

ВИКОРИСТАННЯ КРИВИХ ВІДНОВЛЕННЯ ПЛАСТОВОГО ТИСКУ ДЛЯ ВИЗНАЧЕННЯ БУДОВИ ВІДДАЛЕНОЇ ЗОНИ ПЛАСТА

¹О. Р. Кондрат, ²Н. М. Гедзик, ¹В. О. Приходько

¹ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15; тел./факс (0342) 72-71-41,
e-mail: public@nung.edu.ua

²НДПІ ПАТ "Укрнафта", 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Північний бульвар, 2;
e-mail: alexkondratr@gmail.com, nazarii.hedzyk@gmail.com

Проектування високоєфективних систем розробки родовищ, їх контроль і керування потребують достовірної інформації про фільтраційно-ємнісні властивості та будову продуктивних пластів. До найбільш поширених та інформативних методів отримання інформації відносять гідродинамічні дослідження свердловин за кривими відновлення тиску (КВТ). Вони дають можливість дослідити будову та параметри віддаленої зони пласта на значній відстані від свердловини (десятки та сотні метрів), що дає змогу приймати обґрунтовані рішення в процесі розробки родовищ. Тому використання методів обробки КВТ з метою отримання максимуму інформації є надзвичайно актуальним для процесів видобування вуглеводнів. Гідродинамічні дослідження свердловин на неусталених режимах фільтрації є одним із потужних інструментів для оцінки стану продуктивного пласта, будови віддаленої зони пласта і оцінки потенціалу свердловини. Використання сучасних програмних засобів обробки результатів досліджень свердловин дозволяє отримати значно більше інформації з класичних результатів, уточнити уявлення про будову родовища та параметри продуктивних відкладів. Метою даної роботи є узагальнення світового досвіду щодо впливу віддаленої зони пласта на характер КВТ та її похідну при гідродинамічних дослідженнях свердловин на неусталених режимах фільтрації. У даній статті проведено аналіз існуючих публікацій, узагальнено досвід поведінки КВТ та її похідної для різних границь. Дослідження проведено з використанням програмного комплексу KAPPA Saphir, ліцензією на використання якої у навчальних цілях володіє ІФНТУНГ. Наведені методики обробки КВТ можуть бути використані для визначення параметрів та будови віддаленої зони пласта та прийняття на їхній основі ефективних рішень для регулювання розробки родовищ, а також під час створення геологічних моделей родовищ.

Ключові слова: дослідження свердловин, КВТ, похідна Бурде, будова віддаленої зони пласта, інтерпретація результатів досліджень свердловин.

Проектирование высокоэффективных систем разработки месторождений, их контроль и управление требует достоверной информации о фильтрационно-ёмкостных свойствах и строении продуктивных пластов. К наиболее распространенным и информативным методам получения информации относят гидродинамические исследования скважин по кривым восстановления давления (КВД). Они позволяют исследовать строение и параметры удаленной зоны пласта на значительном расстоянии от скважины (десятки и сотни метров), что позволяет принимать обоснованные решения в процессе разработки месторождений. Поэтому использование методов обработки КВД с целью получения максимума информации является чрезвычайно актуальным для процессов добычи углеводородов. Гидродинамические исследования скважин на неустановившихся режимах фильтрации являются одним из мощных инструментов для оценки состояния продуктивного пласта, строения удаленной зоны пласта и оценки потенциала скважины. Использование современных программных средств обработки результатов исследований скважин позволяет получить гораздо больше информации из классических результатов, уточнить представления о строении месторождения и параметры продуктивных отложений. Целью данной работы является обобщение мирового опыта относительно влияния удаленной зоны пласта на характер КВД и ее производную при гидродинамических исследованиях скважин на неустановившихся режимах фильтрации. В данной статье проведен анализ существующих публикаций, обобщен опыт поведения КВД и ее производной для различных границ. Исследование проведено с использованием программного комплекса KAPPA Saphir, лицензией на использование которой в учебных целях обладает ИФНТУНГ. Описанные методики обработки КВД могут быть использованы для определения параметров и строения удаленной зоны пласта и принятия на их основе эффективных решений для регулирования разработки месторождений, а также при создании геологических моделей месторождений.

Ключевые слова: исследование скважин, КВД, производная Бурдэ, строение удаленной зоны пласта, интерпретация результатов исследований скважин.

The design of highly efficient field development systems, their control and management require reliable information about the reservoir properties and structure of productive deposits. Among the most common and informative methods of obtaining information is well testing with the help of pressure build-up curves (PBU). The latter make it possible to study the structure and parameters of the farfield at a considerable distance from the well (tens and hundreds of meters), which allows to make informed decisions in the process of field development. Therefore, the use of PBU test interpretation methods in order to obtain maximum information is extremely relevant for hydrocarbon recovery processes. Well testing under nonequilibrium filtration conditions is one of the powerful tools for assessing the reservoir parameters, the structure of the farfield and assessing the well potential. The use of modern software tools for well test results interpretation allows to obtain much more information from the classical results, to clarify the structure of the field and the parameters of productive reservoirs. The aim of this work is to generalize the world experience of the farfield influence on the character of PBU and its derivative during well testing under nonequilibrium filtration conditions. The study has been conducted using the KAPPA Saphir software package, licensed for use by IFNTUOG for educational purposes. The above methods of PBU interpretation can be used to determine the farfield parameters and structure. On the basis of those one can make effective decisions on field development managing and during 3D geological models creation.

Key words: well testing, PBU, Bourdet derivative, farfield structure, well test interpretation.

Постановка проблеми дослідження

На даний час ефективно регулювання процесів розробки нафтових, газових та газоконденсатних родовищ відіграє важливу роль у розвитку нафтогазової галузі України. Регулювання процесу розробки ґрунтується на інформації щодо фільтраційних параметрів у привибійній та віддаленій зонах продуктивного пласта [1]. Результати інтерпретації даних гідродинамічних досліджень продуктивних пластів використовують для:

- визначення фільтраційно-ємнісний властивостей продуктивних пластів;
- прийняття рішень щодо проведення обробки ПЗП 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, які були розроблені минулого століття. Підвищення достовірності результатів інтерпретації даних гідродинамічних досліджень свердловин є актуальним на даний час і дає змогу отримати більш якісну і повну інформацію про стан колектора та його характеристики [2].

Аналіз останніх досліджень і публікацій

Основними методами дослідження свердловин у процесі їх експлуатації є *гідродинамічні методи*, теоретично достатньо повно обґрун-

товані в так званих обернених задачах підземної гідрогазомеханіки. Фактично ці методи вивчають характер припливу рідини та газу до свердловин і ґрунтуються на вимірюванні їх дебітів, вибійних тисків, термодинамічних умов фільтрації свердловинної продукції в привибійній зоні та при підйомі на поверхню.

Особливістю гідродинамічних методів дослідження є можливість отримання більш достовірної інформації про геологічну будову нафтових родовищ загалом та можливість запобігти виникненню значних помилок, які можуть мати місце при використанні прямих методів дослідження, наприклад, при визначенні фізичних параметрів продуктивних пластів за керновим матеріалом.

Гідродинамічні методи дозволяють отримати осереднену (інтегральну) характеристику промислових колекторів. Практично, це єдині можливі на даний час методи, які дозволяють вивчати віддалені від свердловин зони пласта. Основними гідродинамічними методами дослідження свердловин є:

1. *Дослідження свердловин при стаціонарних режимах фільтрації* (побудова індикаторних ліній припливу флюїдів до свердловин).
2. *Дослідження свердловин при нестационарних режимах фільтрації* (запис кривої відновлення тиску на вибої свердловин після зміни режиму її роботи).
3. *Гідропрослуховування пластів* на основі вивчення взаємодії багатьох свердловин.

Існує понад 120 різних методик обробки КВТ [2], які враховують особливості будови і роботи пласта та свердловини. Перші з них були впроваджені в 1950-тих роках з використанням спеціальних графічних залежностей (графіки в напівлогарифмічному масштабі, Міллера-Дайса-Хатчінсона, Хорнера) і спочатку фокусувалися на специфічному режимі потоку під назвою нескінченний радіальний фільтраційний

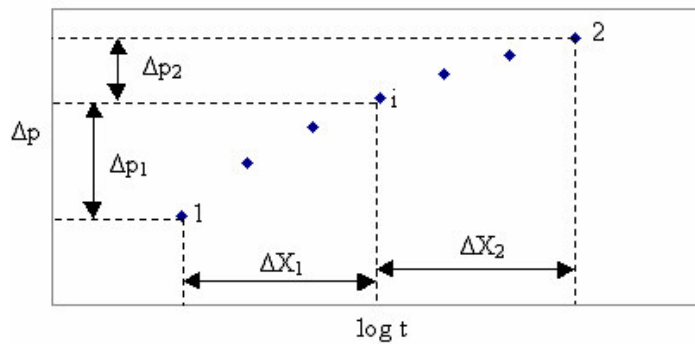


Рисунок 1 – Схема вибору точок КВТ із напівлогарифмічного графіку для отримання похідної Бурде

потік (IARF). За цими графічними залежностями можна було визначити продуктивність свердловини та основні колекторські властивості пласта. Також було розроблено спеціальні графіки і для інших режимів потоку (лінійний, білінійний, псевдоусталений режим та ін.). До основних методик обробки КВТ належать:

- метод відновлення тиску (дотичної);
- метод Хорнера;
- метод Мінієва;
- метод поправочного коефіцієнта;
- метод УкрНДГРІ;
- метод Полларда та ін.

В результаті оброблення КВТ за різними методами отримуємо [3]:

- фільтраційні параметри ПЗП: коефіцієнт гідропровідності $\varepsilon_{ПЗП}$, коефіцієнт проникності $k_{ПЗП}$, коефіцієнт п'єзопровідності $\chi_{ПЗП}$;
- фільтраційні параметри пласта: ε , k , χ ;
- коефіцієнт досконалості свердловини δ ;
- зведений радіус свердловини $r_{зв}$;
- скін-ефект S ;

Всі ці методи мають свої переваги під час інтерпретації КВТ, однак у всіх основним недоліком була погана роздільна здатність графічних залежностей та цілий ряд можливих невизначеностей, які можуть суттєво впливати на результат інтерпретації. Наприклад, у разі розрахунку скін-ефекту аналіз для умови “нескінченного пласта” потребує досить тривалого періоду видобутку; в іншому випадку рівняння визначення скін-ефекту буде неправильним. Також інтерпретатору було дуже просто прокреслити пряму через дві останні точки відновлення тиску і прийняти це за “нескінченний пласт” навіть у тих випадках, коли радіальний режим припливу не досягається.

У 1983 році похідна Бурде (похідна нахилу графіка в напівлогарифмічних координатах, нанесена на білогарифмічний графік) значно підвищила діагностичні можливості, роздільну

здатність і надійність нового покоління типових кривих. Поява похідної Бурде призвела до революції в підході до аналізу досліджень свердловин на нестационарних режимах фільтрації. Такий підхід дав більше поле огляду і примножив аналітичні можливості, однак і ускладнив діагностику.

$$P' = \frac{\partial \Delta P}{\partial (\ln \Delta t)}, \quad (1)$$

де P' – швидкість зміни тиску відносно логарифму часу, яка дорівнює тангенсу кута кривої $P(t)$ на напівлогарифмічному графіку.

Для обчислення похідної Бурде в будь-якій заданій точці використовується мінімум одна точка до і одна точка після обраної точки. Для прикладу на рисунку 1 зображено схему вибору точок для розрахунку похідної Бурде.

Використовуючи ці точки, похідну Бурде визначають наступним чином:

$$P'_i = \frac{\frac{\Delta P_1}{\Delta X_1} \Delta X_2 + \frac{\Delta P_2}{\Delta X_2} \Delta X_1}{\Delta X_1 + \Delta X_2}. \quad (2)$$

Використовуючи даний підхід, ΔX представляє частку часового циклу, що використовується для управління величиною згладжування. Варто звернути увагу, що це значення, як правило, досить невелике (від 0,01 до 0,2), а невелике збільшення ΔX означає значне згладжування, що може суттєво вплинути на точність інтерпретації. В таких умовах ручний розрахунок похідної надзвичайно складний при сучасних замірах вибірного тиску, коли крок зняття значення манометрів може складати 10 секунд, а загальна тривалість зняття КВТ може складати сотні годин.

Застосування похідної під час визначення фільтраційних параметрів пласта дало можливість з великою вірогідністю визначати тип припливу флюїду до свердловини, а також вплив багатьох чинників, які змінюють форму КВТ. Головними такими чинниками є:

- вплив об'єму стовбура свердловини;
- подвійна пористість пласта;
- наявність тріщин у привибійній зоні свердловини;
- наявність слабопроникних і непроникних границь чи розломів у радіусі дронування свердловини;
- геометричні параметри покладу.

Недолік методології обробки КВТ з використанням похідної Бурде полягає в тому, що знайдені рішення не завжди є унікальними, тому перед інженером стоїть складне завдання пошуку найбільш логічної відповіді шляхом обліку всіх доступних йому даних з усіх джерел, не тільки результатів ГДС.

Результати дослідження

На самому початку дослідження зона збурення, яка створена зміною дебіту, зумовленою зупинкою свердловини, поширюється від свердловини в пласт. До того часу, поки хвиля не досягнула якої-небудь границі, пласт поводить себе як нескінченний. Коли зона стисливості досягає межі пласта, характер поведінки вибійного тиску змінюється. Це, в свою чергу, відбивається на характері кривої відновлення пластового тиску та на її похідній [4]. Для різних границь пласта характерна своя поведінка вибійного тиску.

У даній роботі будуть розглянуті наступні моделі границь пласта:

- єдине непроникне порушення;
- канал;
- два порушення, які перетинаються;
- зона постійного тиску;
- замкнутий пласт.

Розглянемо кожен з цих випадків та детальніше опишемо поведінку похідної Бурде [4] для кожного з них.

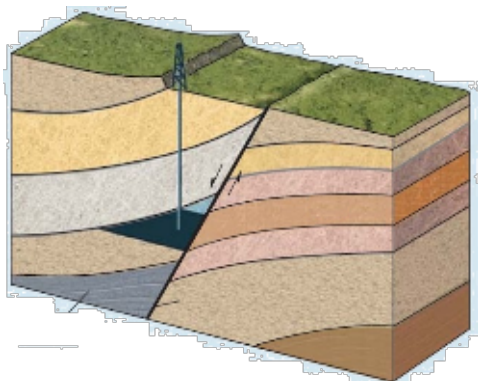


Рисунок 2 – Одне непроникне порушення

Математичній моделі одиничного непроникного порушення може відповідати кілька реальних ситуацій. Серед них:

- непроникне порушення скидового або підкидового типу;
- літологічне заміщення;
- неузгоджене залягання порід.

Присутність непроникної границі характеризується появою другої прямолінійної ділянки з подвійним нахилом на напівлогарифмічному графіку (рис. 3). Кожній прямолінійній ділянці на напівлогарифмічному графіку відповідає стабілізація похідної тиску на білогарифмічному графіку з кординатою, що дорівнює куту нахилу в напівлогарифмічних координатах.

Математичної моделі системи, під назвою «канал», відповідають дві нескінченні непроникні границі, паралельні між собою (рис. 4). Даній моделі можуть відповідати такі реальні ситуації:

- два паралельних непроникних порушення;
- піщані тіла витягнутої форми (бари, канали річок);
- зміна різних фацій, паралельних один одному за простяганням.

Канал визначається шириною l і відстанню d від свердловини до найближчої із границь. Впродовж дослідження свердловини, що знаходиться в каналі, декілька режимів течії змінюють одна одну:

- вплив стовбура свердловини;
- радіальна течія;
- вплив найближчої границі (спостерігається, якщо свердловина сильно зміщена щодо центру каналу);
- лінійна течія.

Характерною особливістю каналу є чіткий прояв режиму лінійної течії. Під час лінійної течії вибійний тиск змінюється лінійно з коренем квадратним з часу.

За властивістю похідної, якщо тиск залежить лінійно від часу в степені n , тоді похідна має форму прямої лінії нахилу n на білогарифмічному графіку (рис. 5).

Отже канал має характерну ознаку – похідна набуває форми прямої лінії нахилу $1/2$ на білогарифмічному графіку. Коли дослідження проводиться в свердловині, що знаходиться в каналі, такі режими течії можуть бути діагностовані на графіку похідної:

- вплив стовбура свердловини: пряма лінія нахилу 1;
- радіальна течія: стабілізація похідної із значенням m ;
- вплив першої границі каналу: стабілізація похідної зі значенням $2m$ (ефект спостерігається в разі $d/l < 0,2$);
- лінійна течія в каналі: пряма лінія нахилу 0,5.

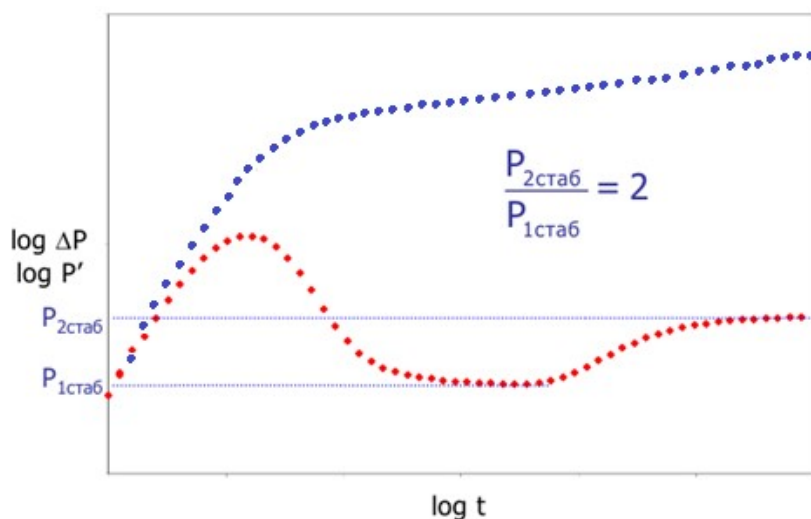


Рисунок 3 – Крива відновлення тиску (сині точки) та її похідна (червоні точки) для непроникної границі

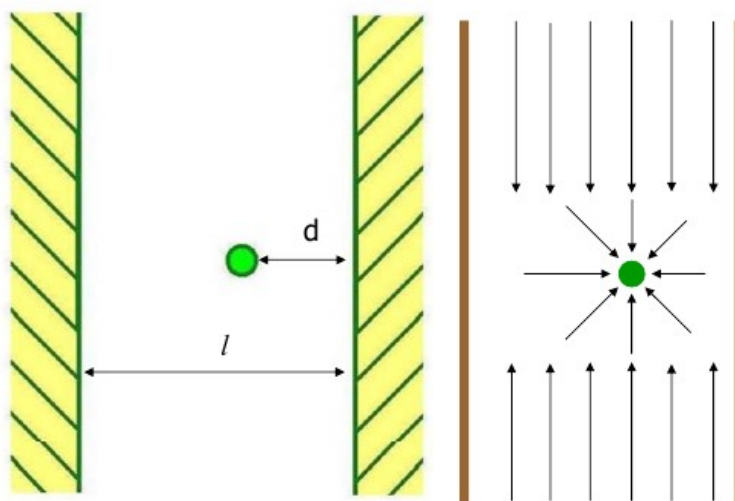


Рисунок 4 – Математична модель системи – «канал»

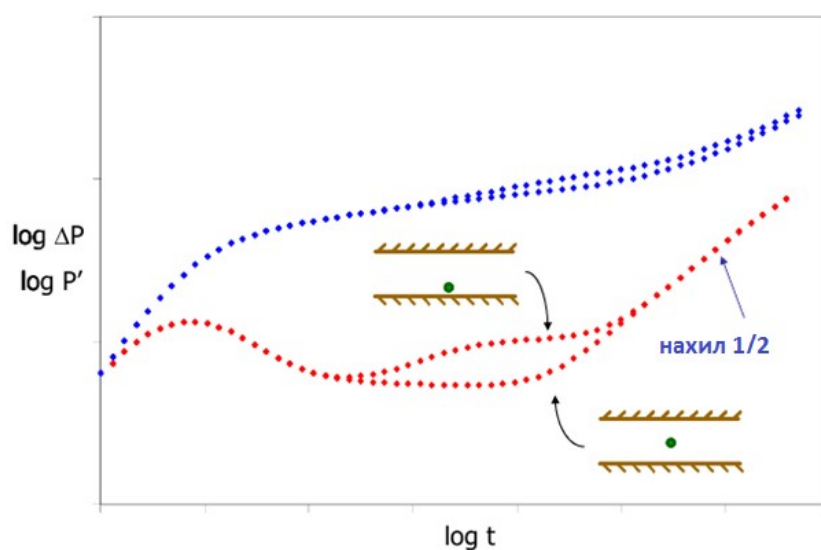


Рисунок 5 – Крива відновлення тиску (сині точки) та її похідна (червоні точки) для каналу

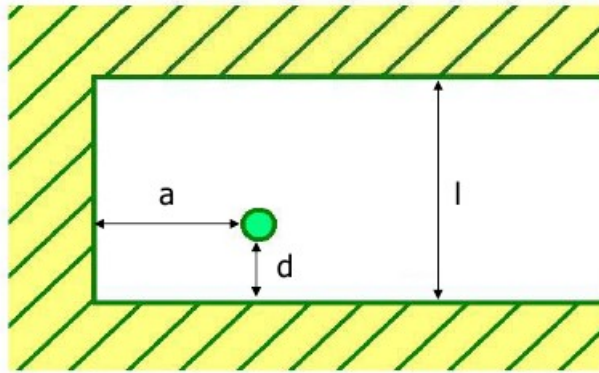


Рисунок 6 – Обмежений канал

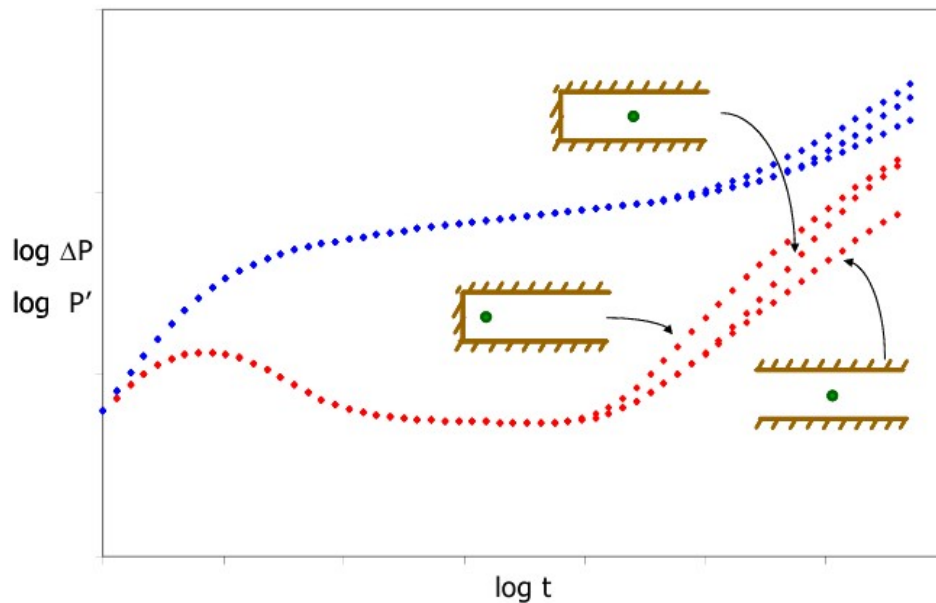


Рисунок 7 – Крива відновлення тиску (сині точки) та її похідна (червоні точки) для обмеженого каналу

В процесі дослідження зона стисливості може досягати межі каналу, розташованої на відстані a від свердловини (рис. 6).

У разі обмеженого каналу похідна тиску на білогарифмічному графіку проходить від першої прямої лінії нахилу $1/2$ до другої прямої лінії нахилу $1/2$. Дублювання нахилу на спеціалізованому графіку (P від $t^{1/2}$) відповідає зсуву другої прямолінійної ділянки похідної в 2 рази вгору в білогарифмічних координатах (рис. 7).

На рисунку 7 наведені три види типових кривих в залежності від відстані від свердловини до границі каналу. Коли межа дуже близько розташована до свердловини, похідна, перш ніж встановитися на прямій лінії нахилу $1/2$, різко зростає вгору (з нахилом $> 1/2$). Ця особливість використовується для діагностики межі припливу в каналоподібному пласті.

Іноді протягом дослідження в свердловині можуть бути виявлені дві границі, які перетинаються, наприклад два порушення (рис. 8).

Відстань від свердловини до кожної границі може бути визначена двома методами: за допомогою так званого традиційного методу аналізу і з допомогою похідної тиску.

За традиційним методом аналізу отримуємо КВТ та похідну, зображену на рисунку 9.

Оскільки логарифмічна похідна тиску – це кут нахилу в напівлогарифмічних координатах, то кожна прямолінійна ділянка в цих координатах відповідає стабілізації похідної в білогарифмічних координатах. Отже, якщо свердловина розташована в пласті з двома пересічними під кутом θ границями (порушеннями), то графік зрештою буде стабілізуватися на величині $2\pi m_{in} / \theta$. Якщо свердловина розташована набагато ближче до однієї з границь, то крива похідної, перед тим, як стабілізуватися на величині $2\pi m_{in} / \theta$, вийде на «плато похідної» зі значенням $2m_{in}$.

Коли кут між границями дуже маленький, границі можна вважати практично паралельними.

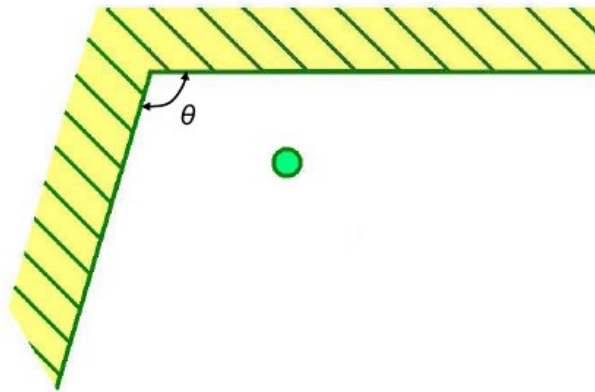


Рисунок 8 – Два порушення, які перетинаються

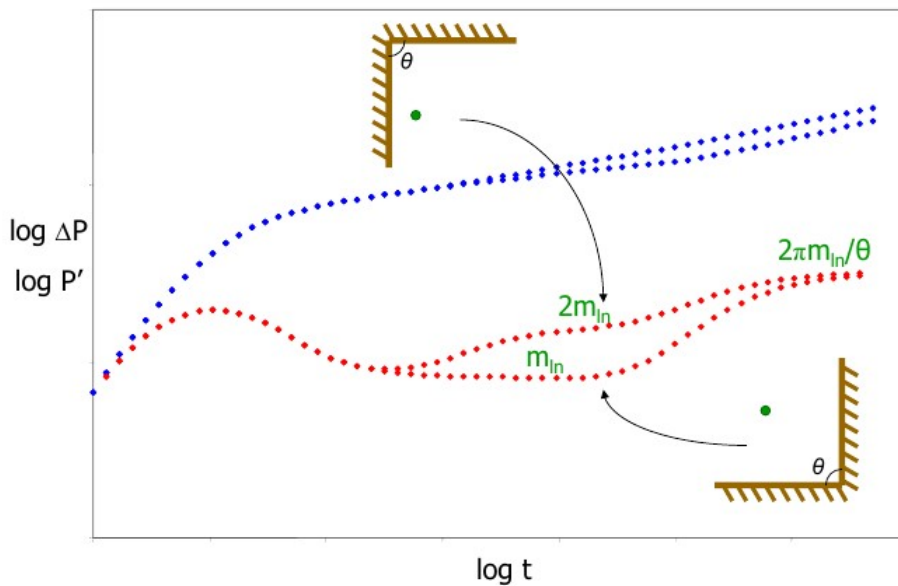


Рисунок 9 – Крива відновлення тиску (сині точки) та її похідна (червоні точки) для порушення, які перетинаються

ми. Поведінка тиску в свердловині буде дуже схожа на поведінку тиску в свердловині, розташованій в каналоподібному пласті (рис. 10). Перехідна течія між стабілізацією на величинах m_{in} і $2\pi m_{in} / \theta$ відповідає квазі-лінійній течії з похідною, яка зростає лінійно з нахилом 0,5.

Ефект границі постійного тиску може спостерігатися протягом гідродинамічного дослідження свердловин в декількох випадках (рис.11):

- зона стисливості досягає “газової шапки”;
- зона стисливості досягає законтурної області, причому мобільність води в законтурній зоні набагато більше мобільності нафти в пласті.

Присутність границі постійного тиску характеризується стабілізацією тиску. Тому похідна тиску перетворюється в нуль (рис. 12). Характерна ознака границі постійного тиску - різке зниження кривизни похідної.

Запропоновані методи інтерпретації даних гідродинамічних досліджень свердловин за

КВТ апробовані на гіпотетичному родовищі. При цьому основна увага приділялась видам кривої та її похідної для різних границь пласта. Проведено розрахунки для гіпотетичної свердловини із використанням програми KARPA Saphir.

Для гіпотетичної свердловини досліджено вплив зміни параметрів привибійної та віддаленої зони пласта на характер кривої відновлення пластового тиску та її похідної. Зокрема в даній роботі розглянуто зміну пористості, проникності, товщини пласта та розміру покладу (відстані до границі) на характер КВТ та її похідної. Результати виконаної інтерпретації наведено на рисунках 13-16.

При невідомому значенні пористості по свердловині або розподілі пористості по віддаленій зоні навколо видобувної свердловини можливе уточнення даного параметру за КВТ. Таким чином, було розглянуто зміну пористості для значень 3%, 10% і 30% (умовний варіант) [5].

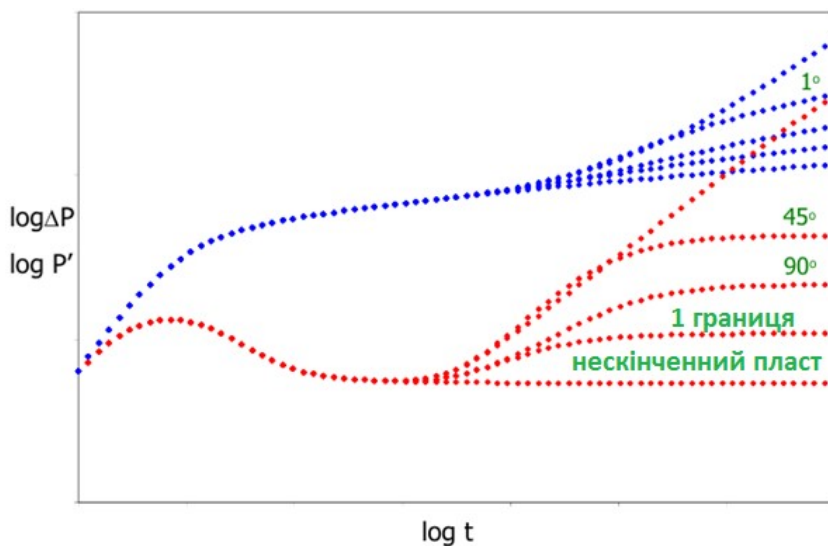


Рисунок 10 – Крива відновлення тиску (сині точки) та її похідна (червоні точки) для порушення, які перетинаються, коли кут між границями маленький

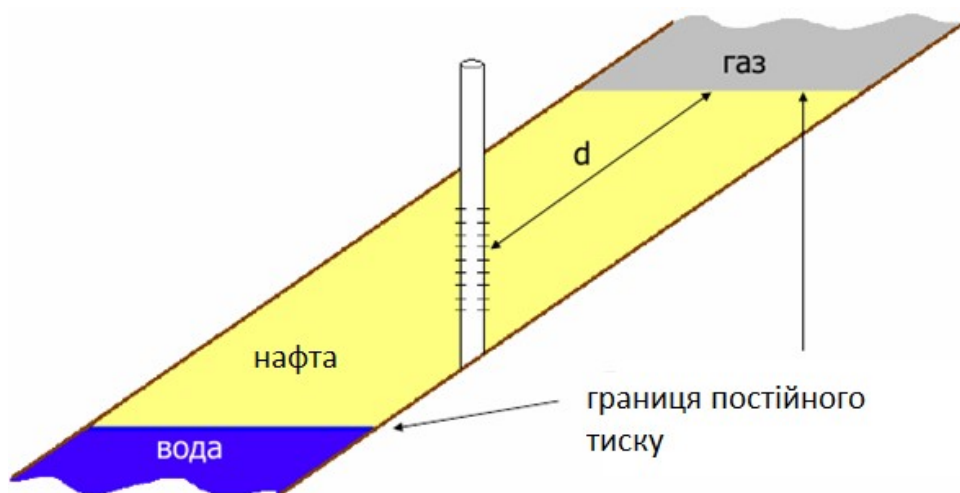


Рисунок 11 – Границя постійного тиску

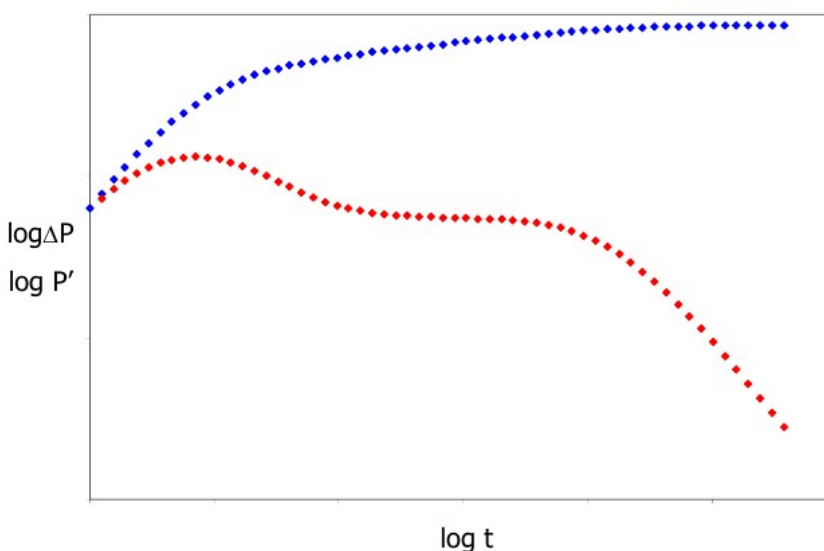


Рисунок 12 – Крива відновлення тиску (сині точки) та її похідна (червоні точки) для границі постійного тиску

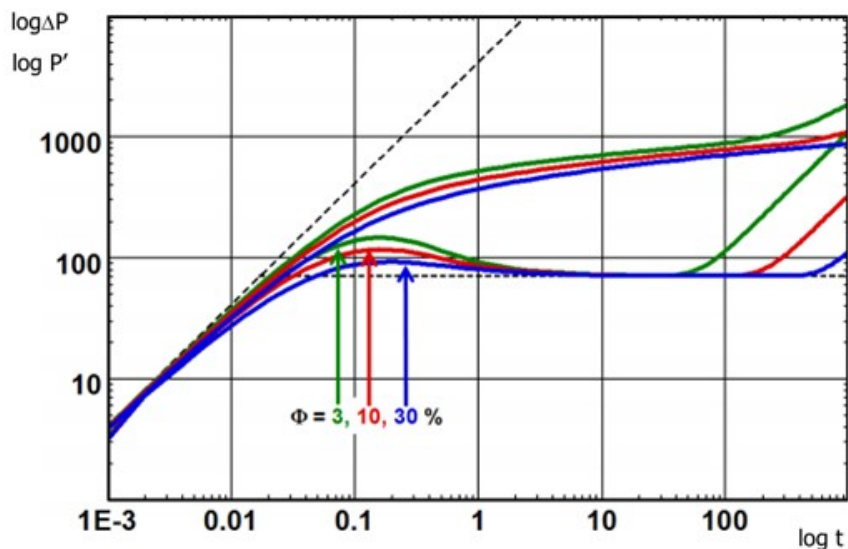


Рисунок 13 – Вплив пористості на КВТ та її похідну

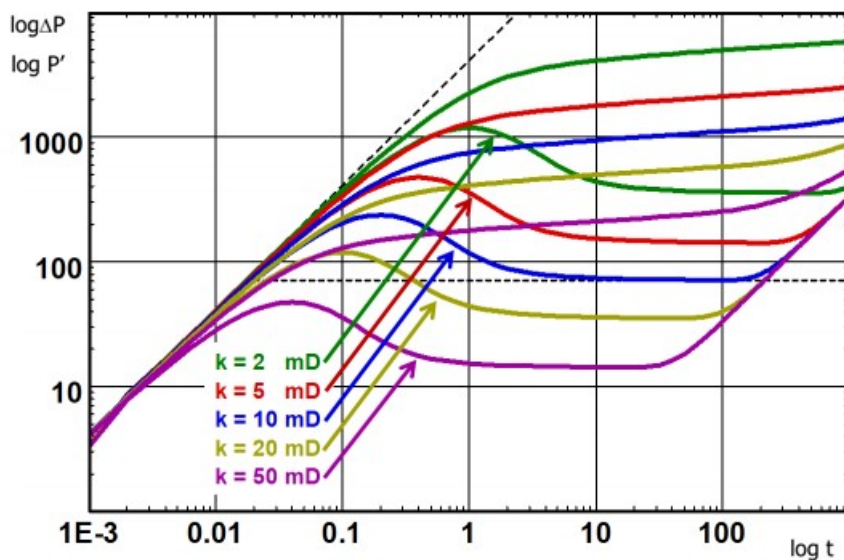


Рисунок 14 – Вплив проникності на КВТ та її похідну

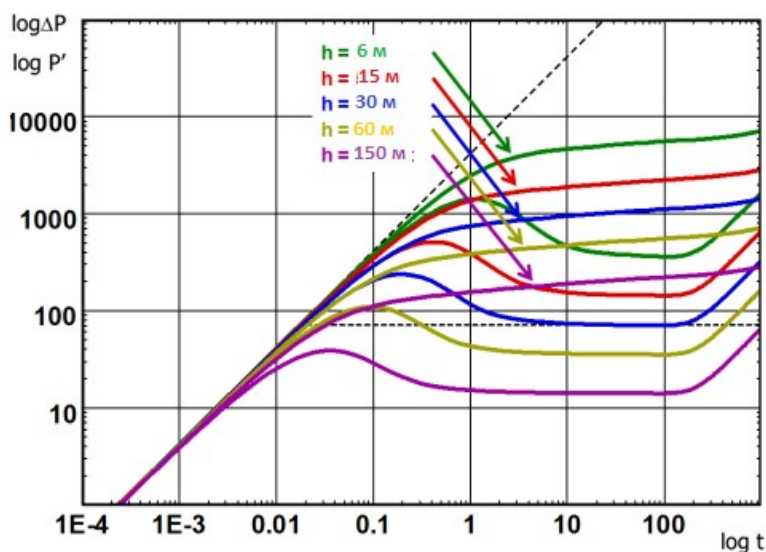


Рисунок 15 – Вплив товщини пласта на КВТ та її похідну

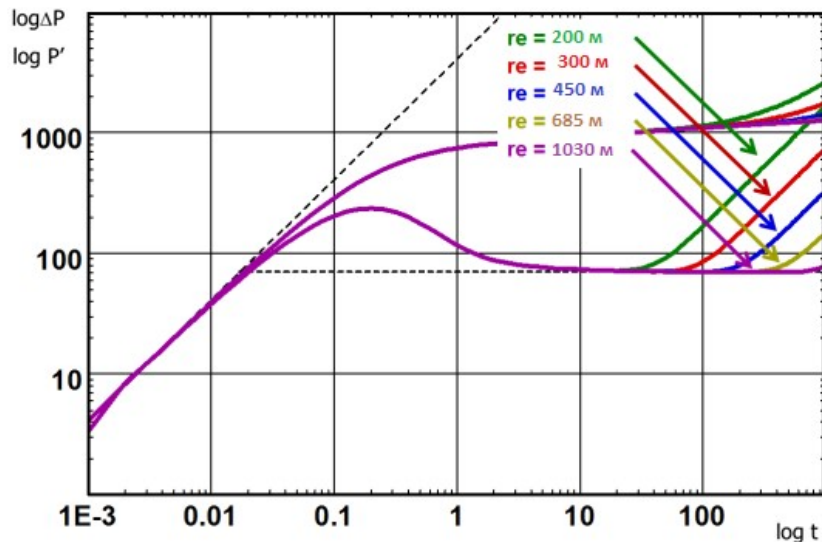


Рисунок 16 – Вплив відстані до порушення на КВТ та її похідну

Таблиця 1 – Параметри досліджуваної свердловини

Пластовий тиск	МПа	12
Вибійний тиск	МПа	10
Дебіт свердловини перед зупинкою	м ³ /добу	8
Пористість	безрозмірне	0,108
Радіус свердловини по долоту в зоні перфорації	м	0,073
Об'ємний коефіцієнт нафти	безрозмірне	1,62
Коефіцієнт стисливості породи	МПа ⁻¹	1,845
В'язкість рідини в пластових умовах	мПа с	0,98
Густина нафти в пластових умовах	кг/м ³	780
Густина дегазованої нафти	кг/м ³	845
Густина води в пластових умовах	кг/м ³	1070
Обводненість	безрозмірне	0,2

Із рисунка 13 видно, що зі збільшенням пористості зменшується вплив стовбура свердловини та швидше проявляється радіальний режим припливу. Чим менша пористість, тим вище буде розташовуватись КВТ відносно похідної на логарифмічному графіку. Також чим менша пористість, тим швидше буде досягнуто границі (непроникного порушення), що пояснюється меншим об'ємом дренажування.

Зміна пористості безпосередньо пов'язана зі зміною проникності пласта. В роботі [5] була

розглянута зміна проникності пласта в інтервалі 2, 5, 10, 20 і 50 мД (рис. 13).

З графіка 14 видно, що чим меншою буде проникність, тим нижче буде розташована КВТ та її похідна на графіку. Збільшення проникності також призводить до швидшого прояву радіального режиму припливу (виположення похідної). Адже при високій проникності коефіцієнт п'єзопровідності буде значно вищим, тому тривалість досліджень може бути порівняно меншою.

У роботі [5] також досліджено вплив товщини пласта на характер КВТ. Для цього було задано ряд значень товщини пласта, зокрема 6, 15, 30, 60 та 150 м при решті однакових параметрів. Відповідні графічні залежності зображено на рисунку 15.

Як видно з рисунка 15, чим більшою є товщина пласта, тим нижче буде розташована КВТ та похідна на графіку. Також чим більша товщина пласта, тим скоріше буде зафіксовано радіальний приплив і тим довшою буде тривалість дослідження до досягнення границі (непроникного порушення).

Авторами [5] досліджено вплив зміни радіуса зони дренажування (відстані до непроникного порушення) на характер КВТ та її похідної. Для цього проведено розрахунки для значень радіуса зони дренажування 200, 300, 450, 685 та 1030 м, та побудовано відповідні графіки (рис. 16).

Із графіка 16 видно, що чим більшою є відстань до порушення, тим пізніше отримано підйом похідної та КВТ на графіку. При відстані до порушення 300 м його можна зафіксувати на КВТ через 100 годин після зупинки свердло-

вини, а при збільшенні відстані до 1030 м для цього потрібно більше 1000 годин.

За даними параметрами, можна точно спланувати проведення відповідних досліджень, визначити необхідний час зупинки свердловини для досягнення радіального припливу чи дослідження віддаленої зони пласта.

Висновки

Для умов типової свердловини західного регіону України досліджено вплив зміни параметрів привибійної та віддаленої зони пласта на характер кривої відновлення пластового тиску та її похідної. Зокрема в даній роботі досліджено зміну пористості, проникності, товщини пласта та розміру покладу (відстані до границі) на характер КВТ та її похідної.

Зі збільшенням пористості зменшується час прояву радіального режиму. Чим менша пористість – тим вище буде розташовуватись КВТ відносно похідної на логарифмічному графіку. Також чим менша пористість, тим швидше буде досягнуто границі (непроникного порушення).

Чим меншою буде проникність, тим нижче буде розташована КВТ та її похідна на графіку. Збільшення проникності також призводить до швидшого прояву радіального режиму припливу (виположення похідної). Адаже при високій проникності коефіцієнт п'єзопровідності буде значно вищим, тому тривалість досліджень може бути порівняно меншою.

Також чим більша товщина пласта, тим скоріше буде зафіксовано радіальний приплив і тим довшою буде тривалість дослідження до досягнення границі (непроникного порушення).

Чим більшою є відстань до порушення, тим пізніше отримано підйом похідної та КВТ на графіку. При відстані до порушення 300 м його можна зафіксувати на КВТ через 100 годин після зупинки свердловини, а при збільшенні відстані до 1030 м для цього потрібно більше 1000 годин для умов досліджуваної свердловини.

Наведені результати досліджень показують як сильно впливає зміна фільтраційно-ємнісних параметрів пласта та будови його віддаленої зони на характер КВТ та її похідну. Знаючи ці параметри можна точно спланувати проведення відповідних досліджень, визначити необхідний час зупинки свердловини для досягнення радіального припливу чи дослідження віддаленої зони пласта.

Література

1. Kondrat O., Hedzyk N. Optimization of the process of natural gas production stimulation from low permeable reservoirs. New developments in mining engineering. *Theoretical and practical solutions of mineral resources mining*. Taylor & Francis Group, London, Uk, 2015. P. 479-484.

2. Удосконалення методів інтерпретації результатів гідродинамічних досліджень продуктивних пластів за кривими відновлення тиску: дис. канд. техн. наук : спец. 05.15.06 "Розробка нафтових та газових родовищ": Дата захисту 04.02.16 / В. Я. Петруняк. Івано-Франківськ, 2015. 144 с.

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

4. 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.

5. Olivier H. et al. Dynamic data analysis. 2017. 743 p.

References

1. Kondrat O., Hedzyk N. Optimization of the process of natural gas production stimulation from low permeable reservoirs. New developments in mining engineering. *Theoretical and practical solutions of mineral resources mining*. Taylor & Francis Group, London, Uk, 2015. P. 479-484.

2. Udoskonalennya metodiv interpretatsiyi rezultativ hidrodinamichnykh doslidzhen' produktivnykh plastiv za kryvymy vidnovlennya tysku : dys. kand. tekhn. nauk :spets. 05.15.06 "Rozrobka naftovykh ta hazovykh rodovyshch": Data zakhystu 04.02.16 / V. YA. Petrunyak. Ivano-Frankivs'k, 2015. 144 p. [in Ukrainian]

3. Myslyuk M.A., Petrunyak V.Ya. Do metodyky obrobky kryvykh vidnovlyuvannya tysku. *Naftova i hazova promyslovis't'*. 2012. No 5. P. 37 – 40. [in Ukrainian]

4. 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.

5. Olivier H. et al. Dynamic data analysis. 2017. 743 p.