

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

На правах рукопису

ПЕТРУНЬЯК ВОЛОДИМИР ЯРОСЛАВОВИЧ

УДК 622.276.5.001.42

УДОСКОНАЛЕННЯ МЕТОДІВ ІНТЕРПРЕТАЦІЇ РЕЗУЛЬТАТІВ
ГІДРОДИНАМІЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ ПРОДУКТИВНИХ ПЛАСТІВ
ЗА КРИВИМИ ВІДНОВЛЕННЯ ТИСКУ

05.15.06 – Розробка нафтових і газових родовищ

Дисертація на здобуття наукового ступеня
кандидата технічних наук

Науковий керівник
Мислюк Михайло Андрійович
доктор технічних наук, професор

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ	4
ВСТУП	5
РОЗДІЛ 1	
СУЧАСНИЙ СТАН І ПРОБЛЕМИ ІНТЕРПРЕТАЦІЇ РЕЗУЛЬТАТІВ ГІДРОДИНАМІЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ ПРОДУКТИВНИХ ПЛАСТІВ	10
1.1 Методи досліджень продуктивних пластів	11
1.2 Гідродинамічні дослідження продуктивних пластів за кривими відновлення тиску	13
1.2.1 Методи інтерпретації кривих відновлення тиску без урахування припливу в свердловину	16
1.2.2 Методи інтерпретації кривих відновлення тиску з урахуванням припливу в свердловину	20
1.2.3 Методи інтерпретації кривих відновлення тиску за допомогою логарифмічної похідної D. Bourdet	22
1.3 Типові форми кривих відновлення тиску на родовищах Дніпровсько-Донецької западини	24
1.4 Порівняльний аналіз результатів інтерпретації кривих відновлення тиску на родовищах Дніпровсько-Донецької западини ..	28
Висновки до розділу 1	36
РОЗДІЛ 2	
МЕТОДИ СТАТИСТИЧНОЇ ІНТЕРПРЕТАЦІЇ ГІДРОДИНАМІЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ ПРОДУКТИВНИХ ПЛАСТІВ ЗА КРИВИМИ ВІДНОВЛЕННЯ ТИСКУ	38
2.1 Постановка і схема алгоритму розв'язку задачі	38
2.2 Інтерпретація гідродинамічних досліджень без урахування інформації про точність приладу	42
2.3 Інтерпретація гідродинамічних досліджень з урахуванням інформації про точність приладу	52

2.4 Інтерпретація гідродинамічних досліджень з використанням похідної D. Bourdet.....	60
Висновки до розділу 2.....	64

РОЗДІЛ 3

АНАЛІЗ РЕЗУЛЬТАТІВ ІНТЕРПРЕТАЦІЇ ГІДРОДИНАМІЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ ПРОДУКТИВНИХ ПЛАСТІВ НА РОДОВИЩАХ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ.....	66
---	----

3.1 Аналіз результатів інтерпретації гідродинамічних досліджень нафтових колекторів.....	66
3.2 Аналіз результатів інтерпретації гідродинамічних досліджень газових колекторів	78
3.3 Оцінка впливу точності приладу на результати інтерпретації гідродинамічних досліджень.....	88
3.4 Застосування логарифмічної похідної D. Bourdet для інтерпретації досліджень продуктивних пластів.....	92
Висновки до розділу 3.....	95

РОЗДІЛ 4

АПРОБАЦІЯ МЕТОДІВ ІНТЕРПРЕТАЦІЇ ГІДРОДИНАМІЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ ПРОДУКТИВНИХ ПЛАСТІВ НА РОДОВИЩАХ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ.....	97
--	----

4.1 Розробка рекомендацій для інтерпретації гідродинамічних досліджень продуктивних пластів.....	97
4.2 Використання результатів інтерпретації гідродинамічних досліджень в задачах оцінки ефективності технологічних заходів	99
4.3 Використання результатів інтерпретації кривих відновлення тиску для побудови гідродинамічних моделей родовищ	108
Висновки до розділу 4.....	119

ВИСНОВКИ	120
----------------	-----

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	123
---------------------------------	-----

ДОДАТКИ	137
---------------	-----

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

ГЕО – геолого-економічна оцінка;

ГКР – газоконденсатне родовище;

ДДз – Дніпровсько-Донецька западина;

ДКЗ – Державна комісія України по запасах корисних копалин при Державній службі геології та надр України;

ДПР – дослідно-промислова розробка;

ЄФХ – ємнісно-фільтраційні характеристики;

КВТ – крива відновлення тиску;

НГКР – нафтогазоконденсатне родовище;

ПД ГТМ – постійно-діюча геолого-технологічна модель;

ЦКР – Центральна комісія з питань розробки газових, газоконденсатних, нафтових родовищ та експлуатації підземних сховищ газу Міністерства енергетики та вугільної промисловості;

IARF – нескінченно-діючий радіальний приплив;

MDH – метод Miller – Dyes – Hutchinson.

ПЕТРУНЬК ВОЛОДИМИР ЯРОСЛАВОВИЧ

ВСТУП

Актуальність теми. Проектування високоефективних систем розробки нафтових, газових і газоконденсатних родовищ, їх контроль і оптимальне керування потребують достовірної інформації про ємнісно-фільтраційні характеристики продуктивних пластів.

На даний час моніторинг систем розробки родовищ здійснюється за результатами комплексу гідродинамічних і геофізичних досліджень з урахуванням геологічних та лабораторних даних.

До найбільш інформативних і поширених методів відносять гідродинамічні дослідження за кривими відновлення тиску (КВТ), на основі яких оцінюють гідропровідність, проникність, скін-ефект та інші параметри продуктивних пластів. Теоретичною базою цих методів є розв'язки задач неусталеної фільтрації рідин або газів у пластовій системі з відповідними геометричними характеристиками, граничними і початковими умовами. Особливості останніх визначають велику кількість моделей для інтерпретації гідродинамічних досліджень.

Значний внесок у розробку теоретичних основ гідродинамічних досліджень за КВТ зробили Акульшин О.І., Алієв З.С., Бойко В.С., Бузинов Р.М., Васильєвський В.Н., Возний В.Р., Гриценко А.І., Дорошенко В.М., Зарубін Ю.О., Зотов Г.А., Іктіасанов В.А., Кондрат Р.М., Тарко Я.Б., Хісамов Р.С., Чекалюк Е.Б., Шарієв Р.Г., Bourdet D., Dyes A.B., Earlougher R.C., Gringarten A.C., Hegeman P.S., Horner D.K., Hutchinson C.A., Matthews C.S., Miller C.C., Russel D.G. та інші дослідники. Це послужило базою для створення і використання методів інтерпретації КВТ.

Аналіз результатів обробки гідродинамічних досліджень продуктивних пластів за КВТ вказує на деякі недоліки поширених методів, які стосуються обґрунтування гідродинамічної моделі пласта, побудови оцінок їх параметрів і т. ін. Також важливим є використання інформації про параметри пласта у задачах прийняття рішень.

Слід відзначити, що застосування високоточних приладів для вимірювання тиску підвищує інтерпретаційні можливості новітніх методів обробки КВТ з використанням логарифмічної похідної D. Bourdet. Разом з тим у світовій практиці відсутні методи інтерпретації з урахуванням інформації про точність приладів.

Таким чином, удосконалення методів інтерпретації гідродинамічних досліджень є актуальним і важливим для нафтогазовидобувної галузі.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Дисертаційна робота виконана згідно тематичних планів наукових досліджень Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу та відповідає державній галузевій програмі «Енергетична стратегія України на період до 2030 року» (розділ 6, пп.6.1.2 і 6.2.2).

Мета і задачі дослідження. Метою роботи є підвищення вірогідності інтерпретації і точності оцінок параметрів продуктивних пластів за даними гідродинамічних досліджень з допомогою КВТ.

Досягнення поставленої мети пов'язане з вирішенням таких основних задач досліджень:

1. Розробка методів статистичної інтерпретації гідродинамічних досліджень продуктивних нафтових і газових пластів за КВТ.
2. Розробка методів статистичної інтерпретації гідродинамічних досліджень свердловин з урахуванням інформації про точність приладу.
3. Порівняльний аналіз результатів інтерпретації гідродинамічних досліджень продуктивних пластів на родовищах південно-східної частини Дніпрово-Донецької западини.
4. Апробація методів інтерпретації гідродинамічних досліджень продуктивних пластів у промислових умовах.

Об'єктом дослідження даної роботи є методи інтерпретації гідродинамічних досліджень продуктивних пластів за КВТ, а *предметом дослідження* – колекторські властивості продуктивних горизонтів.

Методи дослідження. В основу методів інтерпретації гідродинамічних досліджень покладено процедури статистичного аналізу даних: побудова оцінок параметрів, регресійний аналіз, формулювання і перевірка статистичних гіпотез. Оцінки гідродинамічних параметрів продуктивних горизонтів побудовано методом статистичного моделювання (Монте-Карло). Аналіз результатів інтерпретації виконано у порівнянні з відомими іноземними демоверсіями пакетів програм і методів, які застосовуються на родовищах Дніпрово-Донецької западини.

Наукова новизна одержаних результатів.

1. З використанням інформаційно-статистичних ідей узагальнено в класі гідродинамічних моделей продуктивного пласта методи інтерпретації результатів досліджень за КВТ. Клас моделей включає різні гідродинамічні моделі пластової системи і параметризований залежно від кількості даних характерної ділянки КВТ.

2. Для діагностики характерних ділянок КВТ і вибору найбільш адекватної моделі пласта використано принцип максимуму функції правдоподібності, а для побудови оцінок колекторських властивостей залежно від цілей досліджень – принцип оптимальності за критеріями функції правдоподібності, $A - i D$ - оптимальності, дисперсій оцінок відповідних гідродинамічних параметрів пласта.

3. Вперше для інтерпретації КВТ продуктивних пластів враховано інформацію про точність вимірювання тиску, що підвищує вірогідність діагностики гідродинамічних моделей і точність оцінок параметрів пластів.

Практичне значення одержаних результатів полягає в уточненні за результатами гідродинамічних досліджень моделей і фільтраційних характеристик продуктивних пластів, а також запасів вуглеводнів і коефіцієнтів їх вилучення.

Оцінки гідродинамічних параметрів продуктивних горизонтів використано в постійно-діючих геолого-технологічних моделях з метою обґрунтування оптимальних шляхів дослідно-промислової розробки

газоконденсатних покладів Західно-Єлизаветівського склепіння Машівського родовища та для коригування технологічних показників розробки Новомиколаївського нафтогазоконденсатного родовища. За результатами оцінок фільтраційних характеристик продуктивних колекторів уточнено постійно-діючі геолого-технологічні моделі родовищ, визначено запаси вуглеводнів для покладів та обґрунтовано коефіцієнти їх вилучення.

Загалом апробація можливості застосування удосконалених методів проводилася на більш ніж 50 гідродинамічних досліджень продуктивних пластів.

Особистий внесок здобувача. Постановка задачі сформульована науковим керівником професором М.А. Мислюком. Здобувачем самостійно проаналізовано наукову інформацію про методи гідродинамічних досліджень продуктивних пластів, сформульовано основні задачі досліджень, реалізовано алгоритми інтерпретації КВТ, виконано роботи з апробації результатів досліджень у промислових умовах.

Особистий внесок здобувача в опублікованих працях такий: побудова алгоритму інтерпретації КВТ та аналіз їх результатів [75]; обробка та аналіз КВТ нафтових і газових свердловин, реалізація алгоритму інтерпретації КВТ з використанням інформації про точність вимірювальних приладів, оцінка ефективності технологічних заходів для підвищення продуктивності свердловин [76, 77, 78, 79, 81]; аналіз КВТ з використанням логарифмічної похідної Bourdet [84].

Апробація результатів дисертації. Основні результати досліджень доповідалися й обговорювалися на міжнародних науково-технічних конференціях:

науково-технічна конференція «Підвищення ефективності буріння свердловин та інтенсифікації нафтогазовидобутку на родовищах України» (м. Івано-Франківськ, 16 – 18 листопада 2010 р.);

друга міжнародна науково-практична конференція молодих вчених «Проблеми нафтогазової промисловості» (смт. Гаспра, АР Крим, 13 – 16 грудня 2010 р.);

міжнародна конференція «Проблеми та перспективи розвитку нафтогазового комплексу» (м. Полтава, 26 – 28 вересня 2012 р.);

міжнародна науково-технічна конференція «Нафтогазова освіта та наука. стан та перспективи» (м. Івано-Франківськ, 10 – 12 грудня 2014 р.).

У повному обсязі робота доповідалась на наукових семінарах кафедр буріння нафтових і газових свердловин (грудень 2013 р.) та розробки і експлуатації нафтових і газових родовищ (листопад 2014 р.) Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу.

Публікації. За матеріалами дисертації опубліковано 7 наукових праць, з яких 6 у фахових наукових журналах (в т.ч. стаття у журналі, що індексується у базі даних Scopus), і тезах доповіді на конференції.

ПЕТРУНЬЯК ВОЛОДИМИР ЯРОСЛАВОВИЧ

РОЗДІЛ 1

СУЧАСНИЙ СТАН І ПРОБЛЕМИ ІНТЕРПРЕТАЦІЇ РЕЗУЛЬТАТІВ ГІДРОДИНАМІЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ ПРОДУКТИВНИХ ПЛАСТІВ

На даний час ефективне керування розробкою нафтових, газових та газоконденсатних родовищ (ГКР) відіграє важливу роль у розвитку нафтогазової галузі України. Регулювання процесу розробки ґрунтується на інформації щодо фільтраційних параметрів у присвердловинній та віддаленій зонах продуктивного пласта. До основних ємнісно-фільтраційних характеристик (ЄФХ) пласта належать гідропровідність і пр'єзопровідність, які оцінюють за даними гідродинамічних досліджень свердловин.

Результати інтерпретації даних гідродинамічних досліджень продуктивних пластів використовують для [19]:

- визначення ЄФХ продуктивних пластів;
- прийняття рішень щодо проведення інтенсифікаційних робіт з метою покращання продуктивних характеристик пластів;
- визначення оптимальних параметрів роботи експлуатаційних свердловин;
- побудови або уточнення гідродинамічних моделей покладів і родовищ;
- розробки технологічних документів (проектів) на розробку родовищ;
- контролю та регулювання процесу розробки;
- оцінювання запасів покладів вуглеводнів.

На сьогодні в промислових умовах підприємства нафтогазовидобувного комплексу України переважно застосовують методи інтерпретації гідродинамічних досліджень продуктивних пластів [25, 32, 46], які були розроблені ще за часів Радянського Союзу.

Підвищення достовірності результатів інтерпретації даних гідродинамічних досліджень свердловин є актуальним на даний час і дозволяє отримати більш якісну і повну інформацію про стан колектора та його характеристики.

1.1 Методи досліджень продуктивних пластів

Основними методами дослідження продуктивних пластів є геологічні, промислово-геофізичні, лабораторні та газогідродинамічні [18].

До геологічних методів дослідження відносять побудову за даними сейморозвідувальних та бурових робіт структурних карт, геологічних профілів, розрізів, карт ефективних товщин та карт пористості [29].

Промислово-геофізичні методи дослідження [34] вивчають продуктивні пласти за допомогою приладів, які опускають в свердловину на каротажному кабелі. Розрізняють електричні, радіоактивні та акустичні методи досліджень. Геофізичні дослідження проводять як в процесі буріння, так і під час експлуатації свердловин [26], а також в обсаджених і необсаджених стовбурах [54].

Промислово-геофізичними методами визначають [53]:

- літологію та глинистість порід;
- відмітки покрівлі та підосви пласта;
- товщину пласта;
- пористість (тріщинну, кавернозну та порову);
- проникність;
- нафтогазонасиченість;
- положення водонафтового, газонафтового та газоводяного контактів;
- інтервали обводнення та склад рідини в стовбурі свердловини;
- продуктивні пласти;
- технічний стан свердловини.

До геофізичних досліджень в процесі експлуатації свердловин відносять дебітовитратомірні та термодинамічні дослідження (термодебітометрія), які дозволяють виділити в загальній товщині пласта продуктивні інтервали, визначити профілі припливу у видобувних свердловинах та приймальності у нагнітальних свердловинах [94].

Геолого-геофізичні методи дозволяють оцінити загальні розміри та межі розповсюдження колекторів, наявність тектонічних і літологічних порушень [53].

До лабораторних методів відносяться вивчення зразків керну, відбір проб флюїдів на PVT-аналіз та інші лабораторні методи дослідження [46]. За допомогою лабораторного аналізу визначають об'ємні коефіцієнти нафти і газу, вміст газу, коефіцієнт стисливості газу, тиск насичення та інші [98].

Газогідродинамічні є основними методами оцінки параметрів ЄФХ продуктивних пластів, які дозволяють оцінити колекторські властивості – п'єзо- та гідропровідність, проникність, нафтогазонасиченість та інше [100]. Визначення максимально допустимого дебіту для ефективної експлуатації свердловин, режиму роботи покладів та запасів вуглеводнів здійснюється також на основі інформації, одержаної за допомогою газогідродинамічних методів дослідження [111].

Газогідродинамічні дослідження включають безпосередні заміри тисків та отримання розрахунковим шляхом ЄФХ продуктивних пластів.

Промислові газогідродинамічні дослідження розділяють на такі групи [114]:

- методи дослідження свердловин на усталених режимах фільтрації;
- дослідження свердловин за КВТ або кривими відновлення рівня;
- методи дослідження пластів на основі взаємодії свердловин – гідропрослуховування та імпульсний тест;
- дослідження випробувачами пластів;
- дослідження приладами, які опускають у свердловину на кабелі.

Найбільш інформативним методом дослідження свердловин з точки зору оцінювання ЄФХ продуктивних пластів є метод дослідження свердловин на неусталених режимах фільтрації – метод дослідження за КВТ.

1.2 Гідродинамічні дослідження продуктивних пластів за кривими відновлення тиску

Гідродинамічний моніторинг продуктивних пластів під час їх випробування, освоєння та експлуатації здійснюють переважно із використанням методу КВТ [18, 24, 32, 100, 108]. В основу методу покладено розв'язки задач перерозподілу тиску в пласті, які моделюють, як правило, простими фільтраційними течіями (прямолінійна $j=0$, плоскорадіальна $j=1$, сферична $j=2$) з допомогою одновимірного рівняння пружного режиму (п'єзопровідності) та їх деякими комбінаціями

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \kappa \left(\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{j}{r} \frac{\partial p}{\partial r} \right), \quad (1.1)$$

де $p(r,t)$ – тиск як функція лінійної координати r і часу t ;

κ – коефіцієнт п'єзопровідності.

На даний час у світі і на деяких нафтогазовидобувних підприємствах України для отримання якісних даних гідродинамічних досліджень свердловин застосовуються високоточні цифрові глибинні (рис. 1.1) та гирлові манометри (рис. 1.2.)



Рисунок 1.1 – Високоточний глибинний цифровий манометр



Рисунок 1.2 – Високоточний гирловий цифровий манометр

Технологія досліджень має виконуватися у такій послідовності.

В лубрикаторі (рис. 1.3.) за допомогою підйомника (рис 1.4.) на кабелі підвішують глибинні манометри. Лубрикатор з обладнанням для контролю тиску у свердловині монтують на гирлі. До трубного простору свердловини під'єднують цифровий манометр.



Рисунок 1.3 – Лубрикатор з обладнанням контролю тиску свердловини



Рисунок 1.4 – Підйомник для спуску і підйому глибинних манометрів

Виконують спуск глибинних манометрів у свердловину з градієнтними зупинками, розміщуючи їх якомога ближче до середини інтервалу перфорації чи фільтру.

Закривають свердловину на відновлення тиску, враховуючи що перед закриттям свердловина має бути в експлуатації зі сталим дебітом не менше 4 год.

Після стабілізації тиску на гирловому цифровому манометрі виконують підйом манометрів із свердловини з градієнтними зупинками для визначення рівня і характеру рідини, яка заповнює стовбур свердловини.

Зчитують дані і виконують інтерпретацію КВТ.

Існуючі методи інтерпретації КВТ можна розділити на дві групи [25, 32, 46, 106]: без урахування припливу пластової рідини в свердловину та з урахуванням її припливу після зупинки свердловини.

Обробка даних $(\{p_{c_i}\}, \{t_i\}, i = \overline{1, n})$ гідродинамічних досліджень за КВТ в загальному вигляді зводиться до оцінки параметрів a_0 та a_1 лінійної моделі виду:

$$\varphi = a_0 + a_1 \psi(t),$$

де $\varphi, \psi(t)$ – апроксимуючі функції, які залежать від методу інтерпретації і виду флюїду (нафта, газ).

Наприклад, для нафтових колекторів метод Хорнера має наступний вигляд:

$$p_c(t) = p_n + \frac{Q\mu}{4\pi kh} \ln \frac{t+T}{t};$$

$$\varphi(p_c) = p_c(t), \psi(t) = \ln \frac{t}{T+t}, a_0 = p_n, a_1 = \frac{Q\mu}{4\pi kh}.$$

Нижче наведені методи інтерпретації КВТ без урахування припливу пластової рідини в свердловину та з урахуванням її припливу після зупинки свердловини.

1.2.1 Методи інтерпретації кривих відновлення тиску без урахування припливу в свердловину

Дані методи потребують проведення довготривалих досліджень, оскільки для оцінки параметрів використовуються кінцеві ділянки КВТ. Визначити параметри привибійної зони свердловини неможливо, оскільки початкові точки кривої знаходяться під значним впливом припливу.

Метод Miller – Dyes – Hutchinson (MDH) використовується для обробки КВТ при достатньо тривалому часі роботи свердловини до зупинки.

Рівняння відновлення вибійного тиску $p_c(t)$ для умов роботи досконалої видобувної нафтової свердловини, що експлуатується в необмеженому пласті і зупиненої після тривалої роботи на усталеному режимі та відсутності продовження її припливу після зупинки, має такий вигляд

$$p_c(t) = p_{c0} + \frac{Q\mu}{4\pi kh} \ln \frac{2,25\kappa}{r_{cn}^2} + \frac{Q\mu}{4\pi kh} \ln t, \quad (1.2)$$

або

$$\varphi(p_c) = a_0 + a_1 \psi(t), \quad (1.3)$$

де Q – дебіт свердловини;

μ – в'язкість нафти в пластових умовах;

k – проникність пласта;

h – ефективна товщина пласта;

κ – коефіцієнт п'єзопровідності;

r_{cn} – приведений радіус свердловини;

t – час відновлення тиску;

p_{c0} – вибійний тиск до зупинки свердловини;

$$\Delta p_c(t) = p_c(t) - p_{c0};$$

a_0, a_1 – параметри, які визначаються співставленням (1.2) і (1.3).

За даними запису КВТ будують залежність $\Delta p_c(t) = f(\ln t)$, на кінцевій ділянці якої вибирають декілька точок і проводять пряму лінію та оцінюють параметри a_0 і a_1 . Фільтраційні характеристики пласта визначають за такими співвідношеннями:

гідропровідність пласта

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{Q}{4\pi a_1}; \quad (1.4)$$

приведений радіус свердловини

$$r_{cn} = \sqrt{\frac{2,25\kappa}{\exp(a_0/a_1)}}; \quad (1.5)$$

коефіцієнт досконалості свердловини

$$\delta = \frac{\ln R_k / r_{cn}}{\ln R_k / r_{cn}}; \quad (1.6)$$

коефіцієнт продуктивності свердловини

$$K = \frac{2\pi}{\ln \frac{R_k}{r_{cn}}} \frac{kh}{\mu}; \quad (1.7)$$

скін-ефект

$$S = \ln \frac{r_c}{r_{cn}}, \quad (1.8)$$

де r_c – радіус свердловини;

R_k – радіус контуру живлення свердловини.

Для газових свердловин рівняння відновлення тиску в свердловині має такий вигляд

$$p_c^2(t) = p_{c0}^2 + \frac{Q_0 T_n z_n p_a \mu}{2\pi k h T_{cr}} \left(\ln \frac{2,25\kappa}{r_{cn}^2} + \ln t \right) + b Q_0^2, \quad (1.9)$$

або

$$p_c^2(t) = a_0 + a_1 \ln t, \quad (1.10)$$

де Q_0 – дебіт газу за стандартних умов;

T_{cr}, T_n – стандартна і пластова температура;

z_n – коефіцієнт стисливості газу;

p_a, p_n – атмосферний і пластовий тиск;

b – відповідний параметр двочленної формули, який визначається за результатами досліджень свердловини на усталених режимах фільтрації.

Співставленням (1.3) і (1.9) маємо:

$$\varphi(p_c) = p_c^2(t), \psi(t) = \ln t, a_0 = p_{c0}^2 + \frac{Q_0 T_n z_n p_a \mu}{2\pi k h T_{cr}} \ln \frac{2,25\kappa}{r_{cn}^2} + b Q_0^2, a_1 = \frac{Q_0 T_n z_n p_a \mu}{2\pi k h T_{cr}}.$$

Будують КВТ в координатах Δp_c^2 і $\ln t$, за параметрами дотичної виду (1.3)

оцінюють гідропровідність

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{Q_0 T_n z_n p_a}{2\pi a_1 T_{cr}}, \quad (1.11)$$

і приведену п'єзопровідність

$$\frac{\kappa}{r_{cn}^2} = \frac{\exp(a_1 / a_0)^2}{2,25}. \quad (1.12)$$

Метод MDH має істотний недолік, який полягає у тому, що вихід КВТ на прямолінійну асимптоту не може бути визначено достатньо точно. Для виходу КВТ на асимптоту потрібна довготривала зупинка свердловини.

Обробка КВТ за методом Хорнера застосовується для свердловин, час роботи яких до зупинки близький до періоду відновлення тиску. Для обробки КВТ використовується залежність

$$p_c(t) = p_n + \frac{Q\mu}{4\pi kh} \ln \frac{t+T}{t}, \quad (1.13)$$

де T – час роботи свердловини до її зупинки з дебітом Q .

Аналогічно будують КВТ в координатах $p_c(t) - \ln \frac{t+T}{t}$ і за параметром a_1 прямолинійної ділянки оцінюють з допомогою (1.11) гідропровідність $\frac{kh}{\mu}$, а за параметром a_0 – пластовий тиск $p_n = a_0$.

Для газової свердловини рівняння відновлення тиску за методом Хорнера має вигляд

$$p_c^2(t) = p_n^2 + \frac{Q_0 T_n z_n p_a \mu}{2\pi kh T_{cf}} \ln \frac{t+T}{t}, \quad (1.14)$$

У даному випадку будують КВТ в координатах $p_c^2(t) - \ln \frac{t+T}{t}$ і за параметром a_1 оцінюють гідропровідність kh/μ , а за параметром a_0 – пластовий тиск $p_n = \sqrt{a_0}$.

Метод Хорнера широко застосовується в промисловій практиці, але має недолік – не дозволяє отримати параметр приведеної п'єзопровідності. Крім того, для метода Хорнера характерні такі ж недоліки, як для методу MDH.

Для методів інтерпретації КВТ без урахування припливу в свердловину притаманні такі недоліки: на форму КВТ вагомо впливають ефект припливу вуглеводнів в стовбур свердловини після її закриття та зональна неоднорідність пласта, якість інтерпретації даних КВТ у значній мірі залежить від суб'єктивності виділення прямолинійної ділянки, не враховується інформаційна змістовність результатів вимірювання КВТ. Слід відмітити відсутність обґрунтованого вибору з позицій адекватності методів інтерпретації результатів гідродинамічних досліджень.

1.2.2 Методи інтерпретації кривих відновлення тиску з урахуванням припливу в свердловину

Дані методи дозволяють оцінити параметри привибійної та віддаленої зон пласта [58]. Серед них виділяють диференціальні та інтегральні методи [108].

Обробка КВТ диференціальним методом (Ю.П. Борисов, І.А. Чарний – І.Д. Умріхін та ін.) передбачає внесення уточнень в ординати фактичної КВТ без додаткового припливу рідини в стовбур свердловини. Криву розбивають на ділянки за часом, в яких припускають лінійний закон зміни параметрів. На кожній з цих ділянок визначається поправка Δp . Загальне рівняння для обробки КВТ має вигляд [106]

$$\frac{\Delta p_c(t)}{Q - q(t)} = \frac{\mu}{4\pi kh} \left(\ln \frac{2,25\kappa}{r_{cn}^2} + \varphi(t) \right), \quad (1.15)$$

де $\varphi(t) = \frac{Q \ln t - \sigma(t)}{Q - \sigma(t)}$; $\sigma(t) = \int_0^{t-1} \frac{q(\tau)}{t - \tau} d\tau$; $q(t)$ – дебіт змінного припливу рідини після зупинки свердловини.

Величину змінного припливу в (1.15) вимірюють або обчислюють за результатами вимірювань тисків. Наприклад, для точки m величина дебіту

$$q_m = \frac{(F\Delta p)_m - (F\Delta p)_{m-1}}{\rho g \Delta t},$$

де $F\Delta p = f\Delta p_c - f_3\Delta p_3 - f_n\Delta p_6$, $f = f_n + f_3$;

p_c, p_3, p_6 – тиски відновлення на вибої, гирлі в затрубному та трубному просторах;

f_n, f_3 – площі поперечного перерізу трубного і затрубного просторів.

За інтегральними методами виділяють аналогічні ділянки часу відновлення тиску, але при цьому поправка кожної наступної точки визначається із урахуванням попередніх кроків.

Загальне рівняння для обробки КВТ має такий вигляд

$$\frac{J(t)}{Qt-V} = \frac{\mu}{4\pi kh} \left(\ln \frac{2,25\kappa}{r_{\text{сн}}^2} + \psi(t) \right), \quad (1.16)$$

де $J(t) = \int_0^t \Delta p_c(\tau) d\tau$ – імпульс депресії;

$$\psi(t) = \frac{Q \ln t - 1}{Q - V} - \frac{1}{Qt - V} \int_0^{t-1} \frac{V}{t - \tau} d\tau;$$

V – сумарний приплив рідини в свердловину після її зупинки.

Інтегральний метод Е.Б. Чекалюка побудований на припущенні нескінченного однорідного пласта [106]. Основне рівняння для такого пласта має вигляд

$$\frac{D(\bar{t}) \ln \bar{t}}{M[Qt - V(t)]} = \frac{\mu}{2\pi kh} \ln \frac{\kappa}{r_{\text{сн}}^2} + \frac{\mu}{2\pi kh} \ln t, \quad (1.17)$$

де $D(\bar{t})$ – інтеграл Дюамеля;

$\bar{t} = Mt$ – безрозмірний час, для визначення якого задаються масштабом часу M ;

$V(t)$ – об'єм рідини, яка накопичена з моменту зупинки свердловини за час t .

Методи інтерпретації КВТ з урахуванням припливу в свердловину зводяться до виділення у відповідних координатах лінійної ділянки виду (1.3), побудови оцінок параметрів a_0 , a_1 та на їх основі гідропровідності і п'єзопровідності пласта.

Для диференціальних методів (1.15) використовують систему координат $\Delta p_c(t)/(Q - q(t)) - \varphi(t)$, а для інтегральних методів (1.16) і (1.17) – відповідно $J(t)/(Qt - V) - \psi(t)$ і $D(\bar{t}) \ln \bar{t} / (M[Qt - V(t)]) - \ln t$.

Методи інтерпретації КВТ з урахуванням припливу розроблені для спрощених розрахункових схем. Тому для них характерні недоліки, які аналогічні наведеним у п.1.2.1. За цими методами складно діагностувати конкретні фактори, що спотворюють форму КВТ. Слід відмітити також можливе значне розсіювання даних при числовому диференціюванні.

1.2.3 Методи інтерпретації кривих відновлення тиску за допомогою логарифмічної похідної D. Bourdet

В 1983 році D. Bourdet [119] запропонував використовувати для діагностики діаграм КВТ білогарифмічні графіки. Це дало змогу безпосередньо візуально оцінити особливості протікання фільтраційних процесів на різних стадіях досліджень. Було запропоновано будувати діагностичні графіки в координатах $\ln(p_c - p_0) - \ln t$ та $\ln \Delta p'_c - \ln t$, де p'_c – логарифмічна похідна по тиску $p'_c = \partial p / \partial(\ln t)$ або $(\Delta p_c)' = (p_c - p_0)' = \partial \Delta p_c / \partial(\ln t)$, p_0 – початковий тиск.

Основна ідея методу похідної D. Bourdet – діагностика з використанням білогарифмічних графіків характерних фільтраційних течій.

В безрозмірній формі зміна перепаду тиску $\Delta \bar{p}$, наприклад, для радіальної фільтрації має вигляд

$$\Delta \bar{p} = \frac{1}{2} (\ln \bar{t} + 0,81 + 2S),$$

$$\text{де } \Delta \bar{p} = \frac{kh}{18,41QB\mu} \Delta p_c; \quad \bar{t} = \frac{0,00036k}{k_{\text{н}} \mu c_i r_c^2} t; \quad C_s = \frac{C_s}{2\pi h k_{\text{н}} c_i r_c^2};$$

C_s – коефіцієнт впливу стовбуру свердловини;

c_i – загальна стисливість;

Δp_c – депресія на пласт;

$k_{\text{н}}$ – коефіцієнт відкритої пористості.

Використання безрозмірних змінних дозволяє із рівняння п'єзопровідності виключити параметри пласта з метою побудови загального розв'язку задачі, з якого переходом до розмірних змінних одержують розв'язок для конкретної системи з певними параметрами.

На практиці логарифмічна похідна тиску визначається таким чином:

$$p'(t_i) = \frac{\partial p(t_i)}{\partial(\ln t)} = \frac{p_i - p_{i-1}}{\ln t_i - \ln t_{i-1}} \quad \text{– для лівої кінцевої різниці;}$$

$$p'(t_i) = \frac{\partial p(t_i)}{\partial(\ln t)} = \frac{p_{i+1} - p_i}{\ln t_{i+1} - \ln t_i} \quad \text{– для правої кінцевої різниці;}$$

$$p'(t_i) = \frac{\partial p(t_i)}{\partial(\ln t)} = \frac{p_{i+1} - p_{i-1}}{\ln t_{i+1} - \ln t_{i-1}} \text{ – для центральної кінцевої різниці.}$$

Дані тисків та похідних наносяться на графік в білогарифмічному масштабі (рис. 1.5). Масштаби осей фактичних діаграм вибираються такими ж як і масштаби еталонних кривих.

Під час аналізу на кривій похідної тиску виділяють горизонтальну ділянку. З моменту досягнення радіального припливу похідна тиску стабілізується, а значення безрозмірного тиску дорівнює

$$\frac{kh}{QB\mu} \Delta p_c = \frac{1}{2}.$$

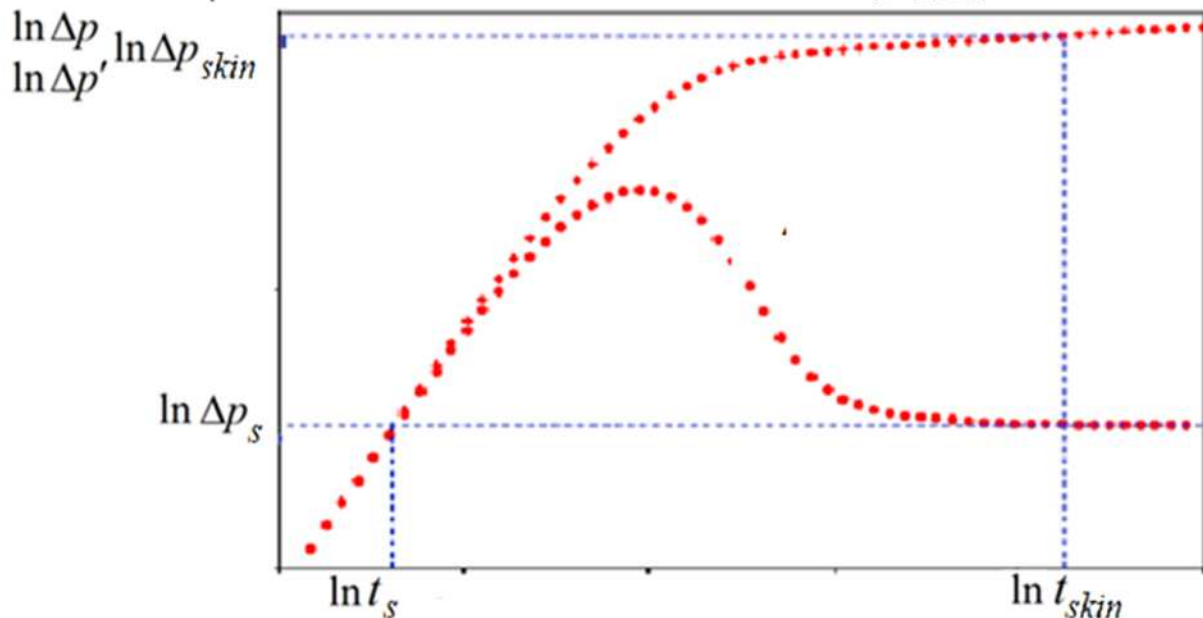


Рисунок 1.5 – КВТ і похідна КВТ в білогарифмічних координатах

Під час періоду впливу стовбуру свердловини тиск лінійно залежить від часу

$$\Delta p_s = \frac{QB}{24C_s} t_s.$$

Значення скін-ефекту можна знайти із співвідношення

$$\Delta p_{skin} = \frac{9,205QB\mu}{kh} \left(\ln \frac{0,00036kt_{skin}}{k_{п}\mu c_i r_w^2} + 0,81 + 2S \right).$$

1.3 Типові форми кривих відновлення тиску на родовищах Дніпровсько-Донецької западини

На родовищах Дніпрово-Донецької западини (ДДЗ) для інтерпретації КВТ найчастіше використовують метод МДН.

Основні типові форми КВТ свердловин деяких родовищ ДДЗ показано на рис. 1.6 – 1.12.

Як видно з рис. 1.6 на свердловині 77 Новомиkolaївського нафтогазоконденсатного родовища (НГКР) досягнута задовільна якість інтерпретації КВТ.

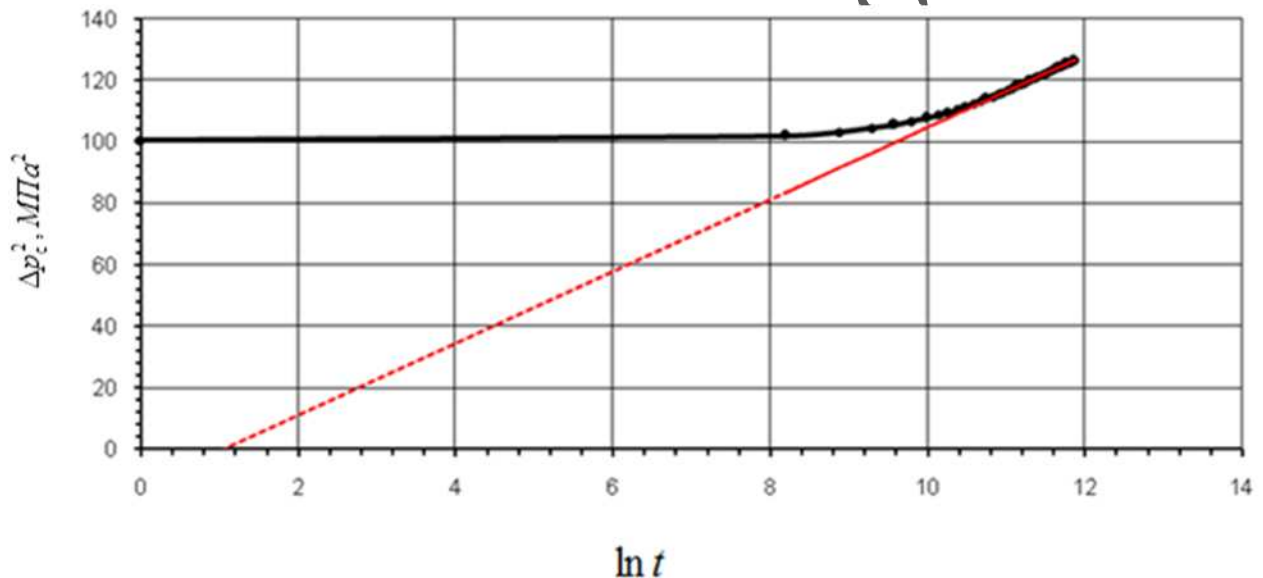


Рисунок 1.6 – Результати гідродинамічних випробувань свердловини 77 Новомиkolaївського НГКР на неусталених режимах (інтервал 1841,5–1847,5; 1795,5–1797,5; 1700–1705м; горизонти В-15, В-16; дата досліджень 16 – 19.05.2012 р.)

Однак, враховуючи те, що в свердловині спочатку було перфоровано горизонт В-16, з якого не отримано припливу вуглеводнів, а потім перфоровано горизонт В-15, з якого отримано незначний приплив газу, неможливо за даною КВТ однозначно судити про причини низьких колекторських характеристик пластів цієї свердловини. Використання похідної тиску дозволило б

діагностувати відновлення окремих пластів і допомогло б визначитися з причинами низьких дебітів. Можливо в даній свердловині доцільніше провести ізоляцію горизонту В-16.

На рис. 1.7 показано КВТ свердловини 78 Новомиколаївського родовища, в якій аналогічно спочатку було перфоровано пласт В-16, а потім В-15.

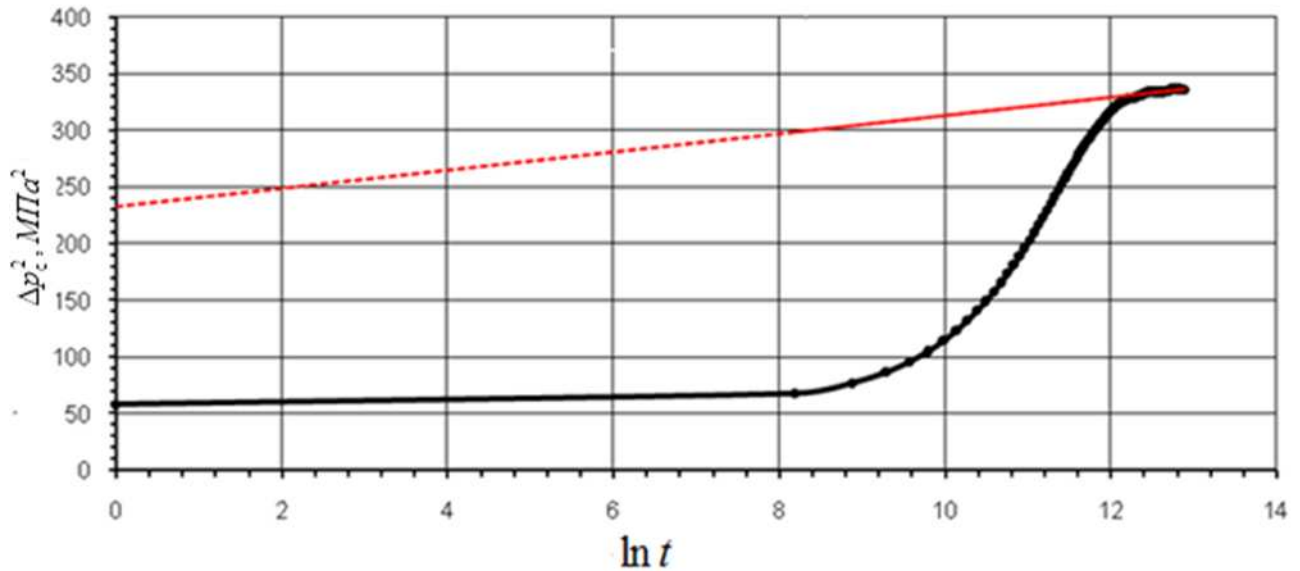


Рисунок 1.7 – Результати гідродинамічних випробувань свердловини 78 Новомиколаївського НГКР на неусталених режимах (інтервал 1778–1784, 1800–1815, 1903–1931 м; горизонти В-15, В-16; дата досліджень 23 – 28.06.2012 р.)

На КВТ виділяються дві ділянки росту, але методи, які використовуються у сучасних промислових умовах, не дозволяють, як і в свердловині 77, визначити характер припливу із пласта В-16. По цій причині в свердловині 78 також були отримано низькі припливи вуглеводнів, які можливо пов'язані з тими самими причинами, що в свердловині 77.

На рис. 1.8 показано КВТ свердловини 170 Мовчанівського родовища, у якій не досягнуто повного відновлення тиску. Тому оцінити параметри пласта вказаними методами неможливо. Для інтерпретації необхідно застосовувати нові методи інтерпретації.

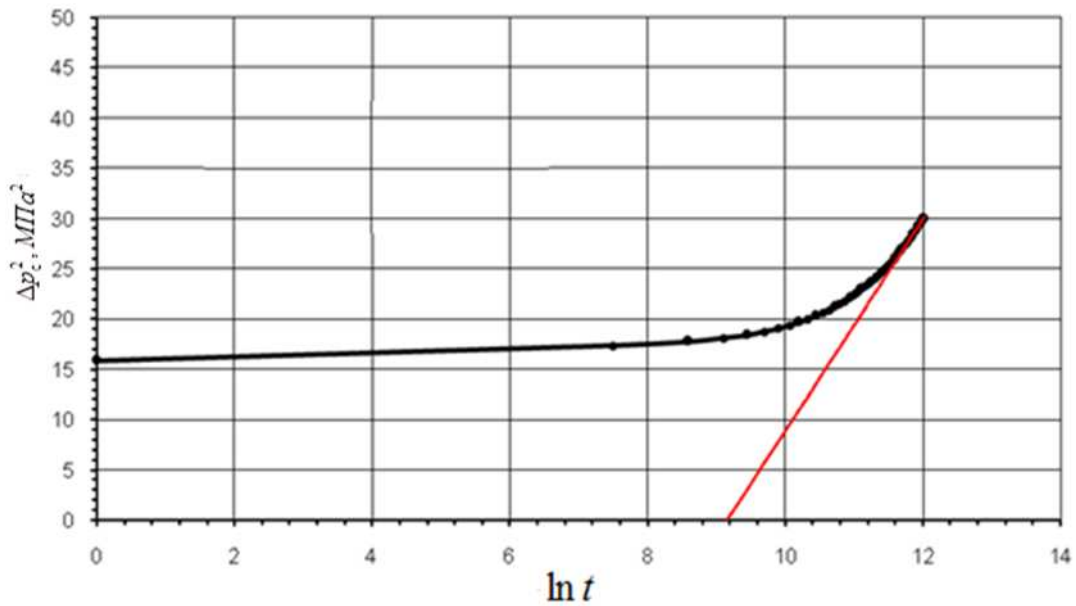


Рисунок 1.8 – Результати гідродинамічних випробувань свердловини 170 Мовчанівського НГКР на неусталених режимах (інтервал 3040,8–3122 м, горизонт Д-1-3, дата досліджень 20 – 22.08.2012 р.)

На рис. 1.9 показано КВТ свердловини 168 Мовчанівського родовища, яку неможливо інтерпретувати відомими методами. Тут необхідне застосування методу похідної D. Bourdet.

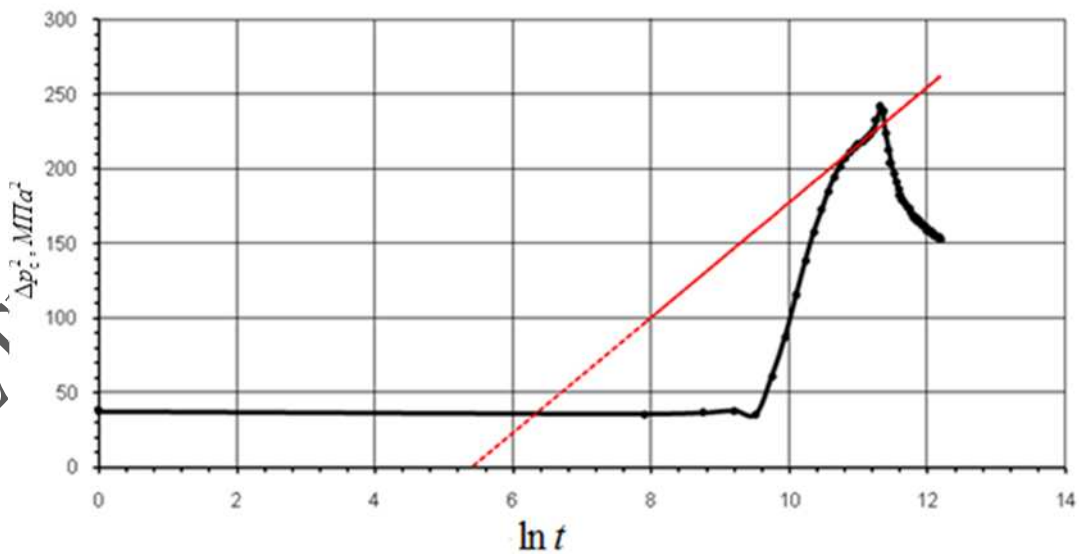


Рисунок 1.9 – Результати гідродинамічних випробувань свердловини 168 Мовчанівського НГКР на неусталених режимах (інтервал 2750–2827,5м, горизонт Т-1-2-3, дата досліджень 25 – 28.02.2012 р.)

На рисунках 1.10 – 1.12 показано КВТ свердловин Більського родовища, на яких неможливо діагностувати декілька ділянок КВТ, оскільки для запису КВТ використовувалися геліксні манометри. Застосування високоточних манометрів дозволить підвищити якість інтерпретації колекторських властивостей продуктивних пластів.

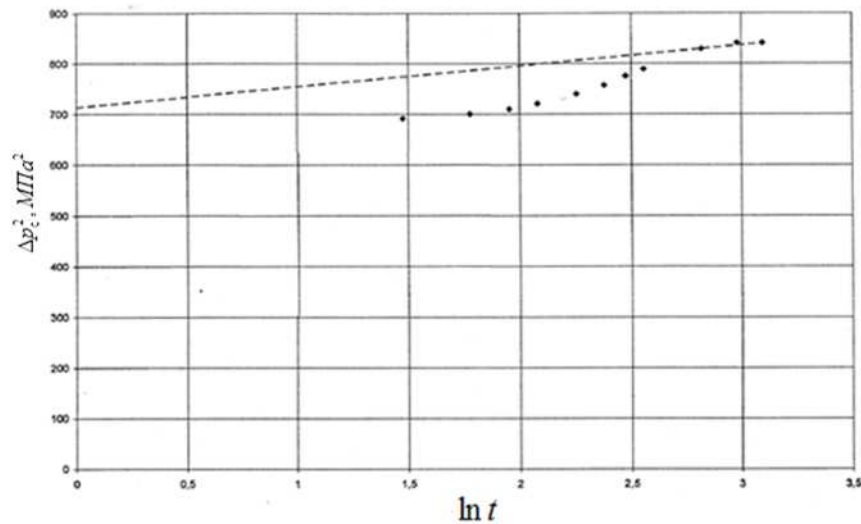


Рисунок 1.10 – Результати гідродинамічних випробувань свердловини 406 Більського НГКР на неусталених режимах (інтервал 2887–2895м, дата досліджень 15.08.2007 р.)

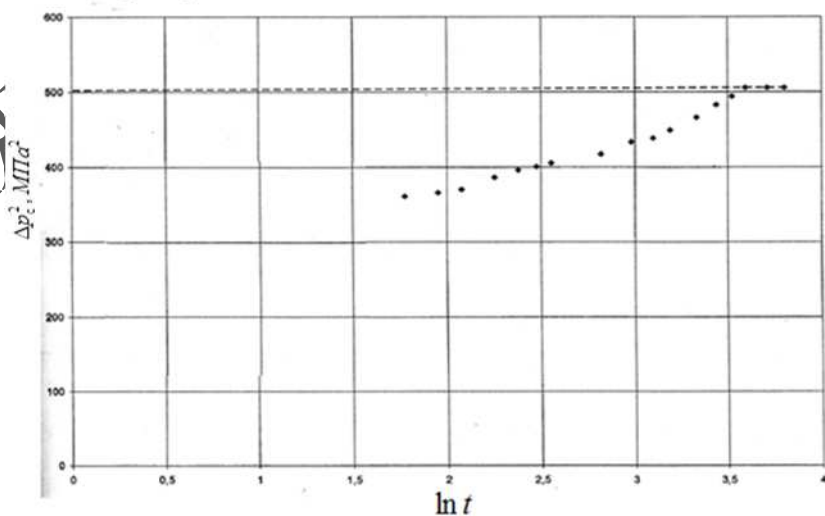


Рисунок 1.11 – Результати гідродинамічних випробувань свердловини 406 Більського НГКР на неусталених режимах (інтервал 2887–2895 м, дата досліджень 24.04.2008 р.)

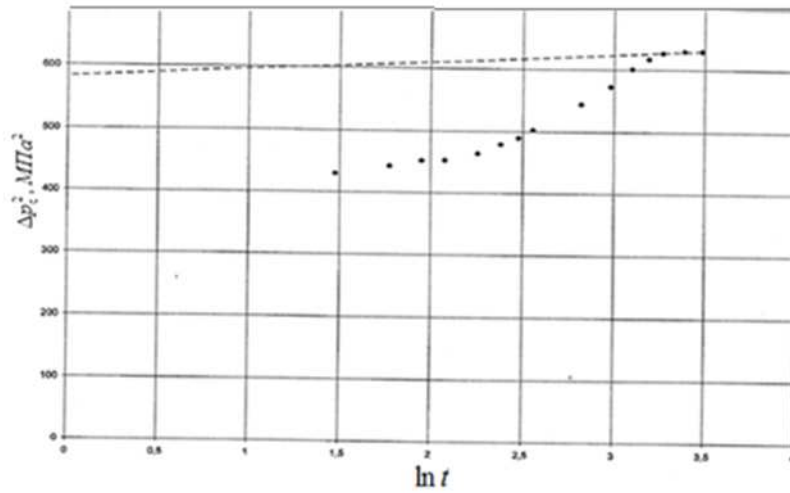


Рисунок 1.12 – Результати гідродинамічних випробувань свердловини 406 Більського НГКР на неусталених режимах (інтервал 2887–2895м, дата досліджень 23.06.2009 р.)

1.4 Порівняльний аналіз результатів інтерпретації кривих відновлення тиску на родовищах Дніпровсько-Донецької западини

Інтерпретація КВТ свердловини 53 Машівського родовища методом МДН, яка була знята високоточними глибинними манометрами Omega. На рис. 1.13 та 1.14 показано КВТ в координатах $p_c^2(t) - t$ та $\Delta p_c^2(t) - \ln t$.

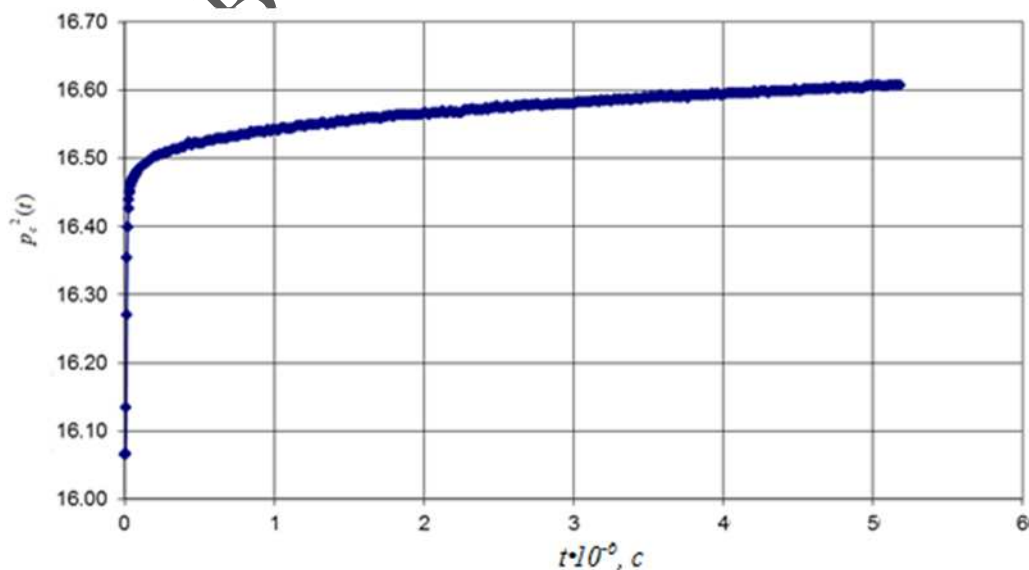


Рисунок 1.13 – Результати гідродинамічних випробувань свердловини 53 Машівського ГКР (інтервал 4110 – 2803 м, дата досліджень 23.06.2009 р.)

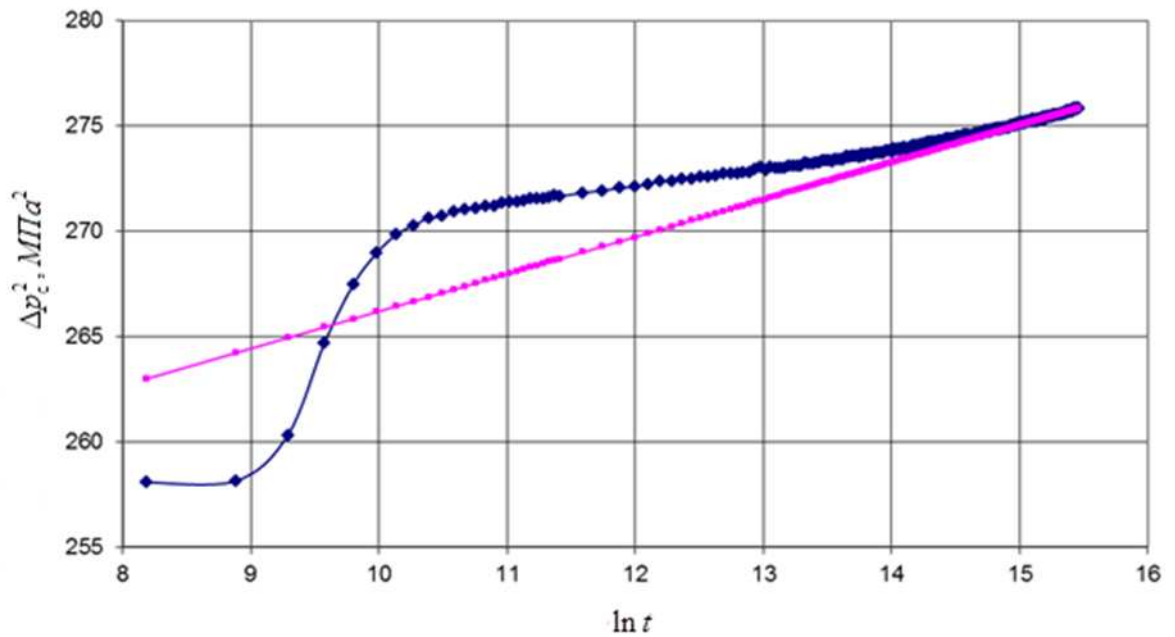


Рисунок 1.14 – Результати гідродинамічних випробувань свердловини 53 Машівського ГКР (інтервал 4110 – 2803 м, дата досліджень 23.06.2009 р.)

Обробка КВТ здійснювалася стандартним методом MDH для моделі нескінченного пласта при $T \geq 20t$ за рівнянням (1.2). В табл. 1.1 наведені результати обробки КВТ методом MDH.

Таблиця 1.1 – Значення фільтраційних характеристик колекторів за методом MDH

Параметр	Значення
Проникність $k \cdot 10^{15}, \text{м}^2$	107,59
П'єзопровідність $\kappa \cdot 10^4, \text{м}^2/\text{с}$	448,60
Пластовий тиск $p_n, \text{МПа}$	16,71
Гідропровідність пласта $(kh/\mu) \cdot 10^{12}, \text{м}^3/\text{Па}\cdot\text{с}$	31,81

За результатами зняття КВТ впродовж доби відмічається робота двох гідродинамічних систем: основна працююча та другорядна з дещо гіршими фільтраційними властивостями та більшою поточною потенціальною енергією.

Хоча, в цілому, фільтраційні характеристики привибійної зони пласта є достатньо високими.

Інтерпретація КВТ за допомогою програмного пакету Ecrin [119] здійснюється для двох моделей: «плиткової» з подвійною пористістю, а також моделі колектора з двома пластами (подвійної проникності).

Модель подвійної пористості передбачає, що колектор неоднорідний, але складається з блоків материнської породи (матриці) з високим коефіцієнтом пружності пласта і низької проникності. Матричні блоки не перетікають в свердловину напряду, тому навіть якщо основна маса вуглеводнів зберігається в матричних блоках, то для видобутку вуглеводнів необхідно увійти в систему тріщин.

Крім параметрів, що визначають однорідну з подвійною пористістю модель, яка описується ще двома змінними:

ω – коефіцієнт пружної ємності пласта і, по суті, частка флюїдів, накопичених в системі тріщин (наприклад $\omega=0,05$ означає відсоткову частку 5%);

λ – фільтраційний опір міжпорових перетоків, який характеризує здатність матричних блоків пропускати флюїд в систему тріщин та обумовлюється контрастом проникностей матриці і тріщини k_m/k_f .

Коли свердловина вводиться в експлуатацію вперше, спочатку розвивається радіальний режим потоку з системи тріщин, тобто система тріщин працює так, як ніби там крім неї нічого немає, і всередині матричних блоків не відбувається змін тиску.

Як тільки почала працювати система тріщин, між матричними блоками і тріщинами встановлюється перепад тисків. Материнська порода все ще знаходиться з початковим тиском, в той час як у системі тріщин тиск змінний по стовбуру свердловини. Потім матричні блоки починають працювати в систему тріщин, ефективно забезпечуючи підтримку тиску, і крива падіння тиску на короткий проміжок сповільнюється, оскільки ця додаткова енергія

прагне стабілізувати тиск. Таким чином, утворюється перехідний провал на похідній D. Bourdet.

Коли втрачає значущість який-небудь із перепадів тиску між матричними блоками і системою тріщин та спостерігається еквівалентна однорідна реакція радіальної течії, то встановлюється радіальний режим течії всієї (комплексної) системи. Отже, після перехідного провалу (деякі називають його западиною похідної), розвивається другий період стабілізації IARF (нескінченно-длучий радіальний приплив) похідної тиску.

Відповідно до законів фільтрації це відбувається у випадку, коли тиск усередині матричних блоків збігається з тиском у системі тріщин. Однак це не може бути істинним у всіх точках колектора при відсутності перетоку в систему тріщин.

У нашому випадку модель «плиткової» подвійної пористості передбачає прямокутні матричні блоки і показана на рис 1.15.

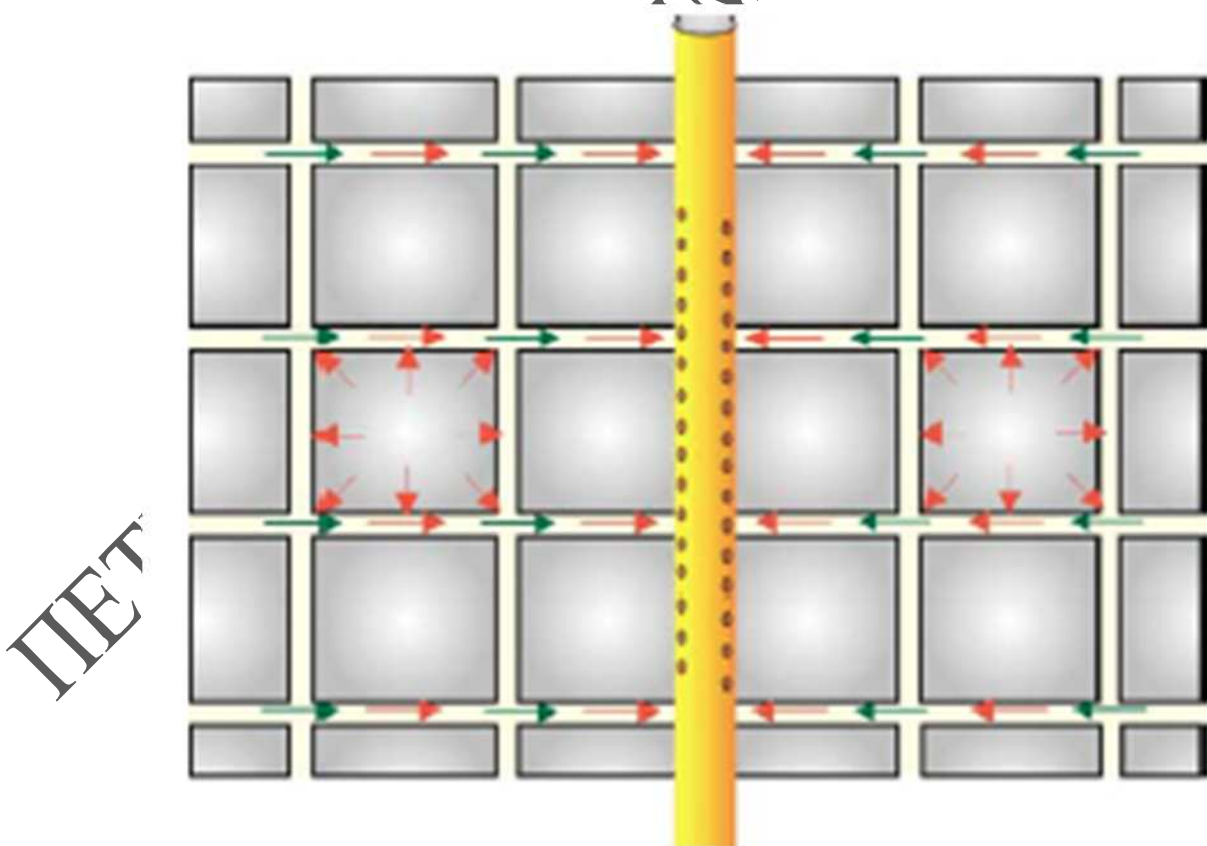


Рисунок 1.15 – Схематична модель «плиткової» подвійної пористості

Результати інтерпретації КВТ, показаної на рис. 1.13 і 1.14, наведено у табл. 1.2.

Таблиця 1.2 – Значення фільтраційних характеристик колекторів за моделлю «плиткової» подвійної пористості

Параметр	Значення
Проникність $k \cdot 10^{15}$, м ²	39,70
Скін-ефект S	-0,27
Пластовий тиск p_{II} , МПа	16,67
Гідропровідність пласта $(kh/\mu) \cdot 10^{12}$, м ³ /Па·с	31,81
Коефіцієнт пружної ємності пласта $\omega \cdot 10^5$, МПа ⁻¹	3,73
Фільтраційний опір міжпорових перетоків $\lambda \cdot 10^2$	2,84
Коефіцієнт впливу стовбуру свердловини C_s , м ³ /МПа	1,70

Результати адаптації моделі «плиткової» подвійної пористості наведені на рис. 1.16.

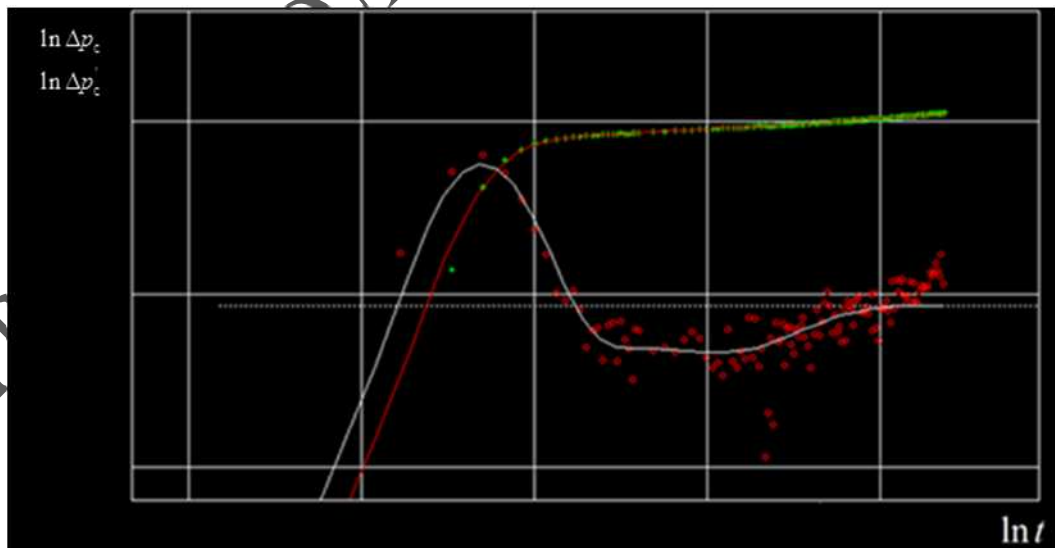


Рисунок 1.16 – Результати адаптації моделі «плиткової» подвійної пористості

У моделі подвійної проникності колектор складається з двох пластів з різною проникністю, можливо перфорованих, а можливо не охоплених перфорацією. Перетоки між пластами пропорційні різниці тисків між ними.

Існує ще один параметр ω (відношення добутку проникності на суму потужностей першого і другого пластів), помітний на моделі з подвійною пористістю, ω і λ мають еквівалентні значення:

Параметр пружної ємності пласта ω є часткою зв'язаного порового простору, зайнятого пластом 1, а λ – параметр течії в міжпластовому просторі характеризує фільтраційні властивості між пластами. Схематично дана модель показана на рис. 1.17.

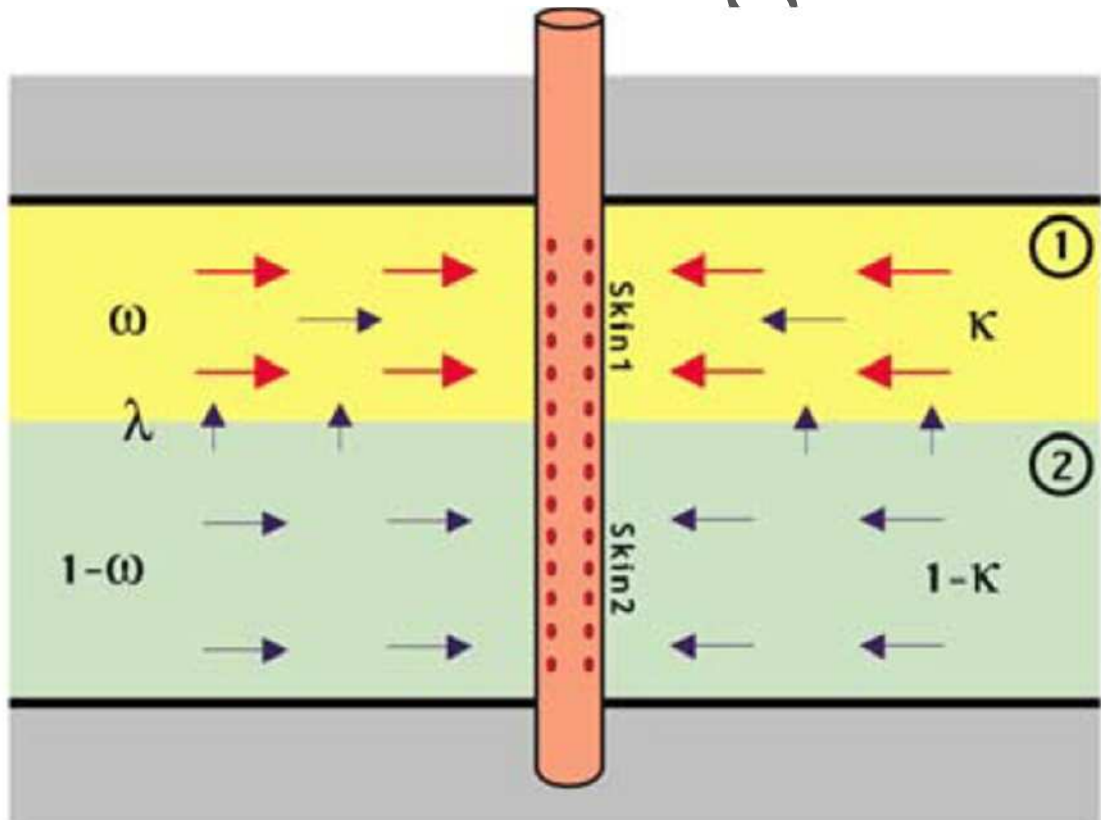


Рисунок 1.17 – Схематична модель колектора з двома пластами

Зазвичай за пласт 1 приймається пласт з високою проникністю, тому ω буде ближче до 1. На ранньому етапі часу немає різниці тисків між пластами і система поводить себе як два однорідних пласти без перетоків в режимі нескінченно діючого радіального припливу з сумарним kh двох пластів.

Перетоки між пластами утворюються завдяки перепаду тиску Δp , який утворюється в момент, коли пласт з більшою проникністю починає працювати швидше пласта з меншою проникністю. У кінцевому підсумку система знову починає вести себе як однорідний колектор, з сумарним kh і коефіцієнтом пружної ємності двох пластів. Зміна скін-ефекту в пласті 2 мало впливає на поведінку моделі, однак зміна скін-ефекту в пласті високої проникності задає абсолютно інший відгук і описує іншу свердловинну конфігурацію із застосуванням моделі колектора.

Свердловину можна перфоровати тільки в пласті з низькою проникністю, оскільки пласт з високою проникністю може закупоритися в свердловині від руху дрібнодисперсних фракцій, утворення відкладень асфальтенів і (або) солей або скупчень окалини. Пласт з високою проникністю може сприяти видобутку єдиним способом – через пластові перетоки в пласт зі зниженою проникністю.

Результати інтерпретації КВТ, показаних на рис. 1.13 і 1.14, наведено в табл.1.3.

Таблиця 1.3 – Значення фільтраційних характеристик колекторів за моделлю подвійної проникності

Параметр	Значення
Проникність $k \cdot 10^{15}$, м ²	25,10
Скін-ефект пласта 1 S_1	-2,95
Скін-ефект пласта 2 S_2	-0,86
Пластовий тиск p_n , МПа	16,70
Гідропровідність пласта $(kh/\mu) \cdot 10^{12}$, м ³ /Па·с	31,81
Коефіцієнт пружної ємності пласта $\omega \cdot 10^5$, МПа ⁻¹	3,67
Фільтраційний опір міжпорових перетоків $\lambda \cdot 10^5$	5,26
Коефіцієнт впливу стовбуру свердловини C_c , м ³ /МПа	2,15

Результати адаптації моделі подвійної проникності наведено на рис. 1.18.

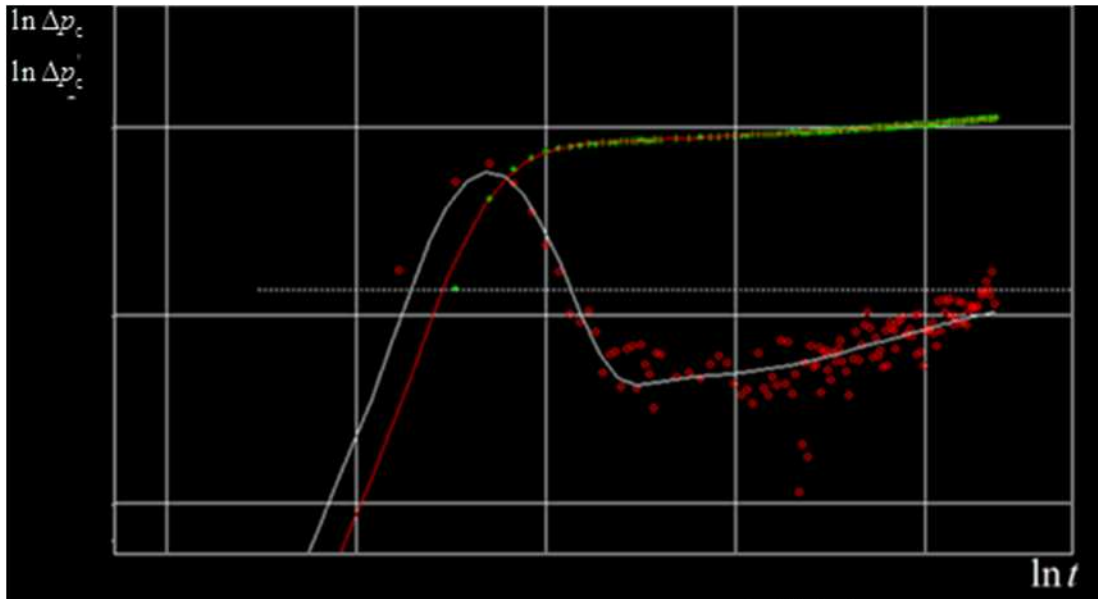


Рисунок 1.18 – Результати адаптації моделі подвійної проникності

Обидві моделі були уточнені простим непроникним розломом, відстань до якого за результатами двох інтерпретацій склала близько 457 – 460 м.

Із результатів інтерпретації випливає, що отримані значення пластового тиску за всіма методами близькі між собою і знаходяться в межах 16,67 – 16,71 МПа.

Основна відмінність в результатах інтерпретації полягає у значеннях проникності. Так, за методом MDH значення проникності становить – $107,59 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, за «плитковою» моделлю подвійної пористості значення проникності складає $39,70 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, а при використанні моделі колектора з двома пластами (подвійної проникності) проникність $25,10 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. У висновках інтерпретатора за методом MDH відзначається робота двох гідродинамічних систем: основна працююча та другорядна з дещо гіршими фільтраційними властивостями та більшою поточною потенціальною енергією, однак не вказано характеристик окремих систем, вказана характеристика тільки кращого з них.

Для «плиткової» моделі подвійної пористості та моделі колектора з двома пластами (подвійної проникності) враховано обидві гідродинамічні системи, тому отримані значення проникності є близькими між собою, але значно відрізняються від значень проникності, отриманих методом MDH.

Використання інформації про отримані характеристики колектора за методом MDH дають хибні уявлення про поклад та дозволяють оцінити завищені запаси вуглеводнів.

Застосування методу похідної D. Bourdet, який покладено в основу алгоритму пакету програм Ecrin [119], дозволило врахувати характеристики двох гідродинамічних систем та отримати більш достовірні фільтраційні параметри, які можуть бути використані для ефективної оцінки запасів вуглеводнів.

Крім того, використання методу похідної D. Bourdet дозволяє оцінити стан привибійної зони свердловини, а саме параметр скін-ефекту для двох пластів в цілому, або кожного з них окремо.

Тому використання похідної D. Bourdet в поєднанні з статистичними підходами оцінювання параметрів моделі є основним напрямком в удосконаленні методів інтерпретації гідродинамічних досліджень свердловин на неусталених режимах фільтрації.

Висновки до розділу 1

Проаналізовано сучасний стан методів інтерпретації гідродинамічних досліджень продуктивних пластів на неусталених режимах фільтрації – методом зняття КВТ. Відзначено недоліки цих методів, що полягають в обґрунтуванні гідродинамічних моделей продуктивних пластів, побудові оцінок їх параметрів, в тому числі в умовах інформаційної невизначеності.

Використання у промислових умовах високоточних глибинних і гирлових манометрів, які дозволяють реєструвати КВТ з інтервалом в декілька секунд між замірами, у поєднанні з сучасними методами діагностування фільтраційних

течій та оцінювання параметрів складають основу підвищення точності оцінок фільтраційних характеристик колекторів.

Наведено порівняльну обробку свердловини 53 Машівського родовища за методом MDH та методом логарифмічної похідної D. Bourdet, який є основою алгоритму пакету програм Ecrin [119]. Показано основні переваги застосування похідної D. Bourdet та окреслено можливі напрями удосконалення методів інтерпретації даних гідродинамічних досліджень продуктивних пластів за КВТ, які зводяться до формування множини допустимих моделей пласта, вибору критерію оптимальності, побудови оцінок моделі і параметрів пласта.

На основі викладеного сформульовано мету та основні завдання досліджень.

ПЕТРУНЬК ВОЛОДИМИР ЯРОСЛАВОВИЧ

РОЗДІЛ 2

МЕТОДИ СТАТИСТИЧНОЇ ІНТЕРПРЕТАЦІЇ ГІДРОДИНАМІЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ ПРОДУКТИВНИХ ПЛАСТІВ ЗА КРИВИМИ ВІДНОВЛЕННЯ ТИСКУ

2.1 Постановка і схема алгоритму розв'язку задачі

Під час розробки родовищ вуглеводнів виникає необхідність в інформації про колекторські властивості продуктивних пластів, яку переважно отримують з допомогою методу КВТ. На даний час в промислових умовах, як зазначено в розділі 1, застосовуються рекомендовані ще за часів Радянського Союзу методи інтерпретації результатів гідродинамічних досліджень. Аналіз їх недоліків, використання для реєстрації даних гідродинамічних досліджень високоточних цифрових манометрів, досвід застосування логарифмічної похідної D. Bourdet потребують створення нових методів інтерпретації гідродинамічних досліджень свердловин за методом КВТ.

У загальному випадку модель обробки даних гідродинамічних досліджень [73, 74, 82] ґрунтується на використанні інформаційно-статистичних методів і зводиться до вибору найбільш адекватної \hat{v} моделі з деякого класу $\vartheta \in \Theta$ можливих гідродинамічних моделей Θ продуктивного пласта

$$p_c = \begin{cases} \text{або } A(a_1, b_1, t) + \varepsilon_1, \\ \dots, \\ \text{або } A(a_v, b_v, t) + \varepsilon_v, \quad v \in \vartheta, \\ \dots, \end{cases} \quad (2.1)$$

де p_c – тиск у свердловині (вимірювана у часі векторна величина);

$A(a_v, b_v, t)$ – операція прямої задачі для v -ої гідродинамічної моделі (у подальшому для простоти використовується запис $A(a_v, t)$);

a_v, b_v – вектори відповідно невідомих і відомих параметрів;

ε_v – випадкова нормальна центрована компонента з матрицею коваріацій C .

До основних характеристик гідродинамічних моделей $p_c = A(a_v, t)$ відносять вид рівняння (1.1), геометричну модель пласта, внутрішні (на стінці свердловини) і зовнішні (на границі пласта) граничні умови [100]. Відзначимо, що множина Θ визначає, за Р. Г. Шагієвим [100], банк можливих гідродинамічних моделей пластової фільтраційної системи. Клас моделей ϑ в (2.1) формується залежно від особливостей гідродинамічних моделей пластової системи, а також методів інтерпретації результатів досліджень.

Для вибору найбільш адекватної оцінки гідродинамічної моделі продуктивного пласта використовується критерій функції правдоподібності, а для побудови оцінок \hat{a}_v , фільтраційних параметрів пластової системи залежно від мети досліджень – критерій функції правдоподібності або трансформованої нев'язки $\|C^{-1/2}(A(\hat{a}_v, t) - \Delta p_c)\|^2$ і критерії $k(\hat{a}_v)$, які ґрунтуються на характеристиках матриці коваріацій $O(\hat{a}_v)$ оцінок цих параметрів. До останніх відносяться критерії: A – оптимальності $k(\hat{a}_v) = \text{tr}(O(\hat{a}_v))$, який відображає слід матриці коваріацій або середню дисперсію оцінок параметрів продуктивного пласта; D – оптимальності $k(\hat{a}_v) = |O(\hat{a}_v)|$, який відображає детермінант матриці коваріацій або узагальнену дисперсію оцінок параметрів пласта; дисперсії $\sigma_{a_v}^2$ оцінок відповідних параметрів \hat{a}_v пласта.

Алгоритм розв'язку задачі (2.1) реалізується із використанням таких процедур [84].

1. Обґрунтування діагностичних ознак, аналіз даних вимірювань (p_c, t) КВТ і формування класу ϑ можливих гідродинамічних моделей продуктивного пласта.

2. Вибір виду матриці коваріацій C випадкової компоненти (стаціонарна некорельована із відомою або невідомою дисперсією, нестаціонарна некорельована).

3. Обґрунтування критерію $k(\hat{a}_v)$ оцінювання гідродинамічних параметрів продуктивного пласта.

4. Побудова розв'язку задачі оцінювання параметрів \hat{a}_v гідродинамічної моделі \hat{v} пласта для критерію функції правдоподібності.

Для стаціонарної некорельованої матриці $C = \hat{\sigma}_v^2 I$ з невідомою дисперсією $\hat{\sigma}_v^2$ побудова розв'язку задачі (2.1) в класі \mathcal{V} сформованих гідродинамічних моделей пласта зводиться до процедур [76, 77]

$$\begin{cases} \min \|A(a_v, t) - p_c\| \Rightarrow \hat{a}_v, v \in \mathcal{V}; \\ \min \left(\hat{\sigma}_v^2 = \frac{1}{n - r_v} \sum_{i=1}^n (A(\hat{a}_v, t_i) - p_{c_i})^2 \right) \Rightarrow \hat{v}, \end{cases} \quad (2.2)$$

де $p_c = \{p_{c_i}\}, t = \{t_i\}, i = \overline{1, n}$ – вектори вимірювань тиску в свердловині і часу;

$\hat{\sigma}_v^2$ – оцінка дисперсії випадкової компоненти v -ої гідродинамічної моделі;

r_v – кількість оцінюваних параметрів v -ої гідродинамічної моделі пласта.

У випадку стаціонарної некорельованої $C = \sigma_0^2 I$ і нестаціонарної некорельованої $C = \text{diag}(\sigma_{11}^2, \sigma_{22}^2, \dots, \sigma_{mm}^2)$ матриць коваріацій з відомими дисперсіями σ_0^2 та $\sigma_{11}^2, \sigma_{22}^2, \dots, \sigma_{mm}^2$ розв'язок задачі (2.1) будується з використанням процедур [76, 77]

$$\min \|C^{-1/2} (A(a_v, t) - p_c)\| \Rightarrow (\hat{a}_v, \hat{v}), v \in \mathcal{V}. \quad (2.3)$$

5. Побудова розв'язку задачі оцінювання параметрів \hat{a}_v гідродинамічної моделі \hat{v} пласта для критеріїв характеристик матриці коваріацій $O(\hat{a}_v)$ здійснюється за процедурами [78, 79]:

для стаціонарної некорельованої матриці коваріацій $C = \hat{\sigma}^2 I$ з невідомою дисперсією

$$\begin{cases} \min \|C^{-1/2} (A(a_v, t) - \Delta p_c)\| \Rightarrow \hat{a}_v, H_0: \sigma_v^2 = \hat{\sigma}_v^2, v \in \mathcal{V}; \\ \min \{k(\hat{a}_v)\} \Rightarrow \hat{a}_v^*, v \in \{\mathcal{V} \wedge H_0: A(\hat{a}_v, t) = \Delta p_c\}; \end{cases} \quad (2.4)$$

для стаціонарної некорельованої матриці коваріацій $C = \sigma_0^2 I$ з відомою дисперсією

$$\begin{cases} \min \|C^{-1/2} (A(a_v, t) - \Delta p_c)\| \Rightarrow \hat{a}_v, H_0 : \sigma_v^2 = \sigma_0^2, v \in \vartheta; \\ \min \{k(\hat{a}_v)\} \Rightarrow \hat{a}_v^*, v \in (\vartheta \wedge H_0 : \sigma_v^2 = \sigma_0^2); \end{cases} \quad (2.5)$$

для нестационарної некорельованої матриці коваріацій $C = \text{diag}(\sigma_{11}^2, \sigma_{22}^2, \dots, \sigma_{mm}^2)$ з відомими дисперсіями

$$\begin{cases} \min \|C^{-1/2} (A(a_v, t) - \Delta p_c)\| \Rightarrow \hat{a}_v, H_0 : \Delta p_c = A(\hat{a}_v, t), v \in \vartheta; \\ \min \{k(\hat{a}_v)\} \Rightarrow \hat{a}_v^*, v \in (\vartheta \wedge H_0 : \Delta p_{c_i} = A(\hat{a}_v, t_i), i = \overline{1, n}). \end{cases} \quad (2.6)$$

Для перевірки відповідних статистичних гіпотез H_0 в (2.4) – (2.6) використовуються стандартні статистичні тести [20, 39, 40, 80]:

$$T = \hat{\sigma}_n^2 / \hat{\sigma}_v^2, T < F_{n-2; n_v-2; \alpha}; \quad (2.7)$$

$$T = (n-2)\hat{\sigma}_n^2 / \hat{\sigma}_v^2, T < \chi_{n-2; \alpha}^2; \quad (2.8)$$

$$T = \sqrt{n} |\Delta p_c - A(\hat{a}_v, t)| / \sigma_{ii}, T < u_{\alpha/2}; \quad (2.9)$$

$$T = \sqrt{n} |\Delta p_c - A(\hat{a}_v, t)| / \sigma_n, T < t_{n-2; \alpha/2}, \quad (2.10)$$

де $F_{n-2; n_v-2; \alpha}$, $\chi_{n-2; \alpha}^2$, $u_{\alpha/2}$, $t_{n-2; \alpha/2}$ – кванtilі F -, χ^2 -, u -, t -розподілів з довірчою ймовірністю α ;

n_v – кількість вимірювань, що відповідають оцінці $\hat{\sigma}_v^2$ за (2.2).

6. Побудова коваріаційної матриці O оцінок якості розв'язку задачі оцінки параметрів \hat{a}_v моделі \hat{v} пласта оберненням інформаційної матриці Фішера:

$$O = (A'(\hat{a}_v, t) C^{-1} A^*(\hat{a}_v, t))^{-1}, \quad (2.11)$$

де $A'(\hat{a}_v, t)$, $A^*(\hat{a}_v, t)$ – матриця похідних по оцінюваних параметрах пласта і транспонована до неї матриця.

Особливість процедур (2.2) і (2.3) полягає у попередньому оцінюванні для кожної моделі v класу ϑ їх параметрів \hat{a}_v за першою умовою та вибором найбільш адекватної \hat{v} моделі за другою умовою. Процедури (2.4) – (2.6) полягають у формуванні спочатку класу ϑ можливих гідродинамічних моделей та оцінюванні їх параметрів з урахуванням умов відповідних статистичних гіпотез H_0 , а потім за другою умовою для критерію $k(\hat{a}_v)$ і гіпотез H_0 вибору найбільш адекватної \hat{v} гідродинамічної моделі та параметрів \hat{a}_v пласта.

2.2 Інтерпретація гідродинамічних досліджень без урахування інформації про точність приладу

Обробка КВТ нафтових свердловин може виконуватися за різними методами, які відрізняються між собою особливостями гідродинамічної та, відповідно, математичної моделей пластової системи. Найбільш поширені методи інтерпретації КВТ [21, 25, 48, 100, 108] зводяться до представлення даних вимірювань у лінійному вигляді

$$\varphi(p_c) = a_0 + a_1 \psi(t), \quad (2.12)$$

де $\varphi(p_c)$, $\psi(t)$ – деякі функції, які забезпечують лінеаризацію характерної ділянки операції $A(a, t)$ прямої задачі гідродинамічної моделі пластової системи в процесі дослідження; a_0 , a_1 – комплексні параметри гідродинамічної моделі пластової системи, які оцінюють за результатами досліджень.

Метод дотичної використовують для обробки КВТ без урахування припливу рідини у свердловину для плоскої радіальної течії флюїду у нескінченному пласті [24, 32, 43, 96]. У даному випадку маємо:

$$\varphi(p_c) = p_c - p_{c0}, \quad \psi(t) = \ln(t), \quad (2.13)$$

$$a_0 = \frac{Q\mu}{4\pi kh} \ln(2.25kr_{cn}^2), \quad a_1 = \frac{Q\mu}{4\pi kh}, \quad r_{cn} = r_c \exp(-S). \quad (2.14)$$

Метод Хорнер використовують для обробки КВТ, якщо тривалість роботи T свердловини до її зупинки зіставна з тривалістю відновлення тиску після її зупинки [32, 48, 100, 106]. Основні позначення:

$$\varphi(p_c) = p_c, \quad \psi(t) = \ln(t/(t+T)), \quad (2.15)$$

$$a_0 = p_n, \quad a_1 = \frac{Q\mu}{4\pi kh}. \quad (2.16)$$

Модифікований метод Хорнер дозволяє оцінити більш повну інформацію про параметри пласта, яка досягається обробкою даних гідродинамічних досліджень із використанням таких замінів [70, 94, 100, 108]:

$$\varphi(p_c) = p_c - p_c(T), \quad \psi(t) = \ln(t/(t+T)), \quad (2.17)$$

$$a_0 = \frac{Q\mu}{4\pi kh} \ln(2.25\kappa/r_{\text{сн}}^2), \quad a_1 = \frac{Q\mu}{4\pi kh}. \quad (2.18)$$

Аналогічно (2.13) – (2.18) будуються лінійні апроксимації (2.12) для методів обробки КВТ з урахуванням припливу флюїду після зупинки свердловини (диференціальні та інтегральні методи) [58, 100, 102, 106, 108].

Моделі інтерпретації КВТ діагностуються наявністю характерної лінійної ділянки результатів досліджень у координатах $\varphi(p_c)$ і $\psi(t)$, за якою оцінюють параметри пласта. Для одного і того ж методу клас ν можливих гідродинамічних моделей продуктивного пласта у (2.1) може бути сформовано параметрично залежно від кількості n точок лінійної ділянки діагностичної моделі (2.12).

Матриця коваріацій випадкової компоненти приймається як стаціонарна некорельована $C = \sigma_v^2 I$ із невідомою дисперсією σ_v^2 (I – одинична матриця).

У відповідності з процедурами (2.2) система рівнянь для оцінки комплексних гідродинамічних параметрів $\hat{a}_\nu(n)$ в (2.12) залежно від кількості n точок лінійної ділянки матиме вигляд

$$\begin{cases} \hat{a}_{\nu 0}(n)n + \hat{a}_{\nu 1}(n) \sum_{i=1}^n \psi(t_i) = \sum_{i=1}^n \psi(p_{c_i}), \\ \hat{a}_{\nu 0}(n) \sum_{i=1}^n \psi(t_i) + \hat{a}_{\nu 1}(n) \sum_{i=1}^n (\psi(t_i))^2 = \sum_{i=1}^n \psi(p_{c_i}) \psi(t_i). \end{cases} \quad (2.19)$$

Тоді реалізація процедури (2.2) зводиться до побудови за (2.19) оцінок $\hat{a}_\nu(n)$ при $n=3, 4, \dots, i$ за (2.2) оцінок $\hat{\sigma}_\nu^2(n)$, вибору за другою умовою (2.2) найбільш адекватної $\hat{\nu}$ моделі.

Таким чином, реалізація процедури (2.2) з урахуванням (2.19) забезпечує вибір моделі $\hat{\nu}$ і оцінку її гідродинамічних параметрів $\hat{a}_\nu(n)$ за критерієм максимуму функції правдоподібності у випадку відсутності інформації про точність манометрів.

Оцінка гідродинамічних параметрів \hat{a}_ν за критеріями $k(\hat{a}_\nu)$ матриці коваріацій зводиться до реалізації процедур (2.4). За першою процедурою (2.4) формується множина ν допустимих оцінок \hat{a}_ν , яка відповідає умові прийняття

статистичної гіпотези $H_0: \sigma_v^2 = \hat{\sigma}_v^2$, де $\hat{\sigma}_v^2$ – оцінка мінімальної дисперсії адекватності за (2.2). Друга процедура (2.4) визначає вибір оптимальних оцінок \hat{a}_v^* із скоригованої множини ϑ з урахуванням статистичної гіпотези $H_0: A(\hat{a}_v, t) = \Delta p_c$. Зазначимо, що процедури (2.4) використовують для оцінювання гідродинамічних параметрів пласта у відповідності з принципами процедур (2.2) для критерію максимуму функції правдоподібності або, що у даному випадку еквівалентно, мінімуму дисперсії адекватності.

Розглянемо обробку КВТ нафтової свердловини 138 Ігнатівського НГКР. Дослідження продуктивного горизонту В-21-26 (інтервал перфорації 2381 – 2433м) проводились 28.11 – 02.12.2008 р. Час роботи свердловини до зупинки становив $T = 18,4 \cdot 10^4$ с, дебіт свердловини $Q = 9,4 \cdot 10^4$ м³/с, тиск на вибої свердловини перед її закриттям $p_{c0} = 11,123$ МПа. Оскільки тривалість роботи свердловини до зупинки T зіставляється з тривалістю дослідження $T_d = 29,3 \cdot 10^4$ с, то для інтерпретації результатів гідродинамічних досліджень може бути використаний модифікований метод Хорнер [48, 100, 108].

В табл. 2.1 наведено фрагменти результатів вимірювання КВТ свердловини 138 Ігнатівського НГКР.

Таблиця 2.1 – Дані вимірювання КВТ свердловини 138 Ігнатівського НГКР

i	$t_i, \text{с}$	$p_{c_i}, \text{МПа}$	$p_{c_i} - p_{c0}, \text{МПа}$	$\ln\left(\frac{t_i + T}{t_i}\right)$
1	24214	11,617	0,494	2,150
2	48463	11,650	0,527	1,566
3	72713	11,669	0,546	1,260
4	96962	11,684	0,561	1,062
5	121212	11,693	0,569	0,922
6	145458	11,701	0,578	0,816
7	169708	11,708	0,584	0,733
8	193957	11,714	0,590	0,666
9	218207	11,716	0,592	0,611
10	242456	11,719	0,596	0,564
11	266706	11,720	0,597	0,524
12	278831	11,721	0,597	0,506

Для побудови оцінок гідродинамічних параметрів $\hat{a}_v(n)$ моделі (2.12) пласта використано перетворення (2.17).

Результати інтерпретації даних вимірювань за критеріями функції правдоподібності та властивостей матриці коваріацій O показано на рис. 2.1 і 2.2.

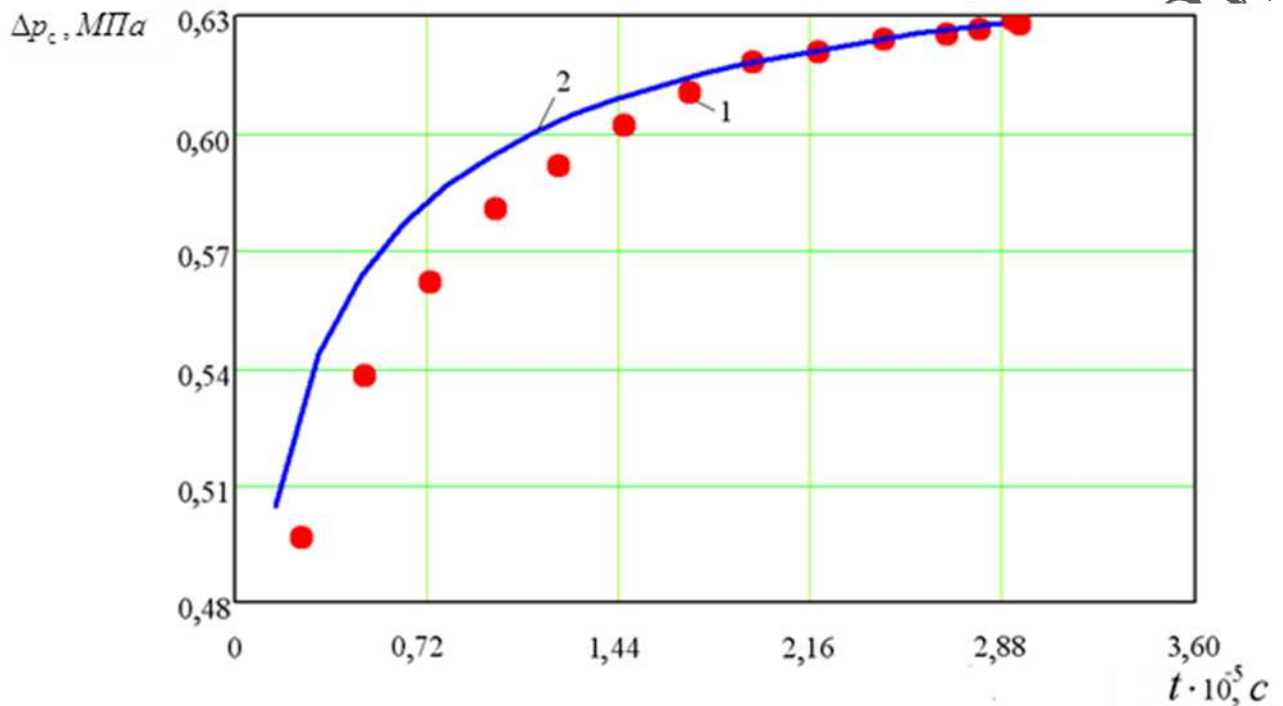


Рисунок 2.1 – КВТ свердловини 138 Ігнатівського НГКР у лінійних координатах: 1 – дані вимірювань; 2, 3 – результати обробки за модифікованим методом Хорнера відповідно за критеріями функції правдоподібності і властивостей матриці коваріацій O

В табл. 2.2 наведено за (2.19) оцінки гідродинамічних параметрів $\hat{a}_v(n)$ для сформованого класу ϑ моделей, а також критеріїв у відповідності з процедурами (2.2) і (2.4).

За умовою (2.2) найбільш адекватна гідродинамічна модель $\hat{v} = 5$ з порядковим номером $n=8$ із $\hat{\sigma}_v^2 = 3,127 \cdot 10^{-7} MPa^2$.

Умовам статистичної гіпотези $H_0: \sigma_v^2 = \hat{\sigma}_v^2$ за тестом (2.7) відповідає множина моделей $\vartheta \wedge H_0 = \{1, 2, 3, \dots, 6\}$.

Критеріям $k(\hat{a}_v)$, які базуються на властивостях матриці коваріацій O , відповідає модель $\hat{\nu}=6$ з порядковим номером $n=7$.

Матриці коваріацій оцінок параметрів гідродинамічних моделей побудовано за (2.11).

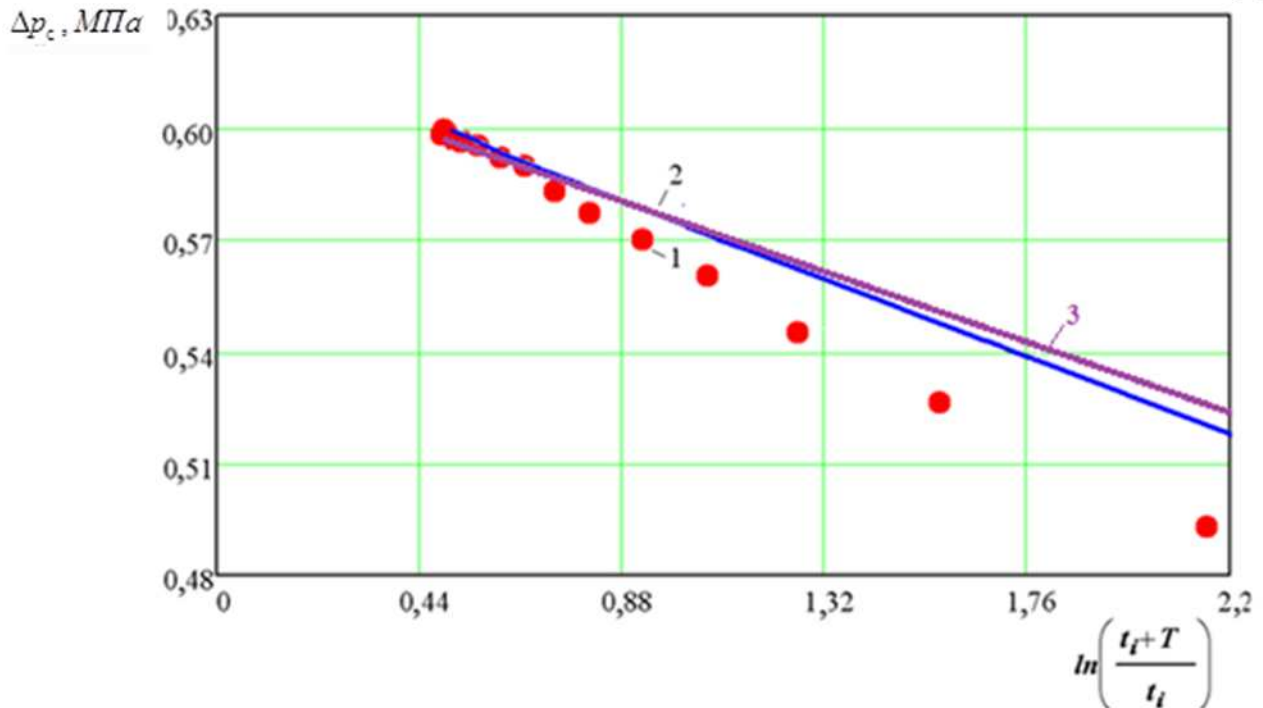


Рисунок 2.2 – КВТ свердловини 138 Ігнатівського НГКР у напівлогарифмічних координатах (позначення аналогічні рис. 2.1)

В табл. 2.2 наведено оцінки дисперсій параметрів \hat{a}_{v_0} та \hat{a}_{v_1} . Коефіцієнти кореляції r_{01} між оцінками параметрів пласта для оптимальних моделей відповідно рівні 0,987 ($\hat{\nu}=5$) та 0,997 ($\hat{\nu}=6$).

Відносні середньоквадратичні похибки параметрів $a_0(n)$ та $a_1(n)$ складають відповідно 0,3 і 7,1% для моделі $\hat{\nu}=6$ та 0,2 і 4,2% для моделі $\hat{\nu}=5$.

Таблиця 2.2 – Результати обробки КВТ нафтової свердловини 138 Ігнатівського НГКР за процедурами (2.2) і (2.4)

n	ν	$a_0(n)$, МПа	$a_1(n)$, МПа	σ_ν^2 , МПа ²	$T(n)$	$F_{n-2;\nu;-2;\alpha}$	$ O $, МПа ⁴	$tr(O)$, МПа ²	$\sigma_{a_0}^2$, МПа ²	$\sigma_{a_1}^2$, МПа ²
12	1	0,635	-0,073	$7,818 \cdot 10^{-7}$	2,500	5,987	$1,426 \cdot 10^{-10}$	$1,702 \cdot 10^{-3}$	$3,337 \cdot 10^{-4}$	$1,369 \cdot 10^{-3}$
11	2	0,632	-0,068	$3,946 \cdot 10^{-7}$	1,262	5,143	$2,694 \cdot 10^{-11}$	$4,312 \cdot 10^{-4}$	$8,664 \cdot 10^{-5}$	$3,446 \cdot 10^{-4}$
10	3	0,621	-0,046	$4,487 \cdot 10^{-7}$	1,435	4,757	$4,845 \cdot 10^{-12}$	$9,798 \cdot 10^{-5}$	$2,051 \cdot 10^{-5}$	$7,748 \cdot 10^{-5}$
9	4	0,623	-0,050	$3,556 \cdot 10^{-7}$	1,137	4,534	$1,376 \cdot 10^{-12}$	$3,386 \cdot 10^{-5}$	$7,463 \cdot 10^{-6}$	$2,640 \cdot 10^{-5}$
8	5	0,622	-0,047	$3,127 \cdot 10^{-7}$	1,000	4,387	$5,033 \cdot 10^{-13}$	$1,471 \cdot 10^{-5}$	$3,445 \cdot 10^{-6}$	$1,127 \cdot 10^{-5}$
7	6	0,626	-0,055	$7,379 \cdot 10^{-7}$	2,360	4,284	$2,131 \cdot 10^{-13}$	$7,276 \cdot 10^{-6}$	$1,825 \cdot 10^{-6}$	$5,452 \cdot 10^{-6}$
6	–	0,629	-0,062	$1,475 \cdot 10^{-6}$	4,717	4,207	$9,850 \cdot 10^{-14}$	$3,889 \cdot 10^{-6}$	$1,053 \cdot 10^{-6}$	$2,835 \cdot 10^{-6}$
5	–	0,632	-0,066	$1,890 \cdot 10^{-6}$	6,045	4,147	$4,792 \cdot 10^{-14}$	$2,175 \cdot 10^{-6}$	$6,428 \cdot 10^{-7}$	$1,533 \cdot 10^{-7}$
4	–	0,633	-0,067	$1,769 \cdot 10^{-6}$	5,657	4,099	$2,385 \cdot 10^{-14}$	$1,245 \cdot 10^{-6}$	$4,060 \cdot 10^{-7}$	$8,389 \cdot 10^{-7}$
3	–	0,634	-0,069	$1,862 \cdot 10^{-6}$	5,955	4,060	$1,180 \cdot 10^{-14}$	$7,134 \cdot 10^{-7}$	$2,607 \cdot 10^{-7}$	$4,527 \cdot 10^{-7}$
2	–	0,634	-0,069	$1,738 \cdot 10^{-6}$	5,559	4,027	$5,564 \cdot 10^{-15}$	$3,979 \cdot 10^{-7}$	$1,666 \cdot 10^{-7}$	$2,313 \cdot 10^{-7}$
1	–	0,631	-0,065	$3,502 \cdot 10^{-6}$	11,199	4,000	$2,267 \cdot 10^{-15}$	$2,029 \cdot 10^{-7}$	$1,014 \cdot 10^{-7}$	$1,015 \cdot 10^{-7}$

ПЕТРУНЬЯК ВОЛОДИМИР ПРОСЛАВОВИЧ

Обробку КВТ газових свердловин виконують за методами, які базуються на розв'язку лінеаризованих рівнянь п'єзопровідності (1.1) з відповідними граничними і початковими умовами. Це зводиться до аналогічних методів оцінювання параметрів пласта.

А.І. Гриценко та інші дослідники [32, 100, 106, 108] рекомендують за тривалості T роботи пласта до зупинки значно більшої за час T_d дослідження ($T \geq 20T_d$) використовувати рівняння (2.12) з урахуванням таких перетворень

$$\varphi(p_c) = p_c^2, \quad \psi(t) = \ln t, \quad (2.20)$$

$$a_0 = p_{c0}^2 + \frac{Q_0 \mu \bar{z}_n T_n p_a}{2\pi k h T_{ct}} \ln(2,25\kappa/r_{cn}^2) + bQ_0^2, \quad a_1 = \frac{Q_0 \mu \bar{z}_n T_n p_a}{2\pi k h T_{ct}}, \quad (2.21)$$

p_{c0} – вибійний тиск до зупинки свердловини;

Q_0 – дебіт газу за стандартних умов;

μ – в'язкість газу за стандартних умов;

T_{ct}, T_n – стандартна і пластова температура;

k – проникність пласта;

h – ефективна товщина пласта;

κ – коефіцієнт п'єзопровідності;

\bar{z}_n – коефіцієнт стисливості газу;

r_{cn} – приведений радіус свердловини;

p_a, p_n – атмосферний і пластовий тиск;

b – параметр двочленного закону фільтрації, який визначається із результатів дослідження свердловини на усталених режимах фільтрації.

У випадку $T < 20T_d$ для інтерпретації результатів гідродинамічних досліджень можна застосувати метод Хорнера [24, 32, 43, 96, 108]:

$$\varphi(p_c) = p_c^2, \quad \psi(t) = \ln(t/(t+T)), \quad (2.22)$$

$$a_0 = p_n^2, \quad a_1 = \frac{Q_0 \mu \bar{z}_n T_n p_a}{2\pi k h T_{ct}}, \quad (2.23)$$

Інтерпретація результатів гідродинамічних досліджень газових свердловин здійснюється з використанням процедур (2.2) і (2.4) аналогічно

нафтовим свердловинам.

Розглянемо обробку КВТ газової свердловини 206 Мовчанівського НГКР. Дослідження продуктивного горизонту Т-1-2 (інтервал перфорації 2439 – 2478м) проводились 27.03.2009 р.

Час роботи свердловини до зупинки становив $T = 13,2 \cdot 10^4$ с, дебіт свердловини $Q_0 = 3,0 \text{ м}^3/\text{с}$, тиск на вибої свердловини перед її закриттям $p_{\text{вб}} = 13,076 \text{ МПа}$.

Оскільки тривалість дослідження $349,2 \cdot 10^3$ с і має місце співвідношення $T < 20T_d$, то для інтерпретації результатів гідродинамічних досліджень може бути використаний метод Хорнера [48, 100, 108].

В табл. 2.3 наведено фрагменти результатів вимірювання КВТ свердловини 206 Мовчанівського НГКР, а на рис. 2.3 показано КВТ у напівлогарифмічних координатах.

Таблиця 2.3 – Дані вимірювання КВТ свердловини 206 Мовчанівського НГКР

i	$t_i, \text{с}$	$p_{c_i}, \text{МПа}$	$p_{c_i}^2, \text{МПа}^2$	$\ln\left(\frac{t_i + T}{t_i}\right)$
1	2720	20,149	405,982	2,558
2	6120	20,955	439,112	1,840
3	9180	21,409	458,345	1,511
4	11900	21,670	469,589	1,314
5	14960	21,923	480,618	1,152
6	18020	22,122	489,383	1,029
7	21080	22,283	496,532	0,931
8	23800	22,402	501,850	0,859
9	27200	22,525	507,376	0,784
10	29920	22,607	511,076	0,734
11	32980	22,686	514,655	0,684
12	36300	22,722	516,289	0,638

Для побудови оцінок гідродинамічних параметрів $\hat{a}_v(n)$ моделі (2.12) пласта використано перетворення (2.17). В табл. 2.4 наведено за (2.19) оцінки

гідродинамічних параметрів $\hat{a}_v(n)$ для сформованого класу \mathcal{V} моделей, а також критеріїв у відповідності з процедурами (2.2) і (2.4).

За умовою (2.2) найбільш адекватна гідродинамічна модель $\hat{v}=7$ з порядковим номером $n=4$ із $\hat{\sigma}_v^2=0,302\text{МПа}^4$.

Умовам статистичної гіпотези $H_0: \sigma_v^2 = \hat{\sigma}_v^2$ за критерієм (2.7) відповідають моделі $\mathcal{V} \wedge H_0 = \{1, 2, 3, \dots, 7\}$. Критеріям $k(\hat{a}_v)$, які базуються на властивостях матриці коваріацій O відповідає модель $\hat{v}=7$ з порядковим номером $n=4$. Таким чином, оцінки параметрів гідродинамічної моделі пласта за критеріями функції правдоподібності і властивостей матриці коваріацій співпадають. Результати інтерпретації даних вимірювань за цими критеріями показано на рис. 2.3. та в табл. 2.4.

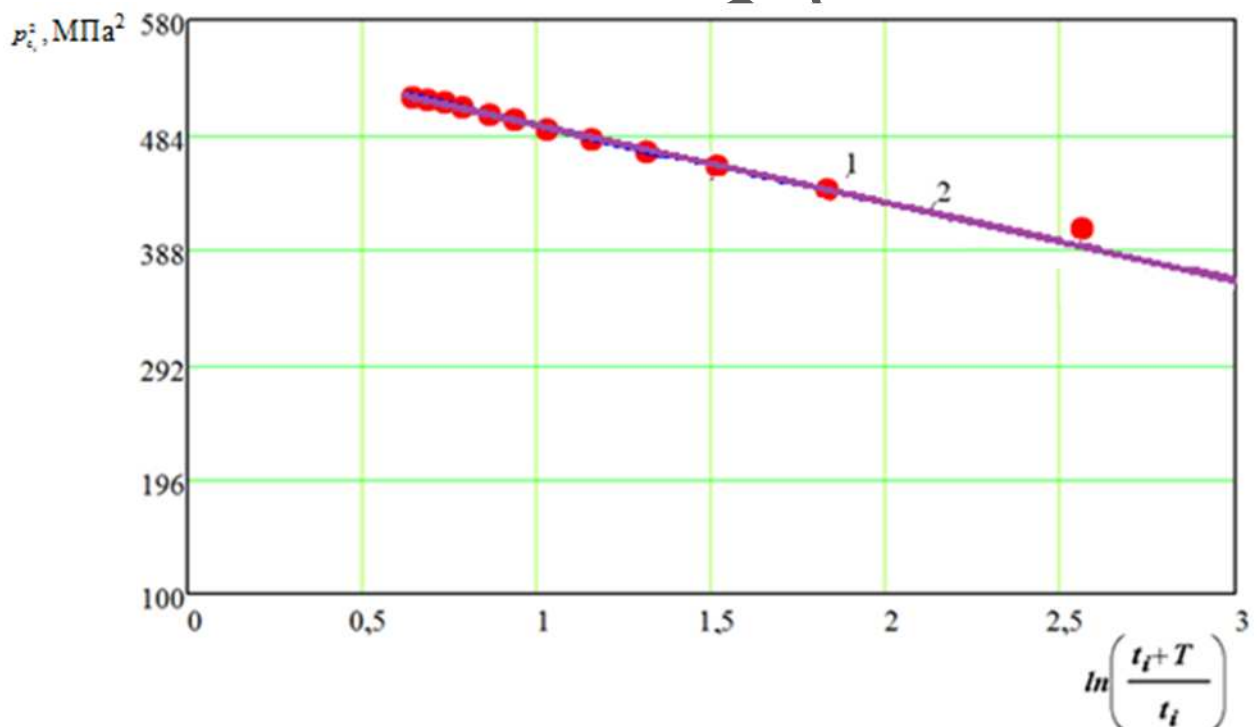


Рисунок 2.3 – КВТ свердловини 206 Мовчанівського НГКР у напівлогарифмічних координатах: 1 – дані вимірювань, 2 – результати обробки за модифікованим методом Хорнера

Таблиця 2.4 – Результати обробки КВТ газової свердловини 206 Мовчанівського НГКР за процедурами (2.2) і (2.4)

n	ν	$a_0(n), \text{МПа}^2$	$a_1(n), \text{МПа}^2$	$\sigma_n^2, \text{МПа}^4$	$T(n)$	$F_{n-2, \nu, -2; \alpha}$	$ O , \text{МПа}^8$	$tr(O), \text{МПа}^4$	$\sigma_{a_0}^2, \text{МПа}^4$	$\sigma_{a_1}^2, \text{МПа}^4$
10	1	551,424	-54,597	0,526	1,743	5,024	6,614	96,703	30,973	65,730
9	2	556,505	-62,182	0,478	3,164	7,378	1,905	38,047	12,804	25,243
8	3	559,900	-67,101	0,480	4,767	9,348	0,613	15,764	5,616	10,148
7	4	561,583	-69,476	0,443	5,866	11,143	0,252	8,056	3,039	5,017
6	5	562,572	-70,826	0,399	6,615	12,833	0,111	4,316	1,732	2,584
5	6	562,919	-71,283	0,342	6,787	14,449	0,052	2,401	1,031	1,370
4	7	562,628	-70,915	0,302	7,000	16,013	0,025	1,367	0,633	0,735
3	–	560,897	-68,824	0,766	20,303	17,535	0,012	0,814	0,407	0,406
2	–	558,553	-66,157	1,894	56,470	19,023	0,006	0,465	0,256	0,210
1	–	552,304	-59,627	12,057	399,418	20,483	0,002	0,227	0,142	0,085

ПЕТРУНЬЯК ВОЛОДИМИР ЯРОСЛАВОВИЧ

Матриці коваріацій оцінок параметрів гідродинамічних моделей побудовано за (2.11). В табл. 2.4 наведено оцінки дисперсій параметрів \hat{a}_{v_0} та \hat{a}_{v_1} . Коефіцієнт кореляції r_{01} між оцінками параметрів пласта для оптимальної моделі $\hat{\nu}=7$ рівний 0,973.

Відносні середньоквадратичні похибки параметрів $a_0(n)$ та $a_1(n)$ складають відповідно 1,2 і 0,1%.

2.3 Інтерпретація гідродинамічних досліджень з урахуванням інформації про точність приладу

Нижче розглядаються особливості обробки КВТ з урахуванням інформації про точність вимірювання тиску. Це означає, що матриця коваріацій випадкової компоненти є відомою і може бути поданою у вигляді стаціонарної некорельованої $C = \sigma_0^2 I$ або нестаціонарної некорельованої $C = \text{diag}(\sigma_{11}^2, \sigma_{22}^2, \dots, \sigma_{nn}^2)$ матриць, де $\sigma_0^2, \sigma_{11}^2, \sigma_{22}^2, \dots, \sigma_{nn}^2$ – величини дисперсій вимірювань тиску (їх визначають за метрологічними характеристиками приладів).

Зупинимось спочатку на інтерпретації даних вимірювань КВТ у випадку стаціонарної некорельованої матриці коваріацій випадкової компоненти. Обробка даних гідродинамічних досліджень виконується за схемою, аналогічною до наведеної у підрозділі 2.2.

За наявності характерної лінійної ділянки КВТ у координатах $\varphi(p_c)$ і $\psi(t)$ діагностують моделі інтерпретації у вигляді (2.8) для нафтової або газової свердловини. Гідродинамічні параметри $\hat{a}_v(n)$ моделі (2.8) оцінюють за системою рівнянь (2.19) із урахуванням умов статистичної гіпотези $H_0 : \sigma_v^2 = \sigma_0^2$.

Це зводиться до побудови множини допустимих оцінок $\hat{a}_v(n)$ та визначає першу процедуру (2.5) у параметричному класі $\vartheta \wedge H_0 : \sigma_v^2 = \sigma_0^2$ гідродинамічних моделей пласта. Зазначимо, що у загальному випадку перша процедура (2.5) допускає існування декількох розв'язків і вибір за другою процедурою (2.5) оптимальної $\hat{\nu}$ гідродинамічної моделі пласта або не допускає жодного

розв'язку задачі (2.5). В останньому випадку необхідно розширити клас ϑ гідродинамічних моделей пласта або використати більш чутливі методи інтерпретації КВТ [58, 69, 88, 99].

Необхідно відмітити вибір адекватної моделі $\hat{\nu}$ і параметрів \hat{a}_ν за (2.5) із умови мінімізації критеріїв $k(\hat{a}_\nu)$, які ґрунтовані на характеристиках матриці коваріацій O оцінок параметрів моделі пласта. Останнє важливе для обґрунтування рішень з підвищеними вимогами до точності оцінок параметрів пласта, тобто умова вибору гідродинамічної моделі в (2.5) за такими критеріями є більш пріоритетною.

Розглянемо особливості інтерпретації КВТ свердловини 72 Новомиколаївського НГКР з урахуванням інформації про точність приладів.

На рис. 2.4 показано КВТ у напівлогарифмічних координатах.

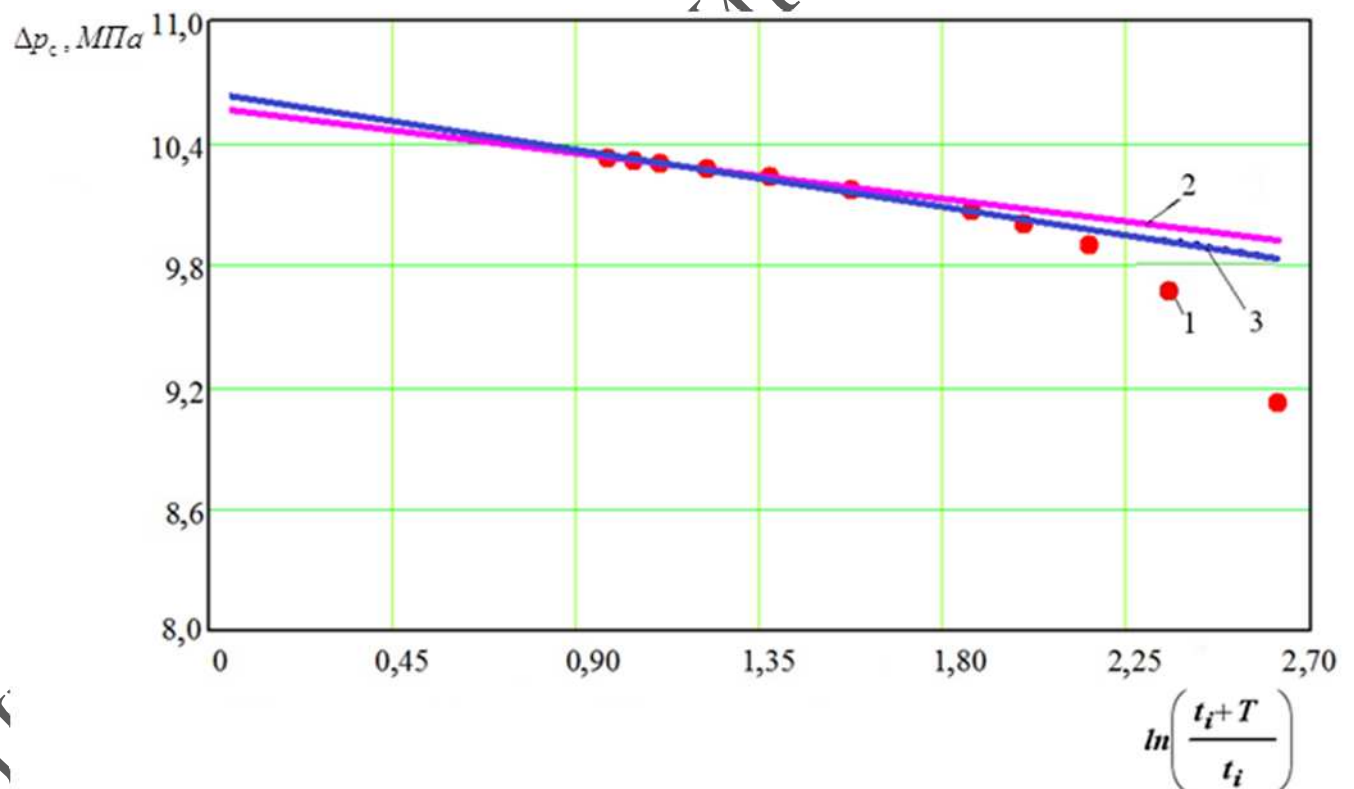


Рисунок 2.4 – КВТ свердловини 72 Новомиколаївського НГКР: 1 – дані вимірювань; 2, 3 – результати інтерпретації відповідно за (2.4) і (2.5)

Дослідження продуктивного горизонту В-15 (інтервал перфорації 1668 – 1674м) проводились 28.09 – 02.10.2008 р. Час роботи свердловини до зупинки становив $T = 38,2 \cdot 10^4$ с, дебіт свердловини $7,73 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3/\text{с}$, тиск на вибої свердловини перед її закриттям 6,318МПа. Дисперсія показів манометра складає $2,238 \cdot 10^{-4} \text{ МПа}^2$.

Оскільки тривалість роботи свердловини до зупинки зіставляється з тривалістю дослідження $23 \cdot 10^4$ с, то для інтерпретації результатів гідродинамічних досліджень може бути використаний модифікований метод Хорнера [48, 100, 108]. В табл. 2.5 наведено фрагменти результатів вимірювання КВТ свердловини 72 Новомиколаївського НГКР.

Таблиця 2.5 – Дані вимірювання КВТ свердловини 72 Новомиколаївського НГКР

i	$t_i, \text{с}$	$p_{ci}, \text{МПа}$	$p_{ci} - p_0, \text{МПа}$	$\ln\left(\frac{t_i + T}{t_i}\right)$
1	9968	11,616	5,298	3,671
2	19969	14,388	8,070	3,001
3	29970	15,447	9,129	2,620
4	39971	15,987	9,669	2,356
5	49972	16,213	9,895	2,156
6	59969	16,324	10,006	1,997
7	69970	16,389	10,071	1,865
8	99968	16,493	10,175	1,572
9	129971	16,551	10,233	1,370
10	159970	16,592	10,274	1,219
11	189968	16,614	10,296	1,102
12	209970	16,629	10,311	1,036
13	230422	16,645	10,327	0,977

Для побудови оцінок гідродинамічних параметрів моделі (2.12) пласта використано перетворення (2.17). В табл. 2.6 наведено за (2.19) оцінки гідродинамічних параметрів $\hat{a}_v(n)$ для сформованого класу ϑ моделей, а також критеріїв у відповідності з процедурами (2.5).

За критерієм функції правдоподібності найбільш адекватна гідродинамічна модель $\hat{\nu}=1$ з порядковим номером $n=11$ – $\hat{\sigma}_v^2 = 1,195 \cdot 10^{-6} \text{МПа}^2$.

Умові статистичної гіпотези $H_0: \sigma_v^2 = \hat{\sigma}_v^2$, тобто перетину множин $\mathcal{V} \wedge H_0$, за тестом (2.8) відповідає єдина модель з порядковим номером $n=11$. Це означає, що процедура (2.5) допускає єдиний розв'язок $\hat{\nu}=1$, який відповідає критеріям функції правдоподібності і властивостей матриці коваріацій $\hat{\theta}$. На рис. 2.4 показано КВТ і результати її інтерпретації за процедурою (2.5).

Матрицю коваріацій оцінок параметрів гідродинамічних моделей побудовано за (2.11). В табл. 2.6 наведено оцінки дисперсій параметрів \hat{a}_{v0} та \hat{a}_{v1} . Коефіцієнт кореляції r_{01} між оцінками параметрів пласта для оптимальної моделі рівний 0,999.

Відносні середньоквадратичні похибки параметрів $a_0(n)$ та $a_1(n)$ складають відповідно 1,8 і 7,5%.

Розглянемо тепер особливості інтерпретації даних вимірювань КВТ у випадку нестационарної некорельованої матриці коваріацій випадкової компоненти. У цій ситуації використовується процедура (2.6), яка, по суті, відрізняється від процедури (2.5) тільки умовою статистичної гіпотези $H_0: \Delta p_c = A(\hat{a}_v, t)$.

Система рівнянь для оцінки гідродинамічних параметрів \hat{a}_v залежно від кількості точок n лінійної ділянки КВТ, на відміну від (2.19), матиме такий вигляд:

$$\begin{cases} \hat{a}_{v0}(n) \sum_{i=1}^n \sigma_{ii}^{-2} + \hat{a}_{v1}(n) \sum_{i=1}^n \sigma_{ii}^{-2} \psi(t_i) = \sum_{i=1}^n \sigma_{ii}^{-2} \varphi(p_{c_i}), \\ \hat{a}_{v0}(n) \sum_{i=1}^n \sigma_{ii}^{-2} \psi(t_i) + \hat{a}_{v1}(n) \sum_{i=1}^n \sigma_{ii}^{-2} (\psi(t_i))^2 = \sum_{i=1}^n \sigma_{ii}^{-2} \varphi(p_{c_i}) \psi(t_i). \end{cases} \quad (2.24)$$

На прикладі інтерпретації КВТ свердловини 72 Новомиколаївського НГКР (горизонти В-15 і В-16, дата дослідження 18 – 21.09.2009 р.) проілюструємо використання процедури (2.6).

Таблиця 2.6 – Результати обробки КВТ свердловини 72 Новомиколаївського НГКР (29.09 – 02.10.2008 р.) за процедурою (2.4)

n	ν	$a_0(n)$, МПа	$a_1(n)$, МПа	σ_n^2 , МПа ²	$T(n)$	$\chi_{n-2;\alpha}^2$	$\ C^{-1/2}(A(\hat{a}_\nu, t) - \Delta p_c)\ ^2$	$ O $, МПа ⁴	$\text{tr}(O)$, МПа ²	$\sigma_{a_0}^2$, МПа ²	$\sigma_{a_1}^2$, МПа ²
11	1	10,569	-0,248	$1,195 \cdot 10^{-6}$	1	5,024	$4,365 \cdot 10^{-3}$	$6,120 \cdot 10^{-11}$	$3,196 \cdot 10^{-4}$	$1,659 \cdot 10^{-4}$	$1,536 \cdot 10^{-4}$
10	–	10,536	-0,216	$5,936 \cdot 10^{-6}$	49,348	7,378	0,043	$1,100 \cdot 10^{-11}$	$8,032 \cdot 10^{-5}$	$4,351 \cdot 10^{-5}$	$3,681 \cdot 10^{-5}$
9	–	10,553	-0,232	$8,364 \cdot 10^{-6}$	146,949	9,348	0,092	$2,907 \cdot 10^{-12}$	$2,823 \cdot 10^{-5}$	$1,607 \cdot 10^{-5}$	$1,216 \cdot 10^{-5}$
8	–	10,573	-0,251	$1,973 \cdot 10^{-5}$	$1,090 \cdot 10^3$	11,143	0,288	$9,396 \cdot 10^{-13}$	$1,185 \cdot 10^{-5}$	$7,136 \cdot 10^{-6}$	$4,717 \cdot 10^{-6}$
7	–	10,610	-0,282	$1,010 \cdot 10^{-4}$	$3,574 \cdot 10^4$	12,833	1,845	$3,303 \cdot 10^{-13}$	$5,404 \cdot 10^{-6}$	$3,470 \cdot 10^{-6}$	$1,935 \cdot 10^{-6}$
6	–	10,637	-0,306	$2,236 \cdot 10^{-4}$	$2,100 \cdot 10^5$	14,449	4,900	$1,725 \cdot 10^{-13}$	$3,541 \cdot 10^{-6}$	$2,387 \cdot 10^{-6}$	$1,115 \cdot 10^{-6}$
5	–	10,682	-0,342	$7,767 \cdot 10^{-4}$	$2,956 \cdot 10^6$	16,033	19,856	$1,021 \cdot 10^{-13}$	$2,580 \cdot 10^{-6}$	$1,811 \cdot 10^{-6}$	$7,692 \cdot 10^{-7}$
4	–	10,775	-0,415	$4,007 \cdot 10^{-3}$	$8,992 \cdot 10^7$	17,535	117,069	$6,351 \cdot 10^{-14}$	$1,952 \cdot 10^{-6}$	$1,421 \cdot 10^{-6}$	$5,314 \cdot 10^{-7}$
3	–	10,997	-0,579	0,025	$4,048 \cdot 10^9$	19,023	833,135	$3,982 \cdot 10^{-14}$	$1,486 \cdot 10^{-6}$	$1,120 \cdot 10^{-6}$	$3,665 \cdot 10^{-7}$
2	–	11,426	-0,877	0,109	$8,299 \cdot 10^{10}$	20,483	$3,976 \cdot 10^3$	$2,425 \cdot 10^{-14}$	$1,108 \cdot 10^{-6}$	$8,647 \cdot 10^{-7}$	$2,435 \cdot 10^{-7}$
1	–	12,389	-1,496	0,522	$2,100 \cdot 10^{12}$	21,920	$2,098 \cdot 10^4$	$1,334 \cdot 10^{-14}$	$7,713 \cdot 10^{-7}$	$6,262 \cdot 10^{-7}$	$1,451 \cdot 10^{-7}$

ПЕТРУНІЯК ВОЛОДИМИР ЯРОСЛАВОВИЧ

Елементи матриці коваріацій виду $C = \text{diag}(\sigma_{11}^2, \sigma_{22}^2, \dots, \sigma_{nn}^2)$ подані через відносну похибку $\varepsilon = 4 \cdot 10^{-4}$ вимірювання тиску

$$\sigma_{ii} = \varepsilon p_{c_i}.$$

Час роботи свердловини до зупинки становив $T = 86,4 \cdot 10^3$ с, дебіт свердловини $6,95 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3/\text{с}$, тиск на вибої свердловини перед її закриттям $p_0 = 6,576 \text{ МПа}$. Обробка даних виконувалась за модифікованим методом Хорнера у відповідності з рівнянням (2.17).

В табл. 2.7 наведено дані вимірювання КВТ свердловини 72 Новомиколаївського НГКР, а на рис. 2.5 показано КВТ в напівлогарифмічних координатах

Таблиця 2.7 – Дані вимірювання КВТ свердловини 72 Новомиколаївського НГКР

i	$t_i, \text{с}$	$p_{c_i}, \text{МПа}$	$p_{c_i} - p_0, \text{МПа}^2$	$\ln\left(\frac{t_i + T}{t_i}\right)$	$\sigma_{ii}^2 \cdot 10^5, \text{МПа}^2$
1	9968	11,762	5,195	2,269	2,214
2	19969	14,460	7,893	1,673	3,345
3	29970	15,704	9,137	1,357	3,946
4	39971	16,217	9,650	1,151	4,208
5	49972	16,480	9,913	1,004	4,345
6	59969	16,613	10,046	0,892	4,416
7	69970	16,686	10,119	0,804	4,455
8	99968	16,769	10,202	0,623	4,499
9	129971	16,806	10,239	0,510	4,519
10	159970	16,836	10,269	0,432	4,535
11	172800	16,841	10,274	0,405	4,538

Для побудови оцінок гідродинамічних параметрів $\hat{a}_v(n)$ моделі (2.12) пласта використано перетворення (2.17). В табл. 2.8 наведено за (2.19) оцінки гідродинамічних параметрів $\hat{a}_v(n)$ для сформованого класу \mathcal{V} моделей, а також критеріїв у відповідності з процедурами (2.6).

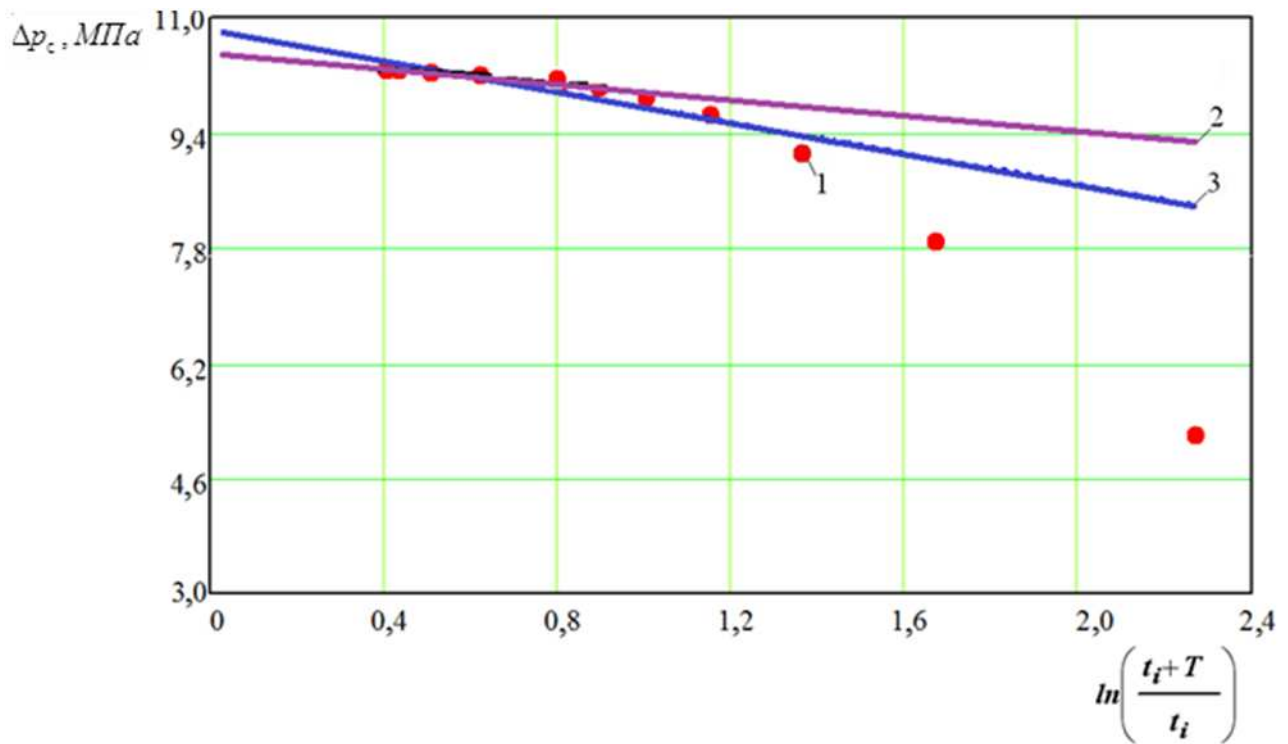


Рисунок 2.5 – КВТ свердловини 72 Новомиколаївського НГКР (дата дослідження 18 – 21.09.2009 р.) у напівлогарифмічних координатах: 1 – дані вимірювань, 2 – результати інтерпретації за (2.5); 3 – результати інтерпретації за (2.6)

Умовам статистичної гіпотези $H_0: \sigma_v^2 = \hat{\sigma}_v^2$ за тестом (2.9) для $\alpha=0,05$ та $u_{\alpha/2} = 1,96$ відповідає множина із двох моделей $\hat{\nu} \wedge H_0 = \{1,2\}$ з порядковими номерами $n=9$ і $n=8$. За критерієм функції правдоподібності найбільш адекватна гідродинамічна модель $\hat{\nu}=1$ з порядковим номером $n=9$ і величиною трансформованої нев'язки. Критерієм $k(\hat{a}_v)$, які базуються на властивостях матриці коваріацій O , відповідає модель $\hat{\nu}=2$ з порядковим номером $n=8$.

Матриці коваріацій оцінок параметрів гідродинамічних моделей побудовано за (2.11). В табл. 2.8 наведено оцінки дисперсій параметрів \hat{a}_{v0} та \hat{a}_{v1} . Коефіцієнти кореляцій r_{01} між оцінками параметрів пласта для оптимальних моделей відповідно рівні 0,995 ($\hat{\nu}=1$) та 0,967 ($\hat{\nu}=2$). Відносні середньоквадратичні похибки параметрів $a_0(n)$ та $a_1(n)$ складають відповідно 0,4 і 25,3% для моделі $\hat{\nu}=1$ та 0,1 і 5,3% для моделі $\hat{\nu}=2$.

Таблиця 2.8 – Результати обробки КВТ нафтової свердловини 72 Новомиколаївського НГКР за процедурами (2.6)

n	ν	$a_0(n)$, МПа	$a_1(n)$, МПа	σ_n^2 , МПа ²	$u_{\alpha/2}$	$T(n)$	$ O $, МПа ⁴	$w(O)$, МПа ²	$\sigma_{a_0}^2$, МПа ²	$\sigma_{a_1}^2$, МПа ²
9	1	10,417	-0,347	$9,189 \cdot 10^{-6}$	1,96	0,353	$1,316 \cdot 10^{-9}$	$9,867 \cdot 10^{-4}$	$1,669 \cdot 10^{-4}$	$8,198 \cdot 10^{-4}$
8	2	10,413	-0,339	$4,814 \cdot 10^{-6}$	1,96	0,360	$2,030 \cdot 10^{-10}$	$2,107 \cdot 10^{-4}$	$4,210 \cdot 10^{-5}$	$1,686 \cdot 10^{-4}$
7	-	10,437	-0,389	$3,543 \cdot 10^{-5}$	1,96	3,178	$4,361 \cdot 10^{-11}$	$6,021 \cdot 10^{-5}$	$1,491 \cdot 10^{-5}$	$4,530 \cdot 10^{-5}$
6	-	10,466	-0,450	$2,325 \cdot 10^{-4}$	1,96	6,501	$1,920 \cdot 10^{-11}$	$3,366 \cdot 10^{-5}$	$9,737 \cdot 10^{-6}$	$2,393 \cdot 10^{-5}$
5	-	10,520	-0,552	$1,259 \cdot 10^{-3}$	1,96	7,888	$9,927 \cdot 10^{-12}$	$2,155 \cdot 10^{-5}$	$7,113 \cdot 10^{-6}$	$1,444 \cdot 10^{-5}$
4	-	10,625	-0,737	$6,011 \cdot 10^{-3}$	1,96	19,102	$5,381 \cdot 10^{-12}$	$1,428 \cdot 10^{-5}$	$5,336 \cdot 10^{-6}$	$8,942 \cdot 10^{-6}$
3	-	10,816	-1,044	0,023	1,96	39,696	$2,893 \cdot 10^{-12}$	$9,385 \cdot 10^{-6}$	$3,976 \cdot 10^{-6}$	$5,409 \cdot 10^{-6}$
2	-	11,217	-1,631	0,108	1,96	90,548	$1,467 \cdot 10^{-12}$	$5,917 \cdot 10^{-6}$	$2,869 \cdot 10^{-6}$	$3,048 \cdot 10^{-6}$
1	-	11,896	-2,511	0,356	1,96	144,856	$6,346 \cdot 10^{-13}$	$3,369 \cdot 10^{-6}$	$1,919 \cdot 10^{-6}$	$1,450 \cdot 10^{-6}$

ПЕТРУНЬЯК ВОЛОДИМИР ЯРОСЛАВОВИЧ

2.4 Інтерпретація гідродинамічних досліджень з використанням похідної D. Bourdet

На даний час гідродинамічні дослідження продуктивних пластів проводять з допомогою високоточних глибинних манометрів, що дозволяє використовувати для обробки КВТ метод логарифмічної похідної D. Bourdet $\Delta p'_c = t \partial \Delta p_c / \partial t$ [118]. Розглянемо в рамках моделі (2.1) деякі можливості статистичної інтерпретації КВТ за допомогою похідної D. Bourdet [107, 118, 119].

Метод похідної підвищує ефективність інтерпретації КВТ за рахунок аналізу їх особливостей, які складно помітні для інших моделей обробки даних. У його основу покладено виділення на графіках в лінійних і білогарифмічних координатах похідної тиску $\Delta p'_c = t \partial \Delta p_c / \partial t$ і часу t характерних ділянок, які діагностують відповідні течії (радіальну, лінійну для свердловини з тріщиною, білінійну для тріщини кінцевої провідності та ін.). Цей метод використовується для аналізу КВТ однорідних гранулярних пластів з природними тріщинами, а також пластів з вертикальними тріщинами гідравлічного розриву [107, 118].

Застосування моделі (2.1) для методу похідної D. Bourdet змістовно для відомої матриці коваріації C і може бути реалізовано у такій послідовності.

Спочатку в лінійних і білогарифмічних координатах $\Delta p'_c = t \partial \Delta p_c / \partial t$ і t діагностують характерні ділянки КВТ для відповідних течій флюїду, а потім за допомогою принципу максимуму функції правдоподібності оцінюють параметри \hat{a}_v рівнянь цих течій.

Наявність випадкової компоненти в (2.1) з відомою матрицею коваріації C визначає для ділянки КВТ клас ϑ оцінок $\hat{a}_{v, v \in \vartheta}$, який будується на підставі формулювання та перевірки відповідних статистичних гіпотез H_o і параметризований кількістю точок n у цій ділянці КВТ. Це дає можливість з урахуванням принципу оптимальності обґрунтувати ефективні оцінки \hat{a}_v^* гідродинамічних параметрів пласта.

Формально процедури оцінювання параметрів рівняння течії флюїдів для стаціонарної некорельованої матриці коваріації $C = \sigma_0^2 I$ можуть бути подані у вигляді (2.5), а для нестаціонарної некорельованої матриці коваріації $C = \text{diag}(\sigma_{11}^2, \sigma_{22}^2, \dots, \sigma_{nn}^2)$ – у вигляді (2.6). У загальному випадку їх особливість полягає у послідовному використанні для різних характерних ділянок КВТ.

Використання (2.1) у поєднанні з процедурами (2.5) і (2.6) забезпечує побудову оптимальних в сенсі критерію $k(\hat{a}_v)$ оцінок гідродинамічних параметрів \hat{a}_v^* продуктивного пласта і розширює інтерпретаційні можливості методу похідної D. Bourdet. Останнє важливо для обґрунтування прийняття рішень з підвищеними вимогами до точності оцінок відповідних параметрів пласта. Вибір критерію оптимальності $k(\hat{a}_v)$ здійснюється експертами в залежності від цілей гідродинамічних досліджень продуктивного пласта.

На прикладі обробки КВТ свердловини 72 Новомиколаївського НГКР (дата дослідження 18 – 21.09.2009 р.) проілюструємо особливість використання процедури (2.6) з допомогою логарифмічної похідної D. Bourdet.

Оскільки застосування методу похідної D. Bourdet потребує використання великої кількості точок, особливо в початковий період наростання тиску, тому порівняно з даними КВТ цієї ж свердловини, розглянутої у підрозділі 2.3, нижче вибрано 50 із 25 753 точок реєстрації КВТ. На рис.2.6 наведено КВТ свердловини 72 Новомиколаївського НГКР (дата дослідження 18 – 21.09.2009 р.) в напівлогарифмічних координатах.

Час роботи свердловини, тиск на вибої перед закриттям та відносна похибка вимірювання тиску та інші вихідні дані наведено в підрозділі 2.3.

На рис. 2.6 виділено характерні ділянки КВТ:

0А – вплив об'єму стовбуру свердловини;

АВ – перехідний режим фільтрації;

ВС – режим радіальної течії в однорідному пласті.

Враховуючи неоднозначності виділення окремих ділянок руху для обробки КВТ необхідно застосування критеріального підходу.

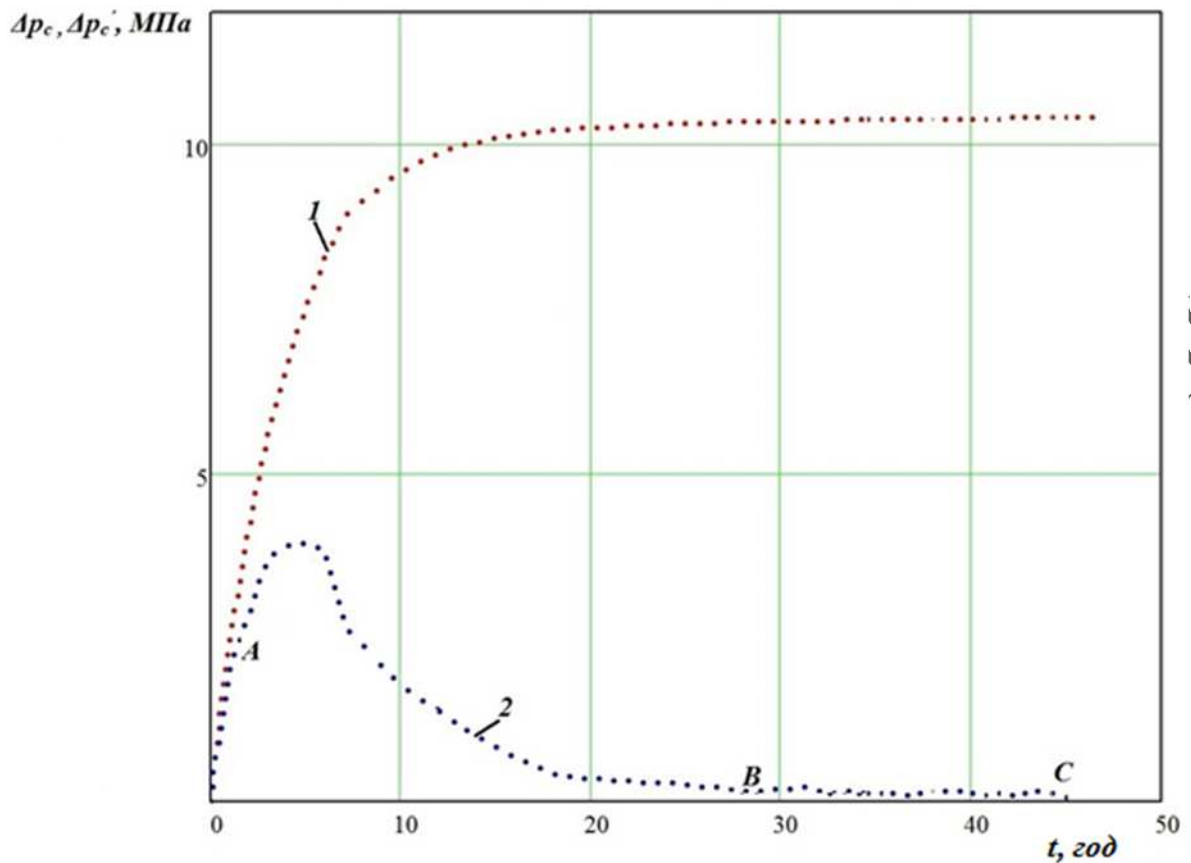


Рисунок 2.6 – КВТ свердловини 72 Новомиколаївського НГКР (дата дослідження 18 – 21.09.2009 р.): 1 – дані вимірювань, 2 – логарифмічна похідна тиску

Обробку КВТ виконано на прикладі радіального режиму течії (BC) з використанням процедур (2.6). Елементи діагональної матриці коваріації прийняті аналогічно прикладу в підрозділі 2.3.

Клас моделей для режиму радіального руху в однорідному пласті сформовано послідовно, починаючи з точки С. Результати розрахунків наведено в табл. 2.9.

Умові (2.10) з довірчою ймовірністю $\alpha = 0,05$ ($u_{0,025} = 1,96$) відповідають 24 моделі. Оптимальними моделями для критерію максимуму функції правдоподібності (мінімуму трансформованої нев'язки) є модель $\hat{\nu} = 1$ з порядковим номером $n_0 = 48$, а для критеріїв, побудованих на властивостях матриці коваріації $O(\hat{\alpha}_\nu)$, – модель $\hat{\nu} = 25$ відповідно з $n_0 = 24$.

Таблиця 2.9 – Значення параметрів $a_0(n_0)$, $a_1(n_0)$, детермінанту матриці коваріації

n_0	ν	$a_0(n_0)$, МПа	$a_1(n_0)$, МПа	T	$\ C^{-1/2}(A(\hat{a}_\nu, t) - p_c)\ ^2$	$ O $, МПа ⁴	$tr(O)$, МПа ²	$\sigma_{a_0}^2$, МПа ²	$\sigma_{a_1}^2$, МПа ²
48	1	10,454	-0,128	0,013	0,001	$5,692 \cdot 10^{-6}$	0,432	0,066	0,367
47	2	10,483	-0,199	0,121	0,029	$2,218 \cdot 10^{-6}$	0,225	0,035	0,190
46	3	10,498	-0,234	0,162	0,045	$1,020 \cdot 10^{-6}$	0,130	0,020	0,110
45	4	10,523	-0,292	0,201	0,123	$5,239 \cdot 10^{-7}$	0,080	0,013	0,068
44	5	10,527	-0,303	0,215	0,128	$2,920 \cdot 10^{-7}$	0,052	0,008	0,044
43	6	10,533	-0,316	0,217	0,140	$1,734 \cdot 10^{-7}$	0,036	0,006	0,030
42	7	10,536	-0,324	0,239	0,148	$1,084 \cdot 10^{-7}$	0,025	0,004	0,021
41	8	10,534	-0,319	0,226	0,152	$7,060 \cdot 10^{-8}$	0,018	0,003	0,015
40	9	10,538	-0,328	0,253	0,171	$4,761 \cdot 10^{-8}$	0,014	0,002	0,011
...
27	22	10,548	-0,350	0,405	0,516	$1,817 \cdot 10^{-9}$	$1,117 \cdot 10^{-3}$	$2 \cdot 10^{-4}$	$9 \cdot 10^{-4}$
26	23	10,551	-0,357	0,400	0,731	$1,328 \cdot 10^{-9}$	$8,560 \cdot 10^{-4}$	$2 \cdot 10^{-4}$	$7 \cdot 10^{-4}$
25	24	10,551	-0,356	0,408	0,733	$8,920 \cdot 10^{-10}$	$6,031 \cdot 10^{-4}$	$1 \cdot 10^{-4}$	$5 \cdot 10^{-4}$
24	25	10,576	-0,409	2,196	11,484	$4,002 \cdot 10^{-10}$	$2,855 \cdot 10^{-4}$	$6 \cdot 10^{-5}$	$2 \cdot 10^{-4}$
23	–	10,615	-0,486	10,58	69,937	–	–	–	–

Результати табл. 2.9 вказують на те, що із підвищенням об'єму вибірки, критеріальні показники властивостей матриці коваріації оцінок параметрів пласта покращуються.

Відносні середньоквадратичні похибки параметрів $a_0(n_0)$ та $a_1(n_0)$ за результатами обробки по критерію максимуму функції правдоподібності складають (за (2.6) і (2.7)) $\delta_{a_0} = 2,5\%$ і $\delta_{a_1} = 0,1\%$, а коефіцієнт кореляції їх оцінок $r_{10} = -0,996$ (за (2.8)).

Відносні середньоквадратичні похибки параметрів $a_0(n_0)$ і $a_1(n_0)$ за критеріями властивостей матриці коваріації $O(\hat{a}_\nu)$ відповідно складають $\delta_{a_0} = 0,1\%$ і $\delta_{a_1} = 3,7\%$, а коефіцієнт кореляції цих оцінок $r_{10} = -0,985$.

На рис. 2.7 показано результати обробки КВТ за критеріями максимуму функції правдоподібності та властивостей матриці коваріації $O(\hat{a}_\nu)$.

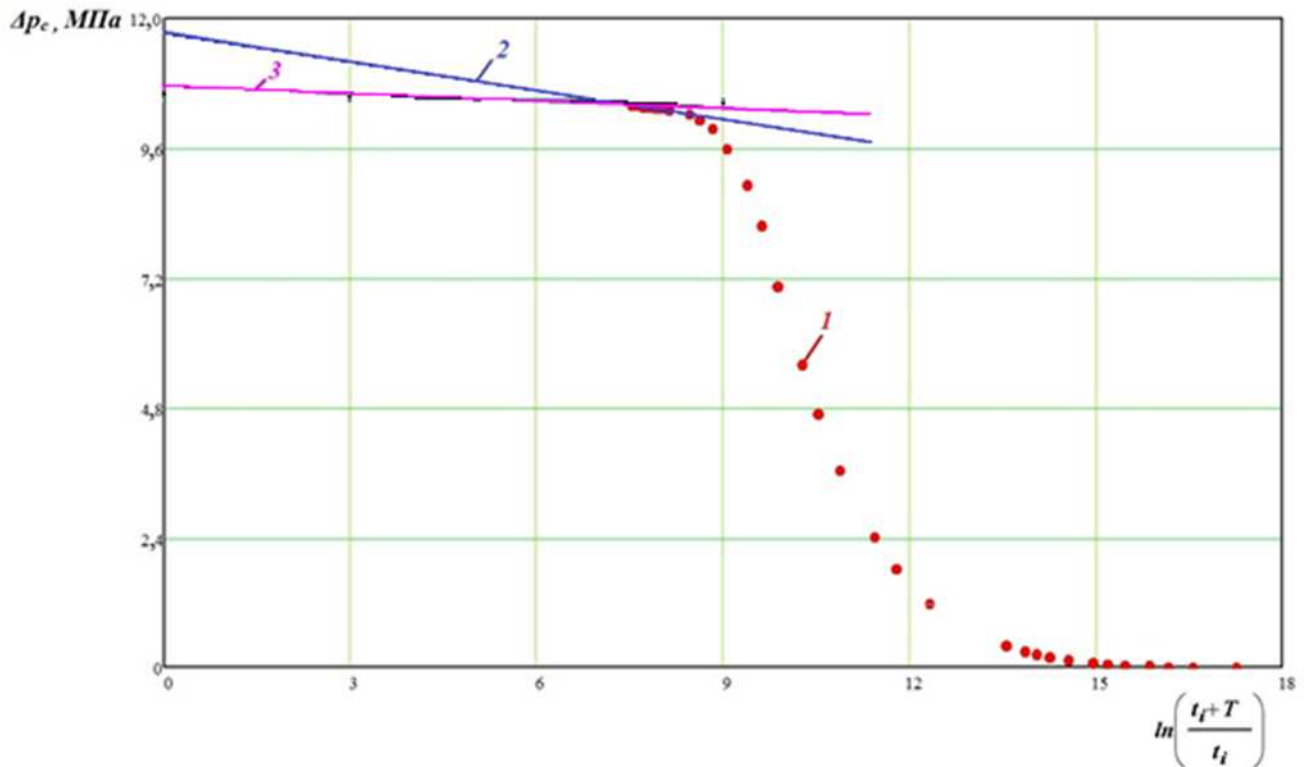


Рисунок 2.7 – КВТ свердловини 72 Новомиколаївського НГКР (дата дослідження 18 – 21.09.2009 р.) у напівлогарифмічних координатах: 1 – дані вимірювань, 2 – обробка КВТ за критеріями максимуму функції правдоподібності, 3 – обробка КВТ за критеріями властивостей матриці коваріації $O(\hat{a}_v)$ оцінок параметрів.

Висновки до розділу 2

З використанням інформаційно-статистичних ідей удосконалено методи інтерпретації даних гідродинамічних досліджень нафтових і газових свердловин за КВТ, особливість яких полягає у виборі найбільш адекватної моделі з деякого класу можливих гідродинамічних моделей продуктивного пласта. Обґрунтовано критерії вибору гідродинамічної моделі та побудови оцінок параметрів пласта.

Розроблено алгоритми інтерпретації КВТ нафтових і газових пластів, які враховують принцип оптимальності та інформацію про вид матриці коваріацій випадкової нормальної центрованої компоненти: стаціонарна некорельована з

невідомою дисперсією, стаціонарна некорельована з відомою дисперсією і нестаціонарна некорельована з відомими дисперсіями. Клас моделей включає різні гідродинамічні моделі пластової системи, параметризований залежно від кількості даних характерної ділянки КВТ та враховує умови статистичних гіпотез, що відображають інформаційну змістовність результатів вимірювань.

Ефективність алгоритмів інтерпретації КВТ підтверджена результатами обробки даних гідродинамічних досліджень нафтових і газових свердловин на родовищах ДДз на прикладах модифікованого методу Хорнера, методу логарифмічної похідної D. Bourdet. Важливою перевагою запропонованих методів інтерпретації КВТ є використання інформації про точність манометрів та різних критеріїв (функція правдоподібності, властивості матриці коваріацій) для побудови ефективних оцінок гідродинамічних параметрів пласта.

ПЕТРУНЬК ВОЛОДИМИР ЯРОСЛАВОВИЧ

РОЗДІЛ 3
АНАЛІЗ РЕЗУЛЬТАТІВ ІНТЕРПРЕТАЦІЇ ГІДРОДИНАМІЧНИХ
ДОСЛІДЖЕНЬ ПРОДУКТИВНИХ ПЛАСТІВ НА РОДОВИЩАХ
ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ

Запропоновані методи інтерпретації даних гідродинамічних досліджень свердловин за КВТ апробовані на свердловинах деяких НГКР південно-східної частини ДДз. При цьому основна увага приділялась оцінці можливостей використання розроблених у розділі 2 методів інтерпретації КВТ для нафтових і газових свердловин, а також порівняльному аналізу оцінок параметрів пласта за відомими методами. У даному розділі аналіз результатів інтерпретації гідродинамічних досліджень виконується за оцінками інтегральних параметрів (a_0 , a_1) продуктивних нафтових і газових пластів.

Для інтерпретації гідродинамічних досліджень за КВТ використано свердловини спільного підприємства «Полтавська газонафтова компанія». Загальна кількість виконаних обробок КВТ склала більше 50.

3.1 Аналіз результатів інтерпретації гідродинамічних досліджень нафтових колекторів

Методи інтерпретації гідродинамічних досліджень за КВТ застосовувалася для нафтових свердловин, пробурених на Ігнатівському, Мовчанівському та Новомиколаївському родовищах. Продуктивні горизонти залягають в інтервалі глибин 1668–3155м. Дебіти свердловин знаходились в межах $(0,6 - 50,6)10^{-4} \text{ м}^3/\text{с}$. Час T роботи свердловин перед зупинкою для зняття КВТ становив $(63,8 - 381,6)10^3 \text{ с}$. Для пластів з покращеними фільтраційними властивостями час T_d відновлення тиску складав $(172,8 - 176,4)10^3 \text{ с}$, для пластів з погіршеними фільтраційними властивостями – $518,4 \cdot 10^3 \text{ с}$. Продуктивні поклади нафтових свердловин представлені теригенними колекторами.

Інтерпретація КВТ нафтових свердловин виконувалась для стаціонарної некорельованої матриці коваріацій з невідомою дисперсією за критеріями функції правдоподібності і властивостей матриці коваріацій оцінок параметрів пласта. При цьому використовували алгоритми у відповідності з процедурами (2.2) і (2.4). В табл. 3.1 наведено загальні відомості про об'єкти досліджень на нафтових свердловинах деяких родовищ південно-східної частини ДДз.

Таблиця 3.1 – Загальні відомості про об'єкти досліджень

Свердловина, НГКР	Дата дослід- жень	Інтервал перфорації (верх/низ), м	$T_n, ^\circ\text{C}$	$Q \cdot 10^4, \text{м}^3/\text{с}$	$T \cdot 10^{-3}, \text{с}$	$T_d \cdot 10^{-3}, \text{с}$
129, Ігнатівське	10 – 15.10.07	$\frac{2367}{2390}$	82,0	1,7	75,6	518,4
164, Мовчанівське	12 – 15.05.08	$\frac{2910}{2949}$	90,0	19,8	63,8	277,2
129, Ігнатівське	21 – 29.07.08	$\frac{2367}{2390}$	82,0	0,6	75,6	180,0
138, Ігнатівське	22 – 24.11.08	$\frac{2381}{2430}$	85,0	27,5	70,2	147,6
138, Ігнатівське	25 – 27.11.08	$\frac{2381}{2430}$	85,0	22,4	90,0	172,8
138, Ігнатівське	28.11 – 02.12.08	$\frac{2381}{2430}$	85,0	9,4	183,6	295,2
166, Мовчанівське	26 – 29.06.09	$\frac{2853}{3155}$	90,0	30,5	64,8	270,0
166, Мовчанівське	29.06 – 04.07.09	$\frac{2853}{3155}$	90,0	50,6	194,4	262,8
72, Новомиколаївське	18 – 21.09.09	$\frac{1806}{1815}$	55,0	0,7	86,4	172,8
72, Новомиколаївське	29.09 – 02.10.09	$\frac{1668}{1674}$	55,0	0,7	381,6	230,4
168, Мовчанівське	25 – 27.12.09	$\frac{2853}{3155}$	91,0	9,8	100,8	176,4

Аналіз КВТ у лінійних і напівлогарифмічних координатах свідчить про можливість використання для їх інтерпретації модифікованого методу Хорнера [48, 100, 108].

На рис. 3.1 з метою ілюстрації показано результати вимірювань КВТ для свердловини 164 Мовчанівського НГКР (дата досліджень 12–15.05.2008 р.) у лінійних (а) і напівлогарифмічних (б) координатах.

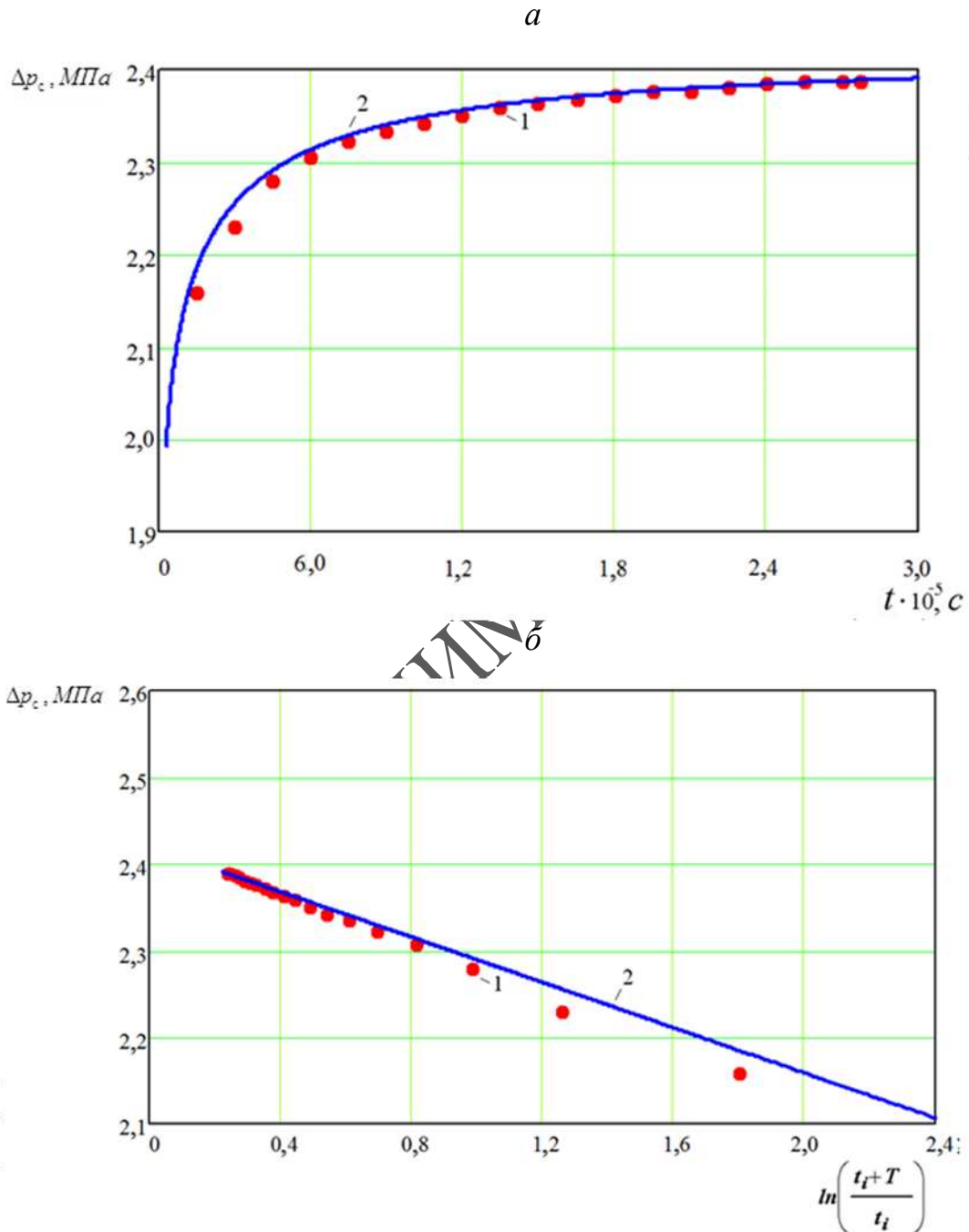


Рисунок 3.1 – КВТ свердловини 164 Мовчанівського НГКР (дата досліджень 12–15.05.2008 р.) у лінійних (а) і напівлогарифмічних (б) координатах: 1 – дані вимірювань, 2 – результати обробки за модифікованим методом Хорнера

З метою ілюстрації інтерпретації гідродинамічних досліджень за КВТ для свердловини 138 Ігнатівського НГКР (дата досліджень 28.11–02.12.2008 р.) на рис. 3.2 показано результати вимірювань КВТ у лінійних (а) і напівлогарифмічних (б) координатах.

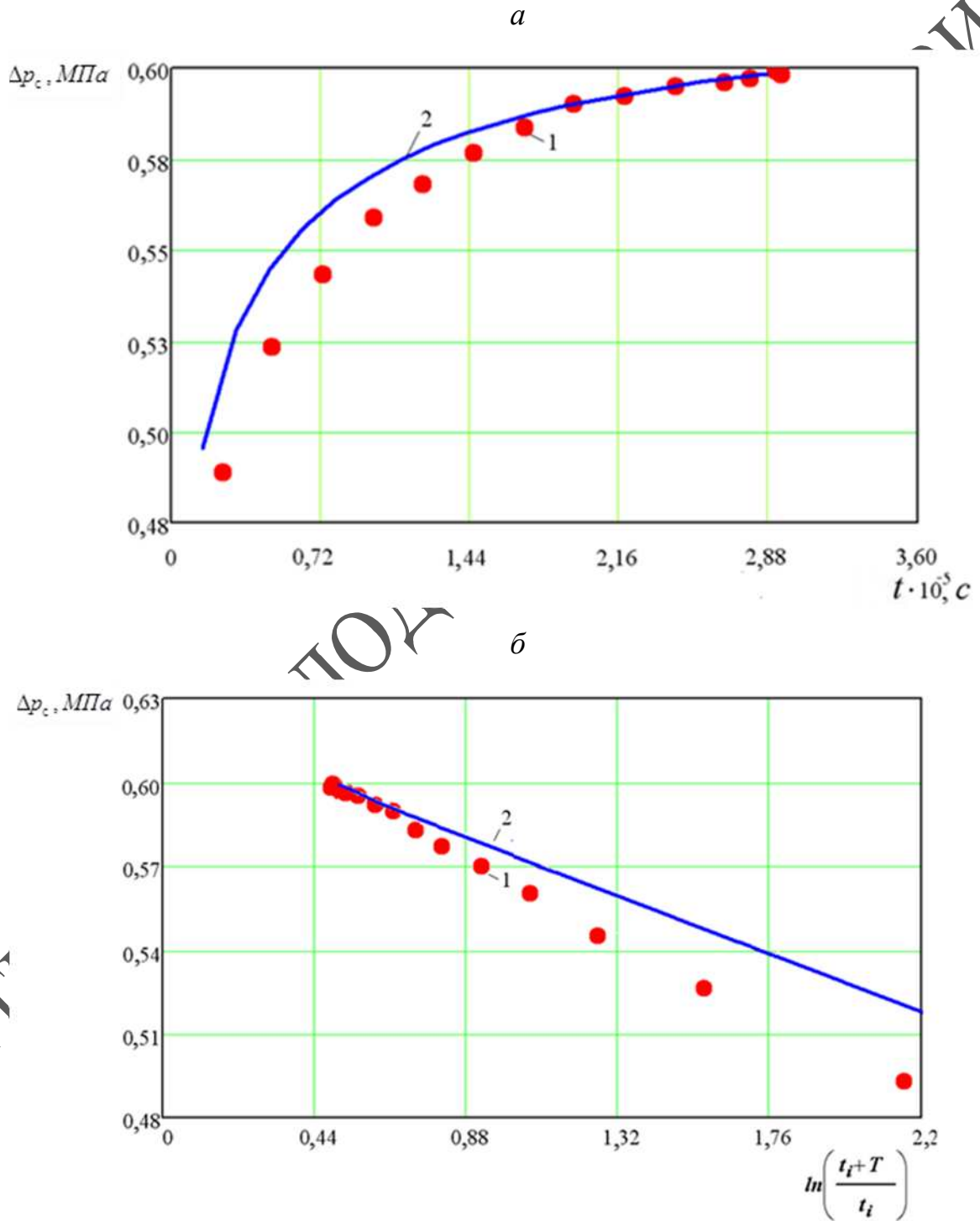


Рисунок 3.2 – КВТ свердловини 138 Ігнатівського НГКР (дата досліджень 28.11–02.12.2008 р.) (позначення аналогічні рис. 3.1)

В табл. 3.2 наведено результати обробки КВТ нафтових свердловин за критерієм функції правдоподібності у відповідності з процедурою (2.2), а також за даними підприємства і демонстраційної версії пакету програм Method [135]. Разом із оцінками параметрів за викладеним методом наведено також їх середньоквадратичні відхилення σ_0 і σ_1 , а для інших методів – відповідно їх відносні похибки δ_0 і δ_1 у порівнянні з базовими (за критерієм функції правдоподібності) оцінками.

Таблиця 3.2 – Порівняльні результати інтерпретації даних гідродинамічних досліджень свердловин деяких НГКР ДДз

Свердловина, НГКР	Дата досліджень	Інтервал перфорації (верх/низ), м	Пропонований метод		Дані підприємства		Пакет програм Method	
			\hat{a}_0	\hat{a}_1	a_0^p	a_1^p	a_0^m	a_1^m
			$\sigma_0 \cdot 10^2$, МПа МПа	$\sigma_1 \cdot 10^2$, МПа МПа	δ_0 , МПа %	δ_1 , МПа %	δ_0 , МПа %	δ_1 , МПа %
129, Ігнатівське	10 – 15.10.07	<u>2367</u> 2390	<u>1,674</u> 0,063	<u>-0,860</u> 0,437	<u>1,670</u> 0,24	<u>-0,860</u> 0	<u>1,620</u> 3,23	<u>-0,812</u> 5,58
164, Мовчанівське	12 – 15.05.08	<u>2910</u> 2949	<u>2,420</u> 0,378	<u>-0,131</u> 1,477	<u>2,420</u> 0	<u>-0,130</u> 0,76	<u>2,350</u> 2,89	<u>-0,161</u> 22,90
129, Ігнатівське	21 – 29.07.08	<u>2367</u> 2390	<u>0,093</u> 0,182	<u>-0,106</u> 0,480	<u>0,090</u> 3,23	<u>-0,110</u> 3,77	<u>0,090</u> 3,23	<u>-0,109</u> 2,83
138, Ігнатівське	22 – 24.11.08	<u>2381</u> 2430	<u>0,175</u> 0,013	<u>-0,110</u> 0,033	<u>0,170</u> 2,86	<u>-0,110</u> 0	<u>0,170</u> 2,86	<u>-0,109</u> 0,91
138, Ігнатівське	25 – 27.11.08	<u>2381</u> 2430	<u>1,595</u> 0,001	<u>-0,196</u> 0,002	<u>1,600</u> 0,31	<u>-0,200</u> 2,04	<u>1,550</u> 2,82	<u>-0,200</u> 2,04
138, Ігнатівське	28.11 – 02.12.08	<u>2381</u> 2430	<u>0,622</u> 0,186	<u>-0,047</u> 0,336	<u>0,620</u> 0,32	<u>-0,050</u> 6,38	<u>0,610</u> 1,93	<u>-0,061</u> 29,79
166, Мовчанівське	26 – 29.06.09	<u>2853</u> 3155	<u>0,907</u> 0,113	<u>-0,093</u> 0,515	<u>0,920</u> 1,43	<u>-0,140</u> 50,54	<u>0,890</u> 1,87	<u>-0,165</u> 77,42
166, Мовчанівське	29.06 – 04.07.09	<u>2853</u> 3155	<u>0,886</u> 0,302	<u>-0,080</u> 0,528	<u>0,890</u> 0,45	<u>-0,080</u> 0	<u>0,860</u> 2,93	<u>-0,083</u> 3,75
72, Новомиколаївське	18 – 21.09.09	<u>1806</u> 1815	<u>10,413</u> 0,649	<u>-0,339</u> 1,298	<u>10,410</u> 0,03	<u>-0,340</u> 0,29	<u>10,130</u> 2,72	<u>-0,330</u> 2,65
72, Новомиколаївське	29.09 – 02.10.09	<u>1668</u> 1674	<u>10,669</u> 3,943	<u>-0,248</u> 3,793	<u>10,630</u> 0,37	<u>-0,220</u> 11,29	<u>10,370</u> 2,80	<u>-0,274</u> 10,48
168, Мовчанівське	25 – 27.12.09	<u>2853</u> 3155	<u>6,782</u> 6,536	<u>-1,492</u> 167,34	<u>6,780</u> 0,03	<u>-1,490</u> 0,13	<u>6,710</u> 1,06	<u>-1,742</u> 16,76

Як видно з табл. 3.2 отримані значення параметрів, які в подальшому є основою для побудови оцінок гідродинамічних параметрів продуктивних пластів, за різними методами з високим ступенем узгоджуються між собою. Так, для свердловини 138 Ігнатівського НГКР (дата дослідження 22–24.11.2008 р.) значення параметрів \hat{a}_0 і \hat{a}_1 за пропонуваним методом відповідно становлять 0,175МПа та -0,110МПа. Стосовно даних підприємства та пакету програм Method значення параметру \hat{a}_0 становить 0,170МПа, а значення параметру \hat{a}_1 відповідно становлять -0,110МПа та -0,109МПа. Виходячи з цього, відносна похибка для параметру \hat{a}_0 складає 2,86%, а для параметру \hat{a}_1 у порівнянні з даними інтерпретації за допомогою пакету програм Method [135] – 0,91%.

Виконані розрахунки для інших свердловин показали, що відносні похибки оцінок параметрів продуктивних пластів за даними підприємства і з допомогою пакету програм Method [135] у порівнянні із пропонуваним методом змінюються в широких межах, а в окремих випадках, досягають високих значень (табл. 3.2). Відмітимо, що більші значення похибок відповідають оцінкам параметра \hat{a}_1 , а похибки оцінок параметрів пластів з використанням пакету Method дещо вищі, ніж за даними підприємства.

В табл. 3.3 наведено результати інтерпретації КВТ за критеріями функції правдоподібності та властивостей матриці коваріацій оцінок параметрів пласта. В табл. 3.3 виділено оптимальні оцінки параметрів пласта. У деяких випадках (св. 129 і 138 Ігнатівська, 25 – 27.11.2008 р.; св. 166 Мовчанівська, 26 – 29.06.2009 р.) оптимальні оцінки \hat{a}_0 та \hat{a}_1 за різними критеріями співпадають. Слід відмітити, що оптимальні оцінки параметрів пласта за виділеними критеріями властивостей матриці коваріацій (A – , D – оптимальність, $\hat{\sigma}_0^2$ та $\hat{\sigma}_1^2$) співпадають і відповідають елементу множини $\vartheta \cap H_0$ з її максимальною потужністю.

Таблиця 3.3 – Результати інтерпретації КВТ за критеріями функції правдоподібності і властивостей матриці коваріацій оцінок параметрів

Свердловина, НГКР	Дата досліджень	\hat{a}_0 , МПа	\hat{a}_1 , МПа	$\hat{\sigma}_v^2$, МПа ²	T	$F_{n-2;n_v-2;\alpha}$	$ O $, МПа ⁴	$n(O)$, МПа ²	σ_a^2 , МПа ²	σ_a^2 , МПа ²
129, Ігнатівське	10 – 15.10.07	1,674	-0,860	$5,170 \cdot 10^{-9}$	1	5,987	$3,287 \cdot 10^{-14}$	$1,948 \cdot 10^{-3}$	$4,018 \cdot 10^{-7}$	$1,908 \cdot 10^{-5}$
		1,682	-0,918	$5,711 \cdot 10^{-7}$	110,5	5,143	$5,448 \cdot 10^{-15}$	$4,315 \cdot 10^{-6}$	$1,001 \cdot 10^{-7}$	$4,215 \cdot 10^{-6}$
164, Мовчанівське	12 – 15.05.08	2,417	-0,117	$2,318 \cdot 10^{-7}$	1,689	5,987	$3,553 \cdot 10^{-11}$	$8,249 \cdot 10^{-4}$	$4,831 \cdot 10^{-5}$	$7,766 \cdot 10^{-4}$
		2,420	-0,131	$1,373 \cdot 10^{-7}$	1	5,143	$7,485 \cdot 10^{-12}$	$2,324 \cdot 10^{-4}$	$1,427 \cdot 10^{-5}$	$2,181 \cdot 10^{-4}$
		2,424	-0,148	$2,042 \cdot 10^{-7}$	1,487	4,157	$2,402 \cdot 10^{-12}$	$9,354 \cdot 10^{-5}$	$6,047 \cdot 10^{-6}$	$8,749 \cdot 10^{-5}$
		2,429	-0,168	$4,368 \cdot 10^{-7}$	3,182	4,534	$9,595 \cdot 10^{-13}$	$4,501 \cdot 10^{-5}$	$3,076 \cdot 10^{-6}$	$4,194 \cdot 10^{-5}$
		2,426	-0,154	$6,170 \cdot 10^{-7}$	4,495	4,387	$4,383 \cdot 10^{-13}$	$2,410 \cdot 10^{-5}$	$1,748 \cdot 10^{-6}$	$2,235 \cdot 10^{-5}$
129, Ігнатівське	21 – 29.07.08	0,093	-0,106	$3,698 \cdot 10^{-8}$	1	5,987	$2,839 \cdot 10^{-13}$	$2,634 \cdot 10^{-5}$	$3,308 \cdot 10^{-6}$	$2,304 \cdot 10^{-5}$
		0,085	-0,085	$5,185 \cdot 10^{-7}$	14,022	5,143	$6,966 \cdot 10^{-14}$	$8,719 \cdot 10^{-6}$	$1,184 \cdot 10^{-6}$	$7,536 \cdot 10^{-6}$
138, Ігнатівське	22 – 24.11.08	0,175	-0,110	$4,247 \cdot 10^{-11}$	1	5,987	$3,921 \cdot 10^{-11}$	$1,273 \cdot 10^{-7}$	$1,784 \cdot 10^{-8}$	$1,094 \cdot 10^{-7}$
		0,165	-0,086	$3,112 \cdot 10^{-7}$	3662,9	5,143	$8,690 \cdot 10^{-12}$	$3,785 \cdot 10^{-8}$	$5,511 \cdot 10^{-9}$	$3,234 \cdot 10^{-8}$
138, Ігнатівське	25 – 27.11.08	1,580	-0,159	$1,001 \cdot 10^{-9}$	1	5,987	$1,820 \cdot 10^{-15}$	$6,451 \cdot 10^{-6}$	$3,051 \cdot 10^{-7}$	$1,620 \cdot 10^{-6}$
		1,590	-0,184	$1,548 \cdot 10^{-7}$	77,295	5,143	$2,650 \cdot 10^{-15}$	$1,925 \cdot 10^{-6}$	$9,979 \cdot 10^{-7}$	$5,453 \cdot 10^{-6}$

ПЕТРУНІЯК В.Ю. ІНЖЕНЕР

Свердловина, НГКР	Дата досліджень	\hat{a}_0 , МПа	\hat{a}_1 , МПа	$\hat{\sigma}_v^2$, МПа ²	T	$F_{n-2;n_v-2;\alpha}$	$ O $, МПа ⁴	$r(O)$, МПа ²	σ_a^2 , МПа ²	σ_a^2 , МПа ²
138, Ігнатівське	28.11 – 02.12.08	0,635	-0,073	$7,818 \cdot 10^{-7}$	2,500	5,987	$1,426 \cdot 10^{-10}$	$1,702 \cdot 10^{-3}$	$3,337 \cdot 10^{-4}$	$1,369 \cdot 10^{-3}$
		0,632	-0,068	$3,946 \cdot 10^{-7}$	1,262	5,143	$2,694 \cdot 10^{-11}$	$4,312 \cdot 10^{-4}$	$8,664 \cdot 10^{-5}$	$3,446 \cdot 10^{-4}$
		0,621	-0,046	$4,487 \cdot 10^{-7}$	1,435	4,757	$4,845 \cdot 10^{-12}$	$9,798 \cdot 10^{-5}$	$2,051 \cdot 10^{-5}$	$7,748 \cdot 10^{-5}$
		0,623	-0,050	$3,556 \cdot 10^{-7}$	1,137	4,534	$1,376 \cdot 10^{-12}$	$3,386 \cdot 10^{-5}$	$7,463 \cdot 10^{-6}$	$2,640 \cdot 10^{-5}$
		0,622	-0,047	$3,127 \cdot 10^{-7}$	1,000	4,387	$5,033 \cdot 10^{-13}$	$1,471 \cdot 10^{-5}$	$3,445 \cdot 10^{-6}$	$1,127 \cdot 10^{-5}$
		0,626	-0,055	$7,379 \cdot 10^{-7}$	2,360	4,284	$2,131 \cdot 10^{-13}$	$7,276 \cdot 10^{-6}$	$1,843 \cdot 10^{-6}$	$5,452 \cdot 10^{-6}$
		0,629	-0,062	$1,475 \cdot 10^{-6}$	4,717	4,207	$9,850 \cdot 10^{-14}$	$3,889 \cdot 10^{-6}$	$1,053 \cdot 10^{-6}$	$2,835 \cdot 10^{-6}$
166, Мовчанівське	26 – 29.06.09	0,907	-0,093	$2,057 \cdot 10^{-9}$	1	5,987	$1,820 \cdot 10^{-14}$	$2,783 \cdot 10^{-5}$	$1,275 \cdot 10^{-6}$	$2,655 \cdot 10^{-5}$
		0,928	-0,189	$7,811 \cdot 10^{-7}$	189,90	5,143	$1,133 \cdot 10^{-15}$	$2,318 \cdot 10^{-6}$	$1,146 \cdot 10^{-7}$	$2,204 \cdot 10^{-6}$
166, Мовчанівське	29.06 – 04.07.09	0,886	-0,080	$2,011 \cdot 10^{-8}$	1	5,987	$1,871 \cdot 10^{-13}$	$3,706 \cdot 10^{-5}$	$9,146 \cdot 10^{-6}$	$2,971 \cdot 10^{-5}$
		0,882	-0,075	$2,575 \cdot 10^{-8}$	1,280	5,143	$3,837 \cdot 10^{-14}$	$1,025 \cdot 10^{-5}$	$2,615 \cdot 10^{-6}$	$7,630 \cdot 10^{-6}$
		0,890	-0,087	$2,523 \cdot 10^{-7}$	12,542	4,757	$1,224 \cdot 10^{-14}$	$4,138 \cdot 10^{-6}$	$1,096 \cdot 10^{-6}$	$3,043 \cdot 10^{-6}$
72, Новомиколаївське	18 – 21.09.09	10,417	-0,347	$9,189 \cdot 10^{-6}$	1,909	5,987	$1,316 \cdot 10^{-9}$	$9,867 \cdot 10^{-4}$	$1,669 \cdot 10^{-4}$	$8,198 \cdot 10^{-4}$
		10,413	-0,339	$4,814 \cdot 10^{-6}$	1	5,143	$2,030 \cdot 10^{-10}$	$2,107 \cdot 10^{-4}$	$4,210 \cdot 10^{-5}$	$1,686 \cdot 10^{-4}$
		10,437	-0,389	$3,543 \cdot 10^{-5}$	7,360	4,757	$4,361 \cdot 10^{-11}$	$6,021 \cdot 10^{-5}$	$1,491 \cdot 10^{-5}$	$4,530 \cdot 10^{-5}$
72, Новомиколаївське	29.09 – 02.10.09	10,669	-0,248	$1,195 \cdot 10^{-6}$	1	5,987	$6,120 \cdot 10^{-11}$	$3,196 \cdot 10^{-4}$	$1,660 \cdot 10^{-4}$	$1,536 \cdot 10^{-4}$
		10,636	-0,216	$5,936 \cdot 10^{-6}$	4,967	5,143	$1,100 \cdot 10^{-11}$	$8,032 \cdot 10^{-5}$	$4,351 \cdot 10^{-5}$	$3,681 \cdot 10^{-5}$
		10,653	-0,232	$8,364 \cdot 10^{-6}$	6,999	4,757	$2,907 \cdot 10^{-12}$	$2,823 \cdot 10^{-5}$	$1,607 \cdot 10^{-5}$	$1,216 \cdot 10^{-5}$
168, Мовчанівське	25 – 27.12.09	6,575	-1,047	$1,135 \cdot 10^{-4}$	1,202	5,987	$4,202 \cdot 10^{-6}$	0,163	0,029	0,134
		6,719	-1,358	$1,068 \cdot 10^{-4}$	1,131	5,143	$9,854 \cdot 10^{-7}$	0,051	$9,635 \cdot 10^{-3}$	0,042
		6,782	-1,492	$9,446 \cdot 10^{-5}$	1	4,757	$3,314 \cdot 10^{-7}$	0,022	$4,272 \cdot 10^{-3}$	0,018
		6,837	-1,607	$1,061 \cdot 10^{-4}$	1,123	4,534	$1,359 \cdot 10^{-7}$	0,011	$2,226 \cdot 10^{-3}$	$8,630 \cdot 10^{-3}$
		6,889	-1,714	$1,389 \cdot 10^{-3}$	14,710	4,387	$6,314 \cdot 10^{-8}$	$5,963 \cdot 10^{-3}$	$1,283 \cdot 10^{-3}$	$4,679 \cdot 10^{-3}$

На рис.3.3 і 3.4 з метою ілюстрації особливостей обробки КВТ показано дані вимірювань і розрахункові результати за аналізованими методами.

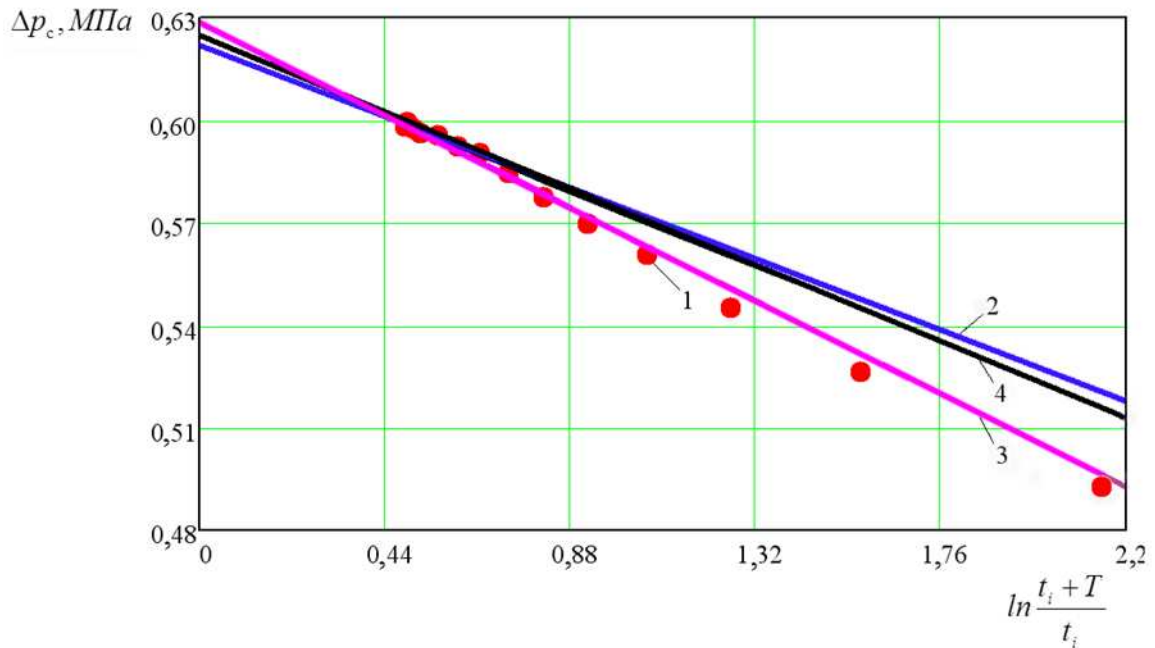


Рисунок 3.3 – Результати обробки КВТ свердловини 138 Ігнатівського НГКР (дата досліджень 28.11 – 02.12.2008р.) за модифікованим методом Хорнера: 1 – дані вимірювань; 2 – пропонувані методи; 3 – дані підприємства; 4 – пакет програм Method [135]

Існуючі відхилення результатів інтерпретації КВТ за порівнюваними і базовими методами зумовлені суб'єктивністю виділення лінійної ділянки залежності (2.4) в діагностичних координатах (2.5).

В табл. 3.4 наведено елементи матриці коваріацій оцінок параметрів пласта та їх середньоквадратичних похибок $\delta_s = \sigma_s / a_s$, $s = \{0, 1\}$ за порівнюваними критеріями для одержаних результатів інтерпретації гідродинамічних досліджень нафтових свердловин. Із цих даних випливає, що оцінки параметрів продуктивних пластів за критеріями властивостей матриці O у деяких випадках зіставляються за точністю з оцінками за критерієм функції правдоподібності (св. 129 Ігнатівське НГКР, дати досліджень 10 – 15.10.2007 р.,

21 – 29.07.2008 р.; 138 Ігнатівське НГКР, дати досліджень 22-24.11.2008 р., 25 – 27.11.2008 р. та ін.).

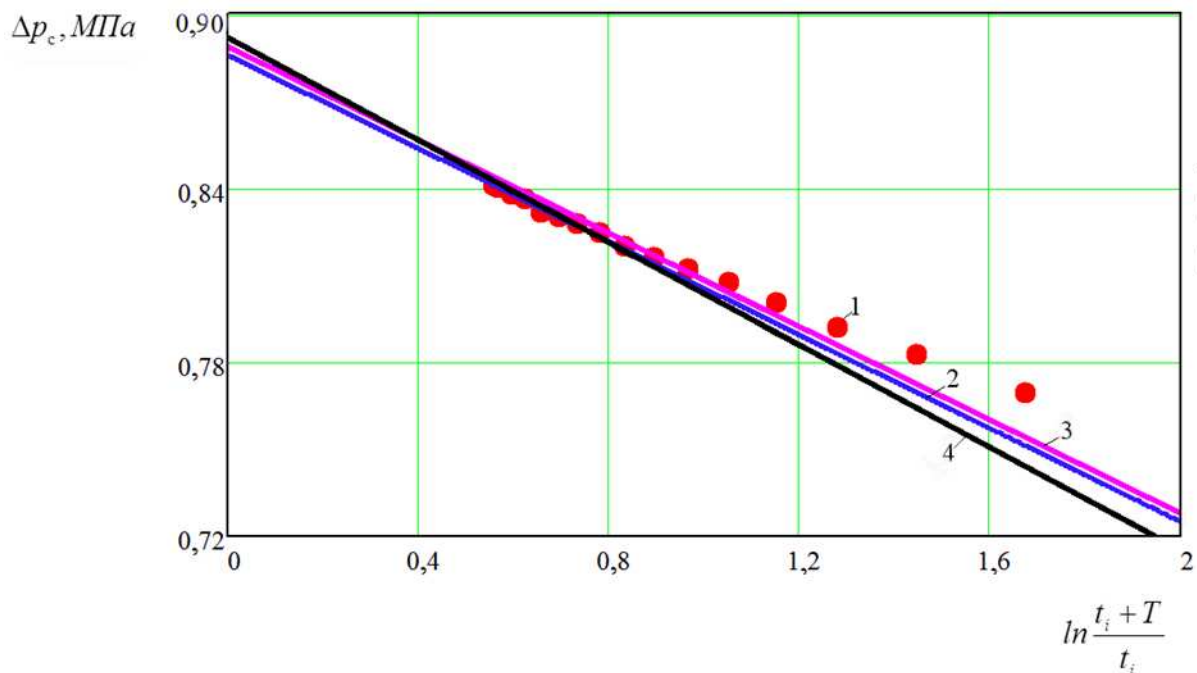


Рисунок 3.4 – Результати обробки КВТ свердловини 166 Мовчанівського НГКР (дата досліджень 29.06 – 04.07.2009 р.) за модифікованим методом Хорнера (позначення аналогічні рис. 3.3)

В окремих випадках оцінки гідродинамічних параметрів за критерієм властивостей матриці коваріацій характеризуються значно вищою точністю, ніж за критерієм функції правдоподібності. Так, наприклад, для свердловини 166 Мовчанівська (29.06 – 04.07.2009 р.) оцінки середньоквадратичних похибок параметрів \hat{a}_0 і \hat{a}_1 для критерію функції правдоподібності складають відповідно 0,34 і 6,58 %, а для критерію властивостей матриці коваріацій – 0,18 і 3,7 %. Це пояснюється особливостями процедури (2.4) і підвищеною кількістю даних для побудови оцінок параметрів пласта.

Таблиця 3.4 – Ефективність оцінки параметрів продуктивних пластів за критеріями функції правдоподібності і властивостей матриці коваріацій

Свердловина, НГКР	Дата досліджень	Критерій функції правдоподібності					Критерій властивостей матриці O				
		$\sigma_0 \cdot 10^4$, МПа	$\sigma_1 \cdot 10^4$, МПа	r_{01}	δ_0 , %	δ_1 , %	$\sigma_0 \cdot 10^4$, МПа	$\sigma_1 \cdot 10^4$, МПа	r_{01}	δ_0 , %	δ_1 , %
129, Ігнатівське	10 – 15.10.07	6,339	43,681	-0,998	0,04	0,51	6,339	43,681	-0,998	0,04	0,51
164, Мовчанівське	12 – 15.05.08	3,777	14,769	-0,999	0,16	1,31	1,754	6,476	-0,996	0,07	3,86
129, Ігнатівське	21 – 29.07.08	18,187	47,995	-0,998	1,96	4,54	18,187	47,995	-0,998	1,96	4,54
138, Ігнатівське	22 – 24.11.08	1,336	3,308	-0,999	0,08	0,03	1,336	3,308	-0,999	0,08	0,03
138, Ігнатівське	25 – 27.11.08	9,999	23,351	-0,999	0,06	1,46	9,999	23,351	-0,999	0,06	1,46
138, Ігнатівське	28.11 – 02.12.08	18,559	33,567	-0,993	0,30	7,11	13,508	23,349	-0,989	0,22	4,28
166, Мовчанівське	26 – 29.06.09	11,290	51,529	-0,999	0,12	5,56	11,290	51,529	-0,999	0,12	5,56
166, Мовчанівське	29.06 – 04.07.09	30,243	52,830	-0,999	0,34	6,58	16,171	27,622	-0,999	0,18	3,70
72, Новомиколаївське	18 – 21.09.09	64,887	129,862	-0,986	0,06	3,83	65,912	60,673	-0,997	0,06	2,81
72, Новомиколаївське	29.09 – 02.10.09	128,822	123,947	-0,999	0,12	4,99	128,822	123,947	-0,999	0,12	4,99
168, Мовчанівське	25 – 27.12.09	653,622	1324,386	-0,998	0,96	8,88	471,789	928,995	-0,996	0,69	5,78

ПЕТРУНІЯК ВОЛОДИМИР ЯРОСЛАВОВИЧ

На рис. 3.5 – 3.7 показано порівняльні результати інтерпретації КВТ за критеріями функції правдоподібності та властивостей матриці коваріацій оцінок параметрів пласта.

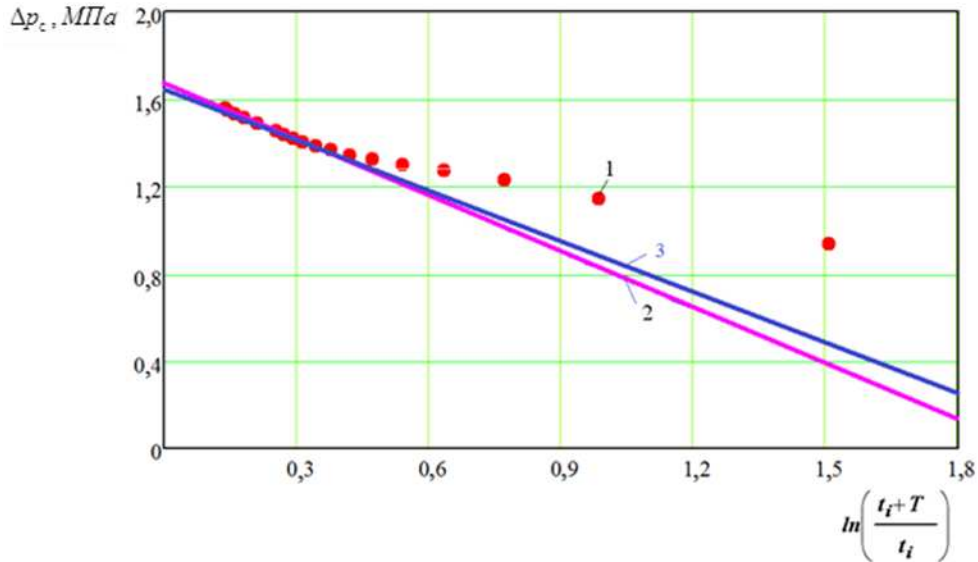


Рисунок 3.5 – Результати обробки КВТ свердловини 129 Ігнатівського НГКР (дата досліджень 10 – 15.10.2007 р.) за модифікованим методом Хорнера: 1 – дані вимірювань; 2 – обробка за критеріями функції правдоподібності; 3 – обробка за властивостями матриці коваріацій

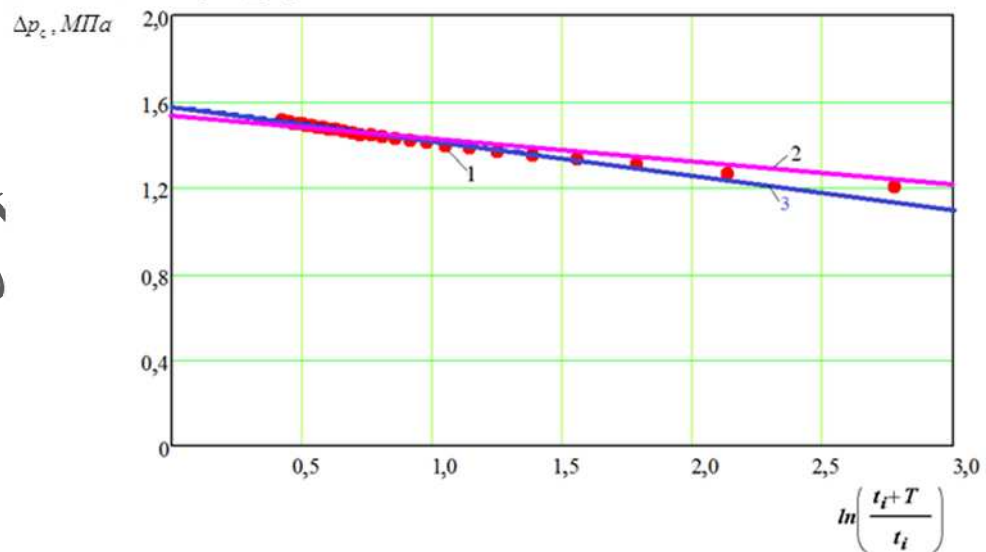


Рисунок 3.6 – Результати обробки КВТ свердловини 138 Ігнатівського НГКР (дата досліджень 25 – 27.11.2008 р.) за модифікованим методом Хорнера (позначення аналогічні рис. 3.5)

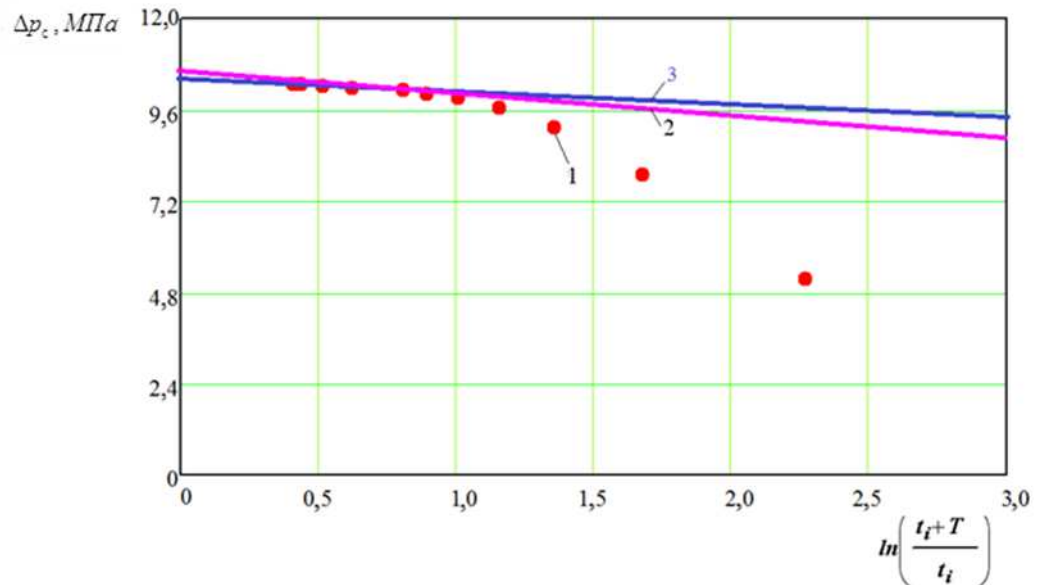


Рисунок 3.7 – Результати обробки КВТ свердловини 72 Помиколаївського НГКР (дата досліджень 18 – 21.09.2009 р.) за модифікованим методом Хорнера (позначення аналогічні рис. 3.5)

Таким чином, одержані результати свідчать про можливість використання запропонованих процедур (2.2) і (2.4) для побудови ефективних оцінок параметрів нафтового пласта за даними вимірювань КВТ [76, 77, 82]. Використання критеріїв функції правдоподібності і на основі властивостей матриці коваріацій оцінок параметрів пласта відкриває нові можливості в інтерпретації гідродинамічних досліджень за КВТ.

3.2 Аналіз результатів інтерпретації гідродинамічних досліджень газових колекторів

Методи інтерпретації гідродинамічних досліджень за КВТ застосовувалася для газових свердловин спільного підприємства «Полтавська газонафтова компанія». Загальні відомості про газові свердловини наведено в табл. 3.5.

Таблиця 3.5 – Загальні відомості про об'єкти досліджень газових свердловин

Свердловина, НГКР	Дата досліджень	Інтервал перфорації (верх/низ), м	T_n , °C	Q_0 , м ³ /с	$T \cdot 10^{-3}$, с	$T_d \cdot 10^{-3}$, с
71, Новомиколаївське	12 – 15.02.09	$\frac{2685}{2697}$	87,0	1,8	237,6	284,4
206, Мовчанівське	27.03.09	$\frac{2439}{2478}$	85,0	3,0	169,2	349,2
206, Мовчанівське	01 – 05.04.09	$\frac{2439}{2478}$	84,0	1,1	32,4	36,0
207, Мовчанівське	17 – 19.04.09	$\frac{2471}{2599}$	90,0	0,8	54,0	21,6
71, Новомиколаївське	04 – 05.06.09	$\frac{1785}{1793}$	60,0	1,0	57,6	100,8
71, Новомиколаївське	07 – 10.06.09	$\frac{1785}{1793}$	60,0	1,3	129,6	284,4
162, Мовчанівське	14 – 22.08.09	$\frac{2430}{2587}$	83,0	0,4	2246,4	648,0
71, Новомиколаївське	12.10.09	$\frac{1785}{1793}$	60,0	1,2	86,4	43,2
205, Мовчанівське	04 – 10.12.09	$\frac{2324}{2345}$	80,0	0,3	284,4	471,6
167, Мовчанівське	20 – 25.02.10	$\frac{2577}{2998}$	89,0	0,1	172,8	410,4
167, Мовчанівське	05 – 08.03.10	$\frac{2577}{2998}$	89,0	1,4	72,0	226,8
73, Новомиколаївське	15 – 18.04.10	$\frac{1937}{1998}$	54,0	0,5	176,4	259,2
205, Мовчанівське	19 – 23.04.10	$\frac{2324}{2345}$	80,0	0,1	72,0	320,4
206, Мовчанівське	28.09 – 08.10.10	$\frac{2439}{2478}$	84,0	0,1	342,0	824,4
28, Мовчанівське	28 – 30.11.10	$\frac{2490}{2610}$	90,0	1,1	180,0	158,4
103, Руденківське	06 – 09.12.10	$\frac{3613}{4634}$	114,5	2,7	100,8	259,2

Продуктивні відклади залягають в інтервалах глибин 1785 – 4634м. Дебіти газу на свердловинах знаходились в межах 0,1 – 3,0м³/с. Час T стабільної роботи свердловин перед зупинкою для запису КВТ становив (32,4 – 2246,4)·10³с, запис КВТ здійснювали на протязі $T_d = (21,6 – 824,4) \cdot 10^3$ с.

Інтерпретація КВТ газових свердловин виконувалась за критеріями функції правдоподібності і властивостей матриці коваріацій оцінок параметрів пласта у відповідності з процедурами (2.2) і (2.4).

Аналіз даних вимірювань КВТ свідчить про можливість використання методу Хорнера (рис. 3.8 а і б).

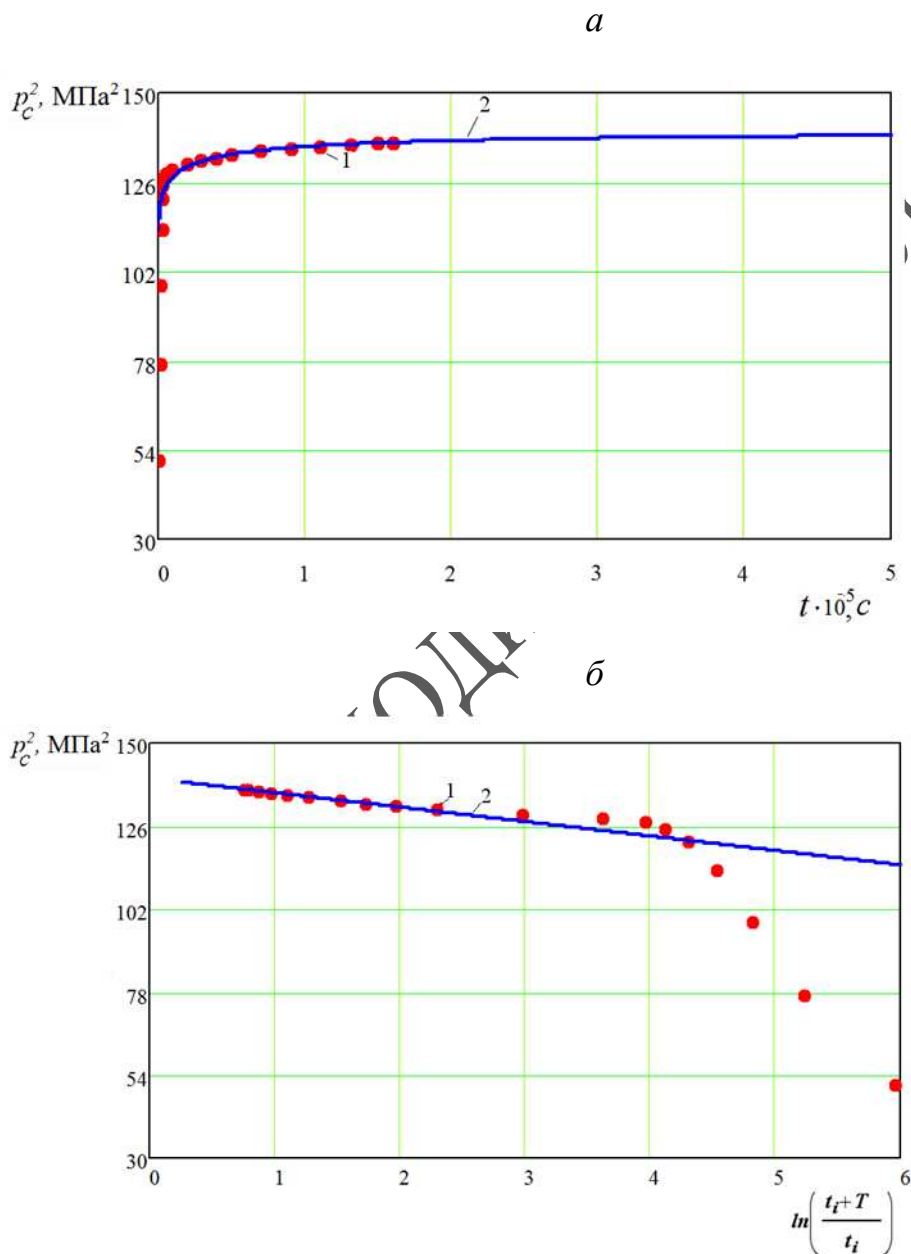


Рисунок 3.8 – КВТ свердловини 28 Мовчанівського НГКР (дата досліджень 28 – 30.11. 2010 р.) у лінійних (а) та напівлогарифмічних (б) координатах. 1 – дані вимірювань, 2 – результати обробки за методом Д.К. Horner

В табл. 3.6 наведено результати обробки КВТ газових свердловин за критерієм функції правдоподібності у відповідності з процедурою (2.2), а також за даними підприємства і демонстраційної версії пакету програм РТ 4.0 [138].

Таблиця 3.6 – Порівняльні результати інтерпретації даних гідродинамічних досліджень газових свердловин на деяких НГКР Дніпровсько-Донецької западини

Свердловина, НГКР	Дата дослід- жень	Інтервал перфо- рації (верх/ низ), м	Пропонований метод		Результати підприємства		Програма РТ 4.0	
			\hat{a}_0 , σ_0 , МПа ² / МПа ²	\hat{a}_1 , σ_1 , МПа ² / МПа ²	a_0^{π} , δ_0 , МПа ² / %	a_1^{π} , δ_1 , МПа ² / %	$a_0^{PT4.0}$, δ_0 , МПа ² / %	$a_1^{PT4.0}$, δ_1 , МПа ² / %
71, Новомиколаївське	12 – 15.02.09	2685 2697	425.034 0,0680	-40.109 0,1000	424.200 0,20	-39.981 0,32	424.195 0,20	-39.981 0,32
206, Мовчанівське	27.03.09	2439 2478	562.628 0,7956	-70.915 0,8574	562.572 0,01	-70.826 0,13	562.591 0,01	-70.825 0,13
206, Мовчанівське	01 – 05.04.09	2439 2478	504.779 1,3756	-99.167 1,0088	505.161 0,08	-100.071 0,91	505.171 0,08	-100.070 0,91
207, Мовчанівське	17 – 19.04.09	2471 2599	675.131 3,0434	-8.868 2,1619	675.131 0	-8.868 0	675.116 0	-8.868 0
71, Новомиколаївське	04 – 05.06.09	1785 1793	329.427 0,0777	-4.563 0,1435	329.427 0	-4.563 0	329.422 0	-4.563 0
71, Новомиколаївське	07 – 10.06.09	1785 1793	331.886 0,8429	-13.241 2,1784	331.886 0	-13.241 0	331.886 0	-13.241 0
162, Мовчанівське	14 – 22.08.09	2430 2587	246.115 0,0860	-66.489 0,0540	246.122 0,01	-66.469 0,03	246.113 0,02	-66.469 0,03
71, Новомиколаївське	12.10.09	1785 1793	268.355 0,0391	-5.977 0,0070	269.132 0,29	-6.133 2,61	269.124 0,29	-6.133 2,61
205, Мовчанівське	04 – 10.12.09	2324 2345	535.558 0,6583	-11.013 1,2971	535.558 0	-11.013 0	535.558 0	-11.013 0
167, Мовчанівське	20 – 25.02.10	2577 2998	356.811 0,5870	-66.333 1,6170	356.576 0,07	-65.688 0,97	356.576 0,07	-65.688 0,97
167, Мовчанівське	05 – 08.03.10	2577 2998	333.647 0,0554	-278.441 0,1947	333.849 0,06	-279.126 0,25	331.786 0,56	-271.903 2,35
73, Новомиколаївське	15 – 18.04.10	1937 1998	309.288 2,7136	-13.545 4,9248	309.560 0,09	-14.035 3,62	309.549 0,08	-14.035 3,62
205, Мовчанівське	19 – 23.04.10	2324 2345	340.702 1,4748	-80.617 6,8210	340.703 0	-80.662 0,06	340.698 0	-80.662 0,06
206, Мовчанівське	28.09 – 08.10.10	2439 2478	283.27 2,7670	-188.508 7,0585	283.351 0,03	-188.745 0,13	283.350 0,03	-188.749 0,13
28, Мовчанівське	28 – 30.11.10	2490 2610	139.807 0,0281	-4.176 0,0349	139.842 0,03	-4.221 1,08	139.831 0,02	-4.221 1,08
103, Руденківське	06 – 09.12.10	3613 4634	1191 0,9110	-225.33 2,5280	1191 0	-225.33 0	1191 0	-225.33 0

Разом із оцінками параметрів за викладеним методом наведено оцінки їх середньоквадратичних відхилень σ_0 , σ_1 параметрів моделі (2.5') пласта, а для

інших методів – відносні їх похибки δ_0 і δ_1 у порівнянні з базовими (за критерієм функції правдоподібності) оцінками.

Відносні середньоквадратичні похибки параметрів σ_0/\hat{a}_0 і σ_1/\hat{a}_1 характеризують адекватність моделі \hat{v} із класу ϑ даним гідродинамічних досліджень, їх оцінки за удосконаленим методом мінімальні та не перевищують відповідно 1 і 10% (виняток становлять тільки оцінки для параметра \hat{a}_1 за даними свердловин 205 і 207 Мовчанівського НГКР та свердловин 71 і 73 Новомиколаївського НГКР – 16,5 і 18,8% та 11,8 і 24,4% відповідно). Очевидно, що оцінки параметрів моделі (2.5') пласта статистично залежні з близькими до – 1 коефіцієнтами кореляцій, і це свідчить про їх тісний лінійний зв'язок.

У табл. 3.6 наведено порівняння результатів оцінювання параметрів моделі (2.5') пласта за методом, наведеним в розділі 2.1, даними підприємства та РТ 4.0 [138].

Оскільки запропоновані методи побудовані із умови максимуму функції правдоподібності, забезпечують мінімальні похибки оцінювання гідродинамічної моделі пласта і відповідають вимогам ефективності, то оцінки параметрів пласта за даними методами прийняті як базові.

На основі аналізу результатів розрахунків, наведених в табл. 3.6, для газових свердловин, на відміну від нафтових, отримано найвищу ступінь узгодження отриманих параметрів.

Так для свердловин 207 Мовчанівського родовища (дата дослідження 17 – 19.04.2009 р.), 71 Новомиколаївського родовища (дата дослідження 04 – 05.06.2009 р. та 07 – 10.06.2009 р.), 205 Мовчанівського родовища (дата дослідження 04 – 10.12.2009 р.) та 103 Руденківського родовища (дата дослідження 06 – 09.12.2010 р.) значення отриманих параметрів \hat{a}_0 і \hat{a}_1 повністю співпадають за трьома методами. Значення максимальних відносних похибок за результатами розрахунків для інших свердловин становлять відповідно 0,29% для параметра \hat{a}_0 та 3,62 % для параметра \hat{a}_1 .

З метою ілюстрації особливостей обробки КВТ на рис. 3.9 – 3.11 показано дані вимірювань і розрахункові результати за аналізованими методами, для яких характерна висока збіжність.

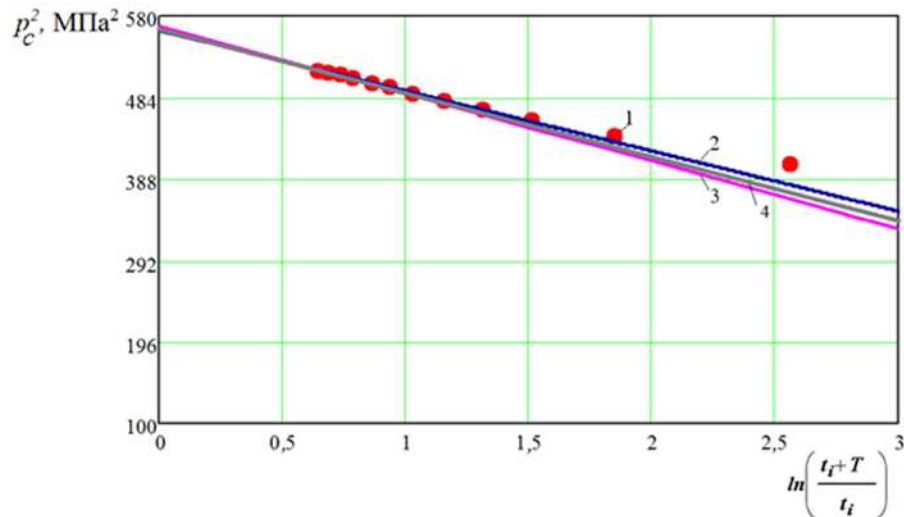


Рисунок 3.9 – Результати обробки КВТ свердловини 206 Мовчанівського НГКР (дата досліджень 27.03.2009 р.) за модифікованим методом Хорнера: 1– дані вимірювань; 2 – пропонуваній метод; 3 – дані підприємства; 4 – програмне забезпечення РТ 4.0

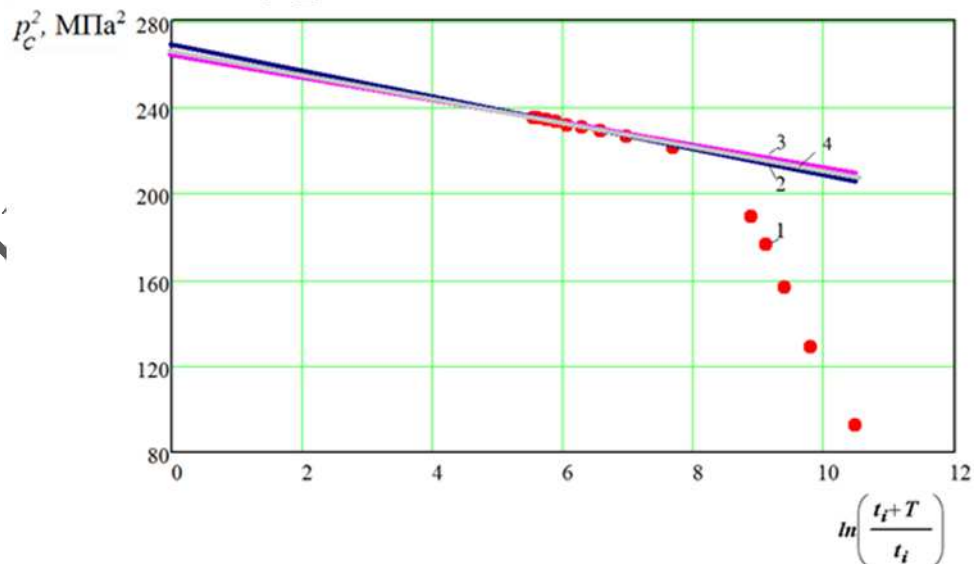


Рисунок 3.10 – Результати обробки КВТ свердловини 71 Новомиколаївського НГКР (дата досліджень 12.10.2009 р.) за методом Хорнера (позначення аналогічні рис. 3.9)

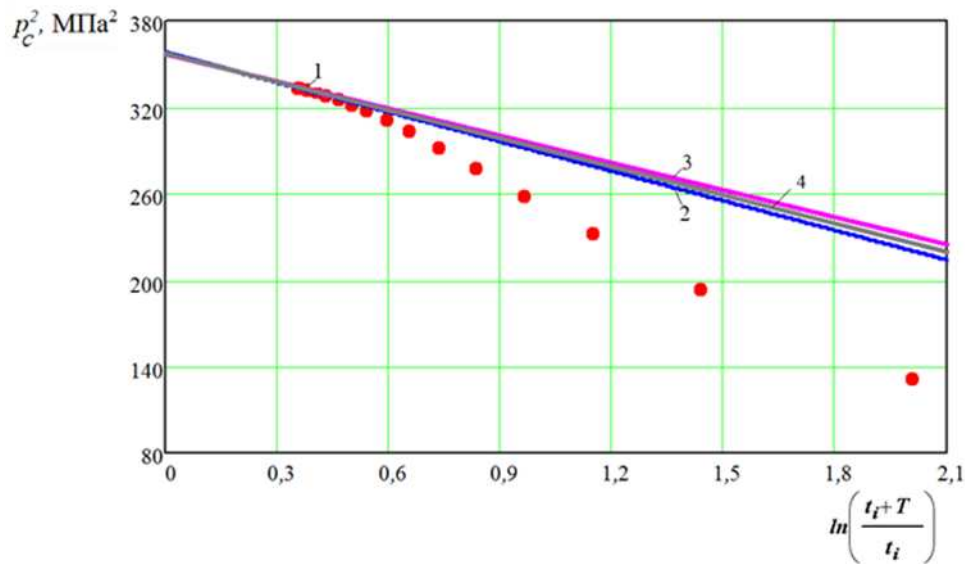


Рисунок 3.11 – Результати обробки КВТ свердловини 167 Мовчанівського НГКР (дата досліджень 20–25.02.2010 р.) за методом Хорнера (позначення аналогічні рис. 3.9)

Існуючі відхилення результатів інтерпретації КВТ газових свердловин за базовою і порівнювальними методами зумовлені особливостями, а в окремих випадках, суб'єктивністю виділення лінійної ділянки залежності (2.5') у діагностичних координатах.

Узгодження результатів обробок гідродинамічних досліджень газових пластів, на відміну від нафтових, пояснюється якістю вихідної інформації та її відповідністю прийнятій гідродинамічній моделі (2.4') інтерпретації експериментальних даних.

В табл. 3.7 наведено порівняльні результати інтерпретації КВТ за критеріями функції правдоподібності і властивостей матриці коваріацій оцінок параметрів пласта. Аналогічно, як для нафтових пластів, оптимальні оцінки параметрів газових пластів за критеріями властивостей матриці коваріацій співпадають і відповідають вибірці множини $\vartheta \cap H_0$ з максимальною потужністю.

В табл. 3.8 аналогічно, як і для нафтових свердловин, наведено елементи матриці коваріацій оцінок параметрів пласта та їх середньоквадратичних

Таблиця 3.7 – Порівняльні результати інтерпретації КВТ за критеріями функції правдоподібності і властивостей матриці коваріацій оцінок параметрів

Свердловина, НГКР	Дата досліджень	\hat{a}_0 , МПа ²	\hat{a}_1 , МПа ²	$\hat{\sigma}_v^2$, МПа ⁴	T	$F_{n-2;n_v-2;\alpha}$	$ O $, МПа ⁸	$tr(O)$, МПа ⁴	σ_a^2 , МПа ⁴	σ_a^2 , МПа ⁴
71, Новомиколаївське	12–15.02.09	424,919	-39,925	$2,377 \cdot 10^{-4}$	1,160	5,987	$3,420 \cdot 10^{-7}$	0,070	0,020	0,050
		425,034	-40,109	$2,049 \cdot 10^{-4}$	1,000	5,143	$5,181 \cdot 10^{-7}$	0,015	$4,630 \cdot 10^{-3}$	0,010
		425,639	-41,036	$8,562 \cdot 10^{-3}$	41,786	4,757	$1,285 \cdot 10^{-7}$	$4,805 \cdot 10^{-3}$	$1,668 \cdot 10^{-3}$	$3,137 \cdot 10^{-3}$
206, Мовчанівське	27.03.09	551,424	-54,597	0,526	1,743	5,987	6,614	96,703	30,973	65,730
		556,505	-62,182	0,478	1,582	5,143	1,905	38,047	12,804	25,243
		559,900	-67,101	0,480	1,589	4,757	0,613	15,764	5,616	10,148
		561,583	-69,476	0,443	1,467	4,534	0,252	8,056	3,039	5,018
		562,572	-70,826	0,399	1,323	4,387	0,111	4,316	1,732	2,584
		562,919	-71,283	0,341	1,131	4,284	0,052	2,401	1,031	1,370
		562,628	-70,915	0,302	1	4,207	0,025	1,367	0,633	0,735
		560,897	-68,824	0,766	2,538	4,147	0,012	0,814	0,407	0,406
207, Мовчанівське	17–19.04.09	558,553	-66,157	1,894	6,274	4,099	$5,751 \cdot 10^{-3}$	0,465	0,255	0,209
		675,131	-8,868	0,166	1,000	5,987	0,258	13,932	9,259	4,672
162, Мовчанівське	14–22.08.09	684,488	-15,708	1,269	7,649	5,143	0,058	4,537	3,137	1,400
		246,115	-66,462	$1,286 \cdot 10^{-3}$	1,870	5,987	$1,915 \cdot 10^{-7}$	0,029	0,020	$8,353 \cdot 10^{-3}$
		246,156	-66,489	$6,878 \cdot 10^{-3}$	1	5,143	$5,009 \cdot 10^{-8}$	0,010	$7,438 \cdot 10^{-3}$	$2,913 \cdot 10^{-3}$
		246,323	-66,596	$2,068 \cdot 10^{-4}$	3,006	4,757	$1,760 \cdot 10^{-8}$	$4,713 \cdot 10^{-3}$	$3,433 \cdot 10^{-3}$	$1,280 \cdot 10^{-3}$
		246,412	-66,652	$2,389 \cdot 10^{-4}$	3,474	4,534	$7,321 \cdot 10^{-9}$	$2,447 \cdot 10^{-3}$	$1,808 \cdot 10^{-3}$	$6,387 \cdot 10^{-4}$
		246,368	-66,624	$2,264 \cdot 10^{-4}$	3,292	4,387	$3,394 \cdot 10^{-9}$	$1,382 \cdot 10^{-3}$	$1,037 \cdot 10^{-3}$	$3,455 \cdot 10^{-4}$
246,040	-66,426	$3,216 \cdot 10^{-3}$	46,776	4,284	$1,691 \cdot 10^{-9}$	$8,257 \cdot 10^{-4}$	$6,289 \cdot 10^{-4}$	$1,697 \cdot 10^{-4}$		

ПЕТРУНЬЯК РОДІОНА ПЕТРОВИЧ

закінчення таблиці 3.7

Свердловина, НГКР	Дата досліджень	σ_v , МПа ²	$\hat{\alpha}_1$, МПа ²	$\hat{\sigma}_v^2$, МПа ⁴	T	$F_{n-2;n_v-2;\alpha}$	$ O $, МПа ⁸	$tr(O)$, МПа ⁴	σ_a^2 , МПа ²	$\sigma_{a_i}^2$, МПа ²
205, Мовчанівське	04 – 10.12.09	534,928	-9,720	$8,358 \cdot 10^{-3}$	2,286	5,987	$4,439 \cdot 10^{-3}$	4,529	0,887	3,642
		535,558	-11,013	$5,400 \cdot 10^{-3}$	1,477	5,143	$1,041 \cdot 10^{-4}$	1,432	0,293	1,139
		536,132	-12,170	$6,047 \cdot 10^{-3}$	1,654	4,757	$3,451 \cdot 10^{-4}$	0,601	0,129	0,472
		535,847	-11,607	$5,726 \cdot 10^{-3}$	1,566	4,534	$1,390 \cdot 10^{-4}$	0,295	0,067	0,228
		535,724	-11,370	$5,964 \cdot 10^{-3}$	1,358	4,387	$6,329 \cdot 10^{-5}$	0,159	0,038	0,121
		535,686	-11,299	$4,195 \cdot 10^{-3}$	1,148	4,284	$3,138 \cdot 10^{-5}$	0,092	0,023	0,069
		535,655	-11,242	$3,656 \cdot 10^{-3}$	1	4,207	$1,643 \cdot 10^{-5}$	0,055	0,015	0,041
		535,550	-11,054	$4,210 \cdot 10^{-3}$	1,152	4,147	$8,934 \cdot 10^{-6}$	0,034	$9,922 \cdot 10^{-3}$	0,024
		535,445	-10,871	$5,171 \cdot 10^{-3}$	1,414	4,099	$4,988 \cdot 10^{-6}$	0,022	$6,763 \cdot 10^{-3}$	0,015
		535,375	-10,755	$5,500 \cdot 10^{-3}$	1,505	4,060	$2,803 \cdot 10^{-6}$	0,014	$4,668 \cdot 10^{-3}$	$9,199 \cdot 10^{-3}$
		535,293	-10,624	$6,601 \cdot 10^{-3}$	1,806	4,027	$1,575 \cdot 10^{-6}$	$8,861 \cdot 10^{-3}$	$3,259 \cdot 10^{-3}$	$5,601 \cdot 10^{-3}$
		535,234	-10,534	$7,115 \cdot 10^{-3}$	1,946	4,000	$8,651 \cdot 10^{-7}$	$5,584 \cdot 10^{-3}$	$2,271 \cdot 10^{-3}$	$3,313 \cdot 10^{-3}$
		535,296	-10,624	$8,104 \cdot 10^{-3}$	2,217	3,976	$4,494 \cdot 10^{-7}$	$3,400 \cdot 10^{-3}$	$1,556 \cdot 10^{-3}$	$1,844 \cdot 10^{-3}$
536,038	-11,606	0,272	74,346	3,956	$2,037 \cdot 10^{-7}$	$1,904 \cdot 10^{-3}$	$1,012 \cdot 10^{-3}$	$8,917 \cdot 10^{-4}$		
167, Мовчанівське	20 – 25.02.10	356,811	-66,333	$1,044 \cdot 10^{-2}$	1	5,987	$9,090 \cdot 10^{-4}$	2,958	0,345	2,613
		355,329	-62,213	$5,034 \cdot 10^{-3}$	4,823	5,143	$1,696 \cdot 10^{-4}$	0,741	0,091	0,650
		357,612	-68,451	0,037	35,286	4,757	$5,126 \cdot 10^{-5}$	0,282	0,037	0,246
73, Новомиколаївське	15 – 18.04.10	309,288	-13,545	0,048	1	5,987	0,394	31,850	7,418	24,432
		304,323	-4,371	0,150	3,103	5,143	0,100	10,950	2,623	8,268
		304,214	-4,175	0,100	2,071	4,757	0,034	4,755	1,230	3,526
		305,390	-6,247	0,104	2,145	4,534	0,014	2,358	0,646	1,712
		305,557	-6,534	0,084	1,737	4,387	$6,224 \cdot 10^{-3}$	1,271	0,370	0,901
		305,403	-6,275	0,071	1,475	4,284	$3,016 \cdot 10^{-3}$	0,724	0,225	0,499
		305,067	-5,735	0,071	1,459	4,207	$1,531 \cdot 10^{-3}$	0,428	0,143	0,285
		304,701	-5,167	0,078	1,613	4,147	$7,985 \cdot 10^{-4}$	0,258	0,093	0,258
		304,395	-4,710	0,085	1,767	4,099	$4,198 \cdot 10^{-4}$	0,157	0,062	0,096
		304,253	-4,509	0,082	1,687	4,060	$2,177 \cdot 10^{-4}$	0,095	0,041	0,054
		311,816	-14,612	17,915	370,515	4,027	$1,074 \cdot 10^{-4}$	0,056	0,027	0,029

Таблиця 3.8 – Ефективність оцінки параметрів продуктивних пластів за критеріями функції правдоподібності і властивостей матриці коваріацій

Свердловина, НГКР	Дата досліджень	Критерій функції правдоподібності					Критерій властивостей матриці O				
		$\sigma_0 \cdot 10^2$, МПа ²	$\sigma_1 \cdot 10^2$, МПа ²	r_{01}	δ_0 , %	δ_1 , %	$\sigma_0 \cdot 10^2$, МПа ²	$\sigma_1 \cdot 10^2$, МПа ²	r_{01}	δ_0 , %	δ_1 , %
71, Новомиколаївське	12 – 15.02.09	6,804	10,057	-0,994	0,02	0,25	6,804	10,057	-0,994	0,02	0,25
206, Мовчанівське	27.03.09	79,538	85,721	-0,973	0,14	1,21	63,831	63,735	-0,962	0,11	0,93
207, Мовчанівське	17 – 19.04.09	304,289	216,157	-0,997	0,45	24,38	304,289	216,157	-0,997	0,45	24,38
162, Мовчанівське	14 – 22.08.09	8,624	5,397	-0,999	0,04	0,08	3,220	1,859	-0,995	0,01	0,03
205, Мовчанівське	04 – 10.12.09	12,229	20,113	-0,986	0,02	1,79	3,945	4,294	-0,918	$7,37 \cdot 10^{-3}$	0,40
167, Мовчанівське	20 – 25.02.10	58,702	161,648	-0,999	0,16	2,44	30,114	80,621	-0,999	0,08	1,3
73, Новомиколаївське	15 – 18.04.10	272,359	494,289	-0,999	0,88	36,49	20,302	23,243	-0,950	0,07	5,15

ПЕТРУНЬЯК ВОЛОДИМИР ЯРОСЛАВОВИЧ

похибок $\delta_s = \sigma_s/a_s$, $s = \{0, 1\}$ за порівнюваними критеріями для одержаних результатів інтерпретації гідродинамічних досліджень газових свердловин.

Для газових свердловин отримано мінімальні значення середньоквадратичних похибок оцінок параметрів пласта. Так, наприклад, для свердловини 206 Мовчанівська (27.03.2009 р.) оцінки середньоквадратичних похибок параметрів \hat{a}_0 і \hat{a}_1 для критерію функції правдоподібності складають відповідно 0,14 і 1,21 %, а для критерію властивостей матриці коваріації – 0,11 і 0,93 %.

Таким чином, апробація моделі [76, 82] обробки даних гідродинамічних досліджень продуктивних газових пластів за КВТ на прикладах методів дотичної і Хорнера підтвердила можливість її використання на деяких НГКР південно-східної частини ДДз.

3.3 Оцінка впливу точності приладу на результати інтерпретації гідродинамічних досліджень

Метод інтерпретації гідродинамічних досліджень за КВТ з урахуванням точності приладу застосовувався для нафтових свердловин. Основні відомості про свердловини наведені у підрозділах 3.1 і 3.2 (табл. 3.1 і 3.3).

Для ілюстрації методу з урахуванням інформації про точність вимірювальних приладів на рис. 3.12 наведено основні результати обробки КВТ за алгоритмами (2.10) і (2.13), а також для стаціонарної некорельованої матриці коваріацій випадкової компоненти.

На рис. 3.13 наведено основні результати обробки КВТ за алгоритмами (2.14) і (2.15), а також за результатами за даними обробки, описаної у розділі 2.2 (процедура 2.6).

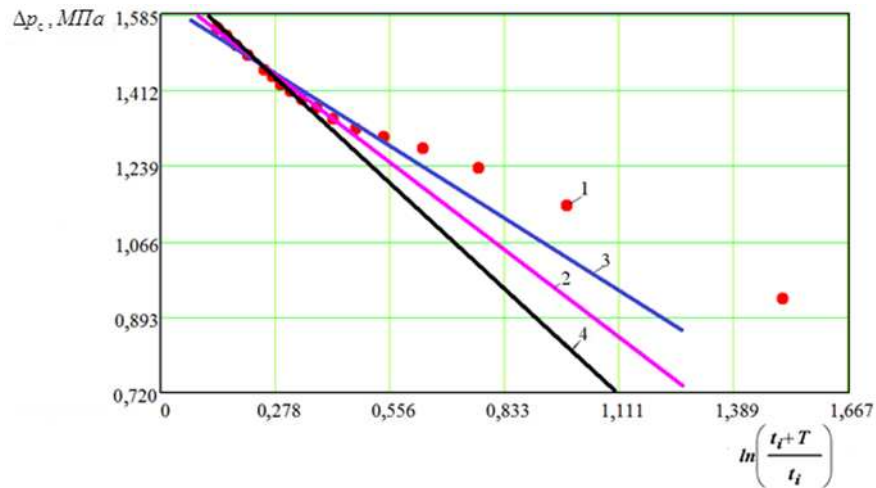


Рисунок 3.12 – Результати обробки КВТ свердловини 129 Ігнатівського НГКР (дата досліджень 10 – 15.10.2007 р.): 1 – дані вимірювань; 2 – результати інтерпретації за (2.10); 3 – результати інтерпретації за (2.13); 4 – результати інтерпретації за (2.5)

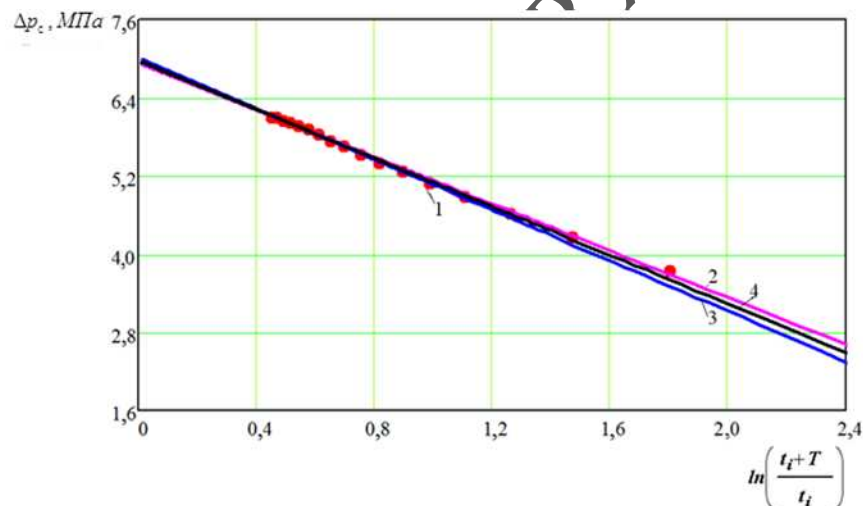


Рисунок 3.13 – Результати обробки КВТ свердловини 168 Мовчанівського НГКР (дата досліджень 25 – 27.12.2009 р.): 1 – дані вимірювань; 2 – результати інтерпретації за (2.14); 3 – результати інтерпретації за (2.15); 4 – результати інтерпретації за (2.6)

В табл. 3.9 наведено основні результати обробки КВТ за алгоритмами (2.10) і (2.13) та (2.14) і (2.15), а також для стаціонарної некорельованої матриці коваріацій випадкової компоненти за даними обробки, описаної у розділі 2.2 (процедура 2.6).

Таблиця 3.9 – Результати обробки КВТ нафтових продуктивних пластів

Свердловина, НГКР	Дата досліджень	$\sigma_0^2 \cdot 10^4$, МПа ²	\hat{a}_0 , МПа	\hat{a}_1 , МПа	$\sigma_v^2 \cdot 10^5$, МПа ²	$ O $, МПа ⁴	tr(O), МПа ²	σ_a^2 , МПа ²	σ_{a1}^2 , МПа ²	δ_0 , %	δ_1 , %	
129, Ігнатівське	10 – 15.10.07	0,274	1,615	-0,597	40,04	$1,598 \cdot 10^{-8}$	$9,780 \cdot 10^{-4}$	19,01	0,010	0,030	0,64	4,90
		0,274	1,645	-0,721	9,95	$4,114 \cdot 10^{-8}$	$2,121 \cdot 10^{-3}$	3,997	0,013	0,044	0,79	6,10
		–	1,674	-0,860	5,17	–	–	–	–	–	0,10	5,00
72, Новомико- лаївське	29.09 – 02.10.09	0,274	10,637	-0,306	22,36	$9,053 \cdot 10^{-6}$	$8,114 \cdot 10^{-4}$	4,9	0,023	0,016	0,22	5,30
		0,274	10,569	-0,248	0,120	$3,212 \cdot 10^{-6}$	0,073	0,004	0,195	0,188	1,80	7,54
		–	10,669	-0,248	0,120	–	–	–	–	–	0,12	5,00
168, Мовчанівське	25 – 27.12.09	0,274	6,975	-1,891	29,86	$5,867 \cdot 10^{-9}$	$5,064 \cdot 10^{-4}$	14,16	0,014	0,018	0,20	0,95
		0,274	6,782	-1,492	9,446	$2,784 \cdot 10^{-6}$	0,063	1,035	0,111	0,225	1,60	15,1
		–	6,782	-1,492	9,446	–	–	–	–	–	1,00	9,00

ПЕТРУНЬЯК ВОЛОДИМИР ЯРОСЛАВОВИЧ

В табл. 3.10 наведено порівняльні результати обробки даних гідродинамічних досліджень продуктивних пластів деяких НГКР.

Таблиця 3.10 – Порівняльні результати інтерпретації даних гідродинамічних досліджень свердловин деяких НГКР

Свердловина НГКР	Дата дослідження	Інтервал перфорації (верх/низ), м	Пропонований метод		Процедура (2.6)	
			$\frac{\hat{a}_0}{\delta_0}$, МПа	$\frac{\hat{a}_1}{\delta_1}$, МПа	$\frac{a_0}{\delta_0}$, МПа	$\frac{a_1}{\delta_1}$, МПа
			%	%	%	%
129, Ігнатівське	10 – 15.10.07	2367	$\frac{1,615}{0,64}$	$\frac{-0,597}{4,90}$	$\frac{1,674}{3,65}$	$\frac{-0,860}{44,05}$
		2390	$\frac{1,645}{0,79}$	$\frac{-0,721}{5,10}$	$\frac{1,674}{1,76}$	$\frac{-0,860}{19,28}$
72, Новомиколаївське	29.09 – 02.10.09	1668	$\frac{10,637}{0,22}$	$\frac{-0,306}{5,30}$	$\frac{10,669}{0,30}$	$\frac{-0,248}{18,95}$
		1674	$\frac{10,569}{1,80}$	$\frac{-0,248}{7,54}$	$\frac{10,669}{0,95}$	$\frac{-0,248}{-}$
168, Мовчанівське	25 – 27.12.09	2853	$\frac{6,975}{0,20}$	$\frac{-1,891}{0,95}$	$\frac{6,782}{2,767}$	$\frac{-1,492}{21,10}$
		3155	$\frac{6,782}{1,60}$	$\frac{-1,492}{15,1}$	$\frac{6,782}{-}$	$\frac{-1,492}{-}$

Аналіз даних табл. 3.10 показує, що відносні похибки оцінок параметрів продуктивних пластів за алгоритмами (2.10) та (2.13) не перевищують 2% (виключення складає тільки оцінка \hat{a}_1 за даними свердловини 129 Ігнатівського НГКР, дата досліджень 10 – 15.10.2007 р. – 19,28 %).

Відносні похибки оцінок параметрів продуктивних пластів за алгоритмами (2.14) та (2.15) змінюються в широких межах, а, в окремих випадках, досягають високих значень. Відзначено, що більші значення похибок відповідають оцінкам параметра \hat{a}_1 .

Наведені результати свідчать про доцільність використання у методах обробки КВТ інформацію про точність вимірювальних приладів. Це дає змогу в рамках загальної моделі застосовувати нові ідеї в алгоритмах інтерпретації даних гідродинамічних досліджень на неусталених режимах фільтрації з метою підвищення точності оцінок параметрів пласта, що має важливе прикладне

значення (оцінка ефективності технології дії на привибійну зону пласта, прийняття рішень за результатами статистичного моделювання технологій інтенсифікації видобування вуглеводнів тощо).

3.4 Застосування логарифмічної похідної D. Bourdet для інтерпретації досліджень продуктивних пластів

Удосконалений метод інтерпретації гідродинамічних досліджень свердловин із застосуванням логарифмічної похідної D. Bourdet застосовувався для деяких нафтових свердловин, загальна характеристика яких наведена в табл. 3.11.

Таблиця 3.11 – Загальні відомості про об'єкти досліджень

Свердловина, НГКР	Дата досліджень	Інтервал перфорації (верх/низ), м	$T_p, ^\circ\text{C}$	$\rho, \text{кг/м}^3$	$Q \cdot 10^4, \text{м}^3/\text{с}$	$T \cdot 10^{-3}, \text{с}$	$T_d \cdot 10^{-3}, \text{с}$
164, Мовчанівське	12 – 15.05.08	$\frac{2910}{2949}$	90,0	753	19,8	63,8	277,2
138, Ігнатівське	28.11. – 02.12.08	$\frac{2381}{2430}$	85,0	816	9,4	183,6	295,2
166, Мовчанівське	26 – 29.06.09	$\frac{2853}{3155}$	90,0	812	30,5	64,8	270,0
72, Новомиколаївське	18 – 21.09.09	$\frac{1806}{1815}$	55,0	825	0,7	86,4	172,8
72, Новомиколаївське	29.09 – 02.10.09	$\frac{1668}{1674}$	55,0	785	0,7	381,6	230,4

Дебіти свердловин коливалися в межах $(0,7 - 30,5)10^{-4} \text{ м}^3/\text{с}$. Час роботи свердловин перед зупинкою для зняття КВТ становив $(63 - 381,6)10^3 \text{ с}$. Продуктивні відклади залягають в інтервалі глибин 1668 – 3155м. Для пластів з покращеними фільтраційними властивостями час відновлення тиску становив $(172 - 295,2) \cdot 10^3 \text{ с}$.

В табл. 3.12 наведено результати оцінок параметрів продуктивних пластів за допомогою пакетів програм Method [135] та PT4.0 [138], а також оцінки відносних похибок параметрів a_0 та a_1 в порівнянні з критеріями функції

правдоподібності (δ_0 і δ_1) і показників властивостей матриці коваріації (δ_0^k і δ_1^k) відповідно.

Таблиця 3.12 – Порівняльні результати інтерпретації даних гідродинамічних досліджень свердловин деяких НГКР Дніпровсько-Донецької западини

Свердловина, НГКР	Дата досліджень	Пакет програм Method [7]						Пакет програм PT4.0 [8]					
		\hat{a}_0 , МПа	\hat{a}_1 , МПа	δ_0 , %	δ_1 , %	δ_0^k , %	δ_1^k , %	\hat{a}_0 , МПа	\hat{a}_1 , МПа	δ_0 , %	δ_1 , %	δ_0^k , %	δ_1^k , %
164, Мовчанівське	12 – 15.05.08	2,42	0,13	0,12	5,11	0,12	21,7	2,43	0,17	0,58	22,6	0,33	1,2
138, Ігнатівське	28.11. – 02.12.08	0,62	0,05	2,36	31,51	2,21	27,5	0,62	0,05	2,05	31,5	1,89	27,5
166, Мовчанівське	26 – 29.06.09	0,92	0,14	4,31	18,13	6,73	38,6	0,88	0,09	0,11	50,3	2,20	15,8
72, Новомиколаївське	18 – 21.09.09	10,41	0,34	0,42	165,6	1,57	16,9	10,31	0,40	1,38	215	2,52	1,5
72, Новомиколаївське	29.09 – 02.10.09	10,63	0,22	0,37	11,29	0,75	22,3	10,65	0,29	0,14	16,1	0,52	1,8

Дані табл. 3.12 вказують на незначні максимальні похибки в оцінках параметра a_0 за допомогою пакету PT4.0 (для критеріїв функції правдоподібності 2,05% і показників властивостей матриці коваріації 2,52%) і Method (відповідно 4,31 і 6,73%). Максимальні похибки в оцінках параметра a_1 за допомогою цих пакетів доволі значні: Method для критеріїв функції правдоподібності 165,63% і показників властивостей матриці коваріації 38,61%, PT4.0 відповідно 214,84 і 27,54%.

З метою ілюстрації запропонованого методу на рис. 3.14 показано результати обробки КВТ із застосуванням логарифмічної похідної D. Bourdet свердловини 166 Мовчанівського родовища.

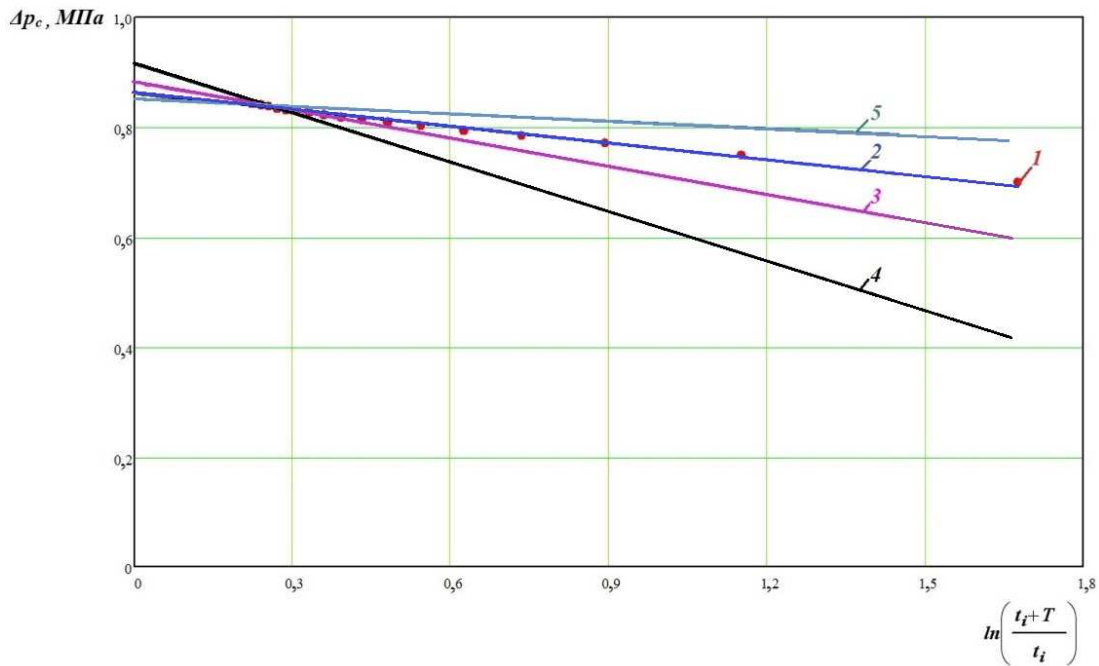


Рисунок 3.14 – КВТ свердловини 166 Мовчанівського НГКР (дата дослідження 26 – 29.06.2009 р.) у напівлогарифмічних координатах: 1 – дані вимірювань; 2, 3 – результати обробки КВТ за допомогою критеріїв максимуму функції правдоподібності і показників властивостей матриці коваріації оцінок пласта; 4, 5 – результати обробки КВТ по даним пакетів програм Method [135] і PT 4.0 [138]

Таким чином, статистична інтерпретація КВТ за допомогою моделі (2.1) при дослідженні продуктивних пластів високоточними глибинними манометрами дозволяє застосовувати метод похідної D. Bourdet [107, 118]. В даному випадку на основі аналізу КВТ діагностують характерні ділянки руху рідини і в поєднанні з процедурами (2.16) чи (2.17) оцінюють параметри продуктивного пласта.

Висока точність оцінки параметрів пласта досягається за допомогою критеріїв на основі показників властивостей матриці коваріації $O(\hat{a}_v)$.

Іншою важливою особливістю моделі (2.1) є можливість побудови матриці коваріації $O(\hat{a}_v)$ статистичних оцінок параметрів продуктивного пласта. В прикладному аспекті останнє визначає довірчі інтервали оцінок

параметрів пласта, формулювання і перевірку статистичних гіпотез, застосування статистичної моделі прийняття рішень.

Висновки до розділу 3

Апробація запропонованих методів інтерпретації КВТ нафтових і газових свердловин деяких родовищ південно-східної частини ДДз показала їх інформаційну ефективність для побудови оцінок гідродинамічної моделі та параметрів продуктивних пластів. Використання критерію максимуму функції правдоподібності або мінімуму трансформованої нев'язки забезпечує вибір найбільш адекватної гідродинамічної моделі продуктивного пласта та побудову ефективних оцінок його параметрів.

Аналіз результатів інтерпретації КВТ нафтових свердловин за критерієм функції правдоподібності вказує на те, що відносні середньоквадратичні похибки оцінок параметра \hat{a}_0 не перевищують 2% і параметра \hat{a}_1 – 11%. Для газових свердловин відносні середньоквадратичні похибки оцінок параметрів \hat{a}_0 та \hat{a}_1 значно менші і не перевищують відповідно 1% та 5%, виняток становлять свердловини 207 Мовчанівського НГКР та 73 Новомиколаївського НГКР. Порівняльний аналіз оцінок цих параметрів за методами, що застосовуються на підприємстві та пакетів програм Method [135] і РТ4.0 [138] свідчить про такі максимальні похибки оцінок параметра \hat{a}_0 (для нафтових свердловин 3,23%, газових свердловин 0,56 %) та \hat{a}_1 (для нафтових свердловин 77,42%, газових свердловин 3,62%). Слід відзначити, що результати інтерпретації КВТ газових свердловин за пропонованим та аналізованими методами відрізняються статистично незначущо. Насамперед це пов'язано з якістю вихідної інформації та її відповідності прийнятій моделі.

Врахування інформації про точність приладу дало змогу в рамках загальної моделі застосовувати нові ідеї в алгоритмах інтерпретації даних гідродинамічних досліджень на неусталених режимах фільтрації – використанні критеріїв властивостей матриці коваріацій оцінок параметрів пласта

(A-, D-оптимальності, σ_0^2, σ_1^2). Обробка КВТ показала, що оцінки параметрів пласта за цими критеріями співпадають і характеризуються високою точністю.

Статистична інтерпретації КВТ за допомогою моделі з використанням логарифмічної похідної D. Bourdet дозволяє діагностувати характерні ділянки руху рідини і оцінити колекторські властивості продуктивних пластів. Аналіз результатів досліджень з використанням похідної D. Bourdet у порівнянні з іншими даними вказує на високу точність оцінок параметрів \hat{a}_0 і \hat{a}_1 .

ПЕТРУНЬК ВОЛОДИМИР ЯРОСЛАВОВИЧ

РОЗДІЛ 4

АПРОБАЦІЯ МЕТОДІВ ІНТЕРПРЕТАЦІЇ ГІДРОДИНАМІЧНИХ
ДОСЛІДЖЕНЬ ПРОДУКТИВНИХ ПЛАСТІВ НА РОДОВИЩАХ
ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ

4.1 Розробка рекомендацій для інтерпретації гідродинамічних досліджень продуктивних пластів

На даний час, як відзначалось у розділі 1, існує значна кількість методів інтерпретації гідродинамічних досліджень продуктивних пластів за КВТ [18, 24, 32, 100, 108], кожна з яких застосовується для відповідних умов та має певні переваги і недоліки. Виділяють методи інтерпретації для свердловин, які експлуатувались тривалий час перед зняттям КВТ [21, 24, 32]; для свердловин, час роботи яких до зупинки зіставляється з часом відновлення тиску [25, 46, 58]; існують методи, які враховують або не враховують приплив у свердловину після її зупинки [25, 32, 46, 106]. На даний час у світовій практиці широко використовують метод логарифмічної похідної D. Bourdet [58, 118, 119, 122, 123].

За результатами інтерпретації КВТ оцінюють фільтраційні характеристики колекторів:

гідро- або газопровідність;

пластовий тиск;

проникність;

скін-ефект;

приведений радіус свердловини та інші параметри.

В основу розглянутих методів інтерпретації КВТ покладено оцінки параметрів a_0 і a_1 . Точність оцінки цих параметрів визначає достовірність інформації про характеристики колекторів досліджуваних свердловин.

Для побудови оцінок гідродинамічних параметрів пласта важливе значення має якість вихідної інформації, а саме:

точність визначення дебіту газу чи нафти;

фізичні властивості досліджуваних вуглеводнів – в'язкість, коефіцієнт стисливості, об'ємний коефіцієнт;

термобаричні умови – тиск і температура;

інформація про стан колектора – коефіцієнт відкритої пористості, коефіцієнт нафтогазонасиченості, ефективна товщина пласта тощо.

Важливим етапом є промислове випробування можливості застосування розроблених методів інтерпретації гідродинамічних досліджень продуктивних пластів з метою використання результатів для:

побудови оцінок колекторських властивостей продуктивних пластів;

визначення оптимальних параметрів роботи експлуатаційних свердловин;

прийняття рішень щодо проведення інтенсифікаційних робіт для підвищення продуктивних характеристик пластів;

використання уточнених колекторських властивостей продуктивних пластів в гідродинамічному моделюванні процесів розробки, а саме: уточнення оцінок запасів вуглеводнів та обґрунтування коефіцієнтів їх вилучення, контролю та регулювання процесу розробки тощо.

За результатами виконаних досліджень [75, 76, 77, 78, 79] розроблено і затверджено рекомендації для інтерпретації результатів гідродинамічних досліджень продуктивних пластів методом КВТ (додаток А). У рекомендаціях наведено загальні відомості про методи інтерпретації КВТ, в межах запропонованої моделі (2.1) описано процедури побудови оцінок гідродинамічних параметрів продуктивного пласта без урахування інформації про точність вимірювальних приладів (2.2) і (2.4), а також з урахуванням цієї інформації (2.3), (2.5) і (2.6). Розглянуто особливості статистичної інтерпретації КВТ з використанням логарифмічної похідної D. Bourdet. Наведено типові приклади використання результатів інтерпретації гідродинамічних досліджень у відзначених задачах.

Для реалізації процедур оцінювання гідродинамічних параметрів продуктивних пластів (2.2) – (2.6) розроблено програми у середовищах Mathcad і MS Excel.

4.2 Використання результатів інтерпретації гідродинамічних досліджень в задачах оцінки ефективності технологічних заходів

У прикладному аспекті запропонований метод інтерпретації гідродинамічних досліджень продуктивних пластів апробовано у задачах оцінки ефективності технологічних заходів з метою підвищення продуктивності свердловин – соляно-кислотних обробок привибійних зон свердловин тощо.

Для цього проводились гідродинамічні дослідження свердловини методом КВТ до і після проведення інтенсифікаційних робіт. Інтерпретація даних гідродинамічних досліджень продуктивних пластів зводиться до побудови статистичних оцінок параметрів пласта, формулювання і перевірки відповідних статистичних гіпотез, моделювання гідродинамічних процесів під час реалізації технології активної дії на пласт, а в окремих випадках – побудови статистичних моделей прийняття рішень.

Оцінки параметрів моделі (2.12) за результатами вимірювань КВТ статистично залежні з матрицею коваріацій [77, 82]

$$O \equiv \begin{vmatrix} \sigma_0^2 & r_{01}\sigma_0\sigma_1 \\ r_{01}\sigma_0\sigma_1 & \sigma_1^2 \end{vmatrix} = (\phi'(t)C^{-1}\phi'^T(t))^{-1}, \quad (4.1)$$

де σ_0^2, σ_1^2 – оцінки дисперсій відповідно параметрів a_0 та a_1 ;

r_{01} – оцінка коефіцієнта кореляції між цими параметрами;

$\phi'(t), \phi'^T(t)$ – матриця похідних за оцінюваними параметрами пласта і транспонована до неї матриця;

C – матриця коваріацій випадкової компоненти в задачі обробки даних гідродинамічних досліджень.

З довірчою ймовірністю α еліпсоїд оцінок параметрів моделі (2.12)

задається нерівністю [40]

$$(a - \hat{a})^T O^{-1} (a - \hat{a}) < F_{q;n-q;\alpha}, \quad (4.2)$$

де $F_{q;n-q;\alpha}$ – квантиль F -розподілу зі ступенями вільностей q та $n - q$;

q – розмірність вектора параметрів моделі (2.12).

Статистичні оцінки складових параметрів a_0 і a_1 пласта (гідропровідність kh/μ , проникність k і т.п.) будуються з використанням залежностей виду (2.15) – (2.23) та інших з урахуванням інформації про закони і параметри розподілу вхідних відомих величин.

У загальному випадку за різних законів розподілу відомих величин для побудови статистичних оцінок складових параметрів β використовують методи статистичного моделювання або Монте-Карло [39]. Нехай вектор складових параметрів пласта подається із (2.15) – (2.23) і т.п. у вигляді

$$\beta = \beta(\lambda, \zeta, \xi), \quad (4.3)$$

де λ – точно відомі величини;

ζ – неточно відомі статистично незалежні величини;

ξ – неточно відомі статистично залежні величини.

Тоді алгоритм побудови статистичних оцінок β зводиться до моделювання випадкових величин ζ та ξ , формування вибірок складових параметрів пласта і побудові їх статистичних оцінок.

Наявність статистичної інформації потребує формулювання і перевірки статистичних гіпотез, а в окремих випадках – побудови статистичних моделей прийняття рішень [20, 77, 80, 82]. Найбільш пріоритетними є статистичні гіпотези про векторні оцінки параметрів виду

$$H_0 : a = a_* \text{ та } H_0 : a = b,$$

де a, b – вектори параметрів пласта;

a_* – деякий фіксований вектор параметрів пласта.

Перша з цих гіпотез перевіряється з допомогою статистики [82]

$$K = (\hat{a} - a_*)^T O^{-1} (\hat{a} - a_*) < F_{q;n-q;\alpha}, \quad (4.4)$$

яка відповідає F – розподілу.

Для перевірки гіпотези $H_0: a = b$ може бути використаний критерій відношень функцій правдоподібності [20]

$$K = \frac{L(a)}{L(b)} < c, \quad (4.5)$$

де $L(a)$, $L(b)$ – функції правдоподібності;

c – параметр, який приймається залежно від довірчої ймовірності α критерія перевірки гіпотези.

Перевірка статистичних гіпотез (4.4) і (4.5) із заданою довірчою ймовірністю забезпечує обґрунтування суджень щодо ефективного впливу тих чи інших методів дії на привибійну зону пласта.

Більш важливим є використання статистичної інформації в задачах прийняття рішень, які є узагальненням оцінювання параметрів, їх інтервалів надійності, формулювання і перевірки статистичних гіпотез тощо.

В задачах прийняття рішень вводиться в явному вигляді (грошовому або умовному) числова функція (функція втрат) наслідків, що виникають в результаті кожної дії у заданих умовах [80]. Наявність інформації про статистичні оцінки параметрів допускає побудову ймовірнісного простору можливих станів колекторських властивостей продуктивного пласта, що забезпечує достовірність моделювання гідродинамічних процесів і побудови функції втрат під час реалізації технології дії на привибійну зону пласта. Функція втрат відображає ситуації, які виходять за межі оцінювання гідродинамічних параметрів пласта і перевірки статистичних гіпотез.

Наведені рекомендації використовували для оцінки та аналізу ефективності дії на привибійну зону продуктивних пластів родовищ південно-східної частини ДДз.

Нижче як ілюстрація розглядаються результати інтерпретації даних гідродинамічних досліджень для оцінки ефективності соляно-кислотної обробки на свердловинах 206 і 167 Мовчанівського НГКР.

В табл. 4.1 наведено загальні відомості про об'єкти досліджень.

Таблиця 4.1 – Загальні відомості про об'єкти досліджень

Свердловина, НГКР	Дата дослід- жень	Інтервал перфорації (верх/низ), м	T_p , °C	$\frac{Q_0}{\sigma_Q}$, м ³ /с	Властивості газу			$T \cdot 10^{-3}$, с	$T_d \cdot 10^{-3}$, с
					$\frac{\bar{\rho}_r}{\sigma_{\bar{\rho}}}$	$\frac{\bar{\mu}}{\sigma_{\mu}}$	$\frac{\bar{z}}{\sigma_z}$		
206, Мовчанівське	27.03.09	$\frac{2439}{2478}$	85	$\frac{2,95}{0,02}$	$\frac{0,64}{0,03}$	$\frac{0,01}{0,01}$	$\frac{0,86}{0,04}$	169	349
206, Мовчанівське	01 – 05.04.09	$\frac{2439}{2478}$	84	$\frac{1,05}{0,04}$	$\frac{0,64}{0,03}$	$\frac{0,01}{0,01}$	$\frac{0,86}{0,04}$	32	36
167, Мовчанівське	20 – 25.02.10	$\frac{2577}{2998}$	89	$\frac{0,04}{0,01}$	$\frac{0,63}{0,03}$	$\frac{0,01}{0,01}$	$\frac{0,87}{0,04}$	173	410
167, Мовчанівське	05 – 08.03.10	$\frac{2577}{2998}$	89	$\frac{1,37}{0,02}$	$\frac{0,63}{0,03}$	$\frac{0,01}{0,01}$	$\frac{0,87}{0,04}$	72	227

Примітка. $\bar{\rho}_r$ – відносна густина газу за повітрям; σ_Q , $\sigma_{\bar{\rho}}$, σ_{μ} , σ_z – середньоквадратичні відхилення.

Перед проведенням технологічних заходів по свердловині 206 Мовчанівського родовища (обробка свердловини 35м³ 15%-го розчину соляної кислоти) дебіт газу становив 2,95м³/с. Після очищення свердловини дебіт газу знизився до 1,05м³/с.

Перед проведенням технологічних заходів на свердловині 167 Мовчанівського родовища (обробка свердловини 200м³ 15%-го розчину соляної кислоти) дебіт газу становив 0,04м³/с. Після очищення свердловини дебіт газу зріс до 1,37м³/с.

Із урахуванням рекомендацій [32] обробка КВТ для газових свердловин виконувалась за (2.12) та (2.22) у відповідності з методом [7, 8]. Клас можливих гідродинамічних моделей продуктивного пласта (2.15) сформовано параметрично залежно від кількості точок лінійної ділянки

діагностичного графіку. Вибір найбільш адекватної гідродинамічної моделі пласта здійснювали за критерієм мінімуму дисперсії адекватності.

Основні результати інтерпретації КВТ до і після інтенсифікаційних робіт наведено в табл. 4.2.

Таблиця 4.2 – Результати інтерпретації КВТ на свердловинах Мовчанівського НГКР до і після проведення інтенсифікаційних робіт

Свердловина, НГКР	До інтенсифікації				Після інтенсифікації			
	$\frac{a_{0v}}{\sigma_{a_{0v}}},$ $\frac{\text{МПа}^2}{\text{МПа}^2}$	$\frac{a_{1v}}{\sigma_{a_{1v}}},$ $\frac{\text{МПа}^2}{\text{МПа}^2}$	$r_{a_0 a_1},$	$L,$ МПа^{-4}	$\frac{a_{0v}}{\sigma_{a_{0v}}},$ $\frac{\text{МПа}^2}{\text{МПа}^2}$	$\frac{a_{1v}}{\sigma_{a_{1v}}},$ $\frac{\text{МПа}^2}{\text{МПа}^2}$	$r_{a_0 a_1},$	$L,$ МПа^{-4}
206, Мовчанівське	$\frac{562,628}{0,7956}$	$\frac{-70,915}{0,8574}$	-0,973	2,540	$\frac{504,779}{1,3756}$	$\frac{-99,167}{3,0088}$	-0,994	0,882
167, Мовчанівське	$\frac{356,811}{0,5870}$	$\frac{-66,333}{1,6170}$	-0,999	13,613	$\frac{353,647}{0,0554}$	$\frac{-278,441}{0,1947}$	-0,999	591,928

В табл. 4.2 наведено оцінки максимальних значень функцій правдоподібності для параметрів пласта за результатами обробки КВТ, умови (4.5) перевірки статистичних гіпотез з довірчою ймовірністю не виконуються для розглянутих свердловин. Це вказує на статистично значущу різницю оцінок параметрів моделі пласта (2.12) до і після інтенсифікаційних робіт, що також наглядно ілюструється на рис. 4.1 – 4.4.

На рис. 4.1 і 4.2 показано КВТ продуктивних пластів за вимірюваннями до і після інтенсифікаційних робіт на свердловинах 206 і 167 Мовчанівського НГКР, а також результати їх обробки.

Аналіз свідчить про відповідність даних вимірювань умовам діагностики (2.12) з урахуванням (2.22).

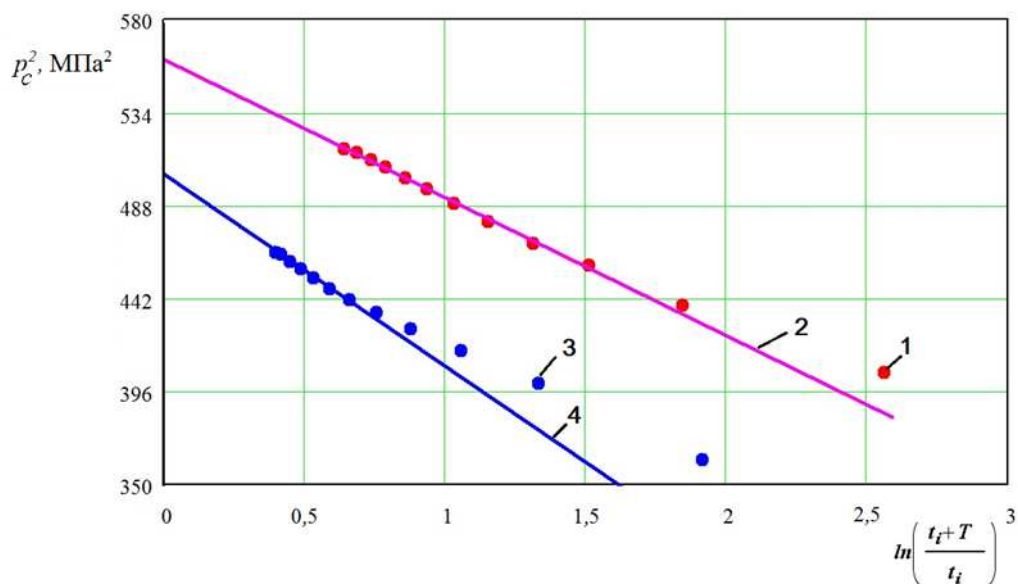


Рисунок 4.1 – КВТ свердловини 206 Мовчанівського НГКР до і після проведення інтенсифікаційних робіт (дати досліджень 27.03 і 01 – 05.04.2009 р.): 1, 3 – дані вимірювань; 2, 4 – результати обробки за методом Хорнера

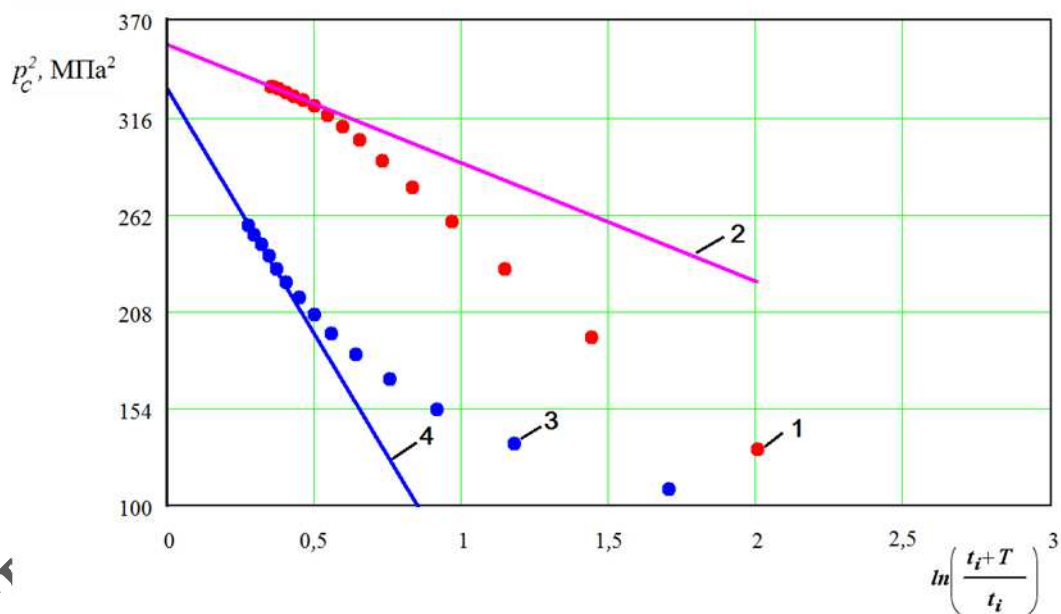


Рисунок 4.2 – КВТ свердловини 167 Мовчанівського НГКР до і після проведення інтенсифікаційних робіт: 1, 3 – дані вимірювань (дати досліджень 20 – 25.02 і 05 – 08.03.2010 р.); 2, 4 – результати обробки за методом Хорнера

На рис. 4.3 та 4.4 із довірчою ймовірністю показано еліпсоїди оцінок параметрів моделі (2.12) за КВТ для свердловин 167 та 206.

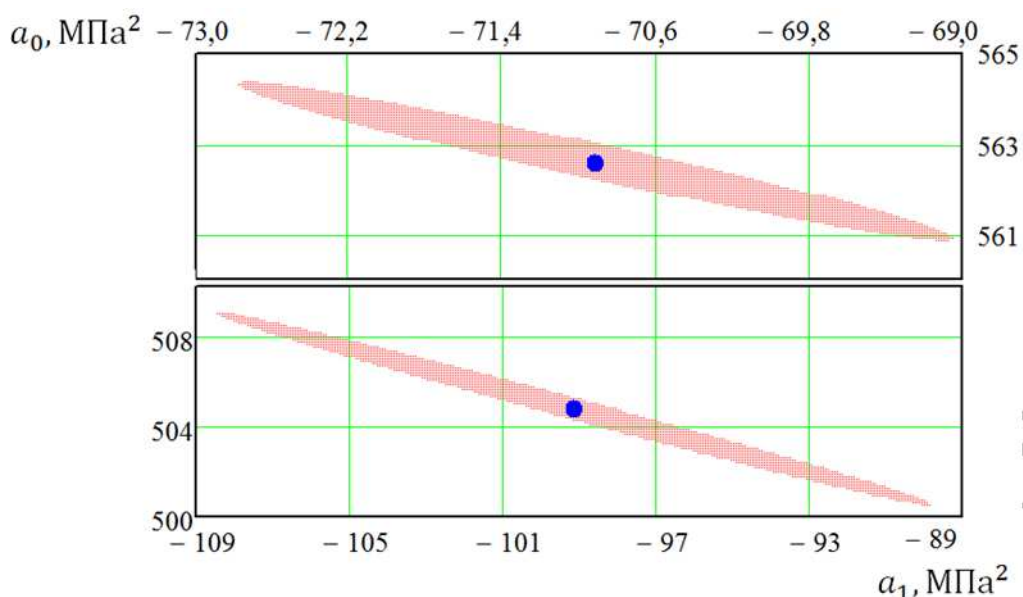


Рисунок 4.3 – КВТ свердловини 206 Мовчанівського НГКР до і після проведення інтенсифікаційних робіт: 1, 3 – дані вимірювань; 2, 4 – результати обробки за методом Хорнера (дати досліджень 20 – 25.02 і 05 – 08.03.2010 р.); 3,4 – дані вимірювань

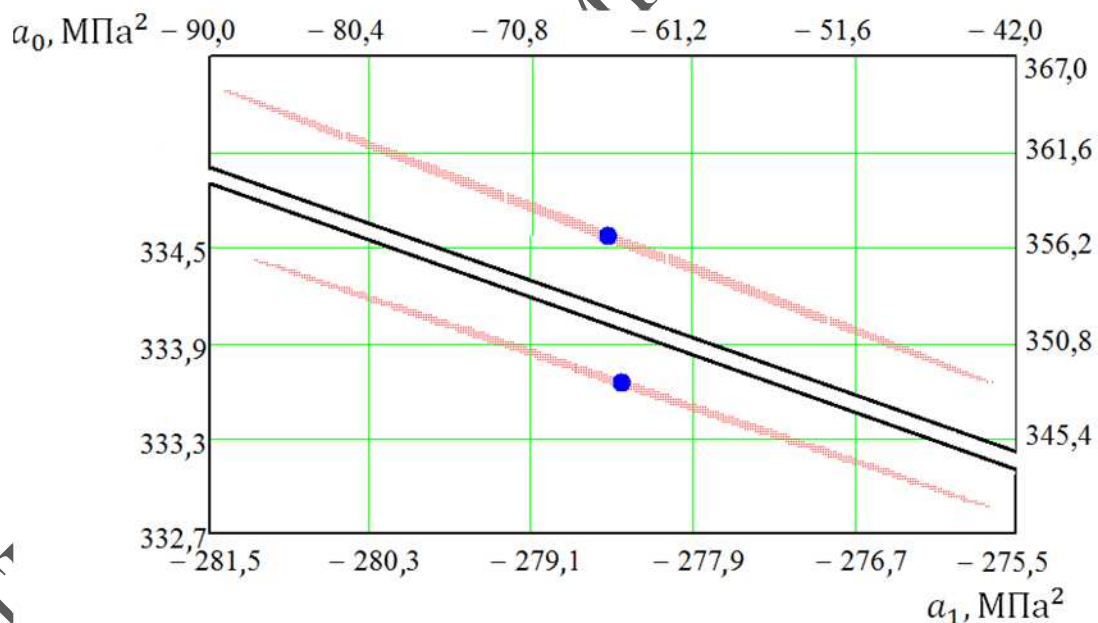


Рисунок 4.4 – КВТ свердловини 167 Мовчанівського НГКР до і після проведення інтенсифікаційних робіт (позначення аналогічні рис. 4.1.)

В табл. 4.3 наведено результати оцінювання параметрів продуктивних пластів за КВТ до і після соляно-кислотної обробки на свердловинах 206 і 167 Мовчанівського НГКР.

Таблиця 4.3 – Результати інтерпретації КВТ на свердловинах Мовчанівського НГКР до і після проведення інтенсифікаційних робіт

Статистичні оцінки параметрів пласта	Свердловина 206		Свердловина 167	
	До інтенсифікації	Після інтенсифікації	До інтенсифікації	Після інтенсифікації
p_n , МПа	$\frac{23,718}{23,720}$	$\frac{22,469}{22,467}$	$\frac{18,890}{18,889}$	$\frac{18,266}{18,266}$
$G = (kh / \mu) 10^{12}$, м ³ /Па·с	$\frac{328,7}{327,2}$	$\frac{502,9}{501,4}$	$\frac{12,15}{12,15}$	$\frac{85,88}{85,68}$
$k \cdot 10^{12}$, м ²	$\frac{0,0742}{0,0736}$	$\frac{0,1136}{0,1128}$	$\frac{0,0029}{0,0029}$	$\frac{0,021}{0,020}$
σ_p , МПа	0,016	0,029	0,015	0,001
$\sigma_G \cdot 10^{12}$, м ³ /Па·с	17,99	29,48	0,693	4,39
$\sigma_k \cdot 10^{12}$, м ²	0,0069	0,0108	0,00028	0,0019
r_{pG}	-0,210	-0,466	-0,412	-0,007
r_{pk}	-0,127	-0,290	-0,246	-0,007
r_{Gk}	0,556	0,581	0,597	0,546

Статистичні оцінки параметрів пласта побудовано для моделі (2.12) і (2.22) за (4.3) із допомогою методу Монте-Карло.

Моделювання параметрів a_0 та a_1 здійснювали для двовимірного нормального розподілу з матрицею коваріацій (4.1), а величин p_n , Q_0 і \bar{z} – для одновимірних нормальних розподілів ймовірностей. Вихідна інформація для p_n , Q_0 і \bar{z} наведена в табл. 4.1. Об'єм вибірки статистичного моделювання 400.

Оцінки параметрів пласта (табл. 4.3), що включають інформацію про математичні сподівання пластового тиску p_n , гідропровідності G , коефіцієнта проникності k , їх середньоквадратичних відхилень ($\sigma_p, \sigma_G, \sigma_k$) та коефіцієнтів кореляцій r_{pG} (між p_n і G), r_{pk} (між p_n і k), r_{Gk} (між G і k), є повними за методом Хорнера для газового пласта. З метою порівняння у знаменнику (табл. 4.3) наведено оцінки середніх значень параметрів пласта без урахування інформації про точність. Аналіз цих даних вказує на їх незначну відмінність. В окремих випадках (для різних законів розподілу ймовірностей, більший

невизначеності вихідних величин і т. ін.) відмінності між оцінками параметрів пласта можуть бути більш значущими.

В табл. 4.4 наведено результати оцінювання параметрів пласта (математичних сподівань і елементів матриці коваріацій) свердловини 167 (дата досліджень 05 – 08.03.2010 р.) залежно від кількості статистичних експериментів, аналіз яких свідчить про стійкість статистичних оцінок параметрів пласта.

Таблиця 4.4 – Оцінки параметрів продуктивного пласта свердловини 167 Мовчанівського НГКР

Статистичні оцінки параметрів пласта	Кількість статистичних експериментів					
	50	100	200	300	500	1000
p_n , МПа	18,267	18,266	18,266	18,266	18,266	18,266
$G = (kh / \mu) 10^{12}$, м ³ /Па·с	85,09	86,54	85,64	85,86	85,65	85,57
$k \cdot 10^{12}$, м ²	0,020	0,021	0,020	0,021	0,020	0,020
σ_p , МПа	0,0014	0,0015	0,0013	0,0016	0,0014	0,0015
$\sigma_G \cdot 10^{12}$, м ³ /Па·с	5,431	4,496	4,173	4,303	4,415	4,519
$\sigma_k \cdot 10^{12}$, м ²	0,0019	0,0021	0,0017	0,0018	0,0018	0,0019
r_{pG}	-0,068	-0,136	-0,038	-0,090	-0,031	-0,024
r_{pk}	-0,028	0,012	-0,070	-0,083	0,024	-0,022
r_{Gk}	0,650	0,658	0,581	0,573	0,621	0,566

Дані табл. 4.3 вказують, зокрема, на вплив соляно-кислотної обробки на колекторські властивості продуктивного пласта. Результати гідродинамічних досліджень свердловини 206 Мовчанівського НГКР свідчать про зростання гідропровідності в 1,5 раз внаслідок обробки горизонту Т-1-2-3. Однак її дебіт зменшився. Ймовірною причиною останнього є кольматація кислотою теригенних відкладів продуктивного горизонту, з яких здійснювався основний відбір газу і конденсату до проведення робіт з інтенсифікації. Підвищення гідропровідності горизонту Т-1-2-3 пов'язано із його карбонатними відкладами. Для свердловини 167 Мовчанівського НГКР гідродинамічні дослідження

вказують на значні підвищення гідропровідності (в 7,1 раз) і дебіту газу (в 29,6 раз) та успішність інтенсифікаційних робіт.

Таким чином, використання інформації про точність оцінювання параметрів продуктивного пласта є важливим узагальненням методів обробки КВТ. Це дозволяє враховувати статистичні оцінки параметрів пласта в моделюванні задач розробки нафтових і газових родовищ, а також в умовах інформаційної невизначеності допускає застосування статистичних моделей прийняття рішень з метою вибору обґрунтованих проектів.

4.3 Використання результатів інтерпретації кривих відновлення тиску для побудови гідродинамічних моделей родовищ

Результати інтерпретації гідродинамічних досліджень свердловин за КВТ із застосуванням запропонованих методів використано для обґрунтування оптимальної ДПР газоконденсатних покладів Західно-Єлизаветівського склепіння Машівського ГКР та для коригування технологічних показників розробки Новомиколаївського НКР.

Машівське ГКР відкрито у 1962 році на території Карлівського району Полтавської області. Продуктивність південного блоку Західно-Єлизаветівського склепіння Машівського родовища встановлена у 1984 році. На даний час в блоці пробурено 9 свердловин, з яких 4 свердловини виявилися продуктивними. Промислові припливи вуглеводнів отримано з нижньопермських відкладів та відкладів верхнього карбону, які залягають на глибинах 2850 – 4100 м. Розробка цих покладів розпочата у 1985 році. У кінці 2004 року спеціальний дозвіл на геологічне вивчення та ДПР Єлизаветівської площі був наданий Спільному підприємству «Полтавська газонафтова компанія».

В 2005 році на засіданні ЦКР ухвалено «Уточнений проект розробки Машівського ГКР», який на даний час є чинним проектним документом з розробки родовища. У 2012 році ДКЗ ухвалила геолого-економічну оцінку

(ГЕО) Машівського родовища, в якому запаси вуглеводнів Єлизаветівської площі не оцінювалися.

Відсутність проектних показників з видобутку вуглеводнів по Єлизаветівській площі обумовило виконання проекту ДПР газоконденсатних покладів Західно-Єлизаветівського склепіння Машівського родовища.

Проект ДПР виконувався на основі отриманих даних роботи свердловини 53, яка у квітні 2012 року була розконсервована і введена в роботу на Східно-Машівську установку попередньої підготовки газу.

Для підготовки науково-технічного звіту «Проект ДПР покладів горизонтів А-2а і А-2б Західно-Єлизаветівського склепіння Машівського родовища (в межах ліцензійної ділянки СП «Полтавська газонафтова компанія»)» виконано апробацію уточненого методу інтерпретації даних гідродинамічних досліджень свердловин на неусталених режимах фільтрації з використання інформації про точність приладів (додаток Б).

На рис. 4.5 – 4.8 з метою ілюстрації наведено дані вимірювань і розрахункові результати за аналізованими методами свердловини 53 Машівського НГКР.

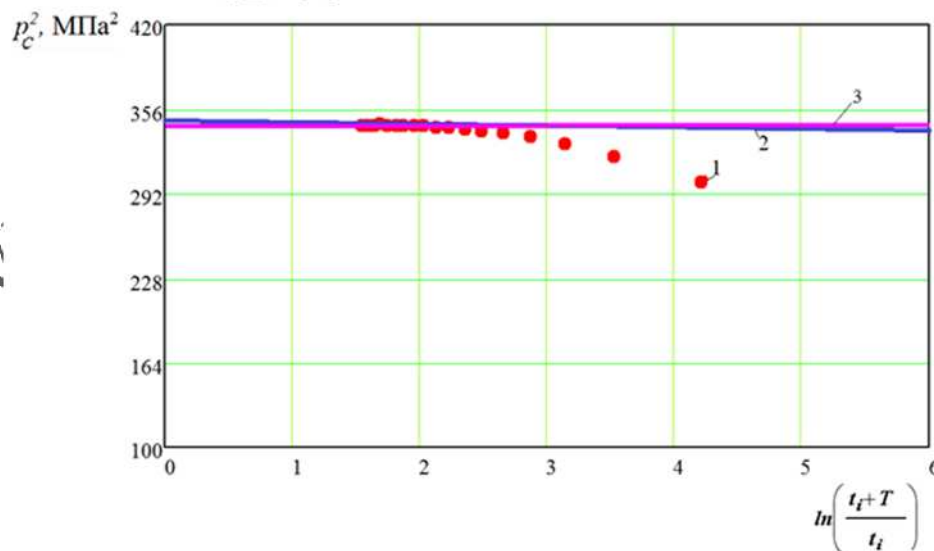


Рисунок 4.5 – Результати обробки КВТ свердловини 53 Машівського ГКР (дата досліджень 16–17.04.2012 р.) за модифікованим методом Хорнера: 1 – дані вимірювань; 2 – запропонований метод; 3 – дані підприємства

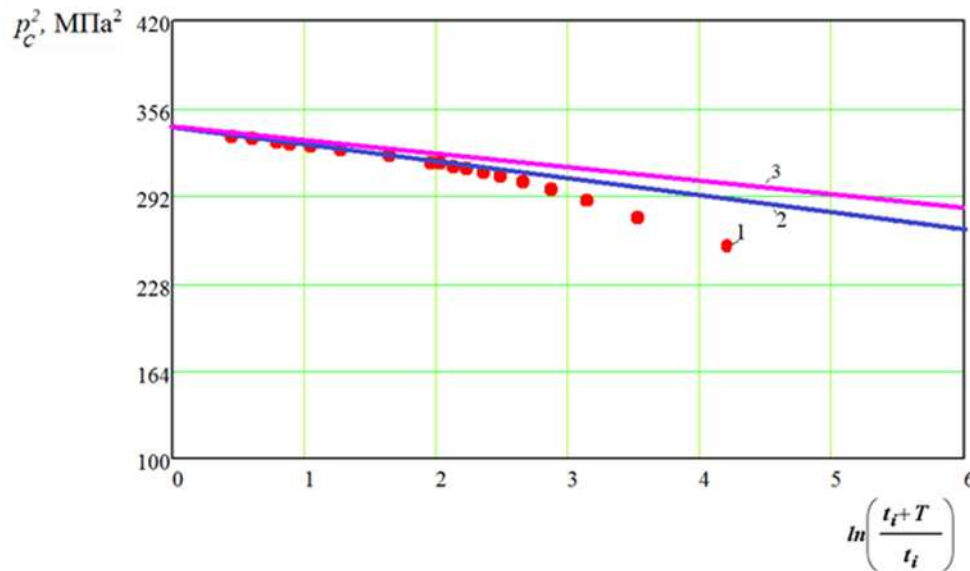


Рисунок 4.6 – Результати обробки КВТ свердловини 53 Машівського ГКР (дата досліджень 17 – 18.04.2012 р.) за модифікованим методом Хорнера (позначення аналогічні рис. 4.5)

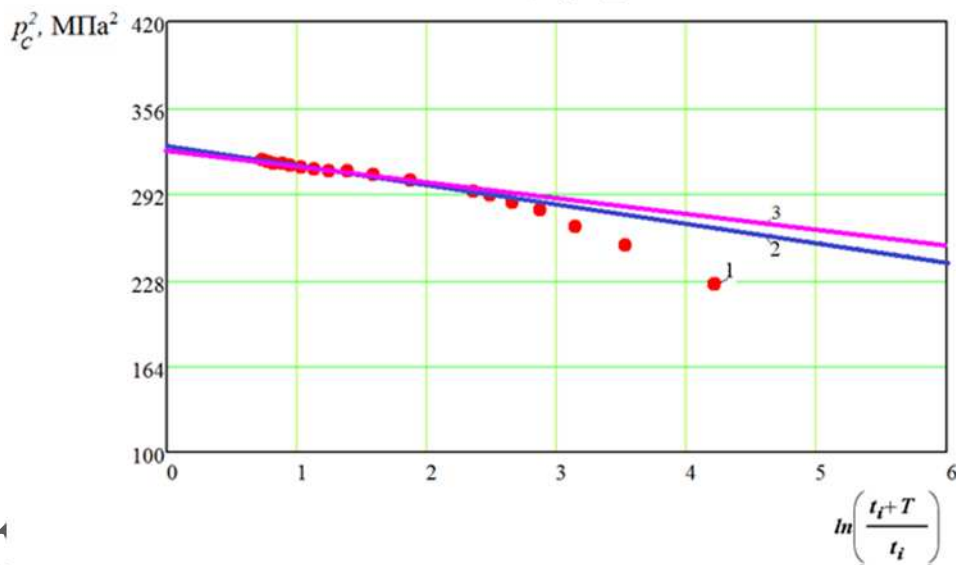


Рисунок 4.7 – Результати обробки КВТ свердловини 53 Машівського ГКР (дата досліджень 22 – 27.04.2012 р.) за модифікованим методом Хорнера (позначення аналогічні рис. 4.5)

Суть промислової апробації полягала у підвищенні точності оцінок фільтраційних властивостей продуктивних пластів з використанням критеріального підходу у статистичних процедурах оцінювання цих параметрів.

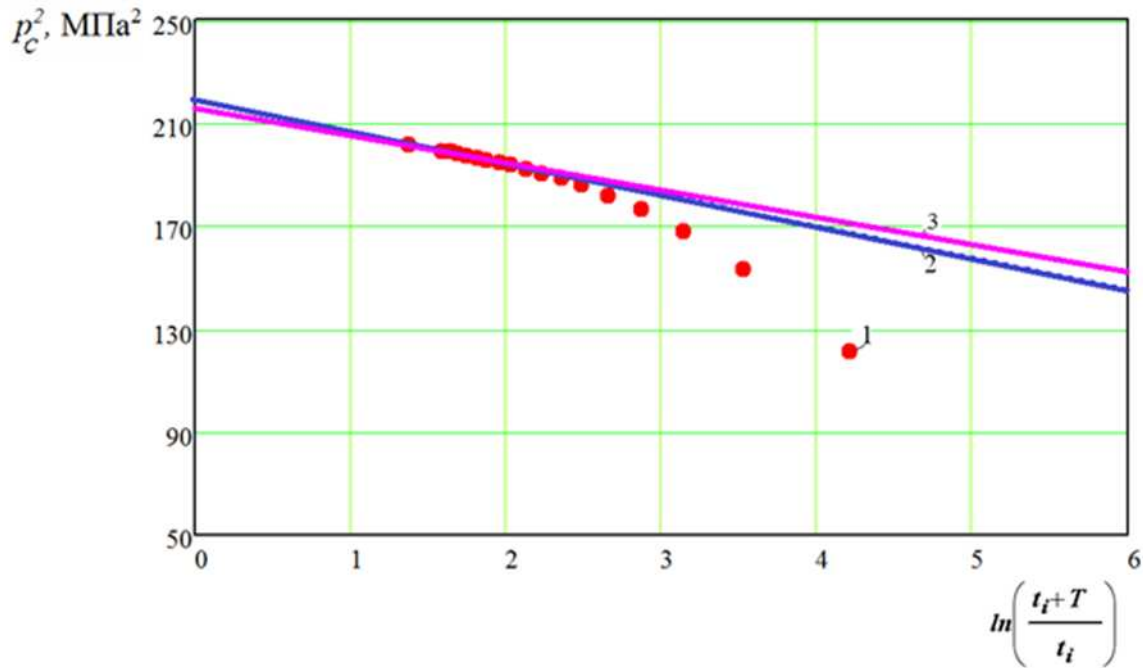


Рисунок 4.8 – Результати обробки КВТ свердловини 53 Машівського НГКР (дата досліджень 24 – 25.04.2013 р.) за модифікованим методом Хорнера (позначення аналогічні рис. 4.5)

В процесі апробації:

обґрунтовано вибір найбільш адекватної гідродинамічної моделі з деякого класу можливих гідродинамічних моделей продуктивного пласта;

обґрунтовано діагностичні ознаки, проаналізовано дані вимірювання КВТ і сформовано клас можливих гідродинамічних моделей пласта;

оцінено параметри пласта для стаціонарної некорельованої коваріаційної матриці з невідомою дисперсією;

побудовано коваріаційну матрицю оцінок параметрів пласта.

Після проведення обробки КВТ свердловин дані про гідродинамічні параметри продуктивних пластів в подальшому використано для гідродинамічного моделювання горизонтів А-2а та А-2б (рис. 4.9).

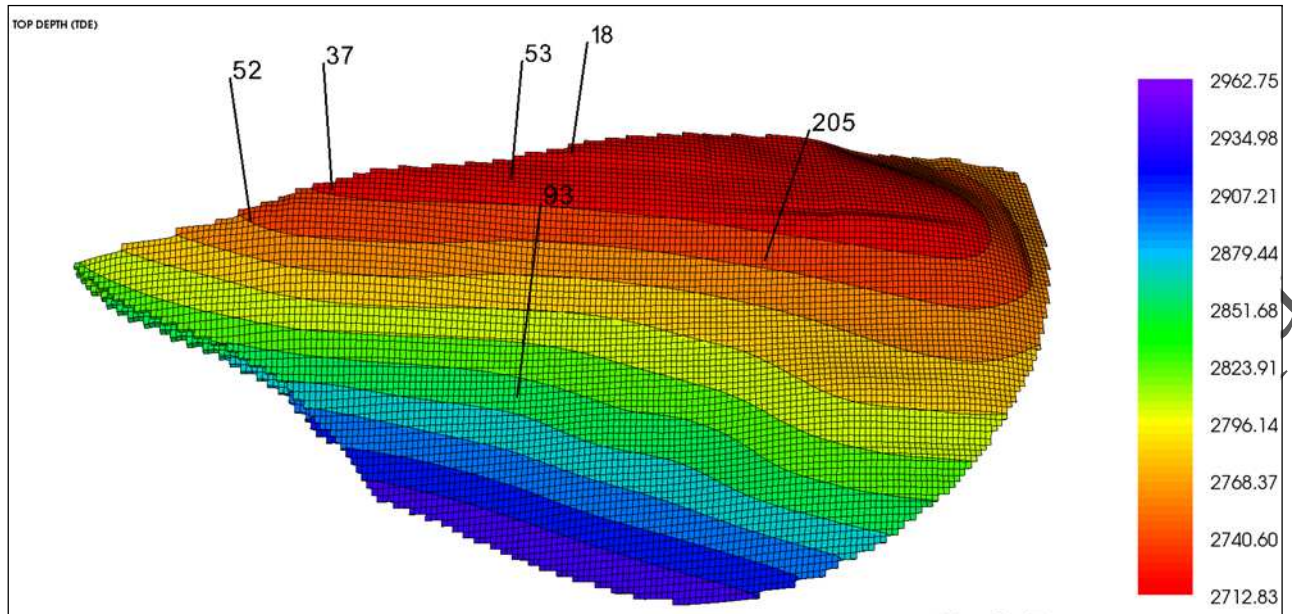


Рисунок 4.9 – ПД ГТМ покладів горизонтів А-2а та А-2б

На основі створених постійно-діючих геолого-технологічних моделей (ПД ГТМ) покладів горизонтів А-2а та А-2б, виходячи із фактичного стану розробки, кількості діючих експлуатаційних свердловин та оцінених дренажних запасів газу, а також з метою забезпечення максимального охоплення продуктивного об'єму покладів горизонтів А-2а і А-2б дренажними розглянуто п'ять альтернативних розрахункових варіантів:

варіант 1 (базовий) передбачає збереження існуючої системи розробки, тобто продовження експлуатації діючої експлуатаційної свердловини 53;

варіант 2 в доповнення до варіанту 1 передбачає відновлення і введення в експлуатацію з 01.03.2013 року законсервованої свердловини 52 (в даний час тривають переговори з даного питання між ГПУ "Полтавагазвидобування" та СП "ПІНК");

варіант 3 в доповнення до варіанту 2 передбачає буріння і введення в експлуатацію з 01.02.2014 року проектної експлуатаційної свердловини 301;

варіант 4 в доповнення до варіанту 3 передбачає буріння і введення в експлуатацію з 01.06.2014 року проектної експлуатаційної свердловини 302;

варіант 5 в доповнення до варіанту 4 передбачає буріння і введення в експлуатацію з 01.10.2014 року проектної експлуатаційної свердловини 303.

Нижче на рис. 4.10 показано порівняння прогнозних показників видобутку вуглеводнів за наведеними варіантами.

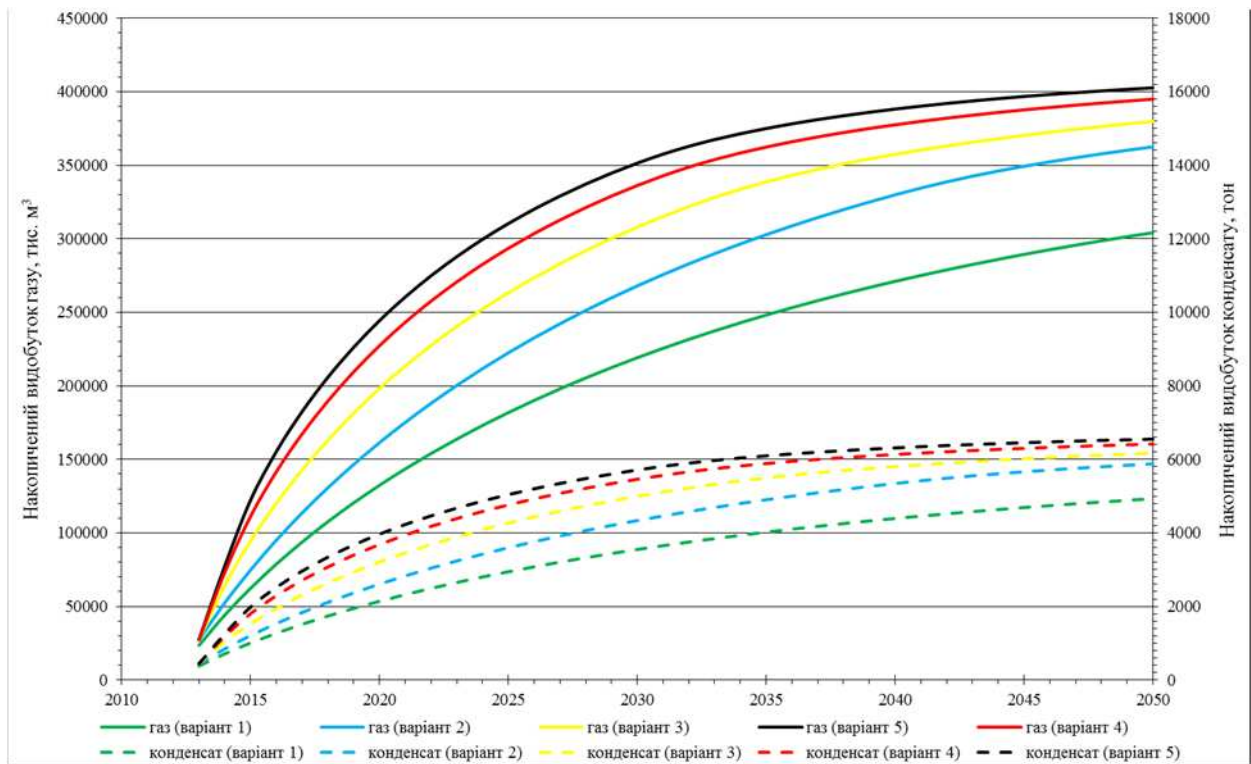


Рисунок 4.10 – Порівняння прогнозних показників видобутку вуглеводнів за альтернативними варіантами

За розрахунковий період ДПР передбачено досягнення таких значень показників, що характеризують економічну ефективність:

прибуток після оподаткування – 523,46 млн. грн;

грошовий потік – 518,41 млн. грн;

дисконтований грошовий потік – 348,62 млн. грн.

Економічний ефект для власника надр у вигляді податків та зборів очікується у обсязі 692,96 млн. грн.

Сукупний економічний ефект від розробки родовища очікується у обсязі 1 211,38 млн. грн.

Таким чином, апробацією уточнених методів інтерпретації даних гідродинамічних досліджень свердловин на неусталених режимах фільтрації за КВТ із урахуванням інформації про точність приладів встановлено:

використання принципу максимуму функції правдоподібності дозволяє побудувати ефективні оцінки моделі пласта;

методи дозволяють підвищити якість вихідних даних для створення ПД ГТМ покладів.

Для обґрунтування оптимальної ДПР родовищ нафти і газу вважається доцільним використання наведених методів для визначення колекторських властивостей продуктивних пластів, які в подальшому можуть бути використані при складанні або уточненні ПД ГТМ горизонтів.

Новомиколаївське НГКР відкрито у 1967 році на території Новосанжарського району Полтавської області. На даний час на родовищі пробурено 11 свердловин.

Промислові припливи вуглеводнів отримано з візейських відкладів покладів горизонтів В-15, В-16 та В-25, які залягають в інтервалі глибин 1650 – 2600 м. Експлуатація продуктивних горизонтів розпочата в 1980 році Полтавським ГПУ. У 1994 році ліцензія на розвідку та експлуатацію родовища перейшла до Спільного підприємства «Полтавська газонафтова компанія» і у 2004 році поновлена.

В 2009 році у свердловині 71 отримано промисловий приплив вуглеводнів з горизонту В-16, в результаті у 2010 році складено і затверджено ЦКР «Проект ДПР горизонту В-16 Новомиколаївського НГКР» і протягом 2012 – 2013 років виконано ГЕО горизонту В-16.

Відсутність проектних показників з видобутку вуглеводнів та, поряд з тим, невідповідність проектних і фактичних показників розробки родовища обумовило виконання коректив проектних технологічних показників промислової розробки Новомиколаївського НГКР.

Корективи проектних технологічних показників розробки виконувалися на основі нових отриманих даних в результаті отримання припливів з горизонту В-16.

З метою ілюстрації результатів інтерпретації на рис. 4.11 – 4.14 наведено дані вимірювань і розрахункові результати за аналізованими методами свердловин Новомиколаївського НГКР.

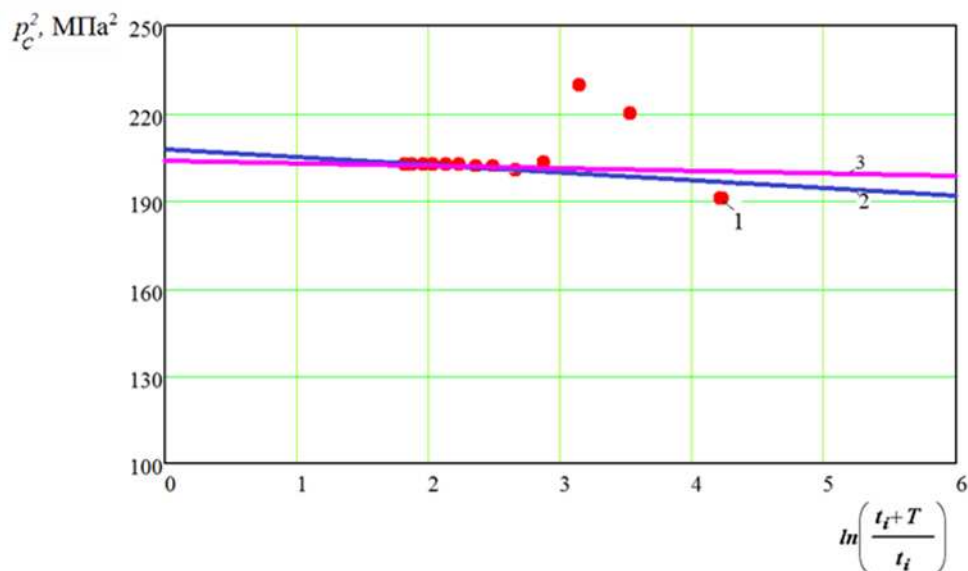


Рисунок 4.11 – Результати обробки КВТ свердловини 74 Новомиколаївського НГКР (дата досліджень 21.12.2010 р.) за модифікованим методом Хорнера (позначення аналогічні рис. 4.5)

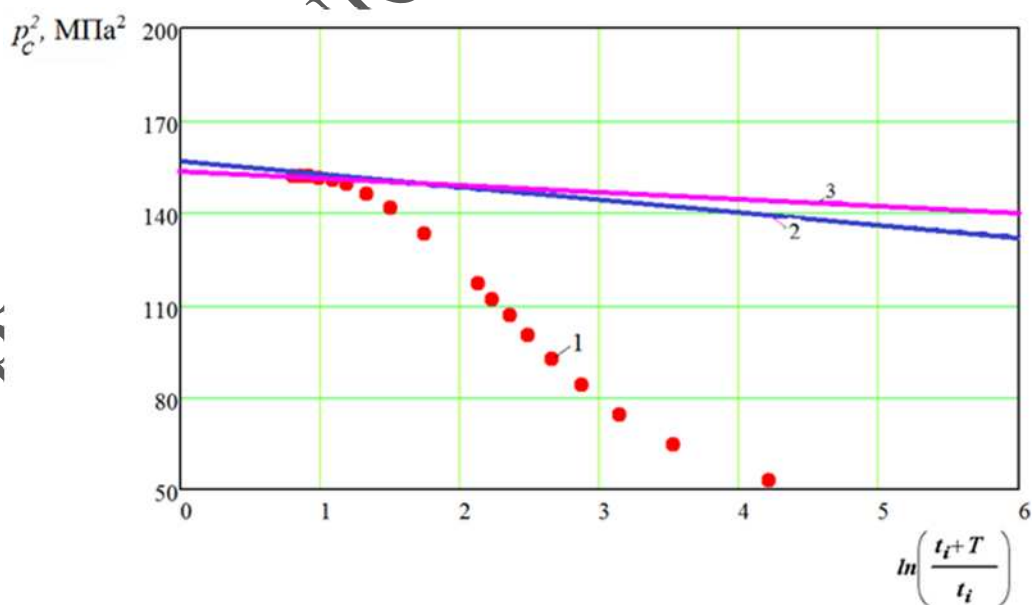


Рисунок 4.12 – Результати обробки КВТ свердловини 75 Новомиколаївського НГКР (дата досліджень 28 – 29.05.2011 р.) за модифікованим методом Хорнера (позначення аналогічні рис. 4.5)

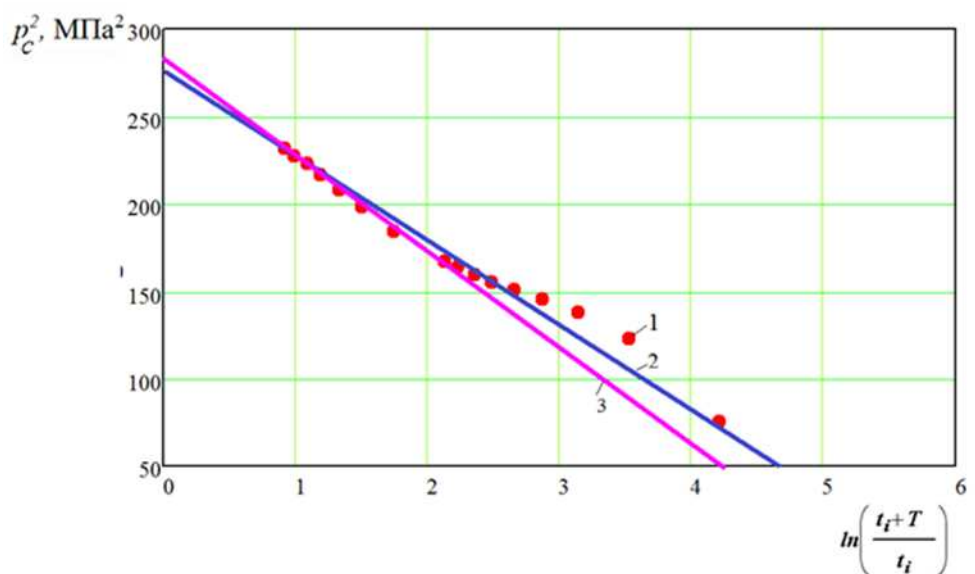


Рисунок 4.13 – Результати обробки КВТ свердловини 76 Новомиколаївського НГКР (дата досліджень 01 – 06.07.2011 р.) за модифікованим методом Хорнера (позначення аналогічні рис. 4.5)

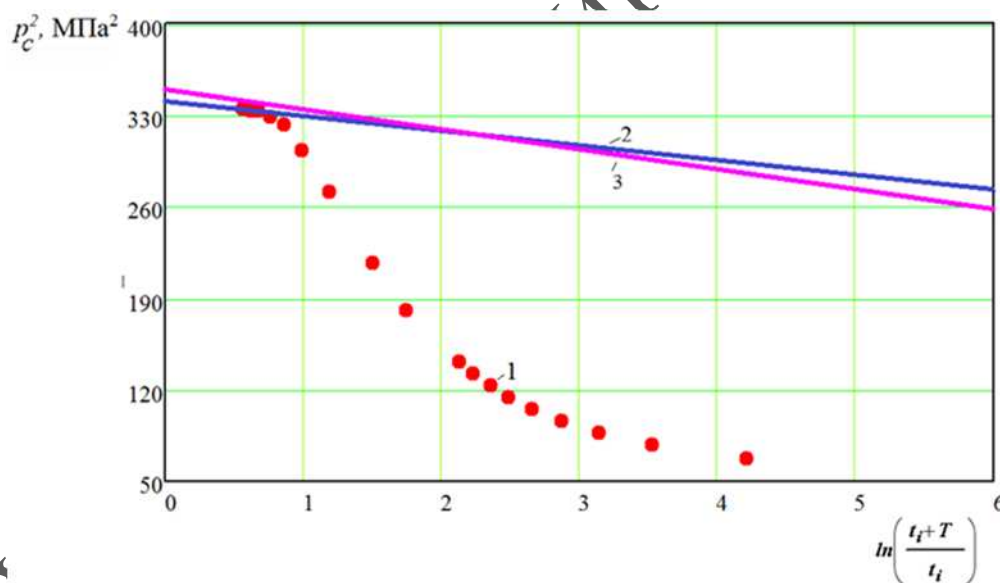


Рисунок 4.14 – Результати обробки КВТ свердловини 78 Новомиколаївського НГКР (дата досліджень 23 – 28.06.2011 р.) за модифікованим методом Хорнера (позначення аналогічні рис. 4.5)

Для підготовки науково-технічного звіту «Корективи технологічних показників розробки Новомиколаївського нафтогазоконденсатного родовища» виконано апробацію уточненого методу інтерпретації даних гідродинамічних

досліджень свердловин на неусталених режимах фільтрації без використання інформації про точність приладів (додаток В).

Суть промислової апробації полягала у підвищенні точності оцінок гідродинамічних параметрів продуктивних пластів з використанням критеріального підходу у статистичних процедурах оцінювання цих параметрів.

Після проведення обробки КВТ свердловин дані про колекторські властивості продуктивних пластів в подальшому використано для гідродинамічного моделювання горизонту В-16.

ПД ГТМ покладу горизонту В-16 Новомиколаївського НКР показана на рис. 4.15.

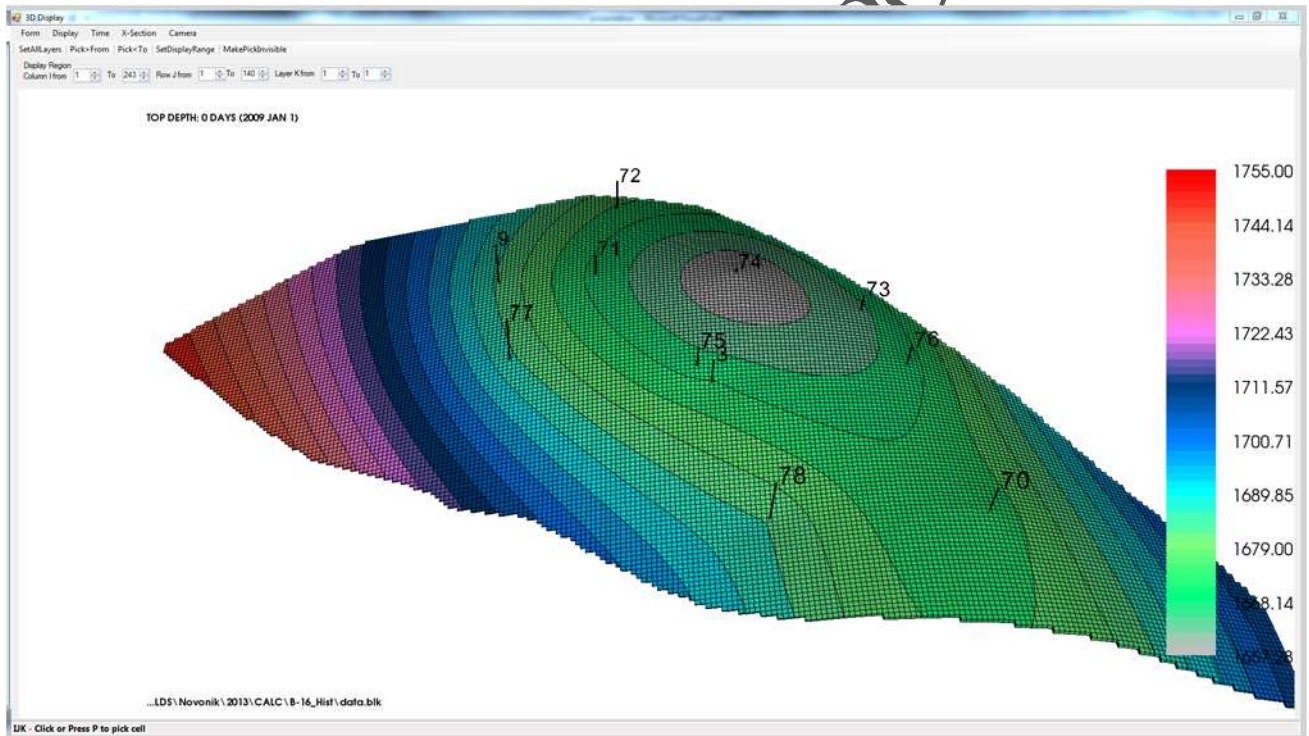


Рисунок 4.15 – ПД ГТМ покладу горизонту В-16 Новомиколаївського НКР

На основі уточненої ПД ГТМ покладу горизонту В-16 із урахуванням оцінок колекторських властивостей продуктивних горизонтів за КВТ побудовано прогноз основних технологічних показників розробки горизонту

В-16 за єдиним базовим варіантом, що передбачає продовження експлуатації свердловин 73, 74, 75, 76 та 78 (рис. 4.16).

За розрахунковий період розробки будуть досягнуті такі показники економічної ефективності розробки родовища:

прибуток після оподаткування – 534,81 млн. грн;

грошовий потік – 630,74 млн. грн;

дисконтований грошовий потік – 502,72 млн. грн.

Економічний ефект для власника надр у вигляді податків та зборів очікується у обсязі 639,15 млн. грн.

Сукупний економічний ефект від розробки родовища очікується у обсязі 1 269,89 млн. грн.

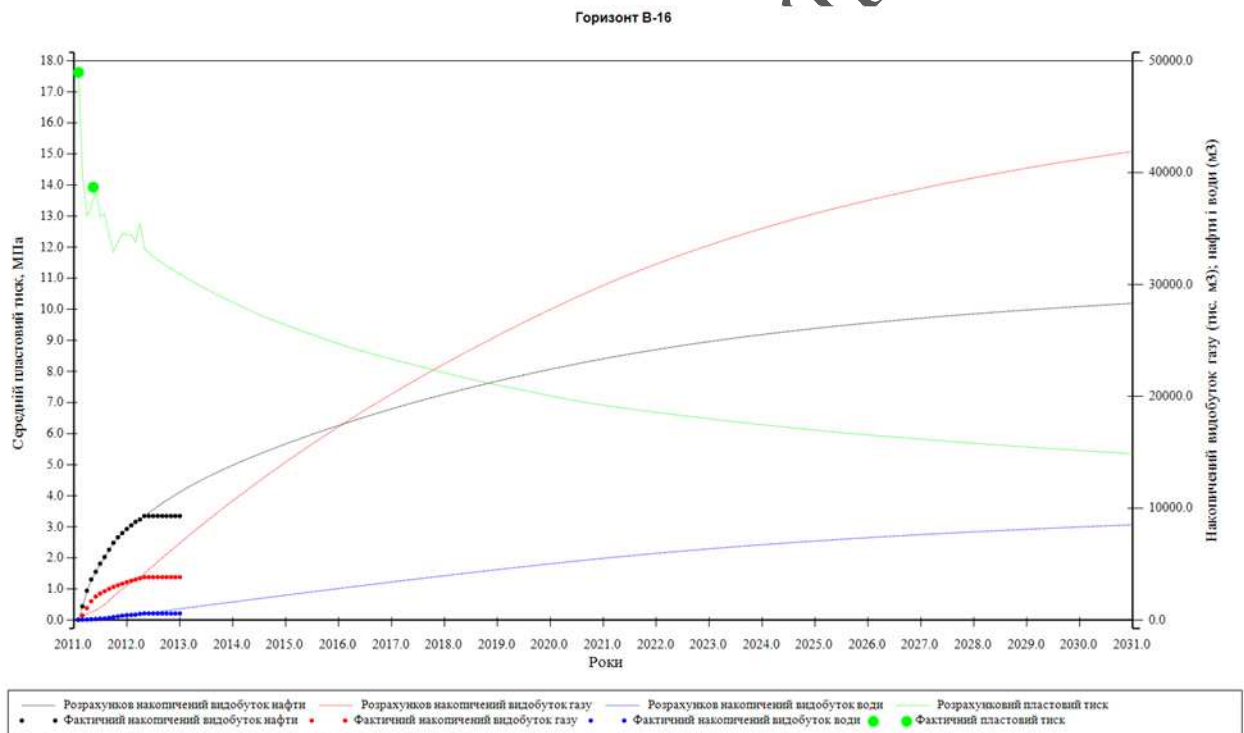


Рисунок 4.16 – Прогноз основних технологічних показників розробки горизонту В-16 Новомиколаївського НГКР

Таким чином, апробацією уточненого методу інтерпретації даних гідродинамічних досліджень свердловин на неусталених режимах фільтрації без урахування інформації про точність приладів встановлено:

використання принципу максимуму функції правдоподібності дозволяє побудувати ефективні оцінки моделі пласта;

метод дозволяє підвищити якість вихідних даних для побудови ПД ГТМ покладів.

Для коригування технологічних показників розробки родовищ нафти і газу вважається доцільним використання наведеного методу для оцінки гідродинамічних параметрів продуктивних пластів, які в подальшому використовуються при складанні або уточненні ПД ГТМ горизонтів.

Висновки до розділу 4

Розроблено і затверджено рекомендації для інтерпретації даних гідродинамічних досліджень свердловин методом КВТ, які успішно апробовані на деяких родовищах південно-східної частини ДДз із метою оцінки ефективності проведення технологічних заходів.

Результати інтерпретації даних гідродинамічних досліджень свердловини 53 Машівського ГКР за КВТ дозволили уточнити значення колекторських властивостей продуктивних пластів та створити ПД ГТМ, на основі якої оцінено запаси та обґрунтовано оптимальний варіант розробки родовища.

Із застосуванням запропонованих методів інтерпретації КВТ свердловин 74, 75, 76 та 78 Новомиколаївського НГКР побудовано оцінки гідродинамічних параметрів продуктивних пластів, на основі яких відкориговано прогностичні показники та обґрунтовано оптимальні варіанти розробки.

Використання методів інтерпретації гідродинамічних досліджень за КВТ дозволяє оцінити ефективність проведення інтенсифікаційних робіт, уточнити ПД ГТМ родовищ і запаси, обґрунтувати оптимальні системи розробки родовищ.

ВИСНОВКИ

Дисертація є закінченою науково-дослідною роботою, у якій із використанням статистичних процедур аналізу даних удосконалено методи інтерпретації гідродинамічних досліджень продуктивних пластів за КВТ з підвищеною точністю оцінок моделі і колекторських властивостей пласта. Одержано наступні основні висновки.

1. З урахуванням інформації про точність приладів для вимірювання тиску розроблено методи інтерпретації гідродинамічних досліджень продуктивних нафтових і газових пластів за КВТ, які зводяться до таких процедур:

аналіз даних вимірювань, обґрунтування діагностичних ознак і формування класу можливих гідродинамічних моделей продуктивного пласта;

вибір за критерієм максимуму функції правдоподібності найбільш адекватної моделі із сформованого класу можливих гідродинамічних моделей продуктивного пласта;

обґрунтування критерію і з урахуванням інформації про точність приладів побудова оцінок параметрів пласта для найбільш адекватної моделі;

побудова матриці коваріацій оцінок гідродинамічних параметрів пласта.

2. Показано можливість використання запропонованого методу для статистичної інтерпретації КВТ з допомогою логарифмічної похідної D. Bourdet:

за даними вимірювань високоточними приладами діагностують характерні ділянки КВТ у лінійних і білогарифмічних координатах для відповідних течій флюїду;

з допомогою принципу максимуму функції правдоподібності та інформації про точність вимірювальних приладів оцінюють найбільш адекватну гідродинамічну модель пласта, ефективні оцінки параметрів якої обґрунтовують з урахуванням принципу оптимальності за критеріями функції правдоподібності або властивостей матриці коваріацій.

3. За результатами апробації запропонованих методів інтерпретації КВТ на деяких родовищах південно-східної частини ДДз доведено їх інформаційну ефективність для побудови оцінок гідродинамічної моделі та параметрів продуктивних пластів. Аналіз результатів інтерпретації КВТ вказує, що:

для критерію функції правдоподібності відносні середньоквадратичні похибки оцінок параметра \hat{a}_0 не перевищують 2% і параметра \hat{a}_1 – 11% (нафтові свердловини) та відповідно 1% і 5% (газові свердловини);

за методами, що застосовуються на підприємстві та пакетів програм Method і PT4.0 максимальні відносні середньоквадратичні похибки оцінок параметрів \hat{a}_0 (нафтові свердловини 3,23%, газові свердловини 0,56 %) і \hat{a}_1 (нафтові свердловини 77,42%, газові свердловини 3,62%),

врахування інформації про точність приладу забезпечило можливість використання критеріїв на основі властивостей матриці коваріацій оцінок параметрів пласта (A-, D-оптимальність, σ_0^2, σ_1^2), оцінки за якими співпадають і мають у порівнянні з оцінками за критерієм функції правдоподібності вищу точність.

4. Наведено рекомендації щодо використання результатів інтерпретації гідродинамічних досліджень у задачах прийняття рішень, які зводяться до побудови статистичних оцінок параметрів пласта, формулювання і перевірки відповідних статистичних гіпотез, моделювання гідродинамічних процесів під час реалізації технології активної дії на пласт і побудови статистичних моделей прийняття рішень. На прикладі деяких НГКР південно-східної частини ДДз оцінено вплив технологічних заходів на ефективність роботи пласта видобувних свердловин.

5. Проведено роботи з апробації методів інтерпретації гідродинамічних досліджень продуктивних пластів за КВТ у промислових умовах:

розроблено і затверджено інструкцію для інтерпретації даних гідродинамічних досліджень свердловин за КВТ;

на основі інтерпретації даних гідродинамічних досліджень свердловини 53 Машівського ГКР уточнено ПД ГТМ;

за результатами інтерпретації КВТ свердловин 74, 75, 76 та 78 Новомиколаївського НГКР побудовано оцінки гідродинамічних параметрів продуктивних пластів, на основі яких створено ПД ГТМ родовища.

ПЕТРУНЬК ВОЛОДИМИР ЯРОСЛАВОВИЧ

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Абдулвагабов А.И. О режимах движения жидкостей и газов впористой среде / А.И. Абдулвагабов // Изв. ВУЗов. Нефть и газ. – 1961. – № 2. – С. 79 – 85.
2. Акульшин А. И. Терминологический словарь по нефтепромысловому делу / А. И. Акульшин, А. А. Акульшин, В. М. Кучеровский. – Ивано-Франківськ: ЭКОР, 1997. – 266 с.
3. Александров А.А. Особенности гидродинамических методов исследований скважин на месторождениях с коллекторами, сложенными баженидами / А. А. Александров, М. Л. Карнаухов, В. П. Сонич // Территория "Нефтегаз". – 2013. – № 3. – С. 52 – 55.
4. Алиев З.С. Определение производительности горизонтальных скважин, вскрывших газовые и газонефтяные пласты / З.С. Алиев, В.В. Шеремет. – М.: Недра, 1995. – 131 с.
5. Амиян А.В. Повышение производительности скважин / А.В. Амиян. – М.: Гостоптехиздат, 1961. – 303 с.
6. Англо-український довідник скорочень, розмірностей, фізичних, хімічних і математичних термінів у нафтогазовій літературі / А. І. Булатов, А. В. Козлов, Р. І. Стефурак, Р. С. Яремійчук. – К.: "Інтерпрес ЛТД", – 2004. – 250 с.
7. Байдюк Б.В. Механические свойства горных пород при высоких давлениях и температурах / Б.В. Байдюк. – М.: Гостоптехиздат, 1963. – 101 с.
8. Балакирев Ю.А. Гидропрослушивание и термографирование нефтяных скважин и пластов / Ю.А. Балакирев. – Баку: Азернешр, 1965. – 200 с.
9. Баренблатт Г.И. О некоторых приближенных методах в теории одномерной неустановившейся фильтрации жидкости при упругом режиме / Г.И. Баренблатт // Изв. АН СССР. – 1954. – №9. – С. 35 – 49.
10. Баренблатт Г.И. Теория нестационарной фильтрации жидкости и газа / Г.И. Баренблатт, В.Н. Ентов, В. М. Рыжик. – М.: Недра, 1972. – 288 с.

11. Баренблатт Г.И. Движение жидкостей и газов в природных пластах / Г.И. Баренблатт, В.Н. Ентов, В. М. Рыжик. – М.: Недра, 1984. – 211 с.

12. Баренблатт Г.И. Об основных представлениях теории фильтрации однородных жидкостей в трещиноватых породах / Г.И. Баренблатт, Ю.П. Желтов, И.Н. Кочина // ПММ. – 1960. – Т.24. – вып.5. – С.852 – 864.

13. Барон Л.И. Определение свойств горных пород / Л.И. Барон, Б.М. Логунцов, Е.З. Позин. – М.: Гостоптехиздат, 1962. – 332 с.

14. Басниев К.С. Обратная задача теории фильтрации многокомпонентных систем / К.С. Басниев, П.Г. Цибульский // Нефть и газ. – 1980. – № 4. – С.55 – 60.

15. Басниев К.С. Подземная гидромеханика: Учебник для вузов / К.С. Басниев, И.Н. Кочина, В.М. Максимов. – М.: Недра, 1993. – 416 с.

16. Белов В.В. О предельном дебите несовершенной скважины в деформируемом пласте / В.В. Белов, Э.В. Соколовский // Изв. ВУЗов. Нефть и газ. – 1976. – № 6. – С. 33 – 37.

17. Бойко В. С. Тлумачно-термінологічний словник-довідник з нафти і газу : (5-ти мовний: укр.-рос.-англ.-фр.-нім.) : В 2 т. / В. С. Бойко, Р. В. Бойко. – Т. 1. : А - К. – К. : Міжнар. екон. фундація, – 2004. – 560 с.

18. Бойко В.С. Довідник з нафтогазової справи / В.С. Бойко, Р.М. Кондрат, Р.С. Яремійчук. – Львів, 1996. – 620 с.

19. Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений. Учеб. для вузов / В.С. Бойко. – М.: Недра, 1990. – 427 с.

20. Боровиков А.А. Математическая статистика / А.А. Боровиков. – М.: Наука, 1984. – 472 с.

21. Бузинов Р.М. Гидродинамические методы исследований скважин и пластов / Р.М. Бузинов, И.Д. Умрихин. – М.: Недра, 1973. – 246 с.

22. Бузинов Р.М. Исследование нефтяных и газовых скважин и пластов / Р.М. Бузинов, И.Д. Умрихин. – М.: Недра, 1984. – 269 с.

23. Быков И.Д. Оперативный контроль за обводнением газовых скважин / И.Д. Быков, Н.Д. Ильющенко // Газовая промышленность. – 1971. – № 9. – С. 4 – 6.

24. Васильевский В.Н. Оператор по исследованию скважин. Учебник для рабочих / В.Н. Васильевский, А.И. Петров. – М.: Недра, 1983. – 310 с.

25. Васильевский В.Н. Техника и технология определения параметров скважин и пластов: Справочник рабочего / В.Н. Васильевский, А.И. Петров. – М.: Недра, 1989. – 271 с.

26. Габдулин Т.Г. Оперативное исследование скважин / Т.Г. Габдулин. – М.: Недра, 1981. – 213 с.

27. Гейман М.А. Исследование скважин на нефтяных промыслах США / М.А. Гейман – М.: ГОСТОПТЕХИЗДАТ, 1946. – 157 с.

28. Гиматудинов Ш.К. Справочная книга по добыче нефти / Ш.К. Гиматудинов – М.: Недра, 1974. – 704 с.

29. Гиматудинов Ш. К. Физика нефтяного и газового пласта / Ш. К. Гиматудинов, А.И. Ширковский. – М.: Недра, 1982. – 311 с.

30. Гриценко А.И. Научные основы промышленной обработки углеводородного сырья / А.И. Гриценко. – М.: Недра, 1977. – 239 с.

31. Гриценко А.И. Гидродинамика газожидкостных смесей в скважинах и трубопроводах / А.И. Гриценко, О.В. Клапчук, Ю.А. Харченко. – М.: Недра, 1994. – 238 с.

32. Гриценко А.И. Руководство по исследованию скважин / А.И. Гриценко, З.С. Алиев, О.М. Ермилов, В.В. Ремизов, Г.А. Зотов. – М.: Наука, 1995. – 523 с.

33. Гукасов Н.А. Гидродинамика в разведочном бурении / Н.А. Гукасов, О.С. Брюховецкий, В.Ф. Чихоткин. – М.: Недра, 1999. – 304 с.

34. Дахнов В.Н. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин / В.Н. Дахнов. – М.: Недра, 1972. – 365 с.

35. Мамаев В.А. Движение жидкостных смесей в трубах / В.А. Мамаев, Г.Э. Одишария, О.В. Клапчук и др. – М.: Недра, 1978. – 239 с.

36. Добрынин В.М. Деформация и изменение физических свойств коллекторов нефти и газа / В.М. Добрынин. – М.: Недра, 1970. – 239 с.

37. Евстрахина Е.Е. Совершенствование методов исследования скважин на основе кривой восстановления давления / Е. Е. Евстрахина, Е. М. Пьянкова // Известия вузов. Нефть и газ. – 2008. – №5. – С. 36 – 42.

38. Еникеев Р. Р. Опыт применения гидродинамических исследований скважин для оценки границ распространения коллектора / Р. Р. Еникеев // Нефтепромысловое дело. – 2001. – № 5. – С.29 – 30.

39. Ермаков С.М. Статистическое моделирование / С.М. Ермаков, Г.А.Михайлов. – М.: Наука, 1982. – 296 с.

40. Ермаков С.М. Математическая теория планирования эксперимента / С.М. Ермаков, В.З. Бродский, А.А. Жиглявский и др. – М.: Наука, 1983. – 392 с.

41. Ерофеев А.А. Особенности обработки кривых восстановления давления в скважинах, эксплуатирующих залежи высоковязких нефтей в карбонатных коллекторах / А. А. Ерофеев, И. Н. Пономарева, В. А. Мордвинов // Нефтяное хозяйство. – 2010. – №10. – С. 113 – 115.

42. Ерофеев А.А. К определению пластового давления при гидродинамических исследованиях скважин в карбонатных коллекторах / А.А. Ерофеев, И.Н. Пономарева, В.А. Мордвинов // Нефтяное хозяйство. – 2011. – №4. – С. 98 – 100.

43. Ерофеев А.А. Обработка недовосстановленных кривых восстановления давления методами касательной и детерминированных моментов давления / А. А. Ерофеев, И. Н. Пономарева, В. А. Мордвинов // Нефтяное хозяйство. – 2011. – №10. – С. 25 – 27.

44. Желтов Ю.П. Механика нефтегазового пласта / Ю.П. Желтов. – М.: Недра, 1975. – 216 с.

45. Зайцев Ю.В., Балакиров Ю.А., Технология и техника эксплуатации нефтяных и газовых скважин / Ю.В. Зайцев, Ю.А. Балакиров. – М.: Недра, 1986. – 302 с.

46. Зотов Г.А. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин / Г.А. Зотов, З.С. Алиев. – М.: Недра, 1981. – 301 с.

47. Зотов Г.А. Методика газодинамических исследований горизонтальных газовых скважин / Г.А. Зотов. – М.: ООО «ВНИИГАЗ», 2000. – 115 с.

48. Иктисанов В.А. Определение фильтрационных параметров пластов и реологических свойств дисперсных систем при разработке нефтяных месторождений / В.А. Иктисанов. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2001. – 212 с.

49. Иктисанов В.А. Совершенствование методик интерпретации кривых восстановления давления горизонтальных скважин // В. А. Иктисанов // Нефтяное хозяйство. – 2002. – №2. – С. 56 – 59.

50. Иктисанов В.А. Интерпретация кривых восстановления давления для горизонтальных и многоствольных скважин / В. А. Иктисанов, А. В. Байгушев, Г. Р. Мирсаитов // Нефтяное хозяйство. – 2008. – №7. – С. 60 – 63.

51. Иктисанов В.А. Преимущества использования глубинных манометров для записи длительных кривых изменения давления и дебита / В. А. Иктисанов и др. // Нефтяное хозяйство. – 2011. – №12. – С. 121 – 123.

52. Иктисанов В.А. Методика расчета неустановившейся фильтрации жидкости для различных нелинейных законов / В. А. Иктисанов, Н. Х. Мусабирова // Нефтяное хозяйство. – 2011. – №7. – С. 40 – 43.

53. Ипатов А.И. Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов / А.И. Ипатов, М.И. Кременецкий – М.: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика»; Институт компьютерных исследований, 2006. – 780 с.

54. Карнаухов М. Л. Гидродинамические исследования скважин испытателями пластов / М.Л. Карнаухов. – М.: Недра, 1991. – 204 с.

55. Карнаухов М.Л. Методики интерпретации результатов гидродинамических исследований скважин в ОАО «Тюменская нефтяная

компания» / М.Л. Карнаухов, А.Г. Сидоров, Е.М. Пьянкова // Нефтяное хозяйство. – 2002. – №6. – С. 52 – 54.

56. Каменецкий С.Г. Нефтепромысловые исследования пластов / С.Г. Каменецкий, В.М. Кузьмин, В.П. Степанов. – М.: Недра, 1974. – 224 с.

57. Котяхов Ф. И. Физика нефтяных и газовых коллекторов / Ф.И. Котяхов. – М.: Недра, 1977. – 287 с.

58. Кременецкий М.И. Гидродинамические и промышленно-технологические исследования скважин. Учебное пособие / М.И. Кременецкий, А.И. Ипатов – М.: МАКС Пресс, 2008. – 476 с.

59. Кульпин Д.Г. Гидродинамические методы исследования нефтегазоносных пластов / Д.Г. Кульпин, Ю.А. Мясников. – М.: Недра, 1974. – 200 с.

60. Лавров В.В. Концепция комплексной автоматизации промышленных гидродинамических исследований нефтяных скважин и опыт ее внедрения в ОАО "Томскнефть" / В.В. Лавров, Г.П. Налимов, П.О. Гаус // Нефтяное хозяйство. – 2002. – №6. – С. 136 – 137.

61. Лапук Б.Б. Теоретические основы разработки газовых месторождений / Б.Б. Лапук. – М.: Гостоптехиздат, 1948. – 291 с.

62. Лейбензон Л.С. Движение природных жидкостей и газов в пористой среде / Л.С. Лейбензон. – М.: ОГИЗ, 1947. – 244 с.

63. Лысенко В.Д. Проектирование разработки нефтяных месторождений / В.Д. Лысенко. – М.: Недра, 1987. – 247 с.

64. Макогон Ю.Ф. Гидраты природных газов / Ю.Ф. Макогон. – М.: Недра, 1974. – 208 с.

65. Мамедова М.А. Исследование неустановившегося движения жидкости в плоскорадиальных тонких щелях / М.А. Мамедова // Азербайджанское нефтяное хозяйство. – 2007. – №2. – С. 30 – 32.

66. Маргулов Р.Д. Разработка многопластового газового месторождения / Р.Д. Маргулов. – М.: Недра, 1967. – 117 с.

67. Маскет М. Течение однородных жидкостей в пористой среде / М. Маскет. – Москва–Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004. – 628 с.

68. Маскет М. Физические основы технологии добычи нефти / М. Маскет. – Москва–Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004. – 606 с.

69. Методические рекомендации «Помехоустойчивые алгоритмы по обработке данных гидродинамических исследований скважин», – Уфа: УФ ООО «ЮганскНИПИнефть», 2001. – 80 с.

70. Минеев Б.П. Практическое руководство по испытанию скважин / Б.П. Минеев, Н.А. Сидоров. – М.: Недра, 1981. – 280 с.

71. Мирзаджанзаде А.Х. Технология и техника добычи нефти: Учебник для вузов / А.Х. Мирзаджанзаде, И.М. Аметов, А.М. Хасаев, В.И. Гусев. – М.: Недра, 1986. – 382 с.

72. Мислюк М.А. Буріння свердловин: Довідник: У 5 т. Т. 4.: Завершення свердловин / М.А. Мислюк, І.Й. Рибчич. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2012. – 608 с.

73. Мислюк М.А. Буріння свердловин: Довідник: У 5 т. Т. 5.: Ускладнення. Аварії. Екологія / М.А. Мислюк, І.Й. Рибчич, Р.С. Яремійчук. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2004. – 376 с.

74. Мислюк М.А. До методики обробки даних гідродинамічних досліджень продуктивних пластів на усталених режимах фільтрації / М.А. Мислюк // Нафтова і газова промисловість. – 2009. – № 3. – С. 24 – 26.

75. Мислюк М.А. До інтерпретації кривих відновлення тиску газових свердловин / М.А. Мислюк, В.Я. Петруняк // Тези доповідей науково–технічної конференції «Підвищення ефективності буріння свердловин та інтенсифікації нафтогазовидобутку на родовищах України» 16 – 18 листопада 2010 р., м. Івано–Франківськ, 2010. – С. 144 – 149.

76. Мислюк М.А. До оцінки параметрів продуктивних пластів за кривими відновлювання тиску / М.А. Мислюк, В.Я. Петруняк // Нафтова і газова промисловість. – 2011. – № 2. – С. 24– 27.

77. Мислюк М.А. До оцінки параметрів продуктивних газових пластів за кривими відновлювання тиску/ М.А. Мислюк, В.Я. Петруняк // Нафтова і газова промисловість. – 2012. – № 2. – С.38 – 40.

78. Мислюк М.А. До методики обробки кривих відновлювання тиску / М.А. Мислюк, В.Я. Петруняк // Нафтова і газова промисловість. – 2012. – № 5. – С.37 – 40.

79. Мислюк М.А. До використання статистичних оцінок параметрів продуктивних пластів за кривими відновлення тиску / М.А. Мислюк, В.Я. Петруняк / Нафтогазова галузь України. – 2013. – № 4) – С.15 – 18.

80. Мислюк М.А. Моделювання явищ і процесів у нафтогазопромисловій справі / М.А. Мислюк, Ю.О. Зарубін. – Івано-Франківськ: Екор, 1999. – 496 с.

81. Мислюк М.А. Оцінка параметрів продуктивних пластів за кривими відновлювання тиску / М.А. Мислюк, В.Я. Петруняк // Проблеми нафтогазової промисловості: Зб.наук.праць. – Вип. 9. – К., 2011. – С.178 – 188.

82. Мыслюк М.А. Методика обработки кривых восстановления давления / М.А. Мыслюк // НТВ «Каротажник». – Тверь: Изд. АИС. – 2009. – Вып. 7. – С. 112–120.

83. Мыслюк М.А. О задаче восстановления давления в пласте при испытании скважин / М.А. Мыслюк, Ю.А. Зарубин // Тезисы докладов Второй Всесоюзной научно-технической конференции «Вскрытие нефтегазовых пластов и освоение скважин». Посвящается 60-летию со дня рождения академика А.Х. Мирзаджанзаде (20 – 22 сентября 1988г., г. Ивано-Франковск). – М., 1988. – С. 214 – 215.

84. Мыслюк М.А. О статистической интерпретации кривых восстановления давления / М.А. Мыслюк, В.Я. Петруняк / Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 9. – С.108 – 112.

85. Мищенко И.Т. Сборник задач по технологии и технике нефтедобычи / И.Т. Мищенко, В.А. Сахаров, В.Г. Грон, Г.И. Багомольный. – М.: Недра, 1984. – 272 с.

86. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти: Учебное пособие для вузов / И.Т. Мищенко. – М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – 816 с.

87. Муравьев И.М. Освоение и исследование нагнетательных скважин (на примере промышленности Башкирии) / И.М. Муравьев, Ф.С. Абдулин. – М.: ГОСТОПТЕХИЗДАТ, – 1963. – 156 с.

88. Новые методы и комплексная автоматизация промышленных гидродинамических исследований скважин // Нефтяное хозяйство. – 2002. – №6. – С. 135.

89. Овчинников М.Н. Гидропроводность в методе кривых восстановления давления как динамический параметр / М.Н. Овчинников // Изв. вузов. Нефть и газ. – 2004. – №6. – с.41 – 45.

90. Оркин К.Г., Юрчук А.М. Расчеты в технологии и технике добычи нефти / К.Г. Оркин, А.М. Юрчук. – М.: Недра, – 1967. – 377 с.

91. Пономарева И.Н. Оптимизация периода восстановления давления в нефтедобывающих скважинах при их исследовании / И.Н. Пономарева, С.В. Мильчаков // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 2009. – № 10. – С. 61 – 62.

92. Пономарева И.Н. Условия эффективного применения методов оценки состояния призабойной зоны по данным гидродинамических исследований / И.Н. Пономарева, В.А. Мордвинов // Научные исследования и инновации. – 2010. – т. 4. – № 1. – С. 56 – 60.

93. Пономарева И.Н. К обработке кривых восстановления давления низкопродуктивных скважин // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 6. – С. 78 – 79.

94. Попадюк Р.М. Дослідження нафтових свердловин та пластів. Конспект лекцій / Р.М. Попадюк, Я.В. Соломчак. – Івано-Франківськ: Факел, – 2003. – 76 с.

95. Роулинс Е.Л. Испытание газовых скважин / Е.Л. Роулинс, М.А. Шелхардт. – М.: ГОСТОПТЕХИЗДАТ, – 1947 – 210 с.

96. Санников В.А. Анализ корректности применения метода касательной при интерпретации кривой восстановления давления / В. А. Санников, В. И. Курочкин, Д.А. Метт // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 4. – С. 82 – 85.

97. Семенякин В.С. Исследование нестационарного притока пластового газа к газоконденсатным скважинам / В.С. Семенякин, А.З. Саушин, А.А. Сонных // Газовая промышленность. – 2009. – № 2. – С. 10 – 11.

98. Степанова Г.С. Расчет фазовых равновесий углеводородных смесей / Г.С. Степанова. – М.: Недра, – 1969. – 230 с.

99. Хайрулин М.Х. Интерпретация результатов гидродинамических исследований скважин методами регуляризации / М.Х. Хайрулин, Р.С. Хисамов, М.Н. Шамсиев, Р.Г. Фархуллин. – М. – Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика»; Институт компьютерных исследований, 2006. – 172 с.

100. Хисамов Р.С. Гидродинамические исследования скважин и методы обработки результатов измерений / Р.С. Хисамов, Э.И. Сулейманов, Р.Г. Фархуллин, О.А. Никашев, А.А. Губайдуллин, Р.К. Ишкаев, В.М. Хусаинов. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2000. – 228 с.

101. Чарный И.А. Подземная гидрогазодинамика / И.А. Чарный. – М.: Гостоптехиздат, 1963. – 369 с.

102. Чекалюк Э.Б. Универсальный метод определения физических параметров пласта по измерениям забойных давлений притока / Э.Б. Чекалюк // Нефт. хоз-во. 1964. – №3. – С. 36 – 40.

103. Черемисинов О.А. Состав природного газа по данным газометрии скважин / О.А. Черемисинов, Н.Р. Шорохов. – М.: Недра, 1975. – 72 с.

104. Черепанов С.С. Оценка анизотропии проницаемости карбонатных коллекторов по кривым восстановления давления / С. С. Черепанов и др. // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 4. – С. 60 – 61.

105. Черепанов С.С. Сравнительная характеристика методов обработки КВД скважин газовых месторождений ООО "ЛУКОЙЛ Узбекистан оперейтингкомпани" / С. С. Черепанов и др. // Нефть, газ и бизнес. – 2013. – № 5. – С. 48–52.

106. Чернов Б.С. Гидродинамические методы исследования скважин и пластов / Б.С. Чернов, М.Н. Базлов, А.И. Жуков. – М.: Гостоптехиздат, – 1960. – 319 с.

107. Чодри А. Гидродинамические исследования нефтяных скважин. Перевод с английского / А. Чодри. – М.: ООО «Премиуминжиниринг», 2011. – 687 с.

108. Шагиев Р.Г. Исследование скважин по КВД / Р.Г. Шагиев. – М.: Наука, 1998. – 304 с.

109. Шаймуратов Р.В. Гидродинамика нефтяного трещиноватого пласта / Р.В. Шаймуратов. – М.: Недра, – 1980. – 223 с.

110. Шешуков А.И. Гидродинамические исследования горизонтальных скважин / А.И. Шешуков, В.Н. Федоров, В.М. Мешков // Нефтяное хозяйство. – № 8. – 2002. – С. 92 – 94.

111. Щуров В.И. Технология и техника добычи нефти. Учебник для вузов / В.И. Щуров. – М.: Недра, – 1983. – 510 с.

112. Щелкачев В.Н. Подземная гидравлика / В.Н. Щелкачев, Б.Б. Лапук. – М.: Гостоптехиздат, – 1949. – 525 с.

113. Щелкачев В.Н. Подземная гидравлика / В.Н. Щелкачев, Б.Б. Лапук. – Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», – 2001. – 736 с.

114. Эрлагер Роберт Мл. Гидродинамические исследования скважин. Перевод с английского А.В. Щебетова / Роберт Мл. Эрлагер – М. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, – 2004. – 478 с.

115. Ягафаров А.К. Обработка результатов гидродинамических исследований непереливающих скважин / А. К. Ягафаров, О. В. Нагарев, Б. А. Ерка, И. А. Кудрявцев и др. // Нефтяное хозяйство. – 2004. – №12. – С. 55 – 57.

116. Ahmed T. Advanced Reservoir Engineering / T. Ahmed, P.D. McKinley. – Gulf Professional Publishing 2005. – 407 p.

117. Bourdet D. A new set of type curves simplifies well test analysis / Bourdet D. // Worldoil. – 1983. – May. – P.95 – 106.

118. Bourdet D. Use of Pressure Derivative in Well-Test Interpretation / D. Bourdet, J.A. Ayoub, Y.M. Pirard // SPE Formation Evaluation. – 1989. – June. – P. 293 – 302.

119. Bourdet D. Well Test Analysis: The use of Advanced Interpretation Models. Handbook of Petroleum Exploration and Production 3 / D. Bourdet. – Elsevier Science, – 2002. – 224 p.

120. Boyun Guo. Petroleum Production Engineering. A Computer-Assisted Approach / Boyun Guo, William C. Lyons, Ali Ghalambor Elsevier Science & Technology Books, – 2007. – 288 p.

121. Briceno M. Horizontal Wells Pressure Build Up Analysis in Orinoco Heavy Oil Belt / Briceno M., L.E. Summers, O.J. Quijada // SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium and International Horizontal Well Technology Conference. – 4 – 7 november 2002. – Calgary, Alberta, Canada.

122. Chaudhry Amanat U. Gas Well Testing Handbook / Amanat U. Chaudhry. – Elsevier Inc, – 2003. – 867 p.

123. Chaudhry Amanat U. Oil Well Testing Handbook / Amanat U. Chaudhry. – Elsevier Inc, – 2004. – 702 p.

124. Chen A. Use of Pressure/Rate Deconvolution to Estimate Connected Reservoir Drainage Volume in naturally Fractured Unconventional-Gas Reservoirs From Canadian Rockies Foothills / Chen A., Jones Jack R. // SPE RM/FE. – 2012. (June) – P.290 – 299.

125. Cipolla C.L. Understanding Fracture Performance by Integrating Well Testing & Fracture Modeling / C.L. Cipolla, M. Mayerhofer // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. 27 – 30 September 1998. – P. 293 – 298.

126. Claudia L. Pinzon. Complexity of Well Testing Analysis of naturally-Fractured Gas-Condensate Wells in Colombia / L. Pinzon Claudia, Chen Her-Yuan,

W. Teufel Lawrence // SPE International Petroleum Conference and Exhibition in Mexico. 1 – 3 February 2000. – Villahermosa, Mexico.

127. Earlougher R.C. Jr Advances in Well Test Analysis / R.C. Jr. Earlougher // SPE Monograph 5. – 1977. – 256 p.

128. Furuya M. Transient Pressure Data Interpretation of Horizontal Wells in a Multilayered Reservoir / M. Furuya, S. Takahashi // Middle East Oil Show. – 11 – 14 March 1995. – Bahrain.

129. Hegeman P.S. Well-test analysis with changing wellbore storage / P.S. Hegeman, D.L. Hallford, J.A. Josef // SPE FE. – 1993. – Sept. – P.201 – 207.

130. Horner D.R. Pressure Build-up in Wells / D.R. Horner // Proc., Third World Pet. Cong., The Hague (1951) Sec. II. 503 – 23; Pressure Analysis Methods. Reprint Series, SPE, Richardson, TX (1967) n. 9, 25–43.

131. Gringarten A.C. Type-Curve Analysis: What It Can and Cannot Do / A.C. Gringarten // JPT. – Jan. – 1987 – P. 11–13.

132. Levitan M.M. The Use of Well Testing for Evaluation of Connected Reservoir Volume / M.M. Levitan, M.J. Ward; J.-L. Boutaud de la Combe, S.A. Total, M.R. Wilson // SPE RM/FE, RE. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – 24–27 September 2006.

133. Matthews C.S. Pressure Build-Up and Flow Tests in Wells: Monograph Series / C.S. Matthews, D.G. Russel. – Society of Petroleum Engineers. – Dallas. – 1967. – 172 p.

134. Megyery M. Fill-Up Pressure Buildup Test: An Effective Method for Wells With Low Initial Production and Deep Drawdown / M. Megyery. – December 1996. – P. 245 – 250.

135. Method 1.048 Software for Pressure Transient Analysis [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.oil-gas-toolbox.com>.

136. 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. 91104.

137. Onur M. Pressure-Pressure Deconvolution Analysis of Multiwell-Interference and Interval-Pressure-Transient Tests / M. Onur, C. Ayan, F.J. Kuchuk. – December – 2011. – P.652 – 662.

138. PT Software for Pressure Transient Analysis [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.comportco.com/ptsoft/pt4index.php?pg=1>.

139. Roussennac B. Gas Condensate Well Test Analysis. A Report Submitted to The Department of Petroleum Engineering of Stanford University in Partial Fulfillment of the Requirements for the Degree of Master of Science / B. Roussennac. – 2001. – 108 p.

140. Horne R. Modern Well Test Analysis. A Computer-Aided Approach. / R. Horne. – Stanford University. – PetrowayInc. – 1990. – 185 p.

141. Ahmed T. Advanced Reservoir Engineering / T. Ahmed, P. D. McKinley. – ElsevierInc. – 2005. – 407 p.

142. Bhushan Y. Well Test Analysis in a Tight Lean Gas Condensate Reservoir / Y. Bhushan // SPE Indian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition. – 4 – 6 March 2008. – Mumbai, India.

143. Jackson R.R., Banerjee R., Application of reservoir simulation and history matching methods to MDT vertical interference testing and determination of permeability anisotropy / R.R. Jackson, R. Banerjee // Paper presented at the 8th European Conference on the mathematics of oil recovery. – Freiberg, Germany. – 2002. – 3 – 6 of September.

ДОДАТКИ

ПЕТРУНЬЯК ВОЛОДИМИР ЯРОСЛАВОВИЧ

Додаток А

Технічний директор

Спільного підприємства

„Полтавська газонафтова компанія”



Р.В. Білий

2013р.

ІНСТРУКЦІЯ

з гідродинамічних досліджень пластів і свердловин методом КВТ з застосуванням удосконаленої методики

ПЕТРУНЬЯК ВОЛОДИМИР ЯР

Полтава, 2013

Додаток Б

ЗАТВЕРДЖУЮ
 Технічний директор
 Спільного підприємства
 «Полтавська газонафтова
 компанія»
 Р.В. Білий
 "22" 2013 р.



АКТ

апробації методики інтерпретації даних гідродинамічних досліджень свердловин для обґрунтування оптимальних шляхів здійснення дослідно-промислової розробки газоконденсатних покладів Західно-Єлизаветівського склепіння Машівського родовища

Машівське газоконденсатне родовище було відкрито у 1962 році на території Карлівського району Полтавської області. Продуктивність південного блоку Західно-Єлизаветівського склепіння Машівського родовища була встановлена у 1984 році. На даний час в блоці пробурено 9 свердловин, з яких 4 свердловини виявилися продуктивними. Промислові припливи вуглеводнів отримано з відкладів нижньої пермі та верхнього карбону, які залягають на глибинах 2850 – 4100 м. Розробка цих відкладів була розпочата у 1985 році. У кінці 2004 року ліцензія на геологічне вивчення та дослідно-промислову розробку Єлизаветівської площі була надана СП «Полтавська газонафтова компанія».

В 2005 році на засіданні центральної комісії з розробки ухвалено «Уточнений проект розробки Машівського ГКР», який в даний час є чинним проектним документом з розробки родовища. У 2012 році Державна комісія по запасам ухвалила геолого-економічну оцінку Машівського родовища, в якому запаси вуглеводнів Єлизаветівської площі не оцінювалися.

Відсутність проектних показників з видобутку вуглеводнів по Єлизаветівській площі обумовило виконання проекту дослідно-промислової розробки газоконденсатних покладів Західно-Єлизаветівського склепіння Машівського родовища.

Проект дослідно-промислової розробки виконувався на основі отриманих даних роботи свердловини №53, яка у квітні 2012 року була розконсервована і введена в роботу на Східно-Машівську установку попередньої підготовки газу.

Для підготовки науково-технічного звіту «Проект дослідно-промислової розробки покладів горизонтів А-2а і А-2б Західно-Єлизаветівського склепіння Машівського родовища (в межах ліцензійної ділянки СП «Полтавська газонафтова компанія»)» виконано апробацію уточненої методики інтерпретації даних гідродинамічних досліджень свердловин на неусталених режимах фільтрації з використання інформації про точність приладів.

Суть промислової апробації полягає в підвищенні точності оцінок ємнісно-фільтраційних характеристик продуктивних пластів з використанням критеріального підходу у статистичних процедурах оцінювання цих параметрів.

В процесі апробації:

обґрунтовували вибір найбільш адекватної гідродинамічної моделі з деякого класу можливих гідродинамічних моделей продуктивного пласта;

обґрунтовували діагностичні ознаки, аналізували дані вимірювання КВТ і формували клас можливих гідродинамічних моделей пласта;

оцінювали параметри пласта для стаціонарної некорельованої коваріаційної матриці з невідомою дисперсією;

будували коваріаційну матрицю оцінок параметрів пласта.

Після проведення обробки КВТ свердловин дані про ємнісно-фільтраційні характеристики продуктивних пластів в подальшому використані для гідродинамічного моделювання горизонтів А-2а та А-2б. На основі створених гідродинамічних моделей покладів горизонтів А-2а та А-2б виконано прогноз основних технологічних показників розробки горизонтів А-2а та А-2б.

За розрахунковий період дослідно-промислової розробки будуть досягнуті такі показники, що характеризують економічну ефективність:

прибуток після оподаткування – 523,46 млн. грн;

грошовий потік – 518,41 млн. грн;

дисконтований грошовий потік – 348,62 млн. грн.

Економічний ефект для власника надр у вигляді податків та зборів очікується у обсязі 692,96 млн. грн.

Сукупний економічний ефект від розробки родовища очікується у обсязі 1211,38 млн. грн.

Таким чином, апробацією уточненої методики інтерпретації даних гідродинамічних досліджень свердловин на неусталених режимах фільтрації з урахування інформації про точність приладів встановлено:

використання принципу максимуму функції правдоподібності дозволяє побудувати ефективні оцінки моделі пласта;

методика дозволяє підвищити якість вихідних даних для створення гідродинамічних моделей покладів.

Для обґрунтування оптимальних шляхів здійснення дослідно-промислової розробки родовищ нафти і газу вважається доцільним використання наведеної методики для складання або уточнення гідродинамічних моделей горизонтів.

Головний геолог



Г.Б. Кулинич

Інженер з видобування нафти і газу



В.Я. Петруняк

Додаток В

ЗАТВЕРДЖУЮ

Директор

ТОВ «Нафтогазпроект»

В.А. Фесина

2013 р.



АКТ

апробації методики інтерпретації даних гідродинамічних досліджень свердловин для коректування технологічних показників розробки Новомиколаївського нафтогазоконденсатного родовища

Новомиколаївське нафтогазоконденсатне родовище відкрито у 1967 році на території Новосанжарського району Полтавської області. На даний час на родовищі пробурено 11 свердловин. Промислові припливи вуглеводнів отримано з візейських відкладів покладів горизонтів В-15, В-16 та В-25, які залягають в інтервалі глибин 1650 – 2600 м. Експлуатація продуктивних горизонтів розпочата в 1980 році Полтавським ГПУ. У 1994 році ліцензія на розвідку та експлуатацію родовища перейшла до СП «Полтавська газонафтова компанія» і у 2004 році поновлена.

В 2009 році у свердловині 71 отримано промисловий приплив вуглеводнів з горизонту В-16, в результаті у 2010 році складено і затверджено ЦКР України «Проект дослідно-промислової розробки горизонту В-16 Новомиколаївського НГКР» і протягом 2012 – 2013 років виконано геолого-економічну оцінку горизонту В-16.

Відсутність проектних показників з видобутку вуглеводнів та, поряд з тим, невідповідність проектних і фактичних показників розробки родовища обумовило виконання коректив проектних технологічних показників промислової розробки Новомиколаївського НГКР.

Корективи проектних технологічних показників розробки виконувалися на основі нових отриманих даних в результаті отримання припливів з горизонту В-16.

Для підготовки науково-технічного звіту «Корективи технологічних показників розробки Новомиколаївського нафтогазоконденсатного родовища» виконано апробацію уточненої методики інтерпретації даних гідродинамічних досліджень свердловин на неусталених режимах фільтрації без використання інформації про точність приладів.

Суть промислової апробації полягає в підвищенні точності оцінок ємнісно-фільтраційних характеристик продуктивних пластів з використанням критеріального підходу у статистичних процедурах оцінювання цих параметрів.

В процесі апробації:

обґрунтовували вибір найбільш адекватної гідродинамічної моделі з деякого класу можливих гідродинамічних моделей продуктивного пласта;

обґрунтовували діагностичні ознаки, аналізували дані вимірювання КВТ і формували клас можливих гідродинамічних моделей пласта;

оцінювали параметри пласта для стаціонарної некорельованої коваріаційної матриці з невідомою дисперсією;

будували коваріаційну матрицю оцінок параметрів пласта.

Після проведення обробки КВТ свердловин дані про ємнісно-фільтраційні характеристики продуктивних пластів в подальшому використані для гідродинамічного моделювання горизонту В-16. На основі уточненої гідродинамічної моделі покладу горизонту В-16 побудовано прогноз основних технологічних показників розробки горизонту В-16.

За розрахунковий період розробки будуть досягнуті такі показники, що характеризують економічну ефективність розробки родовища:

прибуток після оподаткування – 534,81 млн. грн;

грошовий потік – 630,74 млн. грн;

дисконтований грошовий потік – 502,72 млн. грн.

Економічний ефект для власника надр у вигляді податків та зборів очікується у обсязі 639,15 млн. грн.

Сукупний економічний ефект від розробки родовища очікується у обсязі 1 269,89 млн. грн.

Таким чином, апробацією уточненої методики інтерпретації даних гідродинамічних досліджень свердловин на неусталених режимах фільтрації без урахування інформації про точність приладів встановлено:

використання принципу максимуму функції правдоподібності дозволяє побудувати ефективні оцінки моделі пласта;

методика дозволяє підвищити якість вихідних даних для створення гідродинамічних моделей покладів.

Для коригування технологічних показників розробки родовищ нафти і газу вважається доцільним використання наведеної методики для складання або уточнення гідродинамічних моделей горизонтів.

Від ТОВ «Нафтогазпроект»:

Головний інженер з розробки, к.т.н.

В.В. Кисіль

Від СП ПГНК:

Головний геолог

Г.Б. Кулинич

Інженер з видобування нафти і газу

В.Я. Петруняк

Г