенс кута, під яким

висхідна пряма нахилена до вісі абсцис: $\beta = 2,713 \cdot 10^8 \text{ Па}$.

Вихідні дані для розрахунку представлені в таблиці 4.13.

За даними таблиці 4.13 будують графічну залежність $\frac{P_{nl}^2 - P_{вуб}^2 - \beta C_i}{2P_{am} Q_i}$

від Q_i (рисунок 4.12).

За даними графіка визначають коефіцієнти лінійного A та інерційного B опорів. Коефіцієнт A дорівнює відрізку, що відтинає висхідна лінія на осі ординат, B визначається як тангенс кута, утвореного висхідною лінією та

віссю абсцис: $A = 6,482 \cdot 10^8 \left(\frac{\text{Па}}{\text{м}^3/\text{с}} \right)$, $B = 5,721 \cdot 10^8 \left(\frac{\text{Па}}{(\text{м}^3/\text{с})^2} \right)$.

Таблиця 4.13 - Вихідні дані для обробки результатів дослідження експрес-методом

№ реж.	$P_{виб}$	$\frac{P_{нл}^2 - P_{виб}^2}{2P_{ат}}$	Q	C_i	$\frac{\frac{P_{нл}^2 - P_{виб}^2}{2P_{ат}} - \beta C_i}{Q_i}$
1	$3,98 \cdot 10^7$	$4,671 \cdot 10^8$	0,5	0	$9,343 \cdot 10^8$
2	$3,777 \cdot 10^7$	$1,244 \cdot 10^9$	1,0	0,088	$1,22 \cdot 10^9$
3	$3,472 \cdot 10^7$	$2,335 \cdot 10^9$	1,5	0,224	$1,516 \cdot 10^9$
4	$3,034 \cdot 10^7$	$3,741 \cdot 10^9$	2,0	0,395	$1,817 \cdot 10^9$
5	$2,87 \cdot 10^7$	$4,219 \cdot 10^9$	2,141865	0,59	$1,889 \cdot 10^9$
6	$1,271 \cdot 10^7$	$7,487 \cdot 10^9$	3,0	2,49	$2,27 \cdot 10^9$
7	$0,101325 \cdot 10^6$	$8,284 \cdot 10^9$	3,1777274	4,087	$2,258 \cdot 10^9$

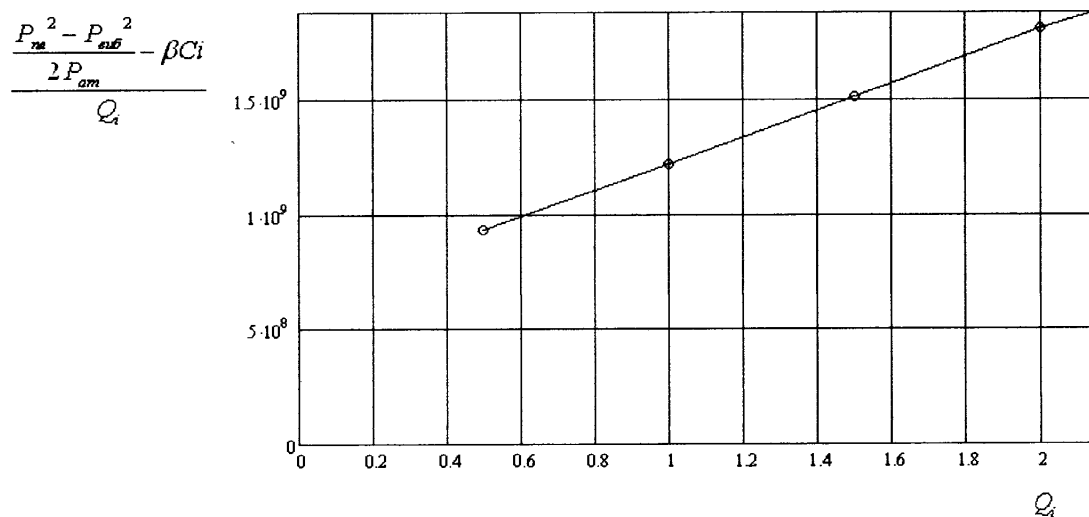


Рисунок 4.12 - Графік залежності $\frac{\frac{P_{нл}^2 - P_{виб}^2}{2P_{ат}} - \beta C_i}{Q_i}$ від Q_i .

Загалом аналогічним чином були виконані розрахунки для десяти об'єктів у свердловинах Матвіївська, №54 та Кавердинська №2. Результати підтвердили точність розрахунків за новою методикою (табл. 4.14), [112].

Таблиця 4.14. - Результати розрахунку коефіцієнтів А і В при дослідженні

ряду об'єктів

Об'єкти	Методи	Дослідження на одному фактично відпрацьованому режимі	Дослідження методом сталих відборів при обробці графічним способом	Дослідження методом сталих відборів при обробці аналітичним способом	Дослідження експрес-методом
	Коефіцієнти				
1	Похибка при визначенні (А), %	1,28	0,27	-	4,49
	Похибка при визначенні (В), %	0,57	0,07	-	8,47
2	Похибка при визначенні (А), %	1,32	0,29	-	4,85
	Похибка при визначенні (В), %	0,59	0,09	-	8,96
3	Похибка при визначенні (А), %	1,20	0,21	-	3,49
	Похибка при визначенні (В), %	0,52	0,06	-	8,07
4	Похибка при визначенні (А), %	1,29	0,29	-	4,58
	Похибка при визначенні (В), %	0,59	0,08	-	8,67
5	Похибка при визначенні (А), %	1,11	0,09	-	2,19
	Похибка при визначенні (В), %	0,27	0,17	-	6,47
6	Похибка при визначенні (А), %	1,22	0,19	-	4,33
	Похибка при визначенні (В), %	0,37	0,16	-	7,24
7	Похибка при визначенні (А), %	1,19	0,25	-	3,45
	Похибка при визначенні (В), %	0,32	0,28	-	7,99
8	Похибка при визначенні (А), %	1,14	0,26	-	4,09
	Похибка при визначенні (В), %	0,44	0,08	-	6,87
9	Похибка при визначенні (А), %	1,22	0,13	-	3,11
	Похибка при визначенні (В), %	0,51	0,22	-	7,83
10	Похибка при визначенні (А), %	1,27	0,31	-	4,73
	Похибка при визначенні (В), %	0,17	0,11	-	7,02

Висновки до розділу 4

В розділі наведена нова та відомі методики для обробки фактичних даних дослідження об'єктів газової (Матвіївська, №54) та газоконденсатної (Кавердинська, №2) свердловин з метою визначення ємнісно-фільтраційних параметрів свердловин за результатами дослідження їх лише на одному фактично відпрацьованому режимі. Розроблено відповідний алгоритм розрахунку параметрів за вдосконаленою методикою. Доведена ефективність запропонованого методу та методики для оцінки газогідродинамічних параметрів гранулярних продуктивних колекторів при їх дослідженні на одному фактично відпрацьованому режимі. Показана похибка при обробці даних газогідродинамічних досліджень запропонованим та відомими методами, що склала відповідно 1,29% та 8,67%.

ВИСНОВКИ

Дисертація є закінченою науково-дослідною роботою, в якій наведено теоретичне узагальнення і нове вирішення науково-практичної задачі розроблення прискореного методу газогідродинамічних досліджень свердловин за рахунок лише на одному фактично відпрацьованому режимі: удосконалений метод досліджень, методику їх проведення та обробки результатів, а також удосконалені технічні засоби для їх проведення.

Отримано наступні основні результати роботи:

1. Запропоновано прискорений метод газогідродинамічних досліджень газових та газоконденсатних свердловин, який включає поєднання досліджень на неусталених режимах фільтрації і досліджень на одному усталеному режимі фільтрації.

2. Розроблений метод прискореного дослідження газових та газоконденсатних свердловин, який включає вимірювання параметрів в процесі роботи свердловини з досягненням стабілізації припливу і в процесі відновлення пластового тиску з наступною зупинкою реєстрації параметрів після досягнення статичного стану у свердловині.

3. Запропонована методика оброблення результатів прискореного дослідження свердловин з використанням кривої відновлення тиску і роботи свердловини на одному режимі.

4. Доведено ефективність запропонованого методу досліджень та розробленої методики шляхом порівняння коефіцієнтів A і B рівняння припливу, розрахованих за методом сталих відборів аналітичним способом, методом сталих відборів графічним способом, новою методикою, а також за експрес-методом; похибка не перевищує відповідно 0,27; 1,2 та 8,67%.

Можна очікувати, що за рахунок виконаних досліджень втрати газу та газоконденсату в процесі дослідження скоротяться в 5-7 разів, витрати коштів і

часу на дослідження в 5-7 разів, при цьому суттєво збільшиться обсяг отриманої геологічної інформації та підвищиться її точність.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Рязанцев Н.Ф. Исследование скважин в процессе бурения / Рязанцев Н.Ф., Карнаухов М.Л., Белов М.Л. – М: Недра, 1981г.- с. 277.
2. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных скважин. – М.: Недра, 1971. – 208 с.
3. Карнаухов М.Л. Гидродинамические исследование скважин испытателями пластов / Михаил Карнаухов. – М.:Недра,1991.-201 с.
4. Яковлев В.П. Гидродинамический анализ недр. Ч. I Анализ притоков / Яковлев В.П. – М.: ОНТИ, 1963. - 158 с.
5. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин: [под ред. Г.А. Зотова, З.С. Алиева]. – М.: Недра, 1980. – 301 с.
6. Руководство по исследованию скважин / [Гриценко А.И., Алиев З.С., Ермилов О.М., и др.]. – М.: Наука, 1995. – 523 с.
7. Габдуллин Т.Г. Оперативное исследование скважин / Тимерхат Габдуллович Габдулин. – М.: Недра, 1981. – 213 с.
8. Габдуллин Т.Г. Техника и технология оперативных исследований скважин / Тимерхат Габдуллович Габдулин. – Казань.: Плутон, 2005. – 336 с.
9. Итенберг С.С. Геофизические исследования в скважинах /С.С. Итенберг, Т.Д. Дахкильгов. – М.: Недра, 1982. – 351 с.
10. Итенберг С.С. Интерпретация результатов геофизических исследований скважин / Семен Самуилович Итенберг. – М.: Недра, 1987. – 375 с.
11. Муравьев И.М. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений / И.М. Муравьев, Р.С. Андриасов. – М.: Недра, 1970. – 448 с.
12. Пат. 51729 Україна, МПК³ E21B 47/06. Спосіб дослідження газових свердловин / Матус Б.А., Курилюк Л.В., Славін В.І., Горлачова Л.Ф.,

- Токарев В.П., Клименко Ю.О.; заявник і патентовласник Матус Б.А. – № U 200601237; заявл. 01.04.99; опубл. 16.12.02, Бюл. №12.
13. Акульшин О.О. Підвищення ефективності дослідження газових та газоконденсатних свердловин /Олександр Акульшин, Микола Рой // Збірник наукових праць ДП «Науканафтогаз» «Проблеми нафтогазової промисловості». – 2011. – №9. – С. 227 – 234.
 14. Про можливість дослідження свердловин на одному стаціонарному режимі / Б.А. Матус, М.М. Рой, Ю.В. Ластовка [та ін.] // Збірник наукових праць УкрДГРІ. – 2005. – №2.– С. 210–211.
 15. Щелкачев В.Н. Разработка нефтеводоносных пластов при упругом режиме / Василий Николаевич Щелкачев. – М.: Гостоптехиздат, 1959. – 467 с.
 16. Chaudhri A. Oil Well Testing handbook. /Amanat U. Chaudhri. – Gulf professional Publishing is an imprint of Elsevier 200 Wheller Road, Burlington, MA 01803, USA, 2004. – 702 p.
 17. Horner D.R. Pressure Buildup in Wells / D.R. Horner // The Hague Proceedings. – 1951. – Vol. 11, №9. – P. 503-521.
 18. Баренблатт Г.И. Движение жидкостей и газов в природных пластах / Баренблатт Г.И., Ентов В.Н., Рыжик В.М. – М.: Недра, 1984. – 211 с.
 19. Зотов Г.А. Газогидродинамические методы исследования газовых скважин / Г.А. Зотов, С.М. Тверковкин . – М.: Недра, 1970. – 191 с.
 20. Требин Ф.А. Гидродинамические методы исследования скважин и пластов / Требин Ф.А., Щербаков Г.В., Яковлев В.П. – М.: Недра, 1965. – 276 с.
 21. Miller C.C. The estimation from bottom-hole pressure build-up characteristics / C.C. Miller., A.B. Dyes, C.A. Hutchinson // JPT. - 1950. - Vol. 2, No.4. - P. 91-104.
 22. Thomas G.D Analysis of pressure build-up data/Petroleum Transactions / G.D Thomas // AIME. - 1953 – vol. 198.

23. Joers C. John and Smith R.V. Determination of Effective information permeabilities and Operation efficiencies / C. John Joers , R.V. Smith. // The petroleum engineer. – 1954. – Oktober No.11
24. Щелкачев В.Н. Гидродинамический анализ одного из методов определения потенциальных и оптимальных возможностей скважин / В.Н Щелкачев // Нефтяная промышленность. – 1940. – № 6, – С. 52–56.
25. Чернов Б.С. Гидродинамические методы исследования скважин и пластов / Чернов Б.С., Базлов М.Н., Жуков А.И. – М.: Гостоптехиздат, 1960. – 317 с.
26. Щелкачев В.Н. Итоги специальных исследований скважин XIII и XVI пластов Ново–Грозненского района в 1943 г. Анализ пластовых давлений / В.Н. Щелкачев // Труды ГНИ и ГрозНИИ.– 1945. – № 4. – С. 44-49.
27. Руководство по гидрогазодинамическим и термометрическим исследованиям разведочных скважин / [Канюга А.П., Шелешко Т.В., Мельничук Я.Г., Синицын В.Я. и др.]. – К.: Наукова думка, 1973. – 348 с.
28. Щелкачев В.Н. Анализ существующих методов исследования скважин / В.Н Щелкачев // Труды ГНИ и ГрозНИИ. – 1945.- № 6. – С. 32 – 38.
29. Щелкачев В.Н. Подземная гидравлика / В.Н. Щелкачев, Б.Б. Лапук. – М.: Гостоптехиздат, 1949. – 525 с.
30. Роулинс Е.Л. Испытание газовых скважин // Е.Л. Роулинс, М.А. Шелхардт. – М. – Л.: Гостоптехиздат, 1947. – 207 с.
31. Чарный И.А. О притоке к несовершенным скважинам при одновременном существовании различных законов фильтрации в пласте / И.А. Чарный // Изв. АН СССР, ОТН – 1950. – №6. – С. 31 – 39.
32. Чарный И.А. Определение некоторых параметров пластов при помощи кривых восстановления забойного давления / И.А. Чарный // Нефтяное хозяйство. — 1955. — №3. — С. 40-48.

33. Минский Е.М. О притоке газа к забою несовершенной скважины при нелинейном законе сопротивления / Е.М. Минский // Труды ВНИИ. – 1954. – №5 – С. 21 – 30.
34. Минский Е.М. Экспериментальные исследования сопротивления несовершенных скважин / Евгений Минский, Павел Марков // Труды ВНИИнефть. – 1956. – № VIII. – С. 27 – 36.
35. Минский Е.М. Высокодебитные газовые скважины / Евгений Минский, Артур Хейн // Газовая промышленность. – 1958.– №1. – С. 25 – 31.
36. Лейбензон Л.С. Движение природных жидкостей и газов в пористой среде / Л. С. Лейбензон. – М. – Л: ОГИЗ, Государственное издательство технико – теоретической литературы , 1947. – 244 с.
37. Требин Г.Ф. Фильтрация жидкостей и газов в пористых средах / Григорий Федорович Требин – М.: Гостоптехиздат, 1959. – 157 с.
38. Коротаев Ю.П. Эксплуатация газовых скважин/ Ю.П. Коротаев, А.П. Полянский. – М.: Гостоптехиздат, 1961. – 383 с.
39. Коротаев Ю.П. Комплексная разведка и разработка газовых месторождений / Юрий Петрович Коротаев. – М.: Недра, 1968. – 428 с.
40. Коротаев Ю.П. Инструкция по гидродинамическому расчету газоконденсатных скважин / Коротаев Ю.П., Точигин А.А., Семенов Н.И.; – Иваново: 1980. – 60 с.
41. Коротаев Ю.П. Исследование движения газа через пористую среду и жидкость в применении к испытанию газовых скважин / Ю.П. Коротаев // Труды ВНИИгаза. —1958. — № 2/10. — С. 26-47.
42. Коротаев Ю.П. К методике проведения и обработки результатов исследования газовых скважин при установившемся режиме фильтрации / Ю.П. Коротаев // Труды ВНИИгаза. — 1959. — № 5/13. — С. 84-111.
43. Вяхирев Р.И. Теория и опыт добычи газа / Вяхирев Р.И., Коротаев Ю.П., Кабанов Н.И. – М.: Недра, 1998. – 479 с.

44. Технологический режим работы газовых скважин / [Алиев З.С., Андреев С.А., Власенко А.П., Коротаев Ю.П.]. — М.: Недра, 1978. — 279 с.
45. Чекалюк Э.Б. Основы пьезометрии залежей нефти и газа / Эммануил Богданович Чекалюк. — К.: Государственное издательство технической литературы УССР, 1961. — 286 с.
46. Инструкция по гидродинамическим исследованиям нефтяных и газовых залежей.- К.: Институт технической информации, 1961.
47. Чарный И.А. Основы газовой динамики / Иван Андреевич Чарный. — М.: Гостоптехиздат, 1961. — 200 с.
48. Чарный И.А. Подземная гидрогазодинамика / Иван Андреевич Чарный. — М.: Гостоптехиздат, 1963. — 396 с.
49. Бузинов Р.М. Гидродинамические методы исследований скважин и пластов / Р.М. Бузинов, И.Д. Умрихин. — М.: Недра, 1973. - 246 с.
50. Бузинов Р.М. Исследования нефтяных и газовых скважин и пластов / Р.М. Бузинов, И.Д. Умрихин/ - М.: Недра, 1984. - 269 с.
51. Мейер В.А. Геофизические исследования скважин / Владимир Александрович Мейер. - Л.: ЛГУ, 1981. - 462 с.
52. Канюга А.П. Упрощенный метод обработки кривых восстановления забойного давления и притока / А.П. Канюга // Нефтяная и газовая промышленность. — 1964. — № 1. — С. 32 — 36.
53. Яремійчук Р. Освоєння та дослідження свердловин / Р. Яремійчук, В. Возний. — Львів: ТОВ “Оріяна нова”, 1994. — 440 с.
54. Бойко В.С. Підземна гідрогазомеханіка / В.С. Бойко, Р.В. Бойко. — Львів: Апріорі, 2007. — 452 с.
55. Великовский А.С. Газоконденсатные месторождения / А.С. Великовский, В.В. Юшкин. — М.: ГОСИНТИ, 1959. — 112 с.
56. Изучение газоконденсатных месторождений — Гостоптехиздат, М. 1962. — 286 с.

57. Газоконденсатные системы и методы их изучения / [Дзюбенко А.И., Иванюта М.М., Канюга А.П. и др.]; под ред. Иванюты М.М. – М.: Недра, 1984. – 152 с.
58. Интерпретация геофизических исследований скважин : справочник геофизика / [под ред. В.М. Добрынина]. – М.: Недра, 1987. – 372 с.
59. Геофизические методы исследования скважин : справочник геофизика / [под ред. В.М. Запорожца]. – М.: Недра, 1983. – 590 с.
60. Шмыгля П.Т. Разработка газовых и газоконденсатных месторождений / Петр Терентьевич Шмыгля. – М.: Недра, 1967. – 259 с.
61. Гидродинамические исследования скважин и методы обработки результатов измерений / [Хисамов Э.И., Сулейманов Р.Г., Фахруллин Р.Г. и др.]; под ред. Хисамова Э.И. – М.: ВНИИОЭНГ, 1999. – 227 с.
62. Кульпин Л.Г. Гидродинамические методы исследования нефтегазовых пластов / Л.Г. Кульпин, Ю.А. Мясников. – М.: Недра, 1974. – 200 с.
63. Шагиев Р.Г. Исследование скважин по КВД / Шагиев Р.Г. – М.: Наука, 1998. – 304 с.
64. Дьяконов В.П. Энциклопедия MathCad 2001 и MathCad i 11 / Владимир Павлович Дьяконов. – М.: СОЛОН-Пресс, 2004. – 832с.
65. Алексеев Е.Р. MathCad 12 / Е.Р. Алексеев, О.В. Чеснокова. – М.: ИТ Пресс, 2005. – 345 с.
66. Поршнева С.В. Компьютерное моделирование физических процессов с использованием пакета MathCAD. / Сергей Владимирович Поршнева. – М.: Горячая линия - Телеком, 2002. – 252 с.
67. Рой М.М. Аналітичний підхід до методів розрахунку коефіцієнта стисливості газу / Микола Рой, Юрій Ластовка // Збірник наукових праць УкрДГРІ. – 2007. – №1. – С. 126-129.
68. Левич В.Г. Физико-химическая гидродинамика / Вениамин Григорьевич Левич. – Изд. АН СССР, 1952. – 538 с.

69. Инструкция по исследованию газовых скважин. – М.: Гостоптехиздат, 1961.- 110 с.
70. Чекалюк Э.Б. Универсальный метод определения физических параметров пласта по измерения забойных давлений и притоков / Э.Б. Чекалюк // Нефтяное хозяйство. – 1964. – № 2. – С. 36 – 40.
71. Ясашин А.М. Вскрытие, опробование и испытание пластов / Ясашин А.М. – М.: Недра, 1979. – 344 с.
72. Соловьев Е.М. Заканчивание скважин / Соловьев Е.М. – М.: Недра, 1979. – 303 с.
73. Рой М. Нове аналітичне рішення визначення гідрогазодинамічних параметрів пласта при дослідженні свердловин на одному стаціонарному режимі /Микола Рой, Віктор Ластовка // Збірник наукових праць УкрДГРІ. – 2010. – № 3-4 – С. 190 - 193.
74. Аналітичне визначення параметрів газоконденсатного пласта : Праці конф. 4 – 8 жовтня 2010 р., Ялта / відп. Ред. М.А. Коровіна. Ялта.: ТОВ «Екологія Наука Техніка», 2010 р. – С.12-13.
75. Корягин Ю.Г. Совершенствование вскрытия, испытания и освоения продуктивных пластов в эксплуатационных и разведочных скважинах / Корягин Ю.Г. – М.: Недра, 1969. – 104 с..
76. Hawkins M.F. A Note on the Skin Effect / Hawkins M.F. Jr. // Trans. Soc. Petroleum Engrs. AIME. – 1956. – Dec. – P. 356 - 357.
77. Амиян В. А. Вскрытие и освоение нефтегазовых пластов / В.А. Амиян, Н.П. Васильева. – М.: Недра, 1972. – 335 с.
78. Балакиров Ю.А. Определение величины скин-эффекта по кривым восстановления и падения давления / Ю.А. Балакиров // Нефтяное хозяйство. – 1969. – №2. – С. 37-39.
79. Van Everdingen A.F. The Skin Effect and its Influence on the Productive Capacity of a Well. / A.F. Van Everdingen // Petroleum Transactions. AIME. – 1953. – Vol. 198. – P. 171-176.

80. Hurst W. Establishment of the Skin Effect and Impediment to Fluid Flow into a Well Bore / W. Hurst // The Petroleum Engineer. – 1953. – Vol. XXV, №11. – P. B6-B16.
81. Моніторинг промислових даних при дослідженні газових та газоконденсатних свердловин при нестационарному режимі фільтрації: матеріали міжнародн. наук.-техн. конф. [«Нафтогазова енергетика 2013»], (Івано-Франківськ, 7 - 11 жовт. 2013 р.) / М-во освіти та науки України, Івано-Франківський нац. техн. ун-т нафти і газу. – І-Ф.: Івано-Франківський нац. техн. ун-т нафти і газу, 2013. – 578 с.
82. Аналітичне визначення деяких параметрів газоконденсатного пласта: матеріали 4 наук.- практич. конф. [«Проблеми та перспективи розвитку нафтогазової галузі України»], (Ялта, 4-8 жовт. 2010р.) / Ялта, ТОВ «Екологія Наука Техніка», 2010 – 60 с.
83. Рой М. Підвищення точності визначення ефективної товщини, коефіцієнтів пористості та проникності продуктивного пласта / Микола Рой, Віктор Ластовка // Збірник наукових праць УкрДГРІ. – 2011. - №1. – С. 204 - 210.
84. Геологическое строение и подсчет запасов газа нижнекаменноугольных отложений Абазовского месторождения Полтавской области УССР / Геологический отчет / ДГП «Полтаванефтегазгеология», Савченко Ф.Д., Марковская Е.С. и др. №291 / 86 – Полтава, 1988. – 271 с.
85. Геологическое строение и подсчет запасов газа нижнекаменноугольных отложений Матвеевского месторождения Полтавской области УССР / Геологический отчет / ДГП «Полтаванефтегазгеология»; Савченко Ф.Д., Марковская Е.С. и др. №306/ 87–Полтава, 1988. – 277 с.
86. Геологічна будова та підрахунок запасів вуглеводнів Чутівського родовища Полтавської області України / Геологічний звіт / ДГП «Полтавананафтогазгеологія»; Кулініч Г.Б. і ін., № 380 /94 – Полтава, 1995. – 327 с.

87. Геологическое строение и подсчет запасов газа нижнекаменноугольных отложений Юрьевского месторождения Днепропетровской области УССР / Геологический отчет / ДГП «Полтаванефтегазгеология»; Савченко Ф.Д., Марковская Е.С., Гречаник Л.М. и др. № 273/8 – Полтава. – 1985. – 303 с.
88. Латышова М.Г. Обработка и интерпретация материалов геофизических исследований скважин / Латышова М.Г., Вендельштейн Б.Ю., Тузов В.П. — Москва: Недра, 1990. — 312 с.
89. Латышова М.Г. Практическое руководство по интерпретации диаграмм геофизических исследований скважин / Мария Геннадиевна Латышова. — М: Недра, 1991. — 219 с.
90. А.с. 1502812 СССР МКИ³ Е 21 В 43/00. Способ воздействия на призабойную зону скважины / М.Д. Белонин, В.И. Славин, Б.А. Матус (СССР). – №; 4240720/23–03; заявл. 05.05.87; опубл. 23.08.89, Бюл. № 31.
91. Временное методическое руководство по количественной оценке и прогнозированию пластовых давлений по кернам / [Булатов А.И., Желтов Ю.П., Куксов А.К., Ситников Н.Ф.]. – Краснодар, 1974. – 236 с.
92. Акульшин О. Використання розрахункових і графоаналітичних методів під час дослідження газоконденсатних свердловин / Олександр Акульшин, Микола Рой // Нафтова і газова промисловість. – 2008.- №4. – С 40-41.
93. Разработка и эксплуатация нефтегазоконденсатных месторождений / [Ю.В. Желтов, В.Н. Мартос, А.Х. Мирзаджанзаде и др.]; под. ред. Ю.В. Желтова. – М.: Недра, 1979. – 254 с.
94. Славин В.И. Аномально высокие пластовые давления. Происхождение, прогноз, проблемы освоения залежей углеводородов: автореф. дис. на соискание учен. степени докт. геол. - минералог. наук: / В.И. Славин. – Санкт - Петербург, 1996. – 34 с.

95. Васильевский В.Н. Техника и технология определения параметров скважин и пластов / В.Н. Васильевский, А.И. Петров. – М.: Недра, 1989. – 271 с.
96. Пат. 11152 Україна, МПК⁷ Е 21 В11/00. Засувка газодинамічної дії / Клименко Ю.О, Токарев В.П., Ластовка В.Г., Рой М.М., Ластовка Ю.В.; заявник і власник УкрДГРІ. – № 200505097; заявл. 30.05.05; опубл. 15.12.05, Бюл. №12.
97. Пат. 16517 Україна, МПК⁷ Е 21 В/33 12. Вимірювач дебіту газу / Клименко Ю.О, Токарев В.П., Ластовка В.Г., Рой М.М., Ластовка Ю.В.; заявник і власник УкрДГРІ. – № 200601237; заявл. 08.02.06; опубл. 15.08.06, Бюл. №8.
98. Пат. 28146 Україна. МПК Е21В 33/12. Запірно-поворотний промивальний клапан / Клименко Ю.О., Токарев В. П., Ластовка В. Г., Рой М. М., Ластовка Ю.В.; заявник і власник УкрДГРІ. - № и 200708499; заявл. 24.07.07; опубл. 26.11.07, Бюл. № 19.
99. Удосконалений комплекс наземного обладнання для дослідження свердловин / Ю.О. Клименко, В.П.Токарев, М.М. Рой, [та ін.] // Збірник наукових праць УкрДГРІ. – 2007. – №3. – С. 190 - 193.
100. Перспективність випробування газонасичених пластів у процесі буріння в режимі пробної експлуатації: матеріали наук.- техн. конф. [«Підвищення ефективності буріння свердловин та інтенсифікації нафтогазовидобутку на родовищах України»], (Івано-Франківськ, 16-18 лист. 2010р.) / М-во науки та освіти України, Івано-Франк. нац. техн. ун-т нафти і газу. – І-Ф.: Івано-Франк. нац. техн. ун-т нафти і газу, 2010. – 224 с.
101. Сухонос Г.Д. Испытание необсаженных скважин /Георгий Данилович Сухонос. – М.: Недра, 1992. – 256 с.
102. Сухонос Г.Д. Справочник по испытанию необсаженных скважин / Сухонос Г. Д., Шакиров А. Ф., Усачева Е. П. - Москва: Недра, 1985. - 248 с.

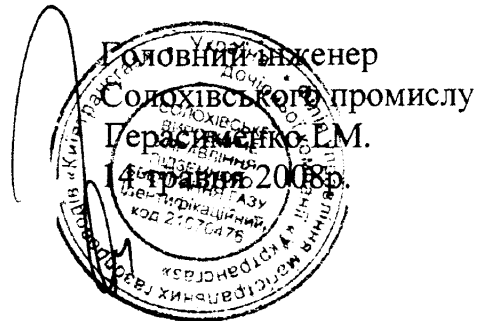
103. Карнаухов М.Л. Справочник по испытанию скважин / М.Л. Карнаухов, Н.Ф. Рязанцев. – М.: Недра, 1984. – 268 с.
104. Комплекс свердловинного обладнання для забезпечення випробування газонасичених пластів у процесі буріння з випуском газу на поверхню: матеріали міжнар. наук.-техн. конф. [«Нафтогазова енергетика 2013»], (Івано-Франківськ, 7 - 11 жовт. 2013 р.) / М-во освіти та науки України, Івано-Франк. нац. техн. ун-т нафти і газу. – І-Ф.: Івано-Франк. нац. техн. ун-т нафти і газу, 2013. – 578с.
105. Технічні засоби і технологія випробування газонасичених пластів в процесі буріння свердловин / Ю.О. Клименко, В.П. Токарев, В.Г., М.М. Рой [та ін.] // Збірник наукових праць УкрДГРІ. – 2006. – №2. – С. 111-115.
106. Хабибуллин Я. Опробование скважин через бурильные трубы с помощью противовыбросового устройства / Я. Хабибуллин // Нефтяник. – 1960. – №7. – С. 26.
107. Лузянин Г.С. Исследование скважин испытателями пластов на трубах с выпуском газа на поверхность / Г.С. Лузянин ; // Нефтяное хозяйство. – 1977. – №12. – С. 18-22.
108. Захаров А.П. Опыт испытания газоносных объектов в открытом стволе скважины испытателями пластов / А.П. Захаров // РНТС Бурение. – 1973. – №10. – С. 23 – 25.
109. Пат. №9277 Україна, МПК Е 21 В 43/00, Е21 В 49/00 Спосіб визову припливу при випробуванні свердловин в процесі буріння / Клименко Ю.О., Лисий М.Й., Горбань В.І., Федянін О.В., Токарев В.П., Матус Б.А.; заявник і правовласник ПВ УкрДГРІ. - № 969889/09; заявл. 06.01.81; опубл.30.09.96, Бюл. №3.
110. Пат. 24438 А Україна, МПК Е 21 В 33/122, 34/06. Пристрій для регулювання перепаду тиску між пакерами / Токарев В.П., Матус Б.А.,

Клименко Ю.О., Волошинівський Б.О., Ластовка В.Г.; заявник і патентовласник УкрДГРІ. – заявл. 17.07.98; опубл. 30.10.98, Бюл. № 5.

111. Пат. 68504 А Україна, МПК Е 21 В 23/00. Шарнірне з'єднання маніфольду / Ластовка В.Г., Токарев В.П., Клименко Ю.О.; заявник і патентовласник УкрДГРІ. – № 2003054834/08; заявл. 27.05.2003; опубл. 16.08.04, Бюл. №8.
112. Акульшин А.А. О повышении эффективности определения продуктивных параметров газоконденсатного пласта в условиях ограничения времени исследований одним режимом. /Александр Акульшин, Николай Рой // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. - 2013. – № 4. – С. 33 – 37.

ДОДАТКИ

ЗАТВЕРДЖУЮ



АКТ

про впровадження у виробництво на Солохівському ПСГ математичної моделі дослідження газової свердловини №159 Солохівського ВУПЗГ на одному стаціонарному режимі.

Даний акт складений начальником геологічної служби виробничого управління підземного зберігання газу «Солохівське» Порученко А.Р., зав. лабораторією випробування пластів ПВ УкрДГРІ Клименко Ю.О., с.н.с. лабораторії випробування пластів ПВ УкрДГРІ Токарєвим В.П., викладачем кафедри «Обладнання нафтових і газових промислів» Полтавського НТУ Рой М.М. про впровадження у виробництво на підземному сховищі газу «Солохівське» в 2008р. математичної моделі для дослідження газових свердловин на одному стаціонарному режимі.

Після проведеного дослідження св. №159 Солохівського ВУПЗГ за способом, що передбачає проведення дослідження лише на одному стаціонарному режимі, математична обробка отриманих результатів була виконана за допомогою методу математичного моделювання інженером ПВ УкрДГРІ Рой М.М. При цьому, на відміну від способу дослідження свердловини, що передбачає відпрацювання газової свердловини на 5-8 режимах і дозволяє отримати 7-8 газодинамічних параметрів пласта, було отримано 23 параметри з високою точністю завдяки тому, що всі параметри отримані з вихідних даних, розраховані виключно аналітичним шляхом, а не наближеними методами (палетка А.П. Канюги для підрахунку інтегралів Дюамеля, наближені значення пористості, ефективної товщини пласта за даними геофізичних та лабораторних досліджень).

За рахунок застосування способу дослідження газової свердловини та математичної моделі для інтерпретації отриманих скорочується час проведення робіт за рахунок відсутності операцій по заміні діафрагм для зміни режиму дослідження, оскільки воно відбувається на одному стаціонарному режимі; зменшуються втрати газу та забруднення атмосфери при його спалюванні в факелі; і, нарешті, оперативно отримуються гідрогазодинамічні параметри досліджуваного пласта безпосередньо на свердловині; в результаті інтерпретації збільшується кількість отриманих параметрів при підвищенні їх точності і достовірності.

Дослідження свердловині №159 Солохівського ВУПЗГ на одному стаціонарному режимі за новою технологією та інтерпретація отриманих

при дослідженні результатів методом математичного моделювання показали свою ефективність за рахунок оперативності проведення розрахунків гідрогазодинамічних параметрів пласта, значного збільшення їх кількості, підвищення їх достовірності і точності і пропонується для подальшого впровадження на підприємствах нафтогазової промисловості.

Начальник геологічної служби

ВУПЗГ «Солохівське»

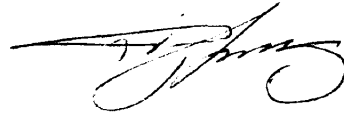
Зав. лабораторією випробування

пластів ПВ УкрДГРІ

Ст. наук. співробітник лабораторії

випробування пластів ПВ УкрДГРІ

Викладач кафедри ОНГП Полтавського НТУ



А.Р. Порученко



Ю.О. Клименко



В.П. Токарев



М.М. Рой

ЗАТВЕРДЖУЮ



Головний інженер
 Солохівського промислу
 І.М. Герасименко
 14 травня 2008р.

про впровадження у виробництво на Солохівському ПСГ розробок
 Полтавського відділення УкрДГРІ, що використовувались при дослідженні
 газової свердловини №159 Солохівського ВУПЗГ

Даний акт складений начальником геологічної служби виробничого управління підземного зберігання газу «Солохівське» Порученко А.Р., зав. лабораторією випробування пластів ПВ УкрДГРІ Клименко Ю.О., с.н.с. лабораторії випробування пластів ПВ УкрДГРІ Токарєвим В.П., викладачем кафедри «Обладнання нафтових і газових промислів» Полтавського НТУ Рой М.М. про впровадження у виробництво на підземному сховищі газу «Солохівське» в 2008р. розробок Полтавського відділення УкрДГРІ: засувка газодинамічної дії (Пат. №11152 України), вимірювач дебіту газу (Пат. №16517 України). Авторами вказаних розробок являються Клименко Ю.О., Токарєв В.П., Ластовка В.Г., Рой М.М., Ластовка Ю.В.

Захищені патентами України удосконалені конструкції вимірювача дебіту газу та малогабаритної засувки газодинамічної дії в комплексі з пультом управління забезпечують можливість автоматизації процесу дослідження газових і газоконденсатних свердловин шляхом дистанційної зміни діафрагми вимірювача дебіту газу. За рахунок застосування засувки газодинамічної дії підвищується безпека проведення робіт по заміні діафрагми та скорочується час на зміну режимів дослідження свердловини.

Вказані розробки впроваджувалися на свердловині №159 Солохівського ВУПЗГ при її дослідженні, показали свою ефективність і високу надійність в роботі і рекомендуються для подальшого впровадження у виробництво.

Начальник геологічної служби

ВУПЗГ «Солохівське»

Зав. лабораторією випробування

пластів ПВ УкрДГРІ

Ст. наук. співробітник лабораторії

випробування пластів ПВ УкрДГРІ

Викладач кафедри ОНГП Полтавського НТУ



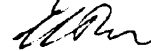
А.Р. Порученко



Ю.О. Клименко



В.П. Токарев



М.М. Рой