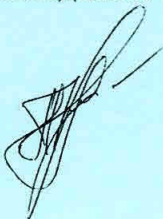


622.276.031(043)
П 32

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

ПЕТРУНЯК 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 та газових родовищ

АВТОРЕФЕРАТ
дисертації на здобуття наукового ступеня
кандидата технічних наук

Івано-Франківськ – 2015

Дисертацією є рукопис

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



Науковий керівник: доктор технічних наук, професор
Мислюк Михайло Андрійович,
Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу,
професор кафедри буріння
нафтових і газових свердловин

Офіційні опоненти: доктор технічних наук, професор
Зарубін Юрій Олександрович,
ТОВ «Науково-виробниче підприємство
«Центр нафтогазових ресурсів»», м. Київ,
заступник директора з наукової роботи

кандидат технічних наук, доцент
Дмитренко Вікторія Іванівна,
ВНЗ Укоопспілки «Полтавський університет
економіки і торгівлі», м. Полтава,
доцент кафедри хімії

Захист відбудеться “ 4 ” лютого 2016 р. о 10⁰⁰ годині на засіданні спеціалізованої вченої ради Д 20.052.02 при Івано-Франківському національному технічному університеті нафти і газу за адресою: 76019, Україна, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15.

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

Автореферат розісланий “ 11 ” грудня 2015 р.

Учений секретар спеціалізованої вченої ради,
кандидат технічних наук, доцент

I.M. Ковбасюк



an2556

1

АГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА РОБОТИ

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 S.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 - і 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 таких: побудова алгоритму інтерпретації КВТ та аналіз їх результатів [7]; 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 [1, 2, 3, 4, 5]; аналіз КВТ з використанням логарифмічної похідної Bourdet [6].

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.

Структура і обсяг роботи. Дисертаційна робота складається зі вступу, чотирьох розділів, висновків, списку використаних джерел і додатків.

Матеріали дисертації викладено на 144 сторінках, містять 55 рисунків і 28 таблиць, список використаних джерел зі 143 найменувань і 3 додатки.

Термінологія в дисертації є загальноприйнятою в науково-технічній літературі даного напрямку.

Автор щиро вдячний своєму науковому керівнику професору М.А. Мислюку – за цінні поради в науковій роботі.

ОСНОВНИЙ ЗМІСТ РОБОТИ

У вступі обгрунтовано актуальність обраної теми дисертаційної роботи, сформульовано мету і задачі дослідження, визначено наукову новизну та практичну цінність одержаних результатів.

У першому розділі дано характеристику і аналіз сучасного стану методів інтерпретації гідродинамічних досліджень свердловин за КВТ, які дозволяють оцінити фільтраційні характеристики продуктивних пластів.

Наведено огляд сучасного обладнання, яке використовується для зняття КВТ (високоточні цифрові глибинні та гирлові манометри) та описано технологію досліджень, яка застосовується в даний час на підприємствах нафтовидобувного комплексу України.

Проаналізовано існуючі методи інтерпретації КВТ без урахування припливу пластової рідини в свердловину та з урахуванням її припливу після зупинки свердловини. Цим методам притаманні такі недоліки: якість інтерпретації даних КВТ у значній мірі залежить від суб'єктивності виділення прямолінійної ділянки у відповідних координатах, не враховується інформаційна змістовність результатів вимірювань, відсутній обгрунтований вибір з позицій адекватності методів інтерпретації результатів гідродинамічних досліджень, складно діагностувати фактори спотворення форми КВТ, при числовому диференціюванні можливе значне розсіювання даних.

Особливу увагу приділено методу похідної D. Bourdet, основна ідея якого полягає у діагностиці з використанням білогарифмічних графіків характерних фільтраційних течій.

Наведено аналіз основних типових форм КВТ свердловин деяких родовищ південно-східної частини Дніпровсько-донецької западини (ДДЗ). Дано порівняння результатів обробки КВТ за методами MDH та логарифмічної похідної D. Bourdet, який є основою алгоритму пакету програм Ecrin. Показано основні переваги застосування методу похідної D. Bourdet.

Окреслено можливі напрями удосконалення методів інтерпретації даних гідродинамічних досліджень продуктивних пластів за КВТ, на основі яких сформульовано мету та задачі досліджень.

У другому розділі наведено модель обробки даних гідродинамічних досліджень, яка ґрунтується на використанні інформаційно-статистичних методів і зводиться до вибору найбільш адекватної \hat{v} моделі з деякого класу $\mathcal{S} \in \Theta$ можливих гідродинамічних моделей Θ продуктивного пласта

$$p_c = \begin{cases} \text{або } A(a, b, t) + \varepsilon_1, \\ \dots \\ \text{або } A(a, b, t) + \varepsilon_v, \quad v \in \mathcal{S}, \\ \dots \end{cases} \quad (1)$$

де p_c – тиск у свердловині (вимірювана у часі t векторна величина); $A(a, b, t)$ – операція прямої задачі для v -ої гідродинамічної моделі (у подальшому для простоти використовується запис $A(a, t)$); a, b – вектори відповідно невідомих і

відомих параметрів; ε_v – випадкова нормальна центрована компонента з матрицею коваріацій C .

До основних характеристик гідродинамічних моделей відносять вид рівняння, геометричну модель пласта, внутрішні (на стінці свердловини) і зовнішні (на границі пласта) граничні умови. Відзначено, що множина Θ визначає, за Р. Г. Шагієвим, банк можливих гідродинамічних моделей пластової фільтраційної системи. Клас моделей в (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 фільтраційних параметрів пластової системи залежно від мети досліджень – критерій функції правдоподібності або трансформованої нев'язки і критерії, які ґрунтуються на властивостях матриці коваріацій оцінок цих параметрів. До останніх відносяться критерії: A – оптимальності, який відображає слід матриці коваріацій або середню дисперсію оцінок параметрів продуктивного пласта; D – оптимальності, який відображає детермінант матриці коваріацій або узагальнену дисперсію оцінок параметрів пласта; дисперсії оцінок відповідних параметрів пласта.

Алгоритм розв'язку задачі (1) реалізується із використанням таких процедур.

1. Обґрунтування діагностичних ознак, аналіз даних вимірювань (p_c, t) КВТ і формування класу \mathcal{D} можливих гідродинамічних моделей продуктивного пласта.

2. Вибір виду матриці C коваріацій 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 $\hat{\sigma}_v^2$ випадкової компоненти побудова розв'язку задачі (1) в класі \mathcal{D} сформованих гідродинамічних моделей пласта зводиться до реалізації процедур

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

де $p_c = \{p_{c_i}\}$, $t = \{t_i\}$, $i = \overline{1, n}$; $\hat{\sigma}_v^2$ – 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 (1) будується з використанням процедур

$$\min \|C^{-1/2} (A(a, t) - p_c)\| \Rightarrow (\hat{a}_v, \hat{v}), v \in \mathcal{D}. \quad (3)$$

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

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

$$\begin{cases} \min \|C^{-1/2}(A(a_v, t) - \Delta p_c)\| \Rightarrow \hat{a}_v, H_0: \sigma_v^2 = \hat{\sigma}_v^2, v \in \mathcal{G}; \\ \min \{k(\hat{a}_v)\} \Rightarrow \hat{a}_v^*, v \in \{\mathcal{G} \wedge H_0: A(\hat{a}_v, t) = \Delta p_c\}; \end{cases} \quad (4)$$

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

$$\begin{cases} \min \|C^{-1/2}(A(a_v, t) - \Delta p_c)\| \Rightarrow \hat{a}_v, H_0: \sigma_v^2 = \sigma_0^2, v \in \mathcal{G}; \\ \min \{k(\hat{a}_v)\} \Rightarrow \hat{a}_v^*, v \in (\mathcal{G} \wedge H_0: \sigma_v^2 = \sigma_0^2); \end{cases} \quad (5)$$

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

$$\begin{cases} \min \|C^{-1/2}(A(a_v, t) - \Delta p_c)\| \Rightarrow \hat{a}_v, H_0: \Delta p_c = A(\hat{a}_v, t), v \in \mathcal{G}; \\ \min \{k(\hat{a}_v)\} \Rightarrow \hat{a}_v^*, v \in (\mathcal{G} \wedge H_0: \Delta p_{c_i} = A(\hat{a}_v, t_i), i = \overline{1, n}). \end{cases} \quad (6)$$

Для перевірки у (4) – (6) статистичних гіпотез H_0 використовуються стандартні статистичні тести:

$$\begin{aligned} T &= \hat{\sigma}_n^2 / \hat{\sigma}_v^2, T < F_{n-2, n-2, \alpha}; \\ T &= (n-2)\hat{\sigma}_n^2 / \hat{\sigma}_v^2, T < \chi_{n-2, \alpha}^2; \\ T &= \sqrt{n} |\Delta p_c - A(\hat{a}_v, t)| / \sigma_u, T < u_{\alpha/2}; \\ T &= \sqrt{n} |\Delta p_c - A(\hat{a}_v, t)| / \sigma_n, T < t_{n-2, \alpha/2}, \end{aligned}$$

де $F_{n-2, n-2, \alpha}$, $\chi_{n-2, \alpha}^2$, $u_{\alpha/2}$, $t_{n-2, \alpha/2}$ – квантили F -, χ^2 -, u -, t -розподілів з довірчою ймовірністю α ; n_v – кількість вимірювань, що відповідають оцінці $\hat{\sigma}_v^2$ за (2).

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

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

де $A'(\hat{a}_v, t)$, $A''(\hat{a}_v, t)$ – матриця похідних за оцінюваними параметрами пласта і транспонована до неї матриця.

Особливість процедур (2) і (3) полягає у попередньому оцінюванні для кожної моделі v класу \mathcal{G} їх параметрів \hat{a}_v за першою умовою та вибором найбільш адекватної \hat{v} моделі за другою умовою. Процедури (4) – (6) полягають у формуванні спочатку класу \mathcal{G} 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 умов гіпотез H_0 – вибору найбільш адекватної \hat{v} гідродинамічної моделі та оцінок параметрів \hat{a}_v 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 і методу логарифмічної похідної D. Bourdet. Важливою перевагою запропонованого методу інтерпретації КВТ є використання інформації про точність манометрів та різних критеріїв оптимальності (функція правдоподібності, властивості матриці коваріацій) для побудови ефективних оцінок гідродинамічних параметрів пласта.

У третьому розділі наведено результати апробації запропонованих методів інтерпретації КВТ на свердловинах спільного підприємства «Полтавська газонафтова компанія». Загальна кількість виконаних обробок КВТ склала більше 50. Основна увага приділялась оцінці можливостей використання розроблених методів інтерпретації КВТ для нафтових і газових свердловин, а також у порівняльному аналізі оцінок параметрів пласта за відомими методами.

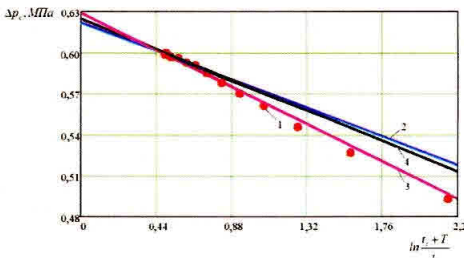
Для нафтових свердловин інтерпретація гідродинамічних досліджень за КВТ виконувалась для стаціонарної некорельованої матриці коваріацій з невідомою дисперсією за критеріями функції правдоподібності і властивостей матриці коваріацій оцінок параметрів пласта. При цьому використовували алгоритми у відповідності з процедурами (2) і (4).

В табл. 1 наведено результати обробки КВТ нафтових свердловин за критерієм функції правдоподібності у відповідності з процедурою (2), а також за даними підприємства і демонстраційної версії пакету програм Method. 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. Максимальні значення похибок для параметра \hat{a}_0 становлять 3,23%, а для параметра \hat{a}_1 – 11,3% у порівнянні з даними підприємства та 29,8% у порівнянні з даними за пакетом програм Method. Існуючі відхилення результатів інтерпретації КВТ за порівнюваними і базовою методами зумовлені суб'єктивністю виділення лінійної ділянки залежності (4) в діагностичних координатах (5). Велике значення похибки для параметра \hat{a}_1 пов'язане з тим, що в пакеті програм Method інтерпретатор вказує ряд точок, за якими проводиться інтерпретація, а удосконалений метод аналізує всі точки та вибирає з них точки у відповідності з принципом оптимальності.

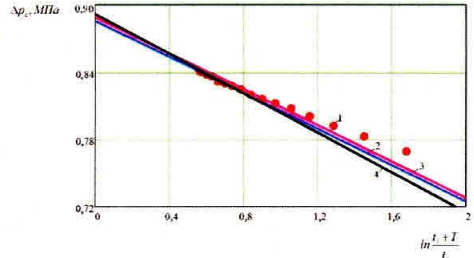
На рис. 1 з метою ілюстрації особливостей обробки КВТ показано дані вимірювань і розрахункові результати за аналізованими методами.

Таблиця 1 – Порівняльні результати інтерпретації даних гідродинамічних досліджень нафтових свердловин

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



а



б

Рисунок 1 – Результати обробки КВТ свердловин 138 Ігнатівського НГКР (28.11 – 02.12.2008 р.) (а) та 166 Мовчанівського НГКР (29.06 – 04.07.2009 р.) (б) за модифікованим методом Хорнера: 1 – дані вимірювань; 2 – пропонований метод; 3 – дані підприємства; 4 – пакет програм Method

Алгоритми (2) та (4), які застосовувалися для нафтових свердловин, з певними уточненнями використано для інтерпретації КВТ газових свердловин. В табл. 2

наведено результати обробки КВТ газових свердловин за критерієм функції правдоподібності у відповідності з процедурою (2), а також за даними підприємства і демонстраційної версії пакету програм РТ 4.0.

Таблиця 2 – Порівняльні результати інтерпретації даних гідродинамічних досліджень газових свердловин

Свердловина, НГКР	Дата досліджень	Інтервал перфорації (верх/низ), м	Пропонований метод		Результати підприємства		Програма РТ 4.0	
			\hat{a}_0 , σ_0 , МПа ²	\hat{a}_1 , σ_1 , МПа ²	a_0^H , δ_0 , МПа ² %	a_1^H , δ_1 , МПа ² %	$a_0^{PT4.0}$, δ_0 , МПа ² %	$a_1^{PT4.0}$, δ_1 , МПа ² %
71, Новомиkolaївське	12 – 15.02.09	2685	425,034	-40,109	424,200	-39,981	424,195	-39,981
		2697	0,0680	0,1000	0,20	0,32	0,20	0,32
206, Мовчанівське	27.03.09	2439	562,628	-70,915	562,572	-70,826	562,591	-70,825
		2478	0,7956	0,8574	0,01	0,13	0,01	0,13
206, Мовчанівське	01 – 05.04.09	2439	504,779	-99,167	505,161	-100,071	505,171	-100,070
		2478	1,3756	3,0088	0,08	0,91	0,08	0,91
207, Мовчанівське	17 – 19.04.09	2471	675,131	-8,868	675,131	-8,868	675,116	-8,868
		2599	3,0434	2,1619	0	0	0	0
71, Новомиkolaївське	04 – 05.06.09	1785	329,427	-4,563	329,427	-4,563	329,422	-4,563
		1793	0,0777	0,1435	0	0	0	0
71, Новомиkolaївське	07 – 10.06.09	1785	331,886	-13,241	331,886	-13,241	331,886	-13,241
		1793	0,8429	2,1784	0	0	0	0
162, Мовчанівське	14 – 22.08.09	2430	246,115	-66,489	246,122	-66,469	246,113	-66,469
		2587	0,0860	0,0540	0,01	0,03	0,02	0,03
71, Новомиkolaївське	12.10.09	1785	268,355	-5,977	269,132	-6,133	269,124	-6,133
		1793	0,0391	0,0070	0,29	2,61	0,29	2,61
205, Мовчанівське	04 – 10.12.09	2324	535,558	-11,013	535,558	-11,013	535,558	-11,013
		2345	0,6583	1,2971	0	0	0	0
167, Мовчанівське	20 – 25.02.10	2577	356,811	-66,333	356,576	-65,688	356,576	-65,688
		2998	0,5870	1,6170	0,07	0,97	0,07	0,97
167, Мовчанівське	05 – 08.03.10	2577	333,647	-278,441	333,849	-279,126	331,786	-271,903
		2998	0,0554	0,1947	0,06	0,25	0,56	2,35
73, Новомиkolaївське	15 – 18.04.10	1937	309,288	-13,545	309,560	-14,035	309,549	-14,035
		1998	2,7136	4,9248	0,09	3,62	0,08	3,62
205, Мовчанівське	19 – 23.04.10	2324	340,702	-80,617	340,703	-80,662	340,698	-80,662
		2345	1,4748	6,8210	0	0,06	0	0,06
206, Мовчанівське	28.09 – 08.10.10	2439	283,27	-188,508	283,351	-188,745	283,350	-188,749
		2478	2,7670	7,0585	0,03	0,13	0,03	0,13
28, Мовчанівське	28 – 30.11.10	2490	139,807	-4,176	139,842	-4,221	139,831	-4,221
		2610	0,0281	0,0349	0,03	1,08	0,02	1,08
103, Руденківське	06 – 09.12.10	3613	1191	-225,33	1191	-225,33	1191	-225,33
		4634	0,9110	2,5280	0	0	0	0

На основі аналізу результатів розрахунків, наведених в табл. 2, 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 Новомиkolaївського 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 6 – 9.12.2010 р.) значення отриманих параметрів \hat{a}_0 і \hat{a}_1 повністю співпадають за трьома методами. Максимальні значення 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 . Існуючі відхилення результатів інтерпретації КВТ газових свердловин за базовим і порівнювальними методами зумовлені особливостями, а в окремих випадках, суб'єктивністю виділення прямолінійної ділянки.

З метою ілюстрації особливостей обробки КВТ на рис. 2 показано дані вимірювань і розрахункові результати за аналізованими методами, для яких характерна висока збіжність.

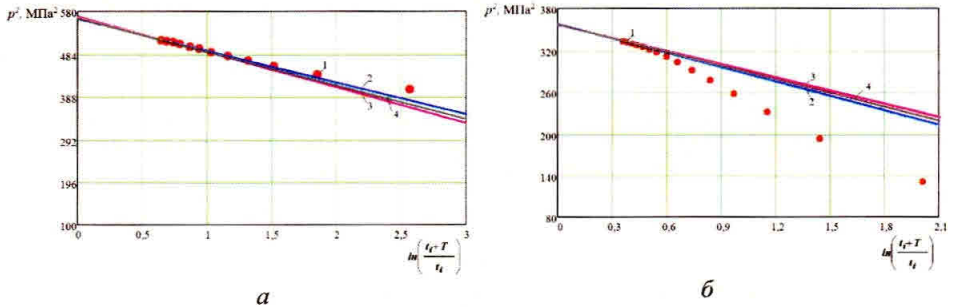


Рисунок 2 – Результати обробки КВТ свердловин 206 Мовчанівського НГКР (дата досліджень 27.03.2009 р.) (а) та 167 Мовчанівського НГКР (дата досліджень 20 – 25.02.2010 р.) (б) за модифікованим методом Хорнера: 1 – дані вимірювань; 2 – пропонуванний метод; 3 – дані підприємства; 4 – пакет програм РТ 4.0

Оскільки для зняття даних КВТ на спільному підприємстві «Полтавська газонафтова компанія» використовуються сучасні високоточні цифрові манометри, то для інтерпретації КВТ нафтових свердловин було враховано інформацію про точність вимірювальних приладів та апробовано розроблений метод з урахуванням цієї інформації.

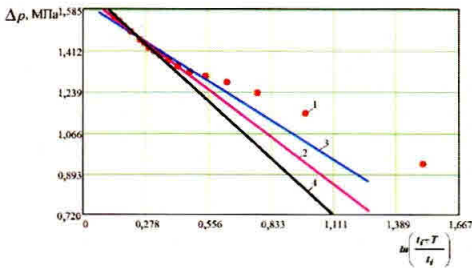
Обробка виконувалася для стаціонарної некорельованої матриці коваріацій випадкової компоненти. Порівняльні результати обробки даних гідродинамічних досліджень продуктивних пластів НГКР наведено в табл. 3.

Аналіз даних табл. 3 показує, що відносні похибки оцінок параметру \hat{a}_0 не перевищують 4%, однак похибки параметру \hat{a}_1 дещо більші, і можуть досягати високих значень (44%).

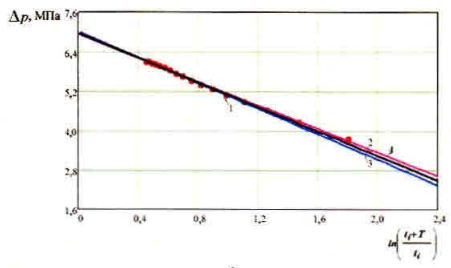
Для ілюстрації методу з урахуванням інформації про точність вимірювальних приладів на рис. 3 показано результати обробки КВТ модифікованим методом Хорнера.

Таблиця 3 – Порівняльні результати інтерпретації даних гідродинамічних досліджень свердловин деяких НГКР

Свердловина, НГКР	Дата дослідження	Інтервал перфорації (верх/низ), м	Процедура (2)		Процедура (6)	
			\hat{a}_0	\hat{a}_1	\hat{a}_0	\hat{a}_1
			δ_0	δ_1	δ_0	δ_1
			МПа	МПа	МПа	МПа
			%	%	%	%
129, Ігнатівське	10 – 15.10.07	2367 2390	1,615	-0,597	1,674	-0,860
			0,64	4,90	3,65	44,05
			1,645	-0,721	1,674	-0,860
72, Новомиколаївське	29.09 – 02.10.09	1668 1674	10,637	-0,306	10,669	-0,248
			0,22	5,30	0,30	18,95
			10,569	-0,248	10,669	-0,248
168, Мовчанівське	25 – 27.12.09	2853 3155	6,975	-1,891	6,782	-1,492
			0,20	0,95	2,767	21,10
			6,782	-1,492	6,782	-1,492
			1,60	15,1	0	0



а



б

Рисунок 3 – Результати обробки КВТ свердловин 129 Ігнатівського НГКР (10 – 15.10.2007 р.) (а) та 168 Мовчанівського НГКР (25 – 27.12.2009 р.) (б) за модифікованим методом Хорнера

Метод інтерпретації гідродинамічних досліджень свердловин із використанням логарифмічної похідної D. Bourdet застосовувався для деяких нафтових свердловин.

З метою ілюстрації запропонованого методу на рис. 4 показано результати обробки КВТ із застосуванням логарифмічної похідної D. Bourdet свердловини 166 Мовчанівського родовища.

В табл. 4 наведено результати оцінок параметрів продуктивних пластів за допомогою пакетів програм Method та PT4.0, а також оцінки відносних похибок параметрів a_0 та a_1 в порівнянні з критеріями функції правдоподібності (δ_0 і δ_1) і властивостей матриці коваріації (δ_0^* і δ_1^*) відповідно.

Дані табл. 4 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. Це пов'язано з тим, що в пакетах програм Method та PT4.0 інтерпретатором вибирається послідовність точок, за якими проводиться інтерпретація, а за удосконаленим методом аналізується весь набір точок та вибираються з них точки з найменшою дисперсією адекватності.

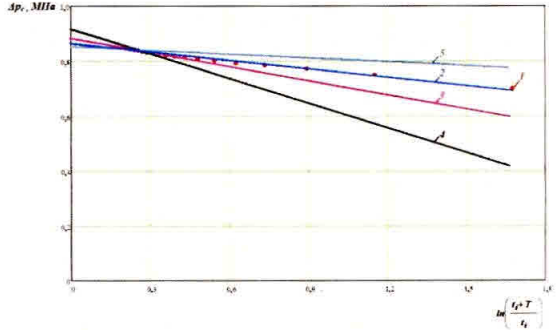


Рисунок 4 – КВТ свердловини 166 Мовчанівського НГКР (дата дослідження 26 – 29.06.2009 р.) у напівлогарифмічних координатах: 1 – дані вимірювань; 2, 3 – результати обробки КВТ за допомогою критеріїв максимуму функції правдоподібності і показників властивостей матриці коваріації оцінок пласта; 4, 5 – результати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

Таблиця 4 – Порівняльні результати інтерпретації даних гідродинамічних досліджень нафтових свердловин із використанням похідної D. Bourdet

Свердловина, НГКР	Дата досліджень	Пакет програм Method						Пакет програм PT4.0					
		\hat{a}_0 , МПа	\hat{a}_1 , МПа	δ_0 , %	δ_1 , %	δ_0^* , %	δ_1^* , %	\hat{a}_0 , МПа	\hat{a}_1 , МПа	δ_0 , %	δ_1 , %	δ_0^* , %	δ_1^* , %
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

У четвертому розділі наведено рекомендації для інтерпретації результатів гідродинамічних досліджень продуктивних пластів методом КВТ, які затверджено спільним підприємством «Полтавська газонафтова компанія».

У рекомендаціях описано загальні відомості про методи інтерпретації КВТ, у межах запропонованої моделі (1) процедури побудови оцінок гідродинамічних параметрів продуктивного пласта без урахування інформації про точність вимірювальних приладів (2) і (4), а також з урахуванням цієї інформації (3), (5) і (6). Розглянуто особливості статистичної інтерпретації КВТ з використанням логарифмічної похідної D. Bourdet. Наведено типові приклади використання результатів інтерпретації гідродинамічних досліджень у відзначених задачах.

Запропоновані методи інтерпретації гідродинамічних досліджень продуктивних пластів апробовано у задачах оцінки ефективності технологічних заходів з метою підвищення продуктивності свердловин – соляно-кислотних обробок привибійних зон свердловин. Для цього проводились гідродинамічні дослідження свердловин методом КВТ до і після проведення інтенсифікаційних робіт.

На рис. 5 показано КВТ продуктивних пластів за вимірюваннями до і після робіт з інтенсифікації припливу на свердловинах 206 і 167 Мовчанівського НГКР, результати їх обробки наведено в табл. 5.

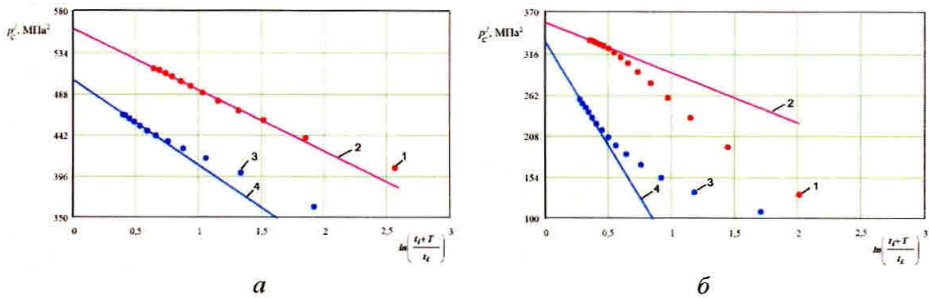


Рисунок 5 – КВТ свердловин 206 (дати досліджень 27.03 і 1 – 05.04.2009 р.) (а) та 167 Мовчанівського НГКР (дати досліджень 20 – 25.02 і 05 – 8.03.2010 р.) (б) до і після проведення робіт з інтенсифікації припливу: 1, 3 – дані вимірювань; 2, 4 – результати обробки за методом Хорнера

Оцінки параметрів пласта (табл. 5), 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 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, більшої невизначеності вихідних величин і т. ін.) відмінності між оцінками параметрів пласта можуть бути більш значущими.

Таблиця 5 – Результати інтерпретації КВТ на свердловинах Мовчанівського НГКР до і після проведення робіт з інтенсифікації припливу

Статистичні оцінки параметрів пласта	Свердловина 206		Свердловина 167	
	До інтенсифікації	Після інтенсифікації	До інтенсифікації	Після інтенсифікації
p_n , МПа	<u>23,718</u> 23,720	<u>22,469</u> 22,467	<u>18,890</u> 18,889	<u>18,266</u> 18,266
$G = (kh / \mu) 10^{12}$, м ³ /Па·с	<u>328,7</u> 327,2	<u>502,9</u> 501,4	<u>12,15</u> 12,15	<u>85,88</u> 85,68
$k \cdot 10^{15}$, м ²	<u>0,0742</u> 0,0736	<u>0,1136</u> 0,1128	<u>0,0029</u> 0,0029	<u>0,021</u> 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
$\sigma_k \cdot 10^{15}$, 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

Методи інтерпретації гідродинамічних досліджень свердловин за КВТ використано для обґрунтування оптимальної дослідно-промислової розробки газоконденсатних покладів Західно-Єлизаветівського склепіння Машівського газоконденсатного родовища (ГКР) та для коригування технологічних показників розробки Новомиколаївського НГКР.

На рис. 6 і 7 з метою ілюстрації наведено дані вимірювань і розрахункові результати за аналізованими методами для свердловин 53 Машівського ГКР та 74, 75, 76, 78 Новомиколаївського НГКР.

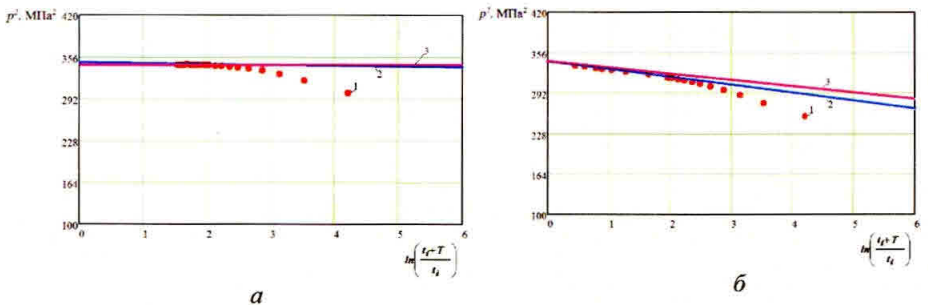
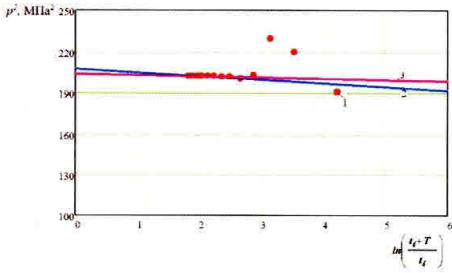
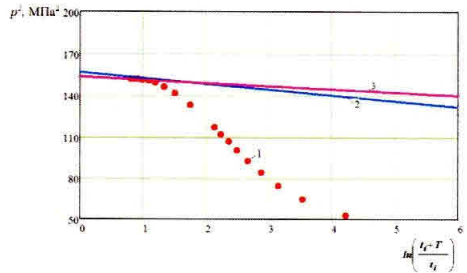


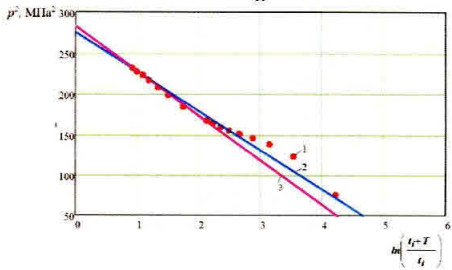
Рисунок 6 – Результати обробки КВТ свердловини 53 Машівського ГКР (дата досліджень 16 – 17.04.2012 р.) (а) та (дата досліджень 17 – 18.04.2012 р.) (б) за модифікованим методом Хорнера: 1 – дані вимірювань; 2 – пропонуванний метод; 3 – дані підприємства



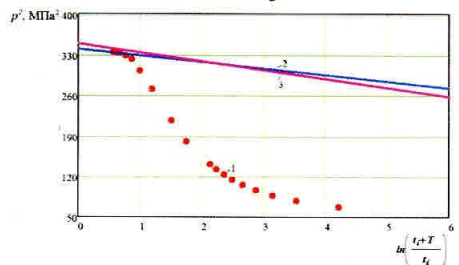
а



б



в



г

Рисунок 7 – Результати обробки КВТ свердловин 71 (дата досліджень 21.12.2010 р.) (а), 75 (дата досліджень 28 – 29.05.2011 р.) (б), 76 (дата досліджень 1 – 6.07.2011 р.) (в) та 78 (дата досліджень 23 – 28.06.11 р.) (г) Новомиkolaївського НГКР за модифікованим методом Хорнера: 1 – дані вимірювань; 2 – пропонуванний метод; 3 – дані підприємства

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

В процесі апробації:

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

обгрунтовано 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.

Результати інтерпретації КВТ свердловин 53 Машівського ГКР та 74, 75, 76 та 78 Новомиkolaївського НГКР дозволили уточнити колекторські властивості продуктивних пластів та створити постійно-діючу геолого-технологічну модель (ПД ГТМ), на основі яких оцінено запаси та обгрунтовано оптимальний варіант розробки родовища.

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 $\hat{\alpha}_0$ не перевищують 2% і параметра $\hat{\alpha}_1$ – 11% (нафтові свердловини) та відповідно 1% і 5% (газові свердловини);

за методами, що застосовуються на підприємстві та пакетів програм Method і RT4.0 максимальні відносні середньоквадратичні похибки оцінок параметрів $\hat{\alpha}_0$ (нафтові свердловини 3,23%, газові свердловини 0,56 %) і $\hat{\alpha}_1$ (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.

СПИСОК ОПУБЛІКОВАНИХ ПРАЦЬ ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ

1. 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.

2. 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.

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

4. 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.

5. Мислюк М.А. Оцінка параметрів продуктивних пластів за кривими відновлювання тиску / М.А. Мислюк, В.Я. Петруняк // Проблеми нафтогазової промисловості: 36. наук.праць. – Вип. 9. – К., 2011. – С.178 – 188.

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

7. 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.



АНОТАЦІЯ

Петруняк В. Я. Удосконалення методів інтерпретації результатів гідродинамічних досліджень продуктивних пластів за кривими відновлення тиску. – На правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук за спеціальністю 05.15.06 – Розробка нафтових та газових родовищ. – Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, м. Івано-Франківськ, 2015.

Дисертацію присвячено підвищенню точності оцінки ємнісно-фільтраційних характеристик продуктивних колекторів за результатами інтерпретації гідродинамічних досліджень свердловин за кривими відновлення тиску (КВТ).

Проаналізовано сучасний стан методів інтерпретації гідродинамічних досліджень продуктивних пластів за КВТ. Відзначено їх недоліки, що полягають в обґрунтуванні гідродинамічних моделей продуктивних пластів, побудові оцінок параметрів, в тому числі в умовах інформаційної невизначеності.

З урахуванням інформації про точність вимірювальних приладів удосконалено методи інтерпретації гідродинамічних досліджень свердловин за КВТ, які зводиться до вибору найбільш адекватної моделі пласта з деякого класу гідродинамічних моделей за критерієм максимуму функції правдоподібності. Для побудови оцінок фільтраційних параметрів пластової системи використовуються критерій функції правдоподібності і критерії, які ґрунтуються на характеристиках матриці коваріацій цих оцінок.

Розроблено алгоритми інтерпретації КВТ нафтових і газових пластів, проведено їх апробацію в промислових умовах з метою оцінки ефективності технологічних заходів на свердловинах, уточнення чи коригування запасів вуглеводнів.

Ключові слова: гідродинамічна модель, ємнісно-фільтраційні характеристики продуктивних пластів, крива відновлення тиску, критерій оптимальності, методи інтерпретації результатів гідродинамічних досліджень, свердловина, статистичні методи.

АННОТАЦИЯ

Петруняк В. Я. Совершенствование методов интерпретации результатов гидродинамических исследований продуктивных пластов по кривым восстановления давления. – На правах рукописи.

Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук по специальности 05.15.06 – Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Ивано-Франковский национальный технический университет нефти и газа, г. Ивано-Франковск, 2015.

Диссертация посвящена повышению точности оценки фильтрационно-емкостных свойств продуктивных коллекторов по результатам интерпретации гидродинамических исследований скважин с помощью кривых восстановления давления (КВД).

Проанализировано современное состояние методов интерпретации гидродинамических исследований продуктивных пластов по КВД. Отмечено их недостатки, которые состоят в обосновании гидродинамических моделей продуктивных пластов, построении оценок параметров, в том числе в условиях информационной неопределенности.

С использованием информации о точности измерительных приборов усовершенствовано методы интерпретации гидродинамических исследований нефтяных и газовых скважин с помощью КВД, которые сводятся к выбору наиболее адекватной модели пласта из некоторого класса возможных гидродинамических моделей по критерию максимума функции правдоподобия. Для построения оценок фильтрационных параметров пластовой системы использовано критерий функции правдоподобия и критерии, основанные на характеристиках матрицы ковариаций этих оценок.

Разработано алгоритмы интерпретации КВД нефтяных и газовых пластов, включающие:

анализ данных измерений, обоснование диагностических признаков и формирование класса возможных гидродинамических моделей продуктивного пласта;

выбор с помощью критерия максимума функции правдоподобия наиболее адекватной гидродинамической модели;

обоснование критерия и с учетом информации о точности приборов построение оценок параметров пласта для наиболее адекватной модели;

построение матрицы ковариаций оценок параметров пласта.

Эффективность алгоритмов интерпретации КВД подтверждена результатами обработки данных гидродинамических исследований нефтяных и газовых скважин на месторождениях юго-восточной части Днепровско-Донецкой впадины (ДДВ) с помощью модифицированного метода Хорнера и метода логарифмической производной D. Bourdet.

Приведены рекомендации для применения результатов интерпретации гидродинамических исследований в задачах принятия решений: построение статистических оценок параметров пласта, формулирование и проверка статистических гипотез, моделирование гидродинамических процессов в технологиях активного воздействия на пласт и построение статистической модели принятия решений. На примере некоторых месторождений ДДВ дана оценка влияния технологических мероприятий (соляно-кислотной обработки) на эффективность добывающих скважин.

На основании интерпретации гидродинамических исследований продуктивных пластов уточнены постоянно действующие геолого-технологические модели Машевского и Новониколаевского месторождений.

Ключевые слова: гидродинамическая модель, кривая восстановления давления, критерий оптимальности, методы интерпретации результатов гидродинамических исследований, скважина, статистические методы, фильтрационно-емкостные свойства продуктивных пластов.

ABSTRACT

Petrunyak V. Ya. Improving methods of hydrodynamic well testing results interpretation from pressure build-up curves. – A manuscript.

A dissertation for the degree of Candidate of Science (Engineering) in specialty 05.15.06 – Development of oil and gas fields. – The Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, Ivano-Frankivsk, 2015.

The dissertation deals with accuracy improvement in evaluation of storage and flowing properties of productive reservoirs from the hydrodynamic well testing results using pressure build-up (PBU) curves.

It has reviewed the current status of interpretation methods applicable to hydrodynamic testing of productive reservoirs from PBU curves. It has tagged their drawbacks which concern the justification of reservoir simulation model and generation of parameter estimates including those in the situation of information uncertainty.

With the information on measuring equipment accuracy available taken into account, interpretation methods applicable to hydrodynamic well testing from PBU have improved concerning a selection of the most adequate reservoir model from some class of simulation models by the criterion of the maximum likelihood function. Estimating the flowing parameters of some reservoir system involves likelihood function criterion and criteria based on the properties of the matrix covariance of estimates.

PBU interpretation algorithms have been developed for oil and gas reservoirs and tested in the field conditions in order to evaluate the efficiency of process-oriented actions in wells and refine or adjust hydrocarbon reserves estimates.

Key words: interpretation methods of hydrodynamic well testing results, optimality criterion, pressure build up curve, simulation model, statistical methods, storage and flowing properties of productive reservoirs, well.