

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
МІСЬКОГО ГОСПОДАРСТВА імені О. М. БЕКЕТОВА

МЕТОДИЧНІ РЕКОМЕНДАЦІЇ

до самостійної роботи та практичних занять
із навчальної дисципліни

«НАФТОГАЗОВА ГІДРОМЕХАНІКА»

*(для здобувачів першого (бакалаврського) рівня вищої освіти
зі спеціальності 185 – Нафтогазова інженерія та технології,
освітня програма «Нафтогазова інженерія та технології»)*

Харків
ХНУМГ ім. О. М. Бекетова
2026

Методичні рекомендації до самостійної роботи та практичних занять із навчальної дисципліни «Нафтогазова гідромеханіка» (для здобувачів першого (бакалаврського) рівня вищої освіти зі спеціальності 185 – Нафтогазова інженерія та технології, освітня програма «Нафтогазова інженерія та технології») / Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова ; уклад. : О. В. Ромашко, О. В. Бобловський. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2026. – 69 с.

Укладачі: канд. техн. наук, доц. О. В. Ромашко,
асист. О. В. Бобловський

Рецензент

О. І. Наливайко, кандидат технічних наук, доцент кафедри нафтогазової інженерії і технологій Харківського національного університету міського господарства імені О. М. Бекетова

Рекомендовано кафедрою нафтогазової інженерії і технологій, протокол № 1 від 30 серпня 2024 р.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	4
1 МЕТОДИЧНІ РЕКОМЕНДАЦІЇ ДО САМОСТІЙНОЇ РОБОТИ.....	6
1.1 Розрахунок дебіту досконалої свердловини.....	6
1.2 Розрахунок фільтраційного потоку в умовах недосконалості пласта.....	9
1.3 Побудова індикаторної діаграми.....	13
2 МЕТОДИЧНІ РЕКОМЕНДАЦІЇ ДО ПРАКТИЧНИХ ЗАНЯТЬ.....	18
Практичне заняття 1 Дослідження встановленого фільтраційного потоку.....	18
Практичне заняття 2 Межі застосування закону Дарсі.....	22
Практичне заняття 3 Закон розподілу тиску в пласті.....	25
Практичне заняття 4 Фільтрація в неоднорідних пластах.....	31
Практичне заняття 5 Приплив до недосконалих свердловин.....	38
Практичне заняття 6 Дослідження свердловин при стаціонарному режимі.....	45
Практичне заняття 7 Дослідження свердловин при нестаціонарному режимі.....	51
Практичне заняття 8 Фільтрація в'язкопластичної нафти в пористому пласті.....	60
Список використаної літератури.....	68

ВСТУП

Процеси розробки та експлуатації нафтових, газових та газоконденсатних родовищ тісно пов'язані із закономірностями фільтрації вуглеводнів та води в гірських породах, з яких складені продуктивні пласти. Рух рідини та газу в пластах виникає щоразу, коли починають видобувати нафту чи газ, чи обидва ці компоненти разом. Цей рух має специфічні особливості, що відрізняє його від руху рідин та газів у трубах чи відкритих руслах, і називається фільтрацією. Знати особливості цього руху в пористому чи тріщинному середовищі необхідно для здійснення успішної розробки нафтових і газових родовищ.

Нафтогазова гідромеханіка – це наука, яка вивчає фізичні властивості нафтових і газових колекторів, фізико-хімічні властивості пластових рідин, газів та газоконденсатних сумішей та їх фільтрацію в породах-колекторах, методи визначення їх параметрів, а також фізичні основи і способи піднімання флюїдів на поверхню.

Надзвичайно гострою залишається проблема росту ступеня вилучення з надр нафти, газу та газового конденсату, тому подальший розвиток науки пов'язаний із застосуванням нових технологій вилучення нафти з надр, нових методів розпізнавання характеру протікання внутрішньо-пластових процесів, з розвитком методів детального вивчення будови пластів та пористого середовища, характеру поверхні пластів-колекторів, зміни та причин зміни змочуваності поверхні порових каналів, характеру процесів, що протікають в порах пласта під час реалізації різних методів підвищення ступеня вилучення нафти з пластів, з вивченням процесів на фізичних та математичних моделях пластів з подальшою їх апробацією та реалізацією в промислових умовах.

Останнім часом все частіше до експлуатації залучаються родовища, які залягають на значній глибині. Тому необхідно приділяти належну увагу методам аналізу властивостей гірських порід та пластових флюїдів в умовах високих тисків та температур.

У курсі «Нафтогазова гідромеханіка» комплексно використовуються важливі положення геології, фізики, хімії, механіки рідин та газів, фізики нафтогазового і газового пласта, механіки та термодинаміки гірських порід, технології експлуатації свердловин та систем видобутку.

Метою завдань до самостійної роботи є закріплення знань із курсу лекцій дисципліни «Нафтогазова гідромеханіка». Виконуючи завдання, студенти набувають досвід розрахунків процесів, які пов'язані із закономірностями фільтрації вуглеводнів та води в гірських породах продуктивних пластів. Тому знання властивостей гірських порід та пластових рідин, закономірності взаємодії їх між собою та з поверхнею гірських порід визначає раціональну

технологію розробки покладів нафти і газу, а також економічні показники їхнього вилучення з надр та подальше транспортування споживачам.

Студент вивчає матеріал курсу шляхом засвоєння лекцій, практичних занять, також частину матеріалу вивчають самостійно. Курс рекомендується вивчати за розділами, що наводяться нижче. Після вивчення матеріалу розділу необхідно перевірити рівень засвоєння за контрольними запитаннями, що наведені в кінці кожного розділу. Під час вивчення матеріалу розділів потрібно основну увагу зосередити на фізичній суті процесів, осмислити основні поняття та означення і лише тоді розпочинати виведення та аналіз формул.

Під час виконання завдань потрібно дотримуватись таких вимог та рекомендацій:

1. Завдання виконується відповідно до номера варіанта, який визначено викладачем.
2. Обов'язково потрібно виписати умову задачі.
3. Користуватись тільки системою одиниць СІ.
4. Розв'язання задачі потрібно супроводжувати короткими поясненнями (яка величина визначається; за якою формулою; звідки взяті значення величини, які входять в формулу тощо).
5. Поряд з величиною числового значення обов'язково ставиться одиниця виміру.
6. Під час визначення тих чи інших явищ та розгляді математичних формул насамперед потрібно звернути увагу на їхній фізичний та технічний зміст.

1 МЕТОДИЧНІ РЕКОМЕНДАЦІЇ ДО САМОСТІЙНОЇ РОБОТИ

1.1 Розрахунок дебіту досконалої свердловини

Рекомендовані джерела літератури: [1] с. 36–61; [2] с. 83–88; [3] с. 38–50.

Стислі теоретичні відомості

Коли зі свердловин, що розкрили новий поклад, відбору рідини (або газу) немає, тиски в свердловинах і в покладі однакові, тобто перепад тиску на вибоях свердловин дорівнює нулю й рух рідини не відбувається. Під час відбору зі свердловин рідини (або газу) тиски на їхніх вибоях знижуються, стають менші, ніж тиск у покладі. Внаслідок виникаючої різниці тиску на вибої та в пласті встановлюється приплив рідини (або газу) у напрямку до свердловини. Приплив у свердловину відбувається по всіх напрямках, що сходяться по колу, або, як кажуть, по всіх радіальних напрямках. Кількість рідини, що видобувається зі свердловини за добу, називається добовим дебітом.

Рух рідини і газу в пласті на деякій відстані від свердловини відбувається з дуже малими швидкостями й тому підлягає лінійному закону фільтрації. Для рідини дебіт свердловини є прямо пропорційним різниці тисків у пласті та на вибої свердловини. При цьому за певних умов лінійний закон фільтрації може порушуватися. Дебіт свердловини за прийнятих умов плоскорадіального сталого руху рідини під тиском за лінійним законом фільтрації визначається за формулою Дюпюї:

$$Q = \frac{2\pi kh(p_k - p_c)}{\mu \ln \frac{R_k}{r_c}}, \quad (1.1.1)$$

де k – коефіцієнт проникності пласта; h – товщина продуктивного пласта; p_k – тиск на контурі живлення; p_c – тиск на вибої свердловини; R_k – радіус контуру живлення; r_c – радіус свердловини; μ – динамічна в'язкість нестисливої рідини (нафти).

При цьому об'ємна витрата нестисливої рідини стійкого плоскорадіального потоку вздовж лінії течії (вздовж радіуса r) не змінюється. Радіус контуру живлення свердловини зазвичай дорівнює половині відстані між двома сусідніми свердловинами.

Формула використовується тільки для випадку, коли до вибою свердловини відбувається приплив однофазної рідини, тобто лише нафта чи лише вода.

Формула Дюпюї справедлива для розрахунку дебіту гідродинамічно досконалих свердловин, до яких відносять свердловини з відкритим вибоєм, що розкрили пласти на всю товщину.

Гідродинамічно досконалою може вважатися така свердловина, котра повністю розкрила пласт від покрівлі до підшви і в якій вибій повністю відкритий за бічною поверхнею (рис. 1.1.1).

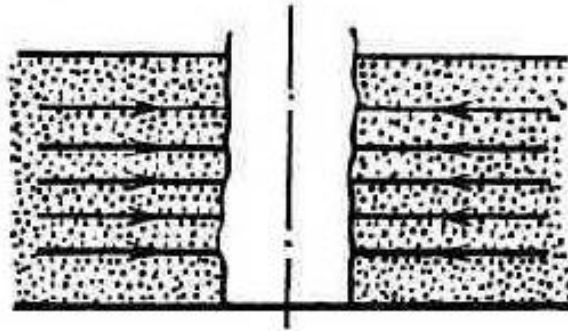


Рисунок 1.1.1 – Гідродинамічно досконала свердловина

У гідродинамічно досконалої свердловини проти пласта немає перфорованої колони або сітки, тобто приплив рідини відбувається через усю бічну поверхню вибою, не зустрічаючи ніяких штучних опорів. Такою могла б бути свердловина, пробурена у пласті, представленому несипкою породою, наприклад, доломітом. Якщо змінити радіус гідродинамічно досконалої свердловини в практично можливих межах, то дебіт її змінюватиметься мало, оскільки радіус свердловини входить у формули дебіту під знаком логарифмів. Практично гідродинамічно досконалих свердловин не буває. Лише у теоретичних розрахунках розглядають гідродинамічно досконалі свердловини.

Завдання до самостійної роботи

Задача 1.1.1 У пласті наявна плоскорадіальна фільтрація нестисливої нафти за законом Дарсі. Визначити дебіт гідродинамічно досконалої свердловини, а також швидкість фільтрації та тиск на відстані 10 м від свердловини. Відомо: радіус свердловини 0,1 м; коефіцієнт гідропровідності пласта $1,3 \times 10^{-15} \text{ м}^3/(\text{Па} \cdot \text{с})$; радіус контуру живлення пласта 700 м; депресія тиску 2,4 МПа; товщина пласта 18 м; тиск на контурі живлення пласта 12 МПа.

Задача 1.1.2. Визначити дебіт свердловини (в $\text{м}^3/\text{с}$ і т/добу), а також швидкість фільтрації на стінці гідродинамічно досконалої свердловини і на контурі живлення пласта під час стійкого плоскорадіального руху нестисливої нафти за законом Дарсі. Відомо: радіус свердловини 0,1 м; радіус контуру живлення пласта 800 м; товщина пласта 16 м; коефіцієнт проникності пласта $0,2 \text{ мкм}^2$; кінематичний коефіцієнт в'язкості нафти $1,7 \times 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$; густина нафти 880 кг/м^3 ; депресія тиску 1,4 МПа.

Задача 1.1.3. Визначити градієнт тиску на стінці гідродинамічно досконалої свердловини і на контурі живлення пласта, якщо дебіт свердловини складає 126 т/добу (за поверхневих умов); коефіцієнт гідропровідності пласта $0,6 \times 10^{-15} \text{ м}^3/(\text{Па} \cdot \text{с})$; густина розгазованої нафти і об'ємний коефіцієнт 890 кг/м^3 і 1,5; радіус контуру живлення пласта 760 м; свердловина пробурена долотом з діаметром 214 мм.

Задача 1.1.4. На скільки відсотків збільшиться дебіт гідродинамічно досконалої свердловини за постійної депресії тиску, якщо її пробурити долотом діаметром не 214 мм, а 445 мм, тобто більшим майже у 2 рази? Радіус контуру живлення пласта 1 000 м.

Задача 1.1.5. На скільки відсотків необхідно змінити (збільшити чи зменшити?) депресію тиску за постійного дебіту в гідродинамічно досконалій свердловині, якщо її пробурити долотом діаметром 445 мм замість долота діаметром 214 мм, тобто меншим майже в 2 рази? Радіус контуру живлення пласта взяти рівним 700 м.

Задача 1.1.6. У круговому пласті радіусом 400 м працює концентрично розміщена свердловина. Відомо: тиски на контурі пласта і на вибої відповідно 22 і 19 МПа; коефіцієнт продуктивності свердловини $21 \text{ м}^3/(\text{МПа} \cdot \text{доб})$; товщина пласта 10 м; коефіцієнт пористості 20 %. Визначити, через який час частинка рідини, розміщена на контурі пласта, поступить у свердловину, радіус якої дорівнює 0,1 м.

Задача 1.1.7. Які тиски повинні бути на вибої гідродинамічно досконалої свердловини радіусом 0,1 м, щоб отримати один і той же дебіт для випадків: а) коли пласт радіусом 500 м вздовж простягання однорідний з коефіцієнтом проникності $0,1 \text{ мкм}^2$; б) коли пласт має дві зони: перша – з коефіцієнтом проникності $0,05 \text{ мкм}^2$ і радіусом 1 м та друга – з коефіцієнтом проникності $0,1 \text{ мкм}^2$ у решті частини пласта? Пластовий тиск 16 МПа, депресія тиску в однорідному пласті 3 МПа. Зіставити ці тиски на вибої (відношенням тиску для випадку а до тиску для випадку б).

Контрольні запитання

1. Що таке гідродинамічно досконала свердловина?
2. Що таке дебіт свердловини?
3. Як визначається дебіт гідродинамічно досконалої свердловини?
4. Як впливає анізотропія пласта за проникністю на дебіт гідродинамічно досконалої свердловини?
5. Як впливає зміна радіусу свердловини на її дебіт?
6. Як впливає депресія тиску на дебіт гідродинамічно досконалої свердловини?

1.2 Розрахунок фільтраційного потоку в умовах недосконалості пласта

Рекомендовані джерела літератури: [1] с. 76–87, 123–144; [2] с. 210–224; [3] с. 96–111.

Стислі теоретичні відомості

Дебіт свердловини для умов плоскорадіального сталого руху рідини під тиском за лінійним законом фільтрації визначається за формулою Дюпюї (1.1.1). Однак плоскорадіальний характер припливу до реальної свердловини зазвичай порушується, тому формула Дюпюї справедлива тільки для гідродинамічно досконалих свердловин (рис. 1.2.1, а), до яких відносять свердловини з відкритим вибоєм, що розкрили продуктивний пласт на всю його товщину. Лише у теоретичних розрахунках розглядають досконалі свердловини. На практиці гідродинамічно досконалих свердловин не буває.

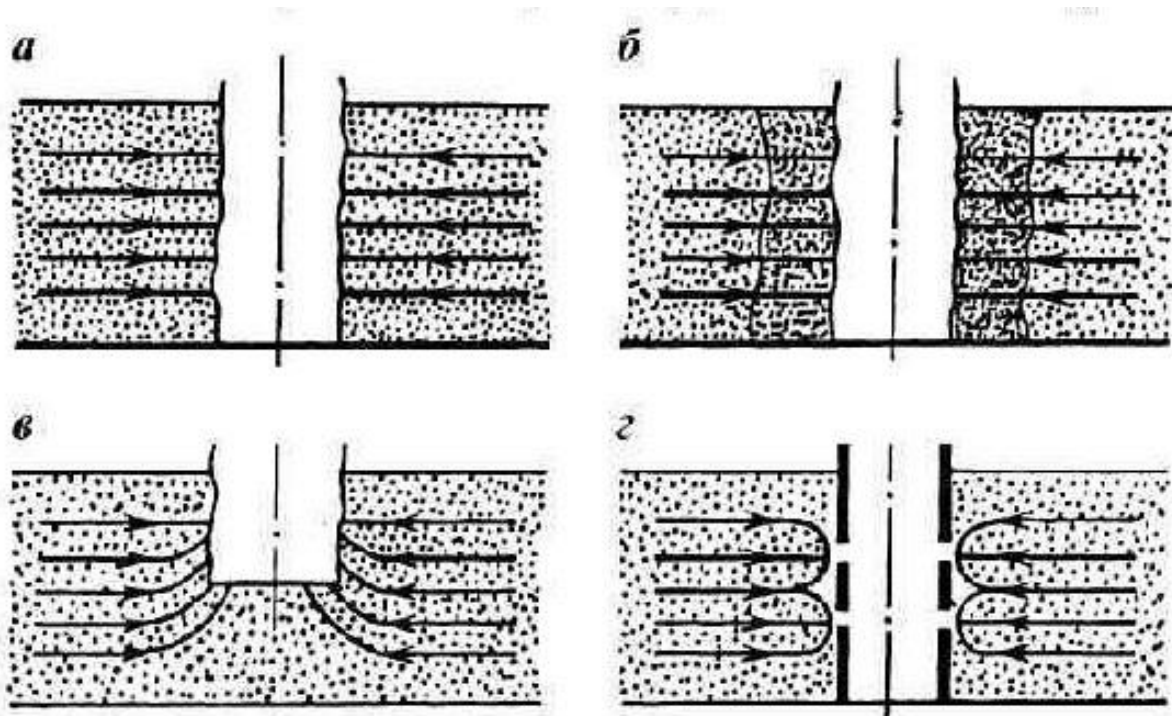


Рисунок 1.2.1 – Схеми припливу флюїду до свердловини:

- а – гідродинамічно досконала свердловина;
- б – недосконала свердловина за якістю розкриття;
- в – недосконала свердловина за ступенем розкриття;
- г – недосконала свердловина за характером розкриття

Недосконалисть реальних свердловин може бути зумовлена низкою чинників. Якщо свердловина має відкритий вибій, але розкрила пласт не на всю його товщину, а лише якусь його частину (рис. 1.2.1, в), її називають гідродинамічно недосконалою за ступенем розкриття.

Свердловини, що розкрили пласт на всю товщину, але з'єднуються з пластом за допомогою фільтра або перфорації колони (рис. 1.2.1, г) є гідродинамічно недосконалими за характером розкриття. Така свердловина сполучається з пластом не повністю (не через усю бічну поверхню стовбура), а лише через перфораційні або фільтрові отвори. Усі перфораційні отвори приймаються круглими. Досконалість свердловини буде тим повнішою, чим більшою є діаметр отворів і їхня сумарна площа, тобто чим більше площі отворів припадає на кожен погонний метр фільтра і чим рівномірнішим є отвори по колоні.

У практиці розробки виділяють ще один окремий тип недосконалості, коли проникність основної приви́бійної зони свердловини знижується порівняно з природною проникністю пласта (рис. 1.2.1, б). У цьому випадку в пласті утворюється дві зони зі зміненою проникністю – зона проникнення фільтрату та зона ко́льматації. Таку свердловину називають гідродинамічно недосконалою за якістю розкриття.

Отже, гідродинамічна недосконалість свердловин зумовлена конструкцією вибою і проявляється в порушенні плоскорадіальності потоку в приви́бійній зоні. У разі неповного розкриття пласта радіус зони викривлення ліній течії не перевищує подвоєної товщини пласта, а радіус зони викривлення ліній течії біля перфораційних отворів сягає двох-трьох пробурених радіусів свердловини.

Розглянемо детальніше гідродинамічно недосконалу свердловину за якістю розкриття пласта, коли проникність приви́бійної зони свердловини знижується порівняно з природною проникністю пласта (рис. 1.2.2). У цьому випадку в пласті утворюється дві зони зі зміненою проникністю – зона проникнення фільтрату радіусом $R_{зп}$ та зона ко́льматації r_k .

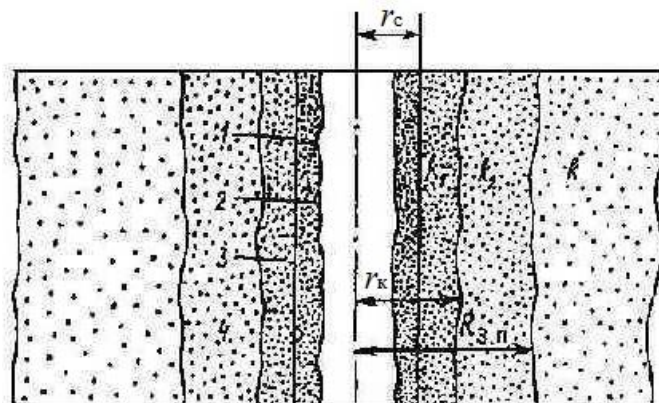


Рисунок 1.2.2 – Гідродинамічно недосконала свердловина за якістю розкриття

Під час розрахунку дебіту такої свердловини необхідно враховувати додатковий фільтраційний опір. Тоді формула Дюпюї набуває форми:

$$Q = \frac{2 \pi k h (p_{\kappa} - p_c)}{\mu \ln \frac{R}{r_c} + S} \quad (1.2.2)$$

де S – скін-фактор, коефіцієнт, який враховує додатковий опір фільтрації в привибійній зоні через недосконалість свердловини за якістю розкриття (забруднення шару з фільтром бурової рідини, цементного розчину тощо).

Скін-ефект

У нафтогазопромисловій справі скін-ефект – це сукупність явищ, виникнення в привибійній зоні пласта і на поверхні вибою додаткових опорів притоку флюїду в свердловину. Скін-ефект є результатом техногенного впливу на привибійну зону продуктивного пласта при розкритті його свердловиною. Внаслідок цього газодинамічні характеристики привибійної зони відрізняються від решти частини продуктивного пласта.

Скін-ефект кількісно характеризує відмінність еквівалентної проникності привибійної зони свердловини від решти частини області дренування. Він відображає якість розкриття продуктивного пласта, що залежить від ступеня забруднення пласта буровими і промивними розчинами; характеру та якості сполучення пласта зі стволом свердловини; типу та ефективності методів інтенсифікації припливу флюїду до свердловини та ін. Кількісно скін-ефект визначає скін-фактор.

Скін-фактор

Скін-фактор – це міра досконалості закінчення свердловини. Додатні величини скін-фактора (понад нуль) свідчать про неякісне розкриття продуктивного пласта внаслідок забруднення привибійної зони буровими і промивними розчинами, відкладенням солей та парафіну, винесенням разом з флюїдом дрібних часточок породи (утворення пісчаних корків). Нульовий скін – пласт не пошкоджений. Від’ємні величини скін-фактора зазвичай пов’язані з виникненням у привибійній зоні техногенних каверн, тріщин, каналів. Також від’ємний скін буває після стимуляції пласта (кислотна обробка, гідравлічний розрив пласта, глибока перфорація).

Загальний скін-фактор підрозділяється на перфораційний скін (кількість отворів, діаметр, глибина), скін стовбура свердловини (пов’язаний з кутом нахилу), скін за ступенем розкриття; скін, пов’язаний із пошкодженням пласта; скін, пов’язаний із турбулентністю потоку.

Завдання до самостійної роботи

Задача 1.2.1. У пласті спостерігається плоскорадіальна фільтрація нестисливої нафти до гідродинамічно недосконалої свердловини за якістю розкриття. Недосконалість обумовлена зниженням проникності пласта в привибійної зоні радіусом 1 м внаслідок забруднення відкладенням парафіну. При цьому проникність привибійної зони складає 50 мД, а природна проникність пласта 250 мД. Відомо також радіус свердловини 10 см; радіус контуру живлення пласта 250 м; товщина пласта 10 м; вибійний тиск у свердловині 10 МПа; тиск на контурі живлення пласта 18 МПа, динамічний коефіцієнт в'язкості нафти $5 \times 10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{с}$. Визначити скін-фактор та дебіт свердловини. Побудувати ліжку депресії, що показує характер розподілу тиску в зоні живлення пласта.

Задача 1.2.2. Гідродинамічно недосконала свердловина розкриває пласт товщиною 20 м на глибину 10 м. Визначити, скільки відсотків дебіт цієї свердловини становить від дебіту досконалої свердловини в такому ж пласті. Взяти радіуси контуру живлення пласта 400 м, радіус свердловини 0,1 м.

Задача 1.2.3. Якій величині коефіцієнта додаткового фільтраційного опору і зведеного радіуса свердловини відповідає коефіцієнт досконалості, що дорівнює 0,8? Взяти радіус свердловини за долотом 0,1 м, радіус контуру живлення 500 м.

Задача 1.2.4. Знайти дебіт гідродинамічно недосконалої свердловини за ступенем і характером розкриття пласта, а також зведений її радіус і коефіцієнт досконалості. Відомо: товщина пласта 40 м; відносне розкриття пласта 70 %; густота перфорації 12 отворів на 1 пог. м перфорованої частини обсадної колони; діаметр отворів 9 мм; довжина отворів 110 мм; кількість гідродинамічно невдалих (непроникних) отворів 15 %; радіус свердловини за долотом 0,1 м; радіус контуру живлення пласта 700 м; коефіцієнт проникності пласта 0,08 мкм²; динамічний коефіцієнт в'язкості нафти 2,4 мПа · с; депресія тиску 1,6 МПа.

Контрольні запитання

1. Що становить гідродинамічно недосконала свердловина?
2. Чим обумовлена гідродинамічна недосконалість свердловини?
3. Назвіть і поясніть шляхи врахування гідродинамічної недосконалості свердловин для обчислення їхніх дебітів.
4. Як впливає анізотропія пласта за проникністю на дебіт гідродинамічно недосконалої свердловини?
5. Чим відрізняються поняття скін-фактор та скін-ефект?
6. Якими чинниками обумовлена недосконалість свердловини за ступенем розкриття?
7. Якими чинниками обумовлена недосконалість свердловини за характером розкриття?

1.3 Побудова індикаторної діаграми

Рекомендовані джерела літератури: [1] с. 62–75; [2] с. 231–242; [4] с. 119–134.

Стислі теоретичні відомості

Інтерпретація результатів гідродинамічних досліджень свердловини на стаціонарних режимах проводиться з допомогою індикаторної діаграми, що відображає залежність стійкого дебіту від депресії тиску $Q = f(\Delta p)$. На рисунку 1.3.1 подані типові індикаторні діаграми, які можуть бути прямолінійними (1), опуклими (2) та увігнутими (3) відносно осі дебітів.

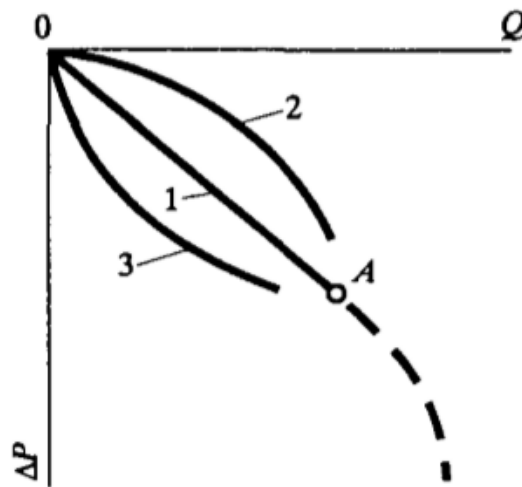


Рисунок 1.3.1 – Типові індикаторні діаграми свердловин

Форма індикаторної лінії залежить від режиму дренування пласта, режиму фільтрації, від властивостей флюїдів, від перехідних нестійких процесів у пласті, фільтраційних опорів, від будови області дренування (однорідний, неоднорідний, шарувато-неоднорідний пласт) та інше.

Прямолінійна індикаторна діаграма (1 – рис. 1.3.1) може бути отримана в тому випадку, коли режимом дренування є режим витіснення при фільтрації однофазної рідини за законом Дарсі, тобто в цьому випадку справедливе рівняння Дюпюї. По мірі зростання депресії пряма може почати викривлятися, що пов'язано з порушенням закону Дарсі внаслідок зростання швидкості фільтрації та впливу на процес сил інерції. Викривлення може бути пов'язане з нестійким процесом фільтрації (перехідний процес) у зв'язку з появою вільного газу.

Індикаторні діаграми, опуклі відносно осі дебітів (2 – рис. 1.3.1), характерні для режимів виснаження, але причини саме такої форми можуть бути різними.

Індикаторні діаграми, увігнуті відносно осі дебітів (3 – рис. 1.3.1), можуть бути отримані в таких випадках:

- збільшення припливу при підвищенні депресії тиску через підключення пропластків та тріщин, що раніше не працювали;

- самоочищення привибійної зони у разі збільшення депресії і зменшення фільтраційних опорів, а також формування нових тріщин;
- недостовірні результати дослідження (метод встановлених відборів при фактично невстановленому режимі фільтрації).

Нелінійні індикаторні лінії можуть бути інтерпретовані з використанням двочленного рівняння фільтрації.

Індикаторні діаграми складної форми

На вигляд індикаторних діаграм нафтових свердловин впливає величезна кількість факторів. Оскільки індикаторна діаграма є відображенням не тільки геологічної будови досліджуваної зони пласта або процесу течії флюїду, але і значної кількості явищ різної природи, що протікають у системі (які ми поки не вміємо враховувати відомими аналітичними залежностями), то форми індикаторних діаграм можуть відрізнятися від типових, розглянутих вище. До складних індикаторних ліній відносяться S-подібні, S-подібні перевернуті і серповидні, наведені відповідно на рисунках 1.3.2, а, б, та в. S-подібні та S-подібні перевернуті індикаторні діаграми мають точку перегину А.

На практиці такі індикаторні діаграми апроксимують прямою лінією і обчислюють коефіцієнт продуктивності, використання якого під час проєктування режимів роботи свердловини давало точний результат тільки в точці А. На всіх інших режимах проєктні та фактичні режими розходилися, іноді істотно.

Індикаторні діаграми, що розглядаються, відображають складні процеси поведінки системи, що визначаються не тільки особливостями фільтрації флюїду, але значною мірою і поведінкою самого колектора з відповідними оборотними або необоротними змінами.

Розглянемо схематично вплив депресії на поведінку теригенного колектора. Збільшення ефективного напруження, що діє на зерна породи, призводить до збільшення їхнього об'єму (справедливим залишається закон Гука) з відповідними наслідками. Ми розглянемо тут лише один наслідок – зростання контактного напруження між зернами (зростання напруження в речовині, що цементує), що при певній його величині призведе до руйнування речовини, що цементує (частково або повністю). Під час руйнування цементувальної речовини вона потрапляє у поровий простір і залучається до процесу фільтрації. Наслідком цього є процес облітерації, що наводить до закупорки порових каналів цементувальною речовиною, що зруйнувалася, і до зниження проникності системи. Цілком очевидно, що з певних депресій руйнації цементувальної речовини немає, оскільки її міцність достатня, щоб протистояти збільшеному об'єму зерен скелета породи.

Руйнування цементувальної речовини починається за певної депресії; при цьому кількість цементувальної речовини, що руйнується, зростає зі зростанням депресії, а дебіт різко знижується після досягнення критичної депресії $\Delta P_{кр}$ (див. рис. 1.3.2, в). За депресій, вище за критичну, процес облітерації стає визначальним, різко знижуючи фільтраційну здатність системи, а отже, і дебіт свердловини, що видно з індикаторної діаграми після точки $\Delta P_{кр}$.

За повного руйнування цементувальної речовини консолидований теригенний колектор стає пухким з можливою подальшою перебудовою структури порового простору та зміною його товщини.

Таким чином, однією з причин серпоподібності індикаторної діаграми свердловини є облітерація, наприклад, цементувальною речовиною, що руйнується, або дрібними частинками зерен теригенної породи. Наголошуємо, що це лише одна з можливих причин. Існують інші причини, пов'язані, наприклад, з двофазною фільтрацією і відносними фазовими проникностями. Аналогічні індикаторні діаграми можуть бути отримані під час фільтрації газованої рідини, фільтрації суміші «нафта-вода» та ін.

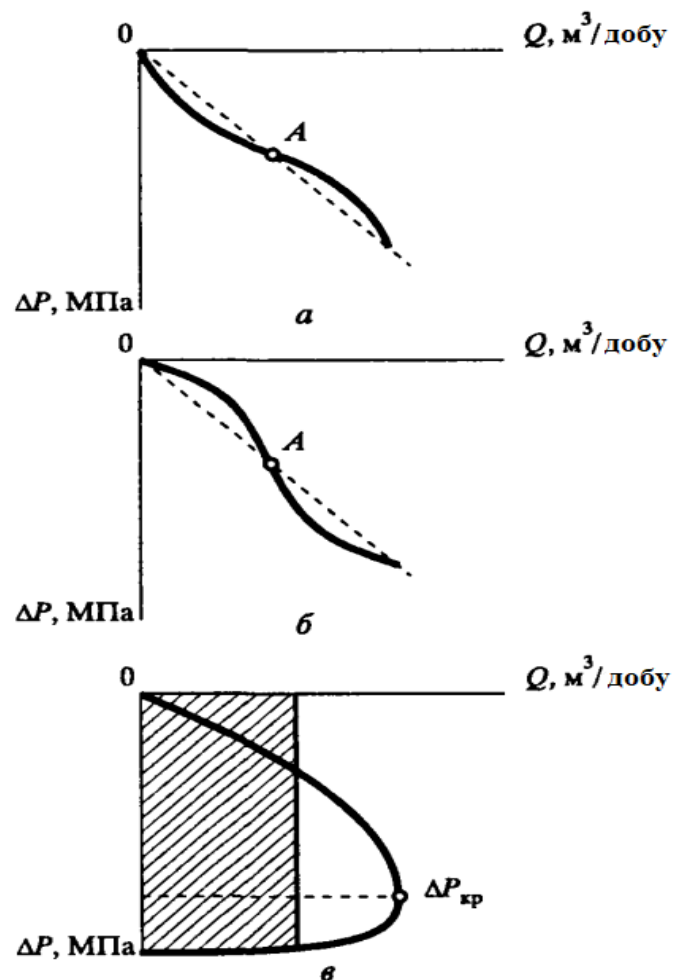


Рисунок 1.3.2 – Складні індикаторні діаграми нафтових свердловин

Завдання до самостійної роботи

Задача 1.3.1. У результаті дослідження фонтанної свердловини за шести різних режимів її роботи шляхом встановлення штуцерів різного діаметра та вимірів вибійних тисків свердловинним (глибинним) манометром отримані дані, які відображає індикаторна діаграма припливу нафти до свердловини за нелінійним законом (рис. 1.3.3)

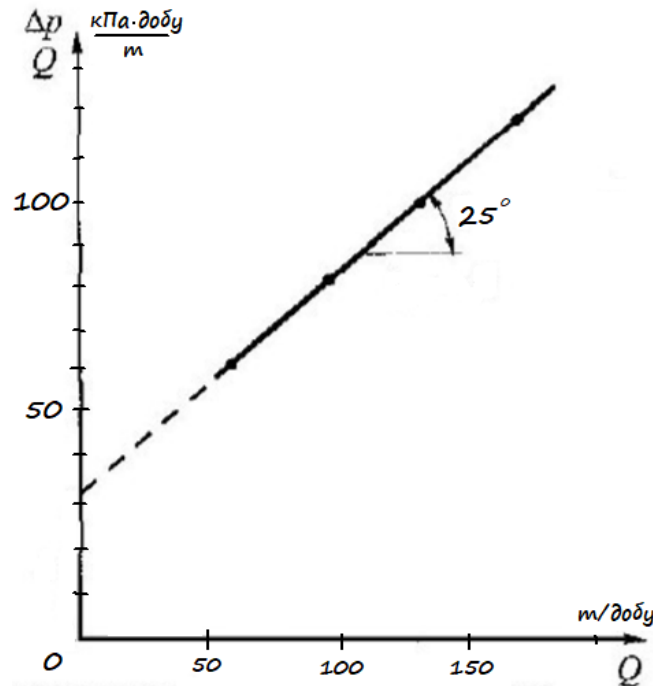


Рисунок 1.3.3 – Індикаторна діаграма припливу нафти до свердловини за нелінійним законом

Визначити коефіцієнт проникності привибійної зони свердловини, коефіцієнт макрошорсткості та гідропровідність пласта, якщо ефективна потужність пласта $h = 30$ м; умовний радіус контуру живлення $R_k = 250$ м; радіус вибою свердловини $r_c = 0,124$ м; відносна густина нафти $\rho_n = 0,85$; в'язкість нафти в пластових умовах $\mu = 1,3$ мПа · с.

Задача 1.3.2. У результаті гідродинамічного дослідження свердловини на стійких режимах фільтрації отримано таку відповідність між дебітами і вибійними тисками:

Дебіт, т/добу	8	9	10	11
Вибійний тиск, МПа	16	15	14	13

Побудувати індикаторну лінію і визначити коефіцієнти продуктивності, гідропровідності і проникності пласта, якщо радіус свердловини $0,075$ м; динамічний коефіцієнт в'язкості пластової нафти $1,7$ мПа · с; товщина пласта 4 м; відстань до контуру живлення пласта 790 м; об'ємний коефіцієнт нафти $1,1$; густина розгазованої нафти 890 кг/м³.

Задача 1.3.3. Нафтову свердловину дослідили на трьох режимах і одержали таку відповідність:

Дебіт, т/добу	62,5	160	275
Вибійний тиск, МПа	12,7	11,46	10,0

Визначити коефіцієнти продуктивності свердловини, гідропровідності і проникності пласта. Відомо: радіус свердловини і контуру живлення пласта 0,1 м і 900 м; кінематичний коефіцієнт в'язкості нафти за пластових умов $3 \times 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$; густина розгазованої нафти 890 кг/м^3 ; об'ємний коефіцієнт нафти 1,3; товщина пласта 14 м.

Задача 1.3.4. Фонтанну нафтову свердловину дослідили на стійких режимах фільтрації і одержали таку відповідність між дебітом (за стандартних умов) і тиском на гирлі (викиді) свердловини (гирловим тиском):

Дебіт, т/добу	100	90	80
Гирловий тиск, МПа	0,6	0,8	1

Обробити результати дослідження свердловини, тобто визначити коефіцієнти продуктивності, гідропровідності й проникності пласта або коефіцієнти фільтраційного опору, гідропровідності, проникності й макрошорсткості. Відомо: густина розгазованої нафти 870 кг/м^3 ; об'ємний коефіцієнт нафти 1,15; динамічний коефіцієнт в'язкості нафти $1,4 \text{ мПа} \cdot \text{с}$; глибина свердловини 1600 м; внутрішній діаметр гідравлічно гладких насосно-компресорних труб 50,3 мм; товщина пласта 12 м; радіус свердловини 0,075 м; радіус контуру живлення пласта 450 м.

Контрольні запитання

1. Що таке індикаторна діаграма?
2. Які параметри визначають за даними гідродинамічних досліджень?
3. Які параметри пластів визначають на основі індикаторних діаграм?
4. Від чого залежить форма індикаторної діаграми нафтових свердловин?
5. У яких випадках може бути отримана прямолінійна індикаторна діаграма?
6. Чим може бути обумовлена складна форма індикаторної діаграми?
7. Що розуміють під коефіцієнтом продуктивності свердловини? Як його визначають? Розкрийте його структуру.
8. Як, не вдаючись до інструментального вимірювання, можна визначити тиск на контурі живлення пласта?
9. Охарактеризуйте один з основних методів обробки КВТ – метод відновлення (зниження) тиску.
10. Як встановити режим роботи свердловин і від чого він залежить?

2 МЕТОДИЧНІ РЕКОМЕНДАЦІЇ ДО ПРАКТИЧНИХ ЗАНЯТЬ

Практичне заняття 1

Дослідження встановленого фільтраційного потоку

План

1. Основні поняття. Закон фільтрації Дарсі.
2. Визначення швидкості фільтрації та дійсної швидкості руху нафти і газу.

Основні поняття

Рух рідини й газу в пористих середовищах під дією перепаду тиску називають *фільтрацією*. Поклади вуглеводнів утворюють фільтраційні потоки нафти, газу та їхніх сумішей, що протікають в пористих гірських породах пластів-колекторів. Властивості гірської породи, що характеризуються здатністю вміщувати (зумовлено пористістю гірської породи) і пропускати (зумовлено її проникністю) через себе рідину, називається фільтраційно-ємнісними властивостями.

Наявність порожнин у структурі гірських порід називають *пористістю*, яку вимірюють коефіцієнтом пористості. Коефіцієнт пористості – це відношення об'єму пор $V_{\text{п}}$ у деякому елементі пористого середовища до всього об'єму V цього елемента:

$$m = \frac{V_{\text{п}}}{V} . \quad (2.1.1)$$

Пористість різних порід змінюється в широких межах (від часток відсотка до 52–55 %). Найчастіше зустрічаються продуктивні колектори з пористістю 15–20 %. Пористість карбонатних порід зазвичай коливається в межах 3–30 %.

Через надзвичайно малі розміри пор, їхню неправильну форму, велику площу поверхні шорстких стінок виникають великі сили опору руху, а швидкість руху рідини внаслідок цього є дуже малою, тому в підземній гідромеханіці швидкісним напором зазвичай нехтують. Доступні вимірюванню і становлять інтерес тільки середні швидкості руху частинок рідини чи газу. Тому вводять поняття середньої дійсної (фізичної) швидкості w і швидкості фільтрації v , тобто:

$$w = \frac{Q}{F_{\text{п}}} ; \quad (2.1.2)$$

$$v = \frac{Q}{F} , \quad (2.1.3)$$

де Q – об’ємна витрата рідини; F_{Π} – площі просвітів (проходів) у деякому перерізі пористого середовища; F – площа усього перерізу (площа фільтрації).

Оскільки $F_{\Pi} = mF$, то маємо зв’язок цих швидкостей:

$$w = \frac{v}{m}. \quad (2.1.4)$$

Закон фільтрації Дарсі

Основний закон фільтрації, відомий сьогодні під назвою закону Дарсі, або лінійного закону фільтрації: об’ємна витрата рідини через породу прямо пропорційна втраті напору ΔH на довжині Δl і площі фільтрації F , тобто:

$$Q = k_{\phi} \frac{\Delta H}{\Delta l} F, \quad (2.1.5)$$

де k_{ϕ} – коефіцієнт фільтрації.

Від напору можна перейти до тиску:

$$p^* = H\rho g = z\rho g + p, \quad (2.1.6)$$

де p^* – зведений тиск, тобто зведений до певної геометричної відмітки. Надалі під тиском розумітимемо зведений тиск, опускаючи для простоти запису зірочку. Тоді закон Дарсі набере вигляду:

$$v = \frac{k_{\phi}}{\rho g} \frac{\Delta p}{\Delta l}. \quad (2.1.7)$$

Із цього рівняння випливає, що швидкість фільтрації v лінійно залежить від градієнта тиску, тобто закон Дарсі є лінійним законом фільтрації.

Коефіцієнт фільтрації k_{ϕ} залежить як від характеристики пористого середовища, так і від властивостей рідини, що фільтрується. Записані вище вирази закону Дарсі, в які входить коефіцієнт фільтрації k_{ϕ} , використовують у гідротехніці, де мають справу тільки з однією рідиною – водою. У нафтогазовій механіці, оскільки властивості різних нафт різні, необхідно окремо виділити властивості породи та рідини. У 1929 році П. Г. Нуттінг ввів поняття коефіцієнта проникності k , тоді закон Дарсі набув форму, що використовується в нафтогазовій механіці й нафтогазопромисловій справі:

$$v = \frac{k}{\mu} \frac{\Delta p}{\Delta l}, \quad (2.1.8)$$

а зв’язок між коефіцієнтами фільтрації k_{ϕ} і проникності k :

$$\frac{k_{\phi}}{\rho g} = \frac{k}{\mu}. \quad (2.1.9)$$

Проникність – це здатність породи пропускати крізь себе рідину чи газ під дією перепаду тиску. Вона характеризується *коефіцієнтом проникності* k . Цей коефіцієнт визначають експериментально, з допомогою спеціального приладу – пермеаметра, що містить візирець породи, виходячи із закону Дарсі:

$$k = \frac{Q \mu}{F} \frac{\Delta l}{\Delta p}. \quad (2.1.10)$$

Із (2.1.10) випливає, що коефіцієнт проникності має розмірність площі, в міжнародній системі одиниць (СІ) $[k] = \text{м}^2$. Фізично це можна розуміти як площу поперечного перерізу, через який маємо рух рідини. У нафтогазопромисловій літературі, яка надрукована в минулі роки, коефіцієнт проникності k визначається одиницею Дарсі: $1\text{Д} = 1,02 \times 10^{-12} \text{ м}^2 \approx 1 \text{ мкм}^2$ (тисячна частка дарсі називається мілідарсі). Коефіцієнт проникності нафтогазовмісних порід змінюється здебільшого від 10^{-3} мкм^2 до 1 мкм^2 (для крупнозернистих піщаників $1\text{--}0,1 \text{ мкм}^2$, для щільних піщаників $0,01\text{--}0,001 \text{ мкм}^2$). Проникність визначає витрату рідини чи газу через пористе тіло.

Проникність вважається дуже високою, якщо величина її оцінюється декількома одиницями Дарсі. Найпоширенішими є породи з проникністю до 1 Д. Промисловий приплив нафти та газу можливий при проникності порід, що дорівнює часткам мілідарсі.

Прямої залежності між коефіцієнтами проникності і пористості порід не існує, але статистичні дані засвідчують, що більш проникні породи часто є і більш пористими, але це варто пов'язувати з літологічним типом порід. Наприклад, глини іноді є високопористими, але практично непроникні для рідин і газів. У той же час, наприклад, пісковики пористістю лише 5–10 % мають високу проникність. А дуже низька проникність глинистих порід пояснюється передусім тим, що вони складаються з дрібних часток, розміром менш ніж 0,01 мм, між якими виникають мікрокапілярні пори, які чинять великий опір руху рідини.

Задача 2.1.1. У лабораторії провели дослідження керн з визначення його проникності. При цьому через керн здійснювали під надлишковим тиском 3,5 МПа фільтрацію води, об'єм якої у відкритій мензурці становив 0,65 л за кожні 60 хв досліду. Відомо: діаметр і довжина керн 2 і 5 см; динамічний коефіцієнт в'язкості води $1\text{мПа} \cdot \text{с}$. Чому дорівнює коефіцієнт проникності керн?

Розв'язання

Визначаємо витрату води:

$$Q = \frac{V}{t} = \frac{0,65 \cdot 10^{-3}}{60 \cdot 60} = 1,81 \cdot 10^{-7} \text{ м}^3/\text{с},$$

де V – об'єм води, м^3 ; t – час досліду, с.

Визначаємо площу поперечного перерізу керна:

$$F = \frac{\pi d^2}{4} = \frac{3,14(2 \cdot 10^{-2})^2}{4} = 3,14 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2,$$

де d – діаметр керна.

Визначаємо коефіцієнт проникності керна за формулою (2.1.10):

$$k = \frac{Q\mu \Delta l}{F \Delta p} = \frac{1,81 \cdot 10^{-7} \cdot 10^{-3} \cdot 5 \cdot 10^{-2}}{3,14 \cdot 10^{-4} \cdot 3,5 \cdot 10^6} = 8,21 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2 = 0,00821 \text{ Д}$$

де μ – динамічний коефіцієнт в'язкості води; Δl – довжина керна; Δp – перепад тиску.

Задача 2.1.2. Через циліндричний зразок керну діаметром $d = 3$ см і довжиною $\Delta l = 6$ см фільтрується нафта з об'ємною витратою $Q = 7 \times 10^{-5} \text{ м}^3/\text{хв}$. Тиск на вході в керна $p_1 = 0,7$ МПа, на виході $p_2 = 0,1$ МПа. Визначити швидкість фільтрації v , дійсну швидкість w руху частинок і коефіцієнт проникності k пористого середовища, якщо коефіцієнт пористості $m = 18$ %, а кінематичний коефіцієнт в'язкості ν і густина ρ нафти – $2,1 \times 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ і $872 \text{ кг}/\text{м}^3$, відповідно.

Розв'язання

Визначаємо площу поперечного перерізу керна:

$$F = \frac{\pi d^2}{4} = \frac{3,14(3 \cdot 10^{-2})^2}{4} = 7,065 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2.$$

Знаходимо швидкість фільтрації нафти через керна за формулою (2.1.3):

$$v = \frac{Q}{F} = \frac{7 \cdot 10^{-5}}{60 \cdot 7,065 \cdot 10^{-4}} = 1,65 \cdot 10^{-3} \text{ м}/\text{с}.$$

Визначаємо дійсну швидкість руху за формулою (2.1.4):

$$w = \frac{v}{m} = \frac{1,65 \cdot 10^{-3}}{0,18} = 9,17 \cdot 10^{-3} \text{ м}/\text{с}.$$

Знаходимо коефіцієнт проникності керна із закону Дарсі (2.1.10):

$$k = \frac{Q_{vQ} \Delta l}{F \Delta p} = \frac{7 \cdot 10^{-5} \cdot 2,1 \cdot 10^{-6} \cdot 872 \cdot 6 \cdot 10^{-2}}{7,065 \cdot 10^{-4} \cdot (0,7 \cdot 10^6 - 0,1 \cdot 10^6)} = 3,022 \cdot 10^{-13} \text{ м}^2 = 0,3022 \text{ Д}$$

Практичне заняття 2 **Межі застосування закону Дарсі**

План

1. Причини порушення закону фільтрації Дарсі.
2. Визначення границі застосування закону Дарсі.

Причини порушення закону фільтрації Дарсі

Сучасні тенденції розвитку підземної гідрогазомеханіки пов'язані з багатофазною багатокомпонентною фільтрацією в деформованих неоднорідних пористих і тріщинувато-пористих пластах, з нестійкою неізотермічною фільтрацією багатофазних флюїдів (рідин і газів), з фільтрацією неньютонівських систем, з числовим моделюванням процесів фільтрації.

Основний закон фільтрації Дарсі говорить, що об'ємна витрата рідини через породу прямо пропорційна втраті напору ΔH на довжині Δl і площі фільтрації F . Однак у нафтогазовій гідромеханіці, оскільки властивості різних нафт різні, необхідно окремо виділити властивості породи та рідини. Для цього введено поняття коефіцієнта проникності k , тоді закон Дарсі набув форму:

$$v = \frac{k}{\mu} \frac{\Delta p}{\Delta l}. \quad (2.2.1)$$

Із рівняння випливає, що швидкість фільтрації v лінійно залежить від градієнта тиску, тобто закон Дарсі є лінійним законом фільтрації. Однак закон Дарсі справедливий в певних межах. Він, наприклад, недійсний для повільного протікання розчину електроліту через глинисті породи. Через тонкопористі породи гази протікають швидше, ніж це повинно відбуватись відповідно до закону Дарсі. Якщо швидкість протікання (фільтрації) флюїда перейде критичну межу, тоді справедливими стають зовсім інші відношення між градієнтом тиску та швидкістю. Експериментально встановлено, що закон Дарсі порушується внаслідок дії:

- 1) інерційних сил за великих швидкостей фільтрації, тобто за великих градієнтів тиску (верхня межа справедливості закону Дарсі);

2) так званих нелінійних ефектів за малих градієнтів тиску, що пов'язані з неньютонівськими властивостями рідини та молекулярно-поверхневою взаємодією насичуючого флюїду з твердим скелетом пористого середовища (нижня межа справедливості закону Дарсі).

Ці причини ведуть до нелінійних законів фільтрації. Нелінійність законів фільтрації ще пов'язується також з деформацією гірських порід за великих перепадів тиску і, як результат, із нелінійною зміною коефіцієнта проникності порід від тиску.

Визначення границі застосування закону Дарсі

Першу кількісну оцінку верхньої межі дав М. М. Павловський залежно від критерію Рейнольдса Re (критерій Рейнольдса визначає співвідношення між силами інерції та силами в'язкого тертя в рухомій рідині чи газі), тобто за співвідношення $Re < Re_{кр}$ справедливим є лінійний закон Дарсі, а за $Re > Re_{кр}$ – нелінійний закон, де $Re_{кр}$ – критичне значення числа Рейнольдса, коли порушується закон Дарсі.

Пізніше за аналогією із трубною гідравлікою, з формули Дарсі – Вейсбаха

$$\Delta p = \lambda \frac{\Delta l}{d} \frac{U^2}{2} \rho \quad (2.2.2)$$

шукали залежність між коефіцієнтом гідравлічного опору (числом Ейлера)

$$\lambda = \frac{2d}{\rho U^2} \frac{\Delta p}{\Delta l} \quad (2.2.3)$$

і критерієм Рейнольдса

$$Re = \frac{U d}{\nu}, \quad (2.2.4)$$

де λ – коефіцієнт гідравлічного опору; d – характерний лінійний розмір пористого середовища, що характеризує його з геометричної точки зору (діаметр труби); U – характерна швидкість руху рідини; ν – кінематичний коефіцієнт в'язкості рідини. Такий підхід ґрунтується на тому, що з порівняння формули Пуазейля, яка випливає з формули Дарсі – Вейсбаха за ламінарного режиму, і формули закону Дарсі маємо аналогію між коефіцієнтом проникності k та величиною $d^2/32$, тобто пористе середовище з геометричної точки зору потрібно характеризувати лінійним розміром.

У практиці розробки газонафтових родовищ найчастіше використовується формула В. М. Щелкачова:

$$Re = \frac{10}{m^{2,3}} \frac{v\sqrt{k}}{v}, \quad (2.2.5)$$

критичне значення для якої $Re_{кр} = 0,032...14$ (переважно $Re_{кр} = 1...10$). Широкий діапазон зміни пояснюється тим, що в неповній мірі формула враховує особливості структури пористого середовища. Крім того, має вплив плавний перехід від лінійного закону (режиму) фільтрації до нелінійного. Коефіцієнт λ відповідно до цієї формули:

$$\lambda = \frac{2m^{2,3}\sqrt{k}\Delta p}{\Delta l \rho v^2}. \quad (2.2.6)$$

Зазначимо, що за $Re \leq Re_{кр}$ ламінарність потоку не порушується; турбулентність проявляється за значно більших значень Re , ніж $Re_{кр}$.

Швидкість фільтрації, за якої порушується закон Дарсі у верхній границі, називають критичною швидкістю фільтрації $v_{кр}$. Її можна визначити з формули (2.2.4) за $Re = Re_{кр}$ (з розрахунковим запасом рекомендується брати $Re_{кр} = 1$) або графічно, виходячи з експериментальних даних (рис. 2.2.1).

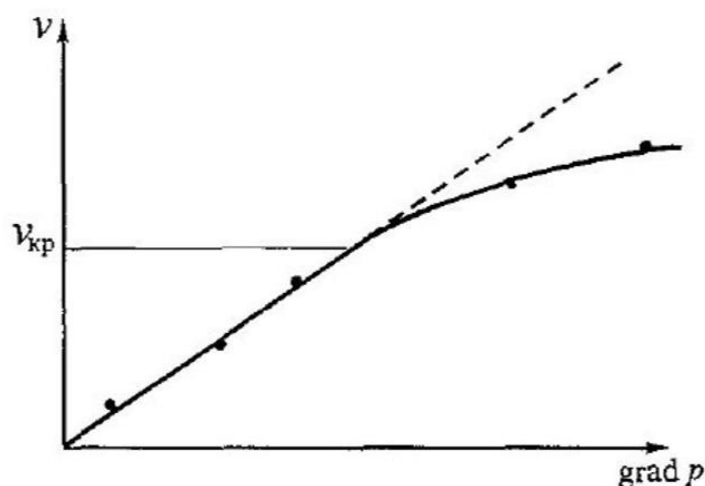


Рисунок 2.2.1 – Залежність швидкості фільтрації від градієнта тиску

Задача 2.2.1. У лабораторії здійснили фільтрацію нафти через циліндричний керн діаметром $d = 2,5$ см і довжиною $\Delta l = 8$ см. Тиск на вході в керн $p_1 = 0,8$ МПа, на виході $p_2 = 0,1$ МПа, об'ємна витрата $Q = 5,8 \times 10^{-5}$ м³/хв. Визначити число Рейнольдса Re , якщо коефіцієнт пористості зразка $m = 15$ %, а кінематичний коефіцієнт в'язкості нафти $\nu = 2,2 \times 10^{-6}$ м²/с, а густина $\rho = 885$ кг/м³.

Розв'язання

Визначаємо площу поперечного перерізу керна:

$$F = \frac{\pi d^2}{4} = \frac{3,14(2,5 \cdot 10^{-2})^2}{4} = 4,906 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2.$$

Знаходимо швидкість фільтрації нафти через керн за формулою (2.1.3):

$$v = \frac{Q}{F} = \frac{5,8 \cdot 10^{-5}}{60 \cdot 4,906 \cdot 10^{-4}} = 1,97 \cdot 10^{-3} \text{ м/с}.$$

Визначаємо динамічну в'язкість нафти:

$$\mu = \rho \cdot v = 2,2 \cdot 10^{-6} \cdot 885 = 1,947 \cdot 10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{с}$$

Знаходимо коефіцієнт проникності керна, із закону Дарсі (2.1.10):

$$k = \frac{Q \mu \Delta l}{F \Delta p} = \frac{5,8 \cdot 10^{-5} \cdot 1,947 \cdot 10^{-3} \cdot 8 \cdot 10^{-2}}{60 \cdot 4,906 \cdot 10^{-4} \cdot (0,8 \cdot 10^6 - 0,1 \cdot 10^6)} = 0,438 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$$

За формулою В. М. Щелкачова (2.2.5) визначаємо число Рейнольдса:

$$Re = \frac{10v\sqrt{k}}{m^{2,3}v} = \frac{10 \cdot 1,97 \cdot 10^{-3} \cdot \sqrt{0,438 \cdot 10^{-12}}}{0,15^{2,3} \cdot 2,2 \cdot 10^{-6}} = 0,47$$

У цьому випадку $Re < 1$, отже лінійний закон Дарсі не порушується.

Практичне заняття 3 Закон розподілу тиску в пласті

План

1. Типи фільтраційних потоків.
2. Визначення розподілу тиску в пласті для плоскорадіального потоку.

Типи фільтраційних потоків

Для гідрогазодинамічних розрахунків природні умови нафтогазоводоносних пластів необхідно надійно і достатньо повно вивчити, відповідним чином диференціювати, серед них виділити головні, визначальні чинники, а сама природна обстановка має бути подана у вигляді розрахункової схеми. Відповідно до схематизації меж області фільтрації існує три типи одновимірних фільтраційних потоків:

- 1) прямолінійно-паралельний;
- 2) плоскорадіальний;

3) радіально-сферичний.

Для *прямолінійно-паралельного* потоку характерна прямолінійність і паралельність траєкторій руху всіх частинок рідини, причому в будь-якому перпендикулярному до напрямку руху перерізі потоку швидкості фільтрації не тільки паралельні, але й рівні між собою. Такий потік ще називають *одновимірним, плоскопаралельним, паралельно-струминним*.

Плоскорадіальний потік спостерігається під час руху рідини в горизонтальному пласті до гідродинамічно досконалої свердловини, тобто до такої свердловини, яку пробурено на всю товщину пласта і не обсаджена колоною обсадних труб. Частинки рідини рухаються паралельно одній і тій же площині, наприклад підшві пласта, тобто потік плоский. Але частинки рухаються вздовж прямих, що радіально сходяться в одній точці (центрі свердловини), тобто потік є радіальним або плоскорадіальним. Його можна описати одним радіус-вектором, тобто цей потік характеризується осьюовою симетрією. Звідси назви: *одновимірний з осьовою симетрією, або одновимірний осесиметричний потік*.

Якщо траєкторії частинок не паралельні якійсь площині, то такий потік називають *просторовим, або тривимірним*. При цьому, якщо траєкторії прямолінійні й радіально сходяться в одній точці (центрі), то такий потік називають *сферично-радіальним*. Для нього радіус-вектор, а сам потік характеризується центральною симетрією, тобто він є потоком одновимірним з центральною симетрією. Такий потік може бути в напівобмеженому пласті, коли свердловина з'єднана з ним напівсферичним вибоєм.

Визначення розподілу тиску в пласті для плоскорадіального потоку

Для побудови розрахункової схеми кожний продуктивний пласт варто розглядати як єдину гідродинамічно пов'язану систему не тільки в усій області нафтогазоносності, але й включаючи і навколишню водонапірну область. У середині цієї системи розподіли тисків, швидкостей і витрат рідини (газу) визначаються початковими та граничними умовами.

На поведінку газонафтового покладу під час відбирання флюїдів (нафти, газу та води) впливають:

- геометричний характер покладу (форма, розміри, взаємне розміщення нагромаджень кожного із флюїдів);
- режим роботи пласта і штучно створені нами умови розробки;
- структурно-тектонічні та фаціальні-літологічні властивості пласта;
- властивості порід і флюїдів;
- пластові тиск і температура.

Нафта (газ) залягає в пласті переважно антиклінальної форми, що обмежений зверху (покрівля) і знизу (підшва) непроникними породами.

У кожній точці пласта за відсутності фільтрації (відбирання флюїдів) гідростатичний тиск різний, тому під тиском завжди розуміємо зведений тиск:

$$p^* = p + \rho g z, \quad (2.3.1)$$

де p – гідростатичний тиск у заданій точці; ρ – густина рідини; z – висота положення заданої точки над площиною порівняння, за яку зазвичай беруть водонафтовий (ВНК) чи водогазовий (ВГК) контакт. Таким чином, пласт начебто вирівнюється і стає горизонтальним, далі розглядатимемо такі пласти.

Маючи на увазі те, що до початку експлуатації всі свердловини у пласті (нафтові, водяні й газові) можна розглядати як сполучені посудини з урівноваженим тиском, то приведений по воді (з питомою вагою, рівною $1\,000\text{ кг/м}^3$) початковий тиск пласта чи приведений тиск у них рівні між собою. Для того щоб визначити початковий пластовий тиск у будь-якій його точці до експлуатації, необхідно точно знати початковий пластовий тиск хоч б в одній тільки водяній свердловині й питомі ваги нафти і газу. Мають бути також відомі глибини свердловин і глибина водонафтового та газонафтового контактів. Для оцінювання розподілу початкового та поточного тисків пропластків необхідно мати карти ізобар (ліній рівних пластових тисків). Для цього на карті розробки чи на структурній карті біля позначення кожної свердловини записують її тиск. Далі точки з однаковим тиском з'єднують плавними лініями, що і є ізобарами.

Розглянемо випадок стійкої плоскорадіальної фільтрації нестисливої рідини до гідродинамічно досконалої свердловини в пористому пласті за законом Дарсі (рис. 2.3.1).

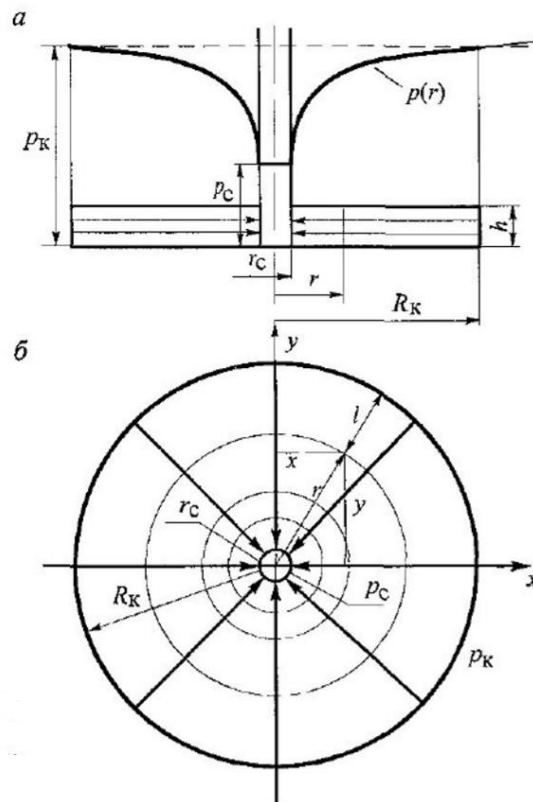


Рисунок 2.3.1. – Схема плоскорадіального потоку до свердловини в круговому пласті

Тут p_c , p_k – тиски відповідно на контурі свердловини (вибійний тиск) і на контурі живлення пласта (контурний або пластовий тиск); r_c , R_k – радіуси відповідно свердловини та контуру живлення пласта.

Оскільки довжина шляху фільтрації $l = R_k - r$, звідси $dl = -dr$, то закон Дарсі для плоскорадіальної фільтрації записується у вигляді формули:

$$v = \frac{k}{\mu} \frac{dp}{dr}. \quad (2.3.2)$$

У випадку стійкого фільтраційного потоку нестисливої рідини об'ємна витрата Q є сталою величиною вздовж шляху фільтрації, тому рівняння розподілу тиску в пласті (рівняння п'єзометричної лінії):

$$p = p_k - \frac{p_k - p_c}{\ln \frac{R_k}{r_c}} \ln \frac{R_k}{r} \quad (2.3.3)$$

або

$$p = p_c + \frac{p_k - p_c}{\ln \frac{R_k}{r_c}} \ln \frac{r}{r_c}. \quad (2.3.4)$$

Залежності (2.3.3) чи (2.3.4) є логарифмічною кривою лінією, яка дуже крута поблизу свердловини, а відтак виположується і перетинає горизонтальну лінію початкового тиску p_k у пласті за $r = R_k$ (див. рис. 2.3.1, а). Більший нахил логарифмічної лінії біля стінки свердловини свідчить про те, що тут витрачається основна частина депресії тиску на пласт, тобто $\Delta p = p_k - p_c$.

Під час обертання логарифмічної п'єзометричної лінії навколо осі свердловини одержуємо поверхню, яку називають лійкою депресії тиску (депресійною лійкою).

Із закону Дарсі, дістаємо вираз швидкості фільтрації:

$$v = \frac{k}{\mu} \frac{p_k - p_c}{\ln \frac{R_k}{r_c}} \frac{1}{r}. \quad (2.3.5)$$

Помноживши вираз (2.3.5) на площу фільтрації $F = 2\pi r h$, отримаємо формулу дебіту свердловини (формулу Дюпюї), або рівняння припливу рідини:

$$Q = \frac{2\pi k h (p_k - p_c)}{\mu \ln \frac{R_k}{r_c}}, \quad (2.3.6)$$

де h – товщина продуктивного пласта. При цьому об'ємна витрата нестисливої рідини стійкого плоскорадіального потоку вздовж лінії течії (вздовж радіуса r) не змінюється.

Зауважимо, що формулу Дюпюї можна також дістати безпосереднім інтегруванням рівняння закону Дарсі (2.3.2), взявши

$$v = \frac{Q}{F} = \frac{Q}{2\pi r h} \quad (2.3.7)$$

тобто

$$\frac{Q}{2\pi r h} = \frac{k}{\mu} \frac{dp}{dr};$$

Після інтегрування отримаємо

$$p_k - p_c = \frac{Q\mu}{2\pi k h} \ln \frac{R_k}{r_c},$$

звідки виходить (2.3.6). Із формули (2.3.6) маємо:

$$\frac{p_k - p_c}{\ln \frac{R_k}{r_c}} = \frac{Q\mu}{2\pi k h}.$$

Таким чином рівняння розподілу тиску в пласті можна записати ще й так:

$$p = p_k - \frac{Q\mu}{2\pi kh} \ln \frac{R_k}{r}. \quad (2.3.7)$$

Із даних рівнянь видно, що v обернено пропорційні r (гіперболічна залежність – рівнобока гіпербола), тобто з наближенням до свердловини градієнт тиску та швидкість фільтрації зростають, сягаючи найбільших значень на стінці свердловини (див. рис. 2.3.1, а). Ізобари (ліній однакового тиску) становлять концентричні відносно осі свердловини кола, які перпендикулярні до ліній течії. Будується гідродинамічне поле так: перехід від радіуса до радіуса здійснюється в геометричній прогресії, щоб забезпечити перехід від ізобари до ізобари в арифметичній прогресії (див. рис. 2.3.1, б).

Логарифмічна залежність дебіту Q від радіусів R_k і r_c підкреслює, що тільки значна зміна цих параметрів може істотно вплинути на величину дебіту.

Задача 2.3.1. У пласті спостерігається плоскорадіальна фільтрація нестисливої нафти за законом Дарсі. Визначити дебіт свердловини, а також швидкість фільтрації і тиск на відстані 15 м від свердловини. Відомо: радіус свердловини 0,07 м; радіус контуре живлення пласта 850 м; товщина пласта 21 м; коефіцієнт гідропровідності пласта $1,7 \times 10^{-10} \text{ м}^3/(\text{Па} \cdot \text{с})$; депресія тиску 2,5 МПа; тиск на контурі живлення пласта 15 МПа.

Розв'язання

Визначаємо дебіт свердловини:

$$Q = \frac{2\pi\varepsilon \Delta p}{\ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right)} = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 1,7 \cdot 10^{-10} \cdot 2,5 \cdot 10^6}{\ln\left(\frac{850}{0,07}\right)} = 2,839 \cdot 10^{-4} \frac{\text{м}^3}{\text{с}},$$

де $\varepsilon = \frac{kh}{\mu}$ – коефіцієнт гідропровідності пласта.

Швидкість фільтрації на відстані 15 м від свердловини обчислюємо за формулою:

$$v = \frac{Q}{2\pi rh} = \frac{2,839 \cdot 10^{-4}}{2 \cdot 3,14 \cdot 15 \cdot 21} = 1,435 \cdot 10^{-7} \frac{\text{м}}{\text{с}}.$$

Визначаємо тиск на відстані 15 м від свердловини:

$$p = p_{\kappa} - \frac{\Delta p}{\ln\left(\frac{R_{\kappa}}{r_c}\right)} \ln\left(\frac{R_{\kappa}}{r}\right) = 15 \cdot 10^6 - \frac{2,5 \cdot 10^6}{\ln\left(\frac{850}{0,07}\right)} \ln\left(\frac{850}{15}\right) = 13,927 \text{ Па.}$$

Практичне заняття 4 **Фільтрація в неоднорідних пластах**

План

1. Типи неоднорідності пласта.
2. Визначення припливу до свердловини у зонально-неоднорідному пласті.

Типи неоднорідності пласта

Усі реальні нафтові та газові пласти неоднорідні за своєю геологічною будовою і властивостями, що викликано умовами осадоутворення та подальшого перетворення порід. Під неоднорідністю розуміють властивість пласта-колектора, яка зумовлена зміною його структурно-фаціальних і літологічних характеристик. З позицій фільтрації важливою є неоднорідність за проникністю. У разі хаотичної і незначної локальної зміни проникності пласт вважають у середньому однорідним. Якщо вдається виділити значні області пласта з різними проникностями, то пласт називають неоднорідним, виділяючи переважно шарову та зональну неоднорідності. Розглянемо особливості фільтрації в таких пластах на прикладі плоскорадіального потоку.

Шарова неоднорідність. У цьому випадку маємо багат шаровий пласт (рис. 2.4.1). У межах кожного шару (пропластка) проникність усюди однакова, а на межі сусідніх пропластків змінюється стрибком.

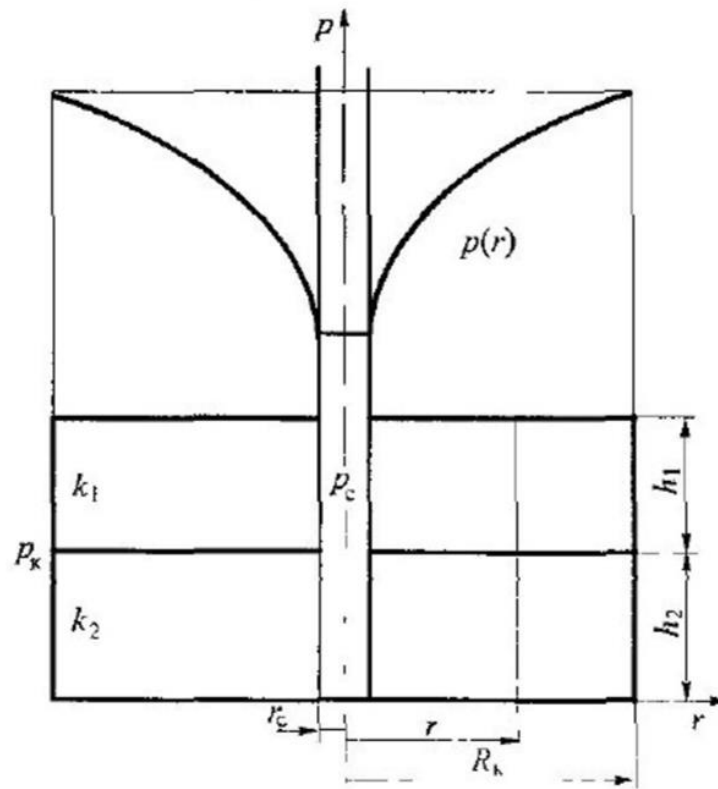


Рисунок 2.4.1 – Схема шарово-неоднорідного пласта

Оскільки розподіл тиску в однорідному пласті (точніше, в однорідному пропластку) не залежить від проникності, градієнт тиску також однаковий в усіх пропластках, то для будь-якої одної значення координати r тиск у всіх пропластках буде однаковим, а отже, перетікання рідини між цими пропластками не відбуватиметься. Тоді витрата рідини через весь пласт дорівнюватиме сумі витрат через кожний пропласток. Наприклад, для двох пропластків формулу дебіту свердловини в шарово-неоднорідному пласті можна записати так:

$$Q = Q_1 + Q_2 = \frac{2\pi k_1 h_1 (p_k - p_c)}{\mu \ln \frac{R_k}{r_c}} + \frac{2\pi k_2 h_2 (p_k - p_c)}{\mu \ln \frac{R_k}{r_c}}$$

або

$$Q = \frac{2\pi (k_1 h_1 + k_2 h_2) (p_k - p_c)}{\mu \ln \frac{R_k}{r_c}}, \quad (2.4.1)$$

де k_i , h_i – коефіцієнт проникності і товщина i -го пропластка ($i = 1; 2$).

Якщо ввести поняття середнього коефіцієнта проникності $\tilde{k}$ усього пласта, то дебіт свердловини за формулою Дюпюї:

$$Q = \frac{2\pi\tilde{k}h(p_k - p_c)}{\mu \ln \frac{R_k}{r_c}}, \quad (2.4.2)$$

а прирівнявши дебіти за цими формулами, матимемо вираз для середнього коефіцієнта проникності шарово-неоднорідного пласта:

$$\tilde{k} = \frac{k_1 h_1 + k_2 h_2}{h} \quad (2.4.3)$$

або у випадку n пропластків

$$\tilde{k} = \frac{\sum_{i=1}^n k_i h_i}{\sum_{i=1}^n h_i}. \quad (2.4.4)$$

Отже, для розрахунків фільтрації в неоднорідних багат шарових пластах можна використати формули для однорідного пласта, тільки замість коефіцієнта проникності k необхідно підставити середній коефіцієнт проникності $\tilde{k}$.

Разом з тим треба пам'ятати, що градієнт тиску, розподіл тиску і п'єзометрична лінія однакові в усіх пропластках, бо не залежать від коефіцієнта проникності, а швидкість фільтрації і час руху частинок рідини відповідно прямо і обернено пропорційні коефіцієнтам проникності пропластків, тобто у високопроникних пропластках кожна частинка рідини рухається швидше, ніж у малопроникних пропластках.

Зональна неоднорідність. Такий пласт є розчленованим на зони (області), у кожній з яких проникність усюди однакова, а на переході через межу двох сусідніх зон змінюється стрибком.

Розглянемо круговий пласт з концентричною свердловиною, навколо якої виділяється зона з іншим коефіцієнтом проникності k_1 , ніж коефіцієнт проникності k_2 решти пласта (рис. 2.4.2). Межа поділу зон перпендикулярна до лінії течії, тобто є коловою з радіусом R .

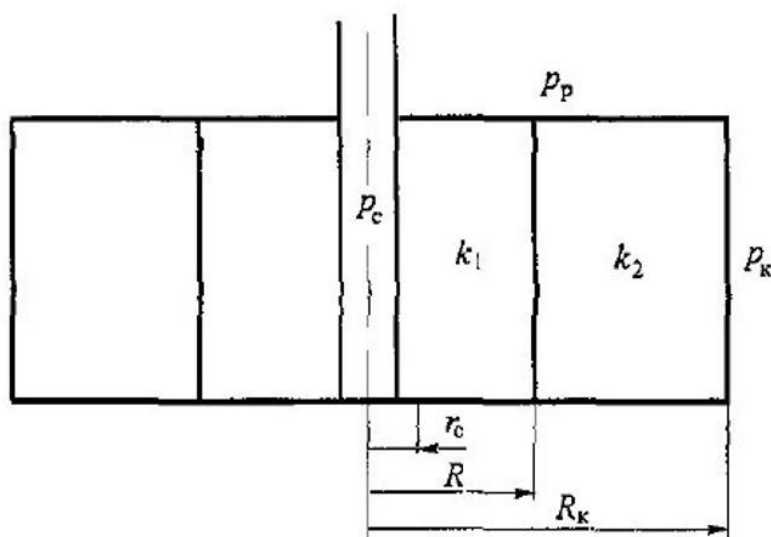


Рисунок 2.4.2 – Схема зонально-неоднорідного пласта

Вираз для невідомого тиску на межі поділу:

$$p_p = \frac{p_k k_2 \ln \frac{R}{r_c} + p_c k_1 \ln \frac{R_k}{R}}{k_2 \ln \frac{R}{r_c} + k_1 \ln \frac{R_k}{R}}. \quad (2.4.5)$$

Тоді формули розподілу тиску в зонах з різними проникностями набувають вигляду:

$$p_1 = p_c + \frac{p_k - p_c}{\ln \frac{R}{r_c} + \frac{k_1}{k_2} \ln \frac{R_k}{R}} \ln \frac{r}{r_c} \quad (R \geq r \geq r_c); \quad (2.4.6)$$

$$p_2 = p_k - \frac{p_k - p_c}{\ln \frac{R}{r_c} + \frac{k_1}{k_2} \ln \frac{R_k}{R}} \ln \frac{R_k}{r} \quad (R_k \geq r \geq R). \quad (2.4.7)$$

Лійки депресії тиску в такому пласті показано на рисунку 2.4.3 за різних співвідношень коефіцієнтів проникностей k_1 і k_2 . Наприклад, якщо $\frac{k_1}{k_2} < 1$ то тоді п'єзометрична лінія має лежати вище лінії для $k_1 = k_2$.

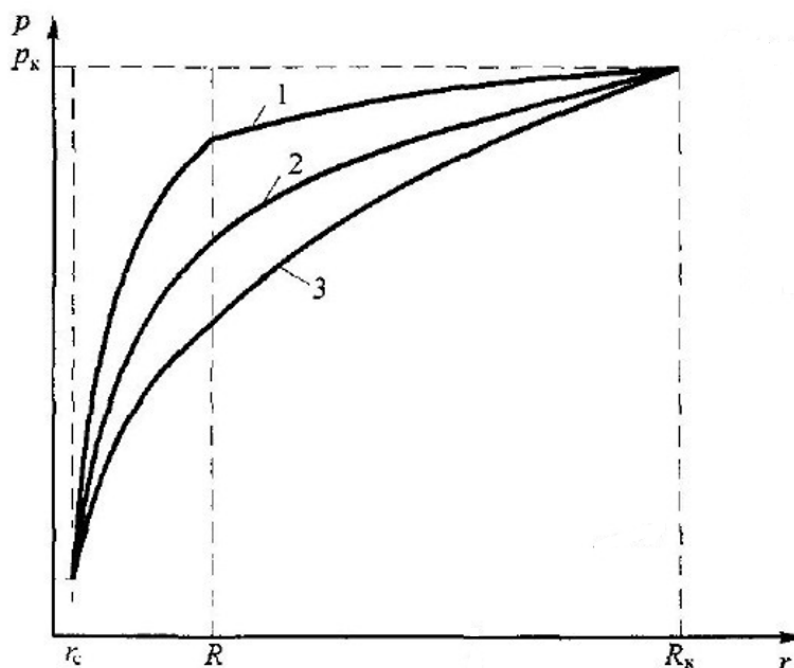


Рисунок 2.4.3 – Розподіл тиску в зонально-неоднорідному пласті за різних співвідношень коефіцієнтів проникності:

$$1 - \frac{k_1}{k_2} < 1; \quad 2 - \frac{k_1}{k_2} = 1; \quad 3 - \frac{k_1}{k_2} > 1$$

Рівняння швидкості фільтрації в усьому зонально-неоднорідному пласті в цьому випадку має вигляд:

$$v = \frac{p_k - p_c}{\mu \left(\frac{1}{k_1} \ln \frac{R}{r_c} + \frac{1}{k_2} \ln \frac{R_k}{R} \right)} \frac{1}{r} \quad (R_k \geq r \geq r_c), \quad (2.4.8)$$

а формула дебіту свердловини в зонально-неоднорідному пласті:

$$Q = \frac{2\pi h(p_k - p_c)}{\mu \left(\frac{1}{k_1} \ln \frac{R}{r_c} + \frac{1}{k_2} \ln \frac{R_k}{R} \right)}. \quad (2.4.9)$$

Аналогічно попередньому введемо поняття середнього коефіцієнта проникності пласта $\tilde{k}$, тоді дебіт свердловини в зонально-неоднорідному пласті опишеться формулою Дюпюї для однорідного пласта, тобто:

$$Q = \frac{2\pi \tilde{k} h(p_k - p_c)}{\mu \ln \left(\frac{R_k}{r_c} \right)}. \quad (2.4.10)$$

Прирівнюючи формули (2.4.9) і (2.4.10), отримуємо вираз середнього коефіцієнта проникності зонально-неоднорідного пласта:

$$\tilde{k} = \frac{\ln \frac{R_k}{r_c}}{\frac{1}{k_1} \ln \frac{R}{r_c} + \frac{1}{k_2} \ln \frac{R_k}{R}} \quad (2.4.11)$$

або у випадку наявності n зон з різними проникностями:

$$\tilde{k} = \frac{\ln \frac{R_k}{r_c}}{\sum_{i=1}^n \frac{1}{k_i} \ln \frac{R_i}{R_{i-1}}}, \quad (2.4.12)$$

причому $R_{i-1} = R_0 = r_c$ для $i=1$ та $R_i = R_k$ для $i = n$.

Проникність зони пласта поблизу стінки свердловини (привибійна зона пласта) зазвичай відрізняється від проникності решти пласта. Ця зміна зумовлена забрудненням (кольматацією) пор під час буріння свердловини (фільтратом і дисперсною фазою бурового розчину) і під час експлуатації (відкладами парафіну, мінеральних солей) або цілеспрямованим використанням методів інтенсифікації продуктивності свердловини (солянокислотне оброблення і т. ін.). Для оцінки впливу такої зміни проникності в привибійній зоні внаслідок кольматації чи інтенсифікації на дебіт свердловини зіставляють дебіт Q зонально неоднорідного пласта з дебітом Q_2 однорідного пласта за коефіцієнта проникності k_2 , тобто

$$\frac{Q}{Q_2} = \frac{\ln \frac{R_k}{r_c}}{\frac{1}{\alpha_k} \ln \frac{R}{r_c} + \ln \frac{R_k}{R}} \quad (2.4.13)$$

де $\alpha_k = \frac{k_1}{k_2}$ – відношення коефіцієнтів проникностей.

Звідси випливають важливі практичні висновки:

1) зменшення коефіцієнта проникності привибійної зони більше впливає на дебіт свердловини, ніж збільшення його в однакову кількість разів і призводить до різкого падіння дебіту, навіть за малих величин радіуса R зони погіршення проникності;

2) у разі фільтрації за законом Дарсі збільшувати коефіцієнт проникності в привибійній зоні більше як у 20 разів недоцільно, оскільки дебіт майже не зростає;

3) оскільки лійка депресії тиску в разі фільтрації за нелінійним законом більш крута, ніж у разі фільтрації за законом Дарсі (більша частка втрати депресії тиску в привибійній зоні), то збільшення коефіцієнта проникності в привибійній зоні веде до значнішого приросту дебіту, якщо рідина фільтрується за нелінійним законом.

За наявності декількох зон з різною проникністю, наприклад, через накладання процесів глинистої і парафінової кольтатації, через зниження проникності внаслідок проникання в пласт фільтрату бурового розчину в ході буріння свердловини чи рідини глушіння під час її ремонту, через збільшення проникності внаслідок застосування методу солянокислотного оброблення і т. п., дебіт свердловини записується аналогічно:

$$Q = \frac{2\pi h(p_k - p_c)}{\mu \sum_{i=1}^n \frac{1}{k_i} \ln \frac{R_i}{R_{i-1}}}, \quad (2.4.14)$$

а відношення дебітів

$$\frac{Q}{Q_0} = \frac{\frac{1}{k_0} \ln \frac{R_k}{r_c}}{\sum_{i=1}^n \frac{1}{k_i} \ln \frac{R_i}{R_{i-1}}}, \quad (2.4.15)$$

де Q_0 – дебіт свердловини за початкової, непорушеної природної проникності пласта (іншими словами, у віддаленій від свердловини зоні пласта), яка характеризується коефіцієнтом проникності k_0 .

Ці формули дають змогу оцінити негативний вплив кольтатації або технологічну ефективність (приріст дебіту) солянокислотного оброблення. Для оцінки ефективності СКО варто задати величину коефіцієнта проникності в зоні оброблення (за лабораторними даними) або наближено розрахувати її за величиною збільшення коефіцієнта пористості внаслідок розчинення карбонатного цементу породи в соляній кислоті, використовуючи статистичний зв'язок між коефіцієнтами пористості і проникності. Нагадаємо, що об'ємний вміст карбонатів (CaCO_3 , MgCO_3) визначається в лабораторії відносно до об'єму твердої частини (скелету) гірської породи.

Задача 2.4.1. Визначити технологічну ефективність (за величиною збільшення дебіту у відсотках) оброблення привибійної зони пласта

солянокислотним розчином, якщо за розрахунками реагент проникає в пласт на відстань $R = 1,2$ м. Вважається, що коефіцієнт проникності при цьому зростає в 10 разів. Радіус контуру живлення $R_k = 650$ м; радіус свердловини $r_c = 7$ см.

Розв'язання

Після проведення оброблення приви́бійної зони пласта одержуємо зонально-неоднорідний пласт. Дебіт свердловини в зонально-неоднорідному пласті описується рівнянням:

$$Q_1 = \frac{2\pi h \Delta p}{\mu \left(\frac{1}{k_1} \ln \left(\frac{R}{r_c} \right) + \frac{1}{k_2} \ln \left(\frac{R_k}{R} \right) \right)},$$

де k_1 – коефіцієнт проникності зони пласта з радіусом R , обробленої СКР; k_2 – коефіцієнт початкової проникності решти пласта, не обробленого СКР.

Визначаємо ефективність оброблення приви́бійної зони пласта, поділивши дебіт після оброблення СКР на дебіт до оброблення СКР (згідно з формулою Дюпюї), одночасно скоротивши на $(2\pi h \Delta p)/\mu$ та підставивши у формулу $k_1 = 10k_2$:

$$\Delta = \frac{Q_1 - Q_2}{Q_2} = \frac{\frac{1}{k_2} \ln \left(\frac{R_k}{r_c} \right)}{\frac{1}{10k_2} \ln \left(\frac{R}{r_c} \right) + \frac{1}{k_2} \ln \left(\frac{R_k}{R} \right)} - 1 = \frac{\ln \left(\frac{650}{0,07} \right)}{\frac{1}{10} \ln \left(\frac{1,2}{0,07} \right) + \ln \left(\frac{650}{1,2} \right)} - 1 = 0,3887$$

Отже, технологічна ефективність оброблення становить 38,87 % за величиною збільшення дебіту свердловини.

Практичне заняття 5

Приплив до недосконалих свердловин

План

1. Типи недосконалості свердловин.
2. Рівняння припливу рідини до гідродинамічно недосконалих свердловин.
3. Приплив до свердловини недосконалої за ступенем розкриття пласта.

Типи недосконалості свердловин

Формула Дюпюї справедлива для розрахунку дебіту гідродинамічно досконалих свердловин, до яких відносять свердловини з відкритим вибоєм, що розкрили пласти на всю товщину. Гідродинамічно досконалою може вважатися така свердловина, котра повністю розкрила пласт від покрівлі до підшови і в якій вибій повністю відкритий за бічною поверхнею (рис. 1.1.1). Лише у теоретичних розрахунках розглядають гідродинамічно досконалі свердловини. На практиці гідродинамічно досконалих свердловин не буває. Недосконалість реальних свердловин може бути зумовлена рядом чинників.

Якщо свердловина має відкритий забій, але розкрила пласт не на всю його товщину, а лише якусь його частину (рис. 2.5.1, а), її називають гідродинамічно недосконалою за *ступенем розкриття*.

Свердловини, що розкрили пласт на всю товщину, але з'єднуються з пластом за допомогою фільтра або перфорації колони (рис. 2.5.1, б) є гідродинамічно недосконалими за *характером розкриття*.

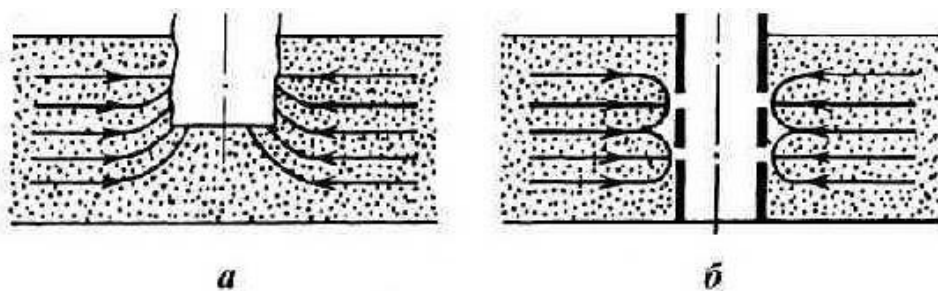


Рисунок 2.5.1 – Гідродинамічно недосконалі свердловини:

а – за ступенем розкриття; б – за характером розкриття

Така свердловина сполучається з пластом не повністю (не через усю бічну поверхню стовбура), а лише через перфораційні або фільтрові отвори. Усі перфораційні отвори приймаються круглими. Досконалість свердловини буде тим повнішою, чим більшою є діаметр отворів і їхня сумарна площа, тобто чим більше площі отворів припадає на кожен погонний метр фільтра і чим рівномірнішим є отвори по колоні.

Дебіт недосконалої свердловини за однакових умов є меншим за дебіт досконалої свердловини. Недосконалість свердловини враховується введенням у формулу Дюпюї додаткового опору у вигляді безрозмірного коефіцієнта C .

У практиці розробки виділяють ще один окремий тип недосконалості, коли проникність основної привибійної зони свердловини знижується порівняно з природною проникністю пласта (рис. 1.2.2). У цьому випадку в пласті утворюється дві зони зі зміненою проникністю – зона проникнення

фільтрату радіусом $R_{зп}$ та зона кольматації r_k . Таку свердловину називають гідродинамічно недосконалою за якістю розкриття.

Таким чином, розрізняють такі види гідродинамічно недосконалих свердловин:

а) за ступенем розкриття пласта, коли свердловина має відкритий вибій (не обсаджена колоною труб) і розкриває тільки частину товщини пласта;

б) за характером розкриття пласта, коли свердловина пробурена на всю товщину пласта, а отже, обсаджена зацементованою колоною труб і перфорована (зроблено отвори в трубах і цементному кільці);

в) за ступенем і характером розкриття пласта, як поєднання перших двох видів недосконалості, тобто свердловина пробурена не на всю товщину пласта, обсаджена колоною труб і перфорована;

г) за якістю розкриття зі зміненою проникністю привибійної зони пласта.

Отже, гідродинамічна недосконалість свердловин зумовлена конструкцією вибою і проявляється в порушенні плоскорадіальності потоку в привибійній зоні. У разі неповного розкриття пласта радіус зони викривлення ліній течії не перевищує подвоєної товщини пласта, а радіус зони викривлення ліній течії біля перфораційних отворів сягає двох-трьох пробурених радіусів свердловини.

Рівняння припливу рідини до гідродинамічно недосконалих свердловин

Гідродинамічну недосконалість свердловин під час обчислення дебітів враховують одним із трьох шляхів:

1. Гідродинамічну недосконалість свердловин характеризують коефіцієнтом досконалості свердловин, який становить відношення дебіту Q недосконалої свердловини до дебіту $Q_{\text{доск}}$ досконалої свердловини за решти однакових умов, тобто

$$\delta = \frac{Q}{Q_{\text{доск}}}, \quad (2.5.1)$$

звідки з використанням формули Дюпюї отримуємо формулу дебіту гідродинамічно недосконалої свердловини через коефіцієнт досконалості:

$$Q = \delta Q_{\text{доск}} \quad (2.5.2)$$

або

$$Q = \frac{2\pi k h \delta (p_k - p_c)}{\mu \ln \frac{R_k}{r_c}}. \quad (2.5.3)$$

Здебільшого коефіцієнт досконалості $\delta < 1$, якщо не застосовано методів інтенсифікації продуктивності свердловини.

2. Надходження рідини із пласта у стовбур недосконалої свердловини дещо утруднено, ніж у досконалу свердловину, оскільки площа фільтраційної поверхні недосконалої свердловини менша, виникає додатковий фільтраційний опір, тому і дебіт її менший.

Формулу Дюпюї для пояснення цього можна записати так:

$$Q = \frac{p_k - p_c}{\frac{\mu}{2\pi kh} \ln \frac{R_k}{r_c}}. \quad (2.5.4)$$

Тут легко побачити аналогію з формулою закону Ома, коли дебіт Q відповідає силі струму, різниця тисків – різниці напруг, а знаменник – електричному опору, тобто аналогію між стійким рухом рідини в пористому середовищі і електричним струмом у суцільному провіднику. Тому знаменник формули (2.5.3) можна розглядати як фільтраційний опір потоку в пористому середовищі до досконалої свердловини. Відносячи різницю в дебітах Q та $Q_{\text{доск}}$ завдяки різниці у фільтраційних опорах недосконалої та досконалої свердловин, формулу дебіту гідродинамічно недосконалої свердловини записуємо через коефіцієнт додаткового фільтраційного опору у вигляді:

$$Q = \frac{p_k - p_c}{\frac{\mu}{2\pi kh} \left(\ln \frac{R_k}{r_c} + c \right)} \quad (2.5.5)$$

або

$$Q = \frac{2\pi kh(p_k - p_c)}{\mu \left(\ln \frac{R_k}{r_c} + c \right)} \quad (2.5.6)$$

де $\frac{\mu}{2\pi kh} c$ – додатковий фільтраційний опір недосконалої свердловини;

c – коефіцієнт додаткового фільтраційного опору ($c = c_1 + c_2$),

де c_1 – поправковий коефіцієнт, що враховує додатковий опір припливу в недосконалій свердловині за ступенем розкриття пласта (рис. 2.5.1, а); c_2 – поправковий коефіцієнт, що враховує недосконалий характер розкриття пласта (рис. 2.5.1, а). Ці коефіцієнти є безрозмірними. Якщо свердловина досконала за характером розкриття і недосконала за ступенем розкриття, то замість c у формулу підставляється тільки c_1 і, навпаки, якщо свердловина

недосконала за характером розкриття й досконала за ступенем розкриття, то замість s у формулі дебіту вводиться тільки коефіцієнт c_2 .

Для гідродинамічно недосконалої свердловини за якістю розкриття (рис. 1.2.2) теж необхідно враховувати додаткові опори. Тоді формула Дюпюї набуває форми:

$$Q = \frac{2\pi kh(p_k - p_c)}{\mu \left(\frac{1}{h} \ln \frac{R_k}{r_c} + c + s \right)} \quad (2.5.7)$$

де $s = s_1 + s_2$. Тут s_1 – це коефіцієнт, який враховує додатковий опір фільтрації в ПЗС через недосконалість свердловини за якістю первинного відкриття (забруднення шару з фільтром бурової рідини, цементного розчину тощо); s_2 – коефіцієнт з урахуванням додаткових опорів фільтрації в ПЗС через недосконалість свердловини за якістю вторинного отвору (поява зони кольматації навколо перфораційних каналів).

3. Якщо гідродинамічно недосконала свердловина має дебіт Q , то можна добрати таку доскоалу свердловину з конкретним зведеним радіусом r_{c3} , дебіт якої дорівнював би дебіту Q , тобто можна звести недоскоалу свердловину з допомогою радіуса до досконалої.

Зведений радіус недосконалої свердловини r_{c3} – це радіус такої уявної досконалої свердловини, дебіт якої за умов недосконалої свердловини дорівнює дебіту недосконалої свердловини.

Тоді формулу дебіту гідродинамічно недосконалої свердловини через зведений радіус можна записати так:

$$Q = \frac{2\pi kh(p_k - p_c)}{\mu \ln \frac{R_k}{r_{c3}}}, \quad (2.5.8)$$

тобто можна використати формулу Дюпюї, тільки замість дійсного радіуса свердловини r_c потрібно записати зведений радіус свердловини r_{c3} . Це дає змогу застосувати теорію інтерференції досконалих свердловин для дослідження взаємодії недосконалих свердловин із зведеним радіусом.

На закінчення знайдемо зв'язок між δ , c і r_{c3} , прирівнюючи формули (2.5.3), (2.5.6) і (2.5.8) між собою:

$$\delta = \frac{\ln \frac{R_k}{r_c}}{\ln \frac{R_k}{r_c} + c} \quad (2.5.9)$$

$$r_{c3} = r_c e^{-c} \quad (2.5.10)$$

$$\delta = \frac{\ln \frac{R_k}{r_c}}{\ln \frac{R_k}{r_{c3}}} \quad (2.5.11)$$

$$c = \left(\frac{1}{\delta} - 1 \right) \ln \frac{R_k}{r_c} \quad (2.5.12)$$

Відповідність параметрів δ , c і r_{c3} між собою за цими формулами показано в таблиці 2.5.1.

Таблиця 2.5.1 – Відповідність параметрів δ , c і r_{c3} для $r_c = 0,1$ м, $R_k = 300$ м

δ	c	r_{c3}	δ	c	r_{c3}
0	∞	0	0,7	3,431	$3,234 \times 10^{-3}$
0,1	72,057	$5,082 \times 10^{-33}$	0,8	2,002	0,014
0,2	32,025	$1,235 \times 10^{-15}$	0,9	0,890	0,041
0,3	18,682	$7,704 \times 10^{-10}$	1,0	0	0,100
0,4	12,010	$6,086 \times 10^{-7}$	1,1	-0,728	0,207
0,5	8,006	$3,333 \times 10^{-5}$	1,2	-1,334	0,380
0,6	5,338	$4,807 \times 10^{-4}$	1,3	-1,848	0,634

Приплив до свердловини недосконалої за ступенем розкриття пласта

Під час отримування строгих аналітичних розв'язків задачі про приплив рідини до гідродинамічно недосконалих свердловин наштовхуємося на великі (в більшості нездоланні) труднощі. Цією задачею займалося багато дослідників. Найкращі результати одержано шляхом використання методів стоків і джерел, відображення і суперпозиції.

Припустимо спочатку, що свердловина розкрила тільки покрівлю продуктивного пласта, який має дуже велику товщину. Можна вважати, що вибір свердловини має форму півсфери радіусом r_c , продуктивний пласт – необмежену товщину ($h \rightarrow \infty$), а потік тоді є сферично-радіальним, а це відповідає найбільш яскраво вираженому випадку недосконалості свердловини за ступенем розкриття пласта.

Аналогічно випадку плоскорадіального потоку, використовуючи закон Дарсі записуємо рівняння припливу для сферично-радіального фільтраційного потоку:

$$Q = vF = \frac{k}{\mu} \frac{dp}{dr} \cdot 2\pi r^2,$$

де $F = 2\pi r^2$ – площа фільтрації (площа поверхні півсфери).

І далі отримуємо формулу дебіту півсферичної свердловини:

$$Q = \frac{2\pi k}{\mu} \frac{p_k - p_c}{\frac{1}{r_c} - \frac{1}{R_k}} \quad (2.5.13)$$

або

$$Q \cong \frac{2\pi k r_c}{\mu} (p_k - p_c) \quad (2.5.14)$$

так як $\frac{1}{r_c} \gg \frac{1}{R_k} \approx 0$.

Н. К. Гірінський припустив, що свердловина розкрила пласт необмеженої товщини ($h \rightarrow \infty$) на глибину b (це рівнозначно умові $h \gg b \gg r_c$), і дістав наближену формулу:

$$Q = \frac{2\pi k b (p_k - p_c)}{\mu \ln \frac{1,6b}{r_c}} \quad (2.5.15)$$

Задача 2.5.1. Визначити у скільки разів дебіт Q_p вертикальної циліндричної свердловини у випадку плоскорадіальної фільтрації є більшим від дебіту Q_c півсферичної свердловини у випадку сферично-радіальної фільтрації, якщо взяти радіус свердловини $r_c = 0,1$ м, радіус контуру живлення пласта $R_k = 200$ м, товщину пласта $h = 50$ м.

Розв'язання

Візьмемо відношення цих дебітів за формулами Дюпюї і (2.5.13), тобто:

$$\frac{Q_p}{Q_c} = \frac{2\pi k h \Delta p \cdot \mu \left(\frac{1}{r_c} - \frac{1}{R_k} \right)}{\mu \ln \frac{R_k}{r_c} \cdot 2\pi k \Delta p} = \frac{h \left(\frac{1}{r_c} - \frac{1}{R_k} \right)}{\ln \frac{R_k}{r_c}} = \frac{50 \cdot \left(\frac{1}{0,1} - \frac{1}{200} \right)}{\ln \frac{200}{0,1}} = 65,75$$

Практичне заняття 6

Дослідження свердловин при стаціонарному режимі

План

1. Інтерпретація дослідних даних гідродинамічних досліджень свердловин.
2. Перевірка виконання лінійного закону Дарсі за індикаторною діаграмою.
3. Визначення проникності пласта з допомогою індикаторної діаграми.

Інтерпретація дослідних даних гідродинамічних досліджень свердловин

Гідродинамічні дослідження свердловин і пластів – це сукупність різних заходів, спрямованих на вимірювання окремих параметрів (тиск, температура, дебет, час) у працюючих або зупинених свердловинах та їхню реєстрацію. До гідродинамічних досліджень свердловин відносять термодинамічні та дебітометричні дослідження. На відміну від лабораторних і промислово-геофізичних досліджень, вивченням охоплюється зона дренування значних розмірів, а не точки чи локальні області привибійних зон. Розрізняють два методи гідродинамічних досліджень свердловин:

1. Дослідження на стаціонарних (стійких) режимах роботи (зняття індикаторних діаграм).
2. Дослідження на нестаціонарних (нестійких) режимах (зняття КВТ і КПТ).
3. Дослідження свердловин на взаємодію (гідропрослуховування).

Дослідження на стаціонарних режимах роботи називається дослідженням на приплив (приймальність) свердловини і проводиться методом встановлених відборів. Встановлений відбір характеризується стійким режимом роботи свердловини, тобто незмінністю в часі вибійного і гирлового тиску та дебіту свердловини. Мета дослідження – це контроль продуктивності свердловин, вивчення впливу режиму роботи на продуктивність та оцінка фільтраційних параметрів пласта, тобто отримання та обробка індикаторної діаграми свердловин. Сутність методу полягає у встановленні режиму роботи свердловини й очікування його стаціонарності. Після стабілізації роботи свердловини інструментально вимірюють вибійний тиск та дебіт. Потім режим роботи свердловини змінюють і чекають на новий стійкий режим роботи системи.

Зміни режиму роботи залежить від способу експлуатації:

- на фонтанній свердловині змінюють діаметр штуцера на викидному маніфольді;
- на газліфтній свердловині змінюють режим закачування робочого агента шляхом зміни тиску або витрати;

– на свердловині, яка обладнана установкою штангового насоса, змінюються довжину ходу режиму або число коливань.

Дослідження зазвичай проводиться на 3–5 режимах, разом із тим для підвищення точності один з режимів повинен бути з мінімально можливим або нульовим дебетом. Точність досліджень залежить не тільки від точності вимірювань тиску та дебету, а й від того, наскільки стабілізувався режим роботи свердловин. У реальних умовах стійкі режими роботи свердловини можуть існувати тільки теоретично, оскільки найбільший вплив на роботу свердловини, що досліджується, надають найближчі свердловини. Поклад експлуатується великою кількістю інтерферуючих свердловин, режими роботи яких також змінюється по цілому ряду причин. Тому не допускається зміна режиму роботи сусідніх свердловин за кілька годин або діб до початку дослідження обраної свердловини.

Відомо, що основні втрати енергії під час руху продукції до свердловини відбуваються в привибійній зоні, тому під час дослідження ми отримуємо дані, що стосуються переважно привибійної зони пласта, оскільки процес перерозподілу тиску у віддалених областях продуктивного пласта може бути дуже тривалим.

Дослідження свердловин на нестійких режимах полягає у відстежуванні швидкості підйому рівня рідини в насосній свердловині після її зупинки і швидкості відновлення вибійного тиску після зупинки фонтанної свердловини (зняття КВТ). Таким чином, можна досліджувати і нагнітальні свердловини, реєструючи швидкість падіння тиску на гирлі після її зупинки (зняття КПТ). За отриманими даними визначають коефіцієнт проникності пласта, рухливість нафти в пласті, гідропровідність пласта, п'єзопровідність пласта в зоні дронування свердловини, а також скін-ефект (міра забруднення ПЗП).

Дослідження свердловин на взаємодію полягає в спостереженні за змінами рівня або тиску, що відбуваються в одних свердловинах (що реагують) при зміні відбору рідини в інших сусідніх свердловинах (що збурюють). За результатами цих досліджень визначають ті ж параметри, що й під час дослідження свердловин на нестійких режимах. Відмінність полягає в тому, що ці параметри характеризують область пласта в межах досліджуваних свердловин.

Свердловинні прилади, призначені для виміру припливу рідини і газу (дебіту), називаються дебітомірами, а для виміру поглинання (витрати) – витратомірами. За принципом дії свердловинні дистанційні дебітоміри і витратоміри бувають: турбінні, пружинно-поплавкові і з загальмованою турбіною на струнній підвісі.

Визначення параметрів лінійного режиму фільтрації з допомогою індикаторної діаграми

Основною метою дослідження на стійких відборах є побудова індикаторної діаграми (індикаторної лінії) свердловини. *Індикаторна діаграмою* свердловини називається графічна залежність стійкого дебету від депресії тиску (вибійного тиску).

Таким чином, під час проведення цих досліджень можуть бути визначені характеристики тільки привибійної зони свердловини і процесів, що протікають в ній. Таким методом зазвичай визначають продуктивність свердловини, проникність та гідропровідність привибійної зони пласта.

Рівняння припливу рідини до свердловини подана формулою Дюпюї:

$$Q = \frac{2\pi kh(p_k - p_c)}{\mu \ln \frac{R_k}{r_c}}. \quad (2.6.1)$$

Рівняння припливу можна записати ще й так:

$$Q = K_0 \Delta p, \quad (2.6.2)$$

де K_0 – коефіцієнт продуктивності свердловини, Δp – депресія тиску, $\Delta p = p_k - p_c$.

Графік залежності дебіту свердловини Q від депресії тиску Δp називають індикаторною діаграмою. У випадку фільтрації нестисливої рідини за законом Дарсі в пористому пласті індикаторна діаграма є прямою лінією (рис. 2.6.1). Зауважимо, що індикаторну діаграму будують тільки стосовно стійкого потоку.

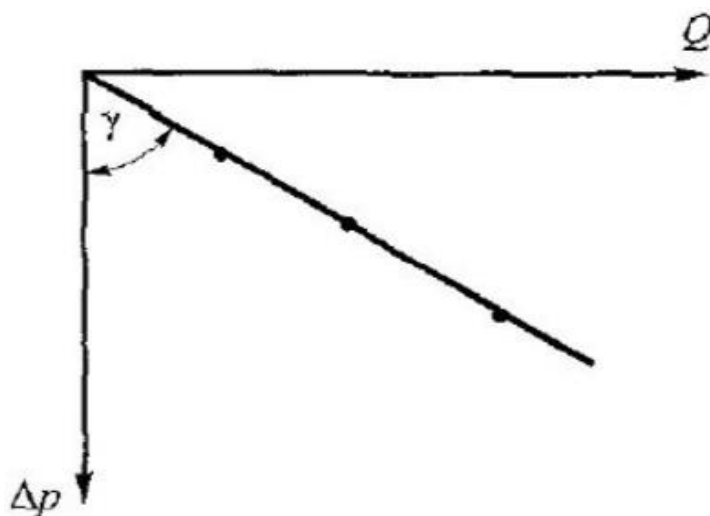


Рисунок 2.6.1 – Індикаторна діаграма припливу рідини до свердловини за законом Дарсі

У розглянутій постановці, коли визначається дебіт Q за заданої депресії тиску Δp та відомих параметрів пласта і свердловини (μ , k , h , R_k , r_c), розв'язується пряма задача підземної гідрогазомеханіки. Використовуючи індикаторну діаграму, можна розв'язувати обернену задачу, тобто визначати параметри пласта і свердловини за відомих Q і Δp . Величини Q і Δp відомі за даними гідродинамічного дослідження свердловини на стаціонарних режимах. При цьому задають не менше як три стійкі режими, що характеризуються трьома парами Q і Δp . Величину Δp визначають з використанням манометрів, а дебіт свердловини вимірюють на поверхні лічильником. Тільки необхідно виконати перерахунок до умов пласта:

$$Q = b_n Q_{\text{пов}}, \quad (2.6.3)$$

де b_n – об'ємний коефіцієнт рідини (нафти); $Q_{\text{пов}}$ – об'ємний дебіт рідини за поверхневих (стандартних чи нормальних) умов (розгазована нафта).

Тоді будують індикаторну діаграму Q (Δp), за якою або графічно як тангенс кута γ її нахилу до осі Δp , або з використанням методу найменших квадратів, або в машинній програмі з використанням оператора лінійної регресії, знаходять коефіцієнт продуктивності:

$$K_0 = \frac{Q}{\Delta p}. \quad (2.6.4)$$

Знаючи K_0 , розраховують коефіцієнт гідропровідності пласта (або просто кажуть гідропровідність пласта):

$$\varepsilon = \frac{kh}{\mu} = \frac{K_0 \ln \frac{R_k}{r_c}}{2\pi}, \quad (2.6.5)$$

а також – коефіцієнт плинності рідини в пористому середовищі:

$$\frac{k}{\mu} = \frac{\varepsilon}{h}, \quad (2.6.6)$$

і за відомих μ (визначається в лабораторії) і h (визначається методом свердловинних дебітометричних досліджень) – коефіцієнт проникності пласта:

$$k = \frac{K_0 \mu \ln \frac{R_k}{r_c}}{2\pi h} = \frac{\varepsilon \mu}{h}. \quad (2.6.7)$$

Відношення дебіту свердловини до депресії тиску Δp за справедливості закону Дарсі називають коефіцієнтом продуктивності свердловини K_0 . Для

зіставлення різних свердловин між собою за продуктивною характеристикою визначають також питомий коефіцієнт продуктивності:

$$K_{\text{опит}} = \frac{K_0}{h}. \quad (2.6.8)$$

Іноді індикаторну діаграму будують у координатах Q та p_c (див. рис. 2.6.2).

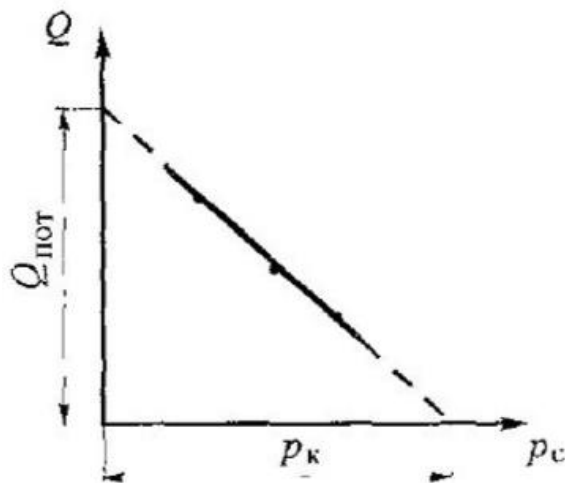


Рисунок 2.6.2 – Індикаторна діаграма в координатах Q та p_c

Дебіт $Q_{\text{пот}}$ для $p_c = 0$ називають потенціальним дебітом свердловини. Зверніть увагу, що екстраполюючи на рисунку 2.6.2 індикаторну лінію $Q(p_c)$ до осі тиску p_c , маємо можливість визначити тиск p_k на контурі пласта, не вдаючись до інструментального його вимірювання (цей тиск вимірюють з допомогою свердловинного манометра на вибої свердловини, яка тривалий час не працює).

Визначення проникності пласта з допомогою індикаторної діаграми

З допомогою індикаторної діаграми визначити режим фільтрації та проникність пласта, якщо в результаті дослідження фонтанної свердловини на приплив шляхом зміни режиму роботи зміною штуцерів та вимірів дебіту при кожному режимі отримані такі дані (табл. 2.6.1).

Таблиця 2.6.1 – Дані дослідження фонтанної свердловини

Режими фонтанування свердловини	Діаметр штуцера d , мм	Дебіт нафти Q , т/добу	Вибійний тиск p_c , МПа
I	3,6	40	24,0
II	4,0	100	22,5
III	5,5	160	21,0
IV	6,0	200	20,0

Вихідні дані про свердловину та властивості пластової нафти:

- пластовий тиск $p_k = 25$ МПа;
- ефективна потужність пласта $h = 30$ м;
- радіус контуру живлення $R_k = 250$ м;
- радіус вибою свердловини $r_c = 0,124$ м;
- в'язкість нафти в пластових умовах $\mu = 1,3$ мПа · с;
- відносна густина нафти $\rho_n = 0,85$.

Розв'язання

Визначаємо депресію тиску для заданих режимів фонтанування свердловини $\Delta p = p_k - p_c$:

$$\text{I} - \Delta p = 25 - 24 = 1 \text{ МПа};$$

$$\text{II} - \Delta p = 25 - 22,5 = 2,5 \text{ МПа};$$

$$\text{III} - \Delta p = 25 - 21 = 4 \text{ МПа};$$

$$\text{IV} - \Delta p = 25 - 20 = 5 \text{ МПа}.$$

За даними дебіту та депресії тиску будують індикаторну діаграму:

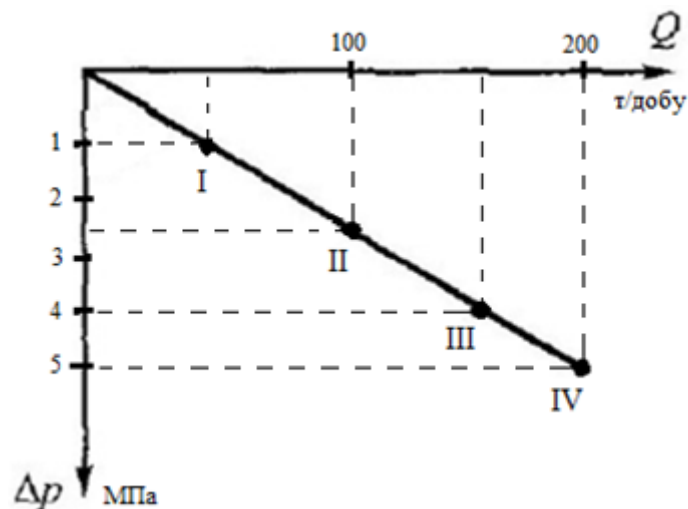


Рисунок 2.6.3 – Зразок індикаторної діаграми

За формою індикаторної діаграми спостерігаємо лінійний режим фільтрації.

За формулою 2.6.4 визначаємо коефіцієнт продуктивності свердловини:

$$K_0 = \frac{Q}{\Delta p} = \frac{160}{4} = 60 \frac{\text{т}}{\text{добу} \cdot \text{МПа}} = 3,94 \cdot 10^{-10} \frac{\text{м}^3}{\text{с} \cdot \text{Па}}$$

За формулою 2.6.7 визначаємо коефіцієнт проникності пласта:

$$k = \frac{K_0 \cdot \mu \cdot \ln \frac{R_k}{r_c}}{2 \pi h} = \frac{3,94 \cdot 10^{-10} \cdot 1,3 \cdot 10^{-3} \cdot \ln \frac{250}{0,124}}{2 \cdot 3,14 \cdot 30} = 2 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2 = 2 \text{ Д}$$

Практичне заняття 7

Дослідження свердловин при нестационарному режимі

План

1. Нестационарний режим фільтрації пружної рідини до свердловини.
2. Нестійка фільтрація пружної рідини в пористому пласті.
3. Визначення проникності та п'єзопровідності пласта.

Нестационарний режим фільтрації пружної рідини до свердловини

Мета дослідження свердловин при нестационарному режимі – оцінка гідродинамічної досконалості свердловини, фільтраційних параметрів та неоднорідності властивостей пласта за зміною тиску, тобто отримання і обробка кривої зміни тиску в часі. Гідродинамічному дослідженню підлягають свердловини всіх категорій (видобувні, нагнітальні, спостережні, п'єзометричні). Дослідження нестационарного режиму роботи свердловини після зупинки її (або після пуску) дає інформацію про середньоінтегральні характеристики зони збурення. Зміна режиму роботи свердловини супроводжується перерозподілом тиску навколо неї і залежить від п'єзопровідності зони збурення. Дослідження полягає в отриманні залежності зміни вибійного тиску P в свердловині у функції часу t після зміни режиму її роботи (пуску чи зупинки) $P = f(t)$.

Перед дослідженням свердловини (при роботі її на стаціонарному режимі) заміряється дебіт свердловини. У працюючу свердловину спускають на вибій глибинний манометр. Після контролю стаціонарності режиму роботи свердловину закривають на гирлі. Манометр, що знаходиться на вибої і зафіксував вибійний тиск при стаціонарному режимі роботи, після зупинки свердловини реєструє так звану криву відновлення вибійного тиску (КВТ).

Відновлення тиску в свердловині контролюється за манометрами на гирлі свердловини і на затрубному просторі відповідно P і P_{zt} . Стабілізація зазначених параметрів, що настає через певний час, свідчить про практично відновлений вибійний тиск до пластового і на цьому дослідження закінчується. Глибинний манометр виймається зі свердловини і на підставі бланка реєстрації вибійного тиску будується залежність відновлення вибійного тиску у функції часу – КВТ.

Зазначимо, що для умов пружної фільтрації будувати індикаторну діаграму не можна, оскільки параметри фільтрації змінні в часі, а $k_0(t)$ – функція продуктивності свердловини або функція припливу (монотонно згасає в часі) та $\lambda(t)$ – функція часу є в якійсь мірі аналогом коефіцієнта продуктивності, але останній має сенс тільки стосовно стійкої фільтрації.

Вивчення нестационарного режиму роботи свердловини спирається на фізичні уявлення про нестійку фільтрацію пружної рідини в пористому пласті.

Нестійка фільтрація пружної рідини в пористому пласті

Диференціальне рівняння нестійкої фільтрації пружної рідини в недеформівному пористому пласті за законом Дарсі:

$$\nabla^2 p = \frac{1}{\kappa} \frac{\partial p}{\partial t}, \quad (2.7.1)$$

де κ – коефіцієнт п'єзопровідності пласта, $\kappa = \frac{k}{\mu\beta^*}$.

Це рівняння відоме в математичній фізиці як рівняння Фур'є або рівняння теплопровідності. Звідси за аналогією з коефіцієнтом температуропровідності В. М. Щелкачов коефіцієнт κ назвав коефіцієнтом п'єзопровідності, який для нафтогазовмісних порід змінюється від 0,1 м²/с до 5 м²/с.

Умова пружного режиму – перевищення тиску p у будь-якій точці пласта, зокрема на вибоях свердловин, над тиском насичення нафти газом $p_{\text{нас}}$, тобто $p > p_{\text{нас}}$. Водночас нафта знаходиться в однофазному стані (без вільного газу).

Приплив нафти до свердловин відбувається завдяки енергії пружності рідини (нафти), зв'язаної (залишкової) води і гірської породи – енергії їхнього пружного розширення. Під час зниження тиску в пласті збільшуються об'єми нафти та зв'язаної води і зменшується об'єм пор. Пружності рідин і породи пласта незначні. Тому залежно від конкретних умов їх розглядають і як нестисливі, і як стисливі, пружні, хоча взагалі кажучи, нестисливих рідин не існує. Згідно із законом Гука для насиченого рідиною пласта можна записати відносну зміну об'єму рідини:

$$\frac{\Delta V}{V} = \beta^* \Delta p, \quad (2.7.2)$$

де V – початковий об'єм рідини; ΔV – зміна об'єму рідини за зміни тиску Δp ;

β^* – коефіцієнт пружної ємності (об'ємної пружності) насиченого пласта.

Таким чином, нехтувати пружністю пласта чи рідини (нафти або води) не можна. Якщо взяти $\Delta p = 20$ МПа, то $\Delta V/V = 5 \times 10^{-10} \text{ Па}^{-1} \times 20 \times 10^6 \text{ Па} = 0,01$ або 1 %, тобто зміна об'єму рідини (нафти) невелика. Але якщо врахувати величезні об'єми нафти і, особливо, води в покладі, то завдяки пружності можна відібрати із пласта великі об'єми нафти. Об'єм рідини, який можна одержати з пласта завдяки пружності, називають пружним запасом пласта:

$$V_{\text{пз}} = \Delta V = \beta^* \Delta p V. \quad (2.7.3)$$

Пружність пласта особливо відчутно проявляється після пуску свердловини в роботу або після її зупинки. Створене у свердловині збурення тиску (депресія тиску) поширюється вглиб пласта, навколо свердловини утворюється депресійна лійка, яка збільшується (розширюється) з часом. Відтак депресійні лійки окремих свердловин, поширюючись, зливаються, утворюється загальна депресійна лійка, яка в міру відбирання нафти поширюється до меж пласта. На цьому закінчується перша фаза пружного режиму.

Таким чином, пуск свердловини (чи зміна відбору) викликає тривалі процеси перерозподілу тиску в пласті. З часом нестійкі процеси, викликані збуренням, стабілізуються. Далі показано, що радіус межі зони збурення на певний момент часу, наприклад,

$$R = \sqrt{2,25\kappa t}, \quad (2.7.4)$$

звідки можна записати оцінку часу стабілізації тиску в пласті:

$$t_{\text{ст}} = \frac{R^2}{2,25\kappa}, \quad (2.7.5)$$

Якщо свердловина знаходиться поблизу нескінченної прямолінійної непроникної межі або поблизу прямолінійного контуру живлення, то вона відповідно відображається відносно межі або контуру згідно з методом відображення джерел і стоків, а отже, застосовується аналогічно метод суперпозиції стосовно реальної і відображеної свердловин.

Аналогічно з використанням методу суперпозиції одержуються розрахункові формули, які покладено в основу гідродинамічного дослідження свердловин на нестійких режимах фільтрації, наприклад *методом відновлення вибійного тиску*. Суть методу полягає в тому, що після експлуатації свердловини з постійним дебітом Q_0 її зупиняють і вимірюють зміну (відновлення) вибійного тиску у часі. За результатами дослідження визначають параметри пласта і свердловини, тобто розв'язують обернену задачу підземної гідрогазомеханіки.

Нехай свердловину, що працювала з дебітом $Q_0 = \text{const}$, зупинили через проміжок часу T . Для урахування припинення відбирання рідини з дебітом Q_0 , тобто для урахування зупинки свердловини, вважаємо, що із свердловини продовжується відбирання рідини, але в цю ж свердловину почали нагнітати рідину з витратою Q_0 , а отже, суміщаємо стік і джерело з однаковою за величиною витратою Q_0 , але різною за знаком, в одній свердловині. У результаті загальна витрата рідини дорівнює нулю. Тоді зміну тиску на вибої

свердловини, що викликана збуренням тиску – пуском і зупинкою – згідно з методом суперпозиції, запишемо (рис. 2.7.1) так:

$$\Delta p = \Delta p' + \Delta p'' = \frac{+Q_0\mu}{4\pi kh} \ln \frac{2,25\kappa(T+t)}{r_c^2} + \frac{-Q_0\mu}{4\pi kh} \ln \frac{2,25\kappa t}{r_c^2} = \frac{Q_0\mu}{4\pi kh} \ln \frac{T+t}{t} \quad (2.7.6)$$

або, оскільки $\Delta p = p_k - p_c(t)$,

$$p_c(t) = p_k + \frac{Q_0\mu}{4\pi kh} \ln \frac{t}{T+t}, \quad (2.7.7)$$

де T – час роботи свердловини до зупинки; t – час з початку зупинки (час спостереження за відновленням тиску); знаки «+» і «-» перед Q_0 відповідають стоку і джерелу.

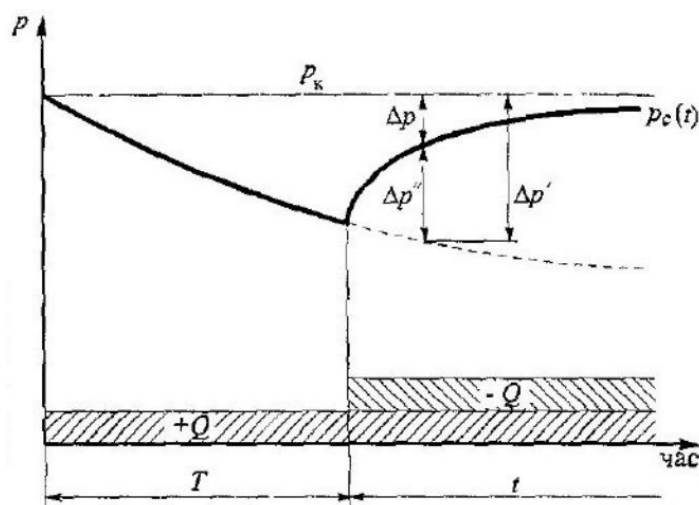


Рисунок 2.7.1 – Схема дослідження зміни тиску на вибої свердловини

Ми одержали лінійну залежність між $p_c(t)$ і $\ln \frac{t}{T+t}$ (рис. 2.7.2).

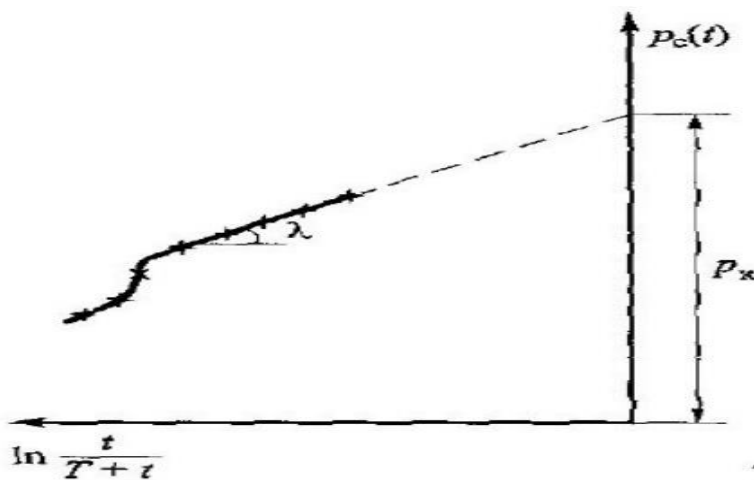


Рисунок 2.7.2 – Оброблення результатів дослідження свердловини за методом Хорнера

Із графіка знаходимо тиск p_k (екстраполяція до осі ординат) і тангенс кута λ нахилу прямої

$$i = \frac{Q_0 \mu}{4\pi k h}, \quad (2.7.9)$$

звідки визначаємо коефіцієнт гідропровідності пласта

$$\varepsilon = \frac{k h}{\mu} = \frac{Q_0}{4\pi i} \quad (2.7.10)$$

та коефіцієнт проникності (за відомих товщини пласта h і динамічного коефіцієнта в'язкості нафти μ):

$$k = \frac{\varepsilon \mu}{h} = \frac{Q_0 \mu}{4\pi i h}. \quad (2.7.11)$$

Цей метод оброблення даних відновлення тиску називають методом Хорнера. Його використовують тоді, коли T і t є величинами одного порядку, тобто коли свердловина працювала короткий проміжок часу перед зупинкою, наприклад, це була розвідувальна свердловина.

Якщо свердловина перед зупинкою працювала тривалий час і $T \gg t$, то можна вважати, що тиск на вибої стабілізувався $p_{co} = \text{const}$, а стійка депресія тиску:

$$\Delta p_{уст} = p_k - p_{co} = \frac{Q_0 \mu}{4\pi k h} \ln \frac{2,25 \kappa (T + t)}{r_c^2} \cong \frac{Q_0 \mu}{4\pi k h} \ln \frac{2,25 \kappa T}{r_c^2}, \quad (2.7.12)$$

де p_{co} – постійний вибійний тиск перед зупинкою.

Після зупинки нестійка депресія тиску виражається формулою (2.7.6), яку в разі $T \gg t$ можна записати так:

$$\Delta p_{неуст} = p_k - p_c(t) = \frac{Q_0 \mu}{4\pi k h} \ln \frac{T + t}{t} \cong \frac{Q_0 \mu}{4\pi k h} \ln \frac{T}{t}. \quad (2.7.13)$$

Зміна тиску на вибої становитиме (див. рис. 2.7.1, коли $\Delta p' = \Delta p_{уст}$ і $\Delta p = \Delta p_{неуст}$):

$$\Delta p_1(t) = \Delta p_{уст} - \Delta p_{неуст} = (p_k - p_{co}) - [p_k - p_c(t)] = p_c(t) - p_{co} \quad (2.7.14)$$

або

$$\Delta p_1 = \frac{Q_0 \mu}{4\pi k h} \ln \frac{2,25 \kappa T}{r_c^2} - \frac{Q_0 \mu}{4\pi k h} \ln \frac{T}{t} = \frac{Q_0 \mu}{4\pi k h} \ln \frac{2,25 \kappa t}{r_c^2}. \quad (2.7.15)$$

Це рівноцінно пуску свердловини в роботу, тільки має бути $\Delta p_1 = p_c(t) - p_{co}$, тобто зміна тиску відраховується уже не від постійного контурного тиску p_k , а від постійного вибійного тиску p_{co} .

Рівняння (2.7.15) тоді запишемо у вигляді:

$$\Delta p_1 = \frac{Q_0 \mu}{4\pi k h} \ln \frac{2,25 k}{r_c^2} + \frac{Q_0 \mu}{4\pi k h} \ln t = A + i \ln t, \quad (2.7.16)$$

$$\text{де } A = \frac{Q_0 \mu}{4\pi k h} \ln \frac{2,25 k}{r_c^2}; \quad i = \frac{Q_0 \mu}{4\pi k h}. \quad (2.7.17)$$

Звідси ми дістали можливість трансформувати криволінійну залежність $p_c(t)$ в пряму лінію $\Delta p_1(\ln t)$, що показано на рисунку 2.7.3.

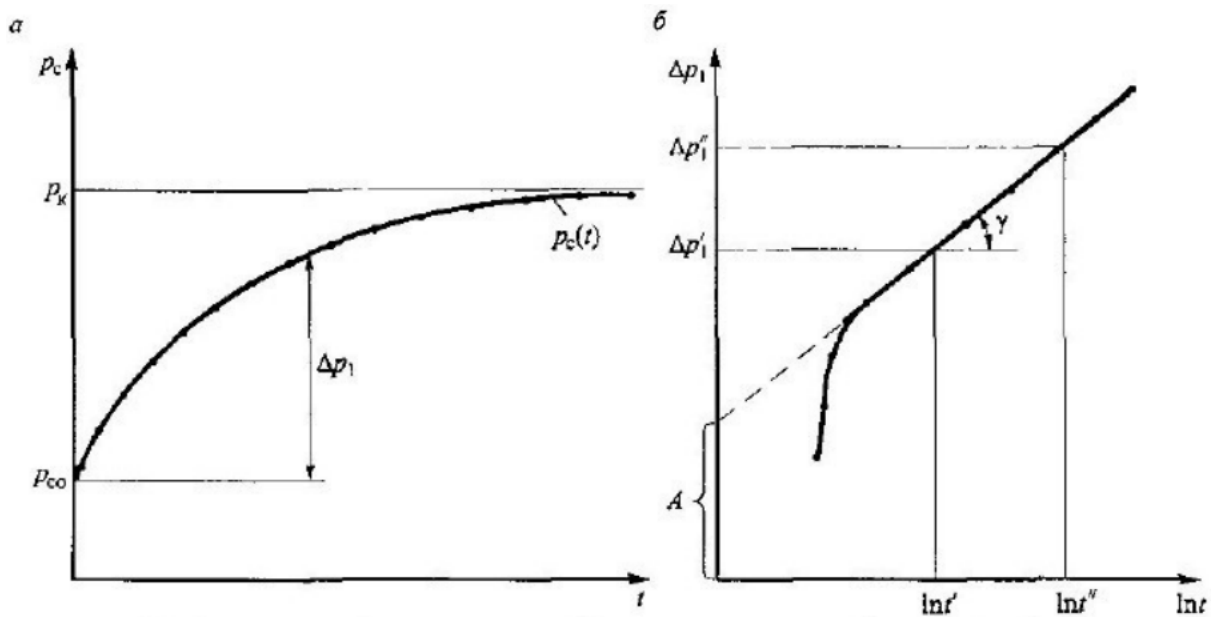


Рисунок 2.7.3 – Крива відновлення вибійного тиску в часі (а)
та її оброблення за методом дотичної (б)

Із графіка аналітично чи графічно знаходимо

$$i = \frac{\Delta p_1'' - \Delta p_1'}{\ln t'' - \ln t'} \quad (2.7.17)$$

як тангенс кута γ нахилу прямої лінії і відрізок A , що відтинається дотичною до точок виміру, які вкладаються вздовж прямої лінії. Звідси метод оброблення даних дослідження свердловини дістав назву *метода дотичної*.

Знаючи значення i та A , обчислюємо коефіцієнт гідропровідності пласта:

$$\varepsilon = \frac{k h}{\mu} = \frac{Q_0}{4\pi i}, \quad (2.7.18)$$

коефіцієнт проникності пласта:

$$k = \frac{\varepsilon \mu}{h} = \frac{Q_0 \mu}{4\pi i h}, \quad (2.7.19)$$

комплексний параметр:

$$\frac{\kappa}{r_c^2} = \frac{e^{A/i}}{2,25} \quad (2.7.20)$$

або зведений радіус свердловини:

$$r_c = \sqrt{2,25 \kappa e^{-A/i}}. \quad (2.7.21)$$

Наголошуємо, що тут r_c – це зведений радіус свердловини, який визначається для конкретної свердловини за результатами її дослідження на відміну від його оцінки з використанням, наприклад, графіків В. І. Щурова.

Метод дотичної можна застосовувати до моменту часу $t < 0,05T$, а для випадку $t > 0,05T$ необхідно обробляти результати за методом Хорнера. Початкова частина модифікованої кривої відновлення тиску $\Delta p_1(\ln t)$ є спотвореною, що викликано продовженням припливу рідини у свердловину після закриття її на гирлі (а не на вибої) та зміною проникності пласта у привибійній зоні (рис. 2.7.4).

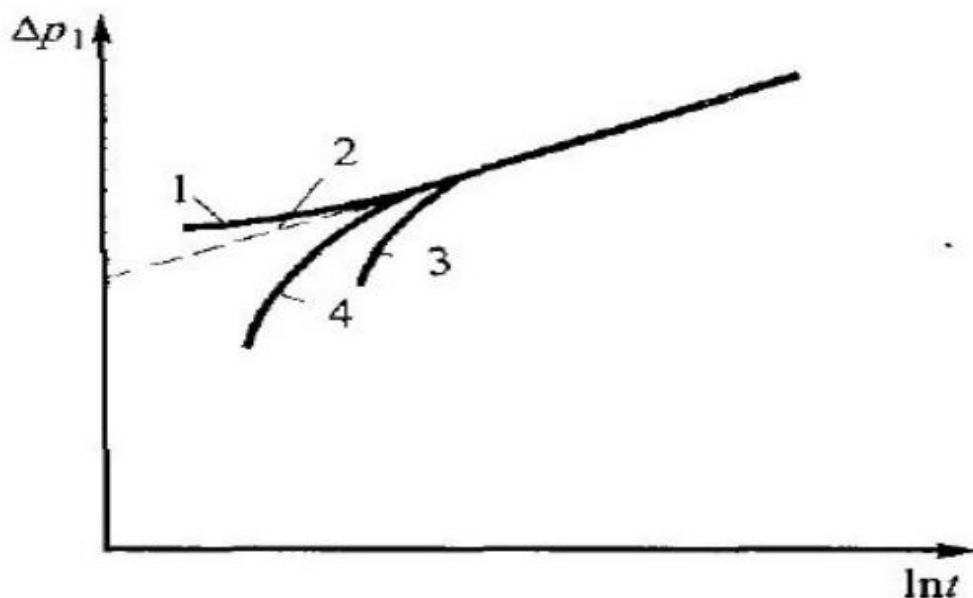


Рисунок 2.7.4 – Диференціація початкової частини модифікованої кривої відновлення тиску залежно від різних причин:

- 1 – покращення проникності привибійної зони;
- 2 – однорідний пласт;
- 3 – погіршення проникності в привибійній зоні;
- 4 – триваючий приплив рідини після її закриття на гирлі

Узагальнимо, що коефіцієнт проникності пласта можна визначити за результатами дослідження на стаціонарних ($k_{уст}$) і нестаціонарних ($k_{неуст}$) режимах, причому перший характеризує пласт у привибійній зоні, а другий – на значній відстані від свердловини. Якщо $k_{уст} < k_{неуст}$, то спостерігається погіршення проникності у привибійній зоні пласта, а отже, необхідно її збільшити, наприклад, здійсненням солянокислотного оброблення.

Визначення проникності та п'єзопровідності пласта

Задача 2.7.1. Фонтанна свердловина після її зупинки була досліджена на приплив шляхом побудови кривої відновлення тиску на вибої. Вибійний тиск більше тиску насичення. Результати дослідження оброблені без урахування додаткового припливу нафти за час повної зупинки свердловини (табл. 2.7.1).

Таблиця 2.7.1 – Дані дослідження фонтанної свердловини

Розрахункові точки збору даних	Час t , с	$\lg t$	Зміна вибійного тиску Δp_c , МПа
1	30	1,477	0,002
2	60	1,776	0,003 5
3	300	2,477	0,172 3
4	900	2,954	0,577 6
5	1 700	3,230	1,165 2
6	2 500	3,398	1,418 5
7	4 000	3,602	1,773 2
8	7 700	3,886	2,046 8
9	10 000	4,000	2,148 1
10	18 500	4,267	2,269 8
11	30 000	4,477	2,350 8
12	70 000	4,845	2,492 6
13	98 000	4,998	2,583 8
14	120 000	5,079	2,593 9
15	150 000	5,176	2,634 4
16	185 000	5,270	2,664 8
17	234 000	5,369	2,715 5
18	265 000	5,423	2,735 8

Дані по свердловині:

- дебіт нафти до зупинки свердловини $Q = 80$ т/добу;
- вибійний тиск $p_c = 2,735\ 8$ МПа;

- ефективна потужність пласта $h = 8$ м;
- відносна густина нафти в поверхневих умовах $\rho_n = 0,86$ т/м³;
- в'язкість нафти в пластових умовах $\mu = 0,0045$ Па · с;
- коефіцієнт пружної ємності насиченого пласта $\beta^* = 4,09 \times 10^{-7}$ Па⁻¹.

Визначити коефіцієнт проникності та коефіцієнт п'єзопровідності пласта.

Розв'язання

За даними дослідження фонтанної свердловини будуємо криву відновлення тиску в напівлогарифмічних координатах:

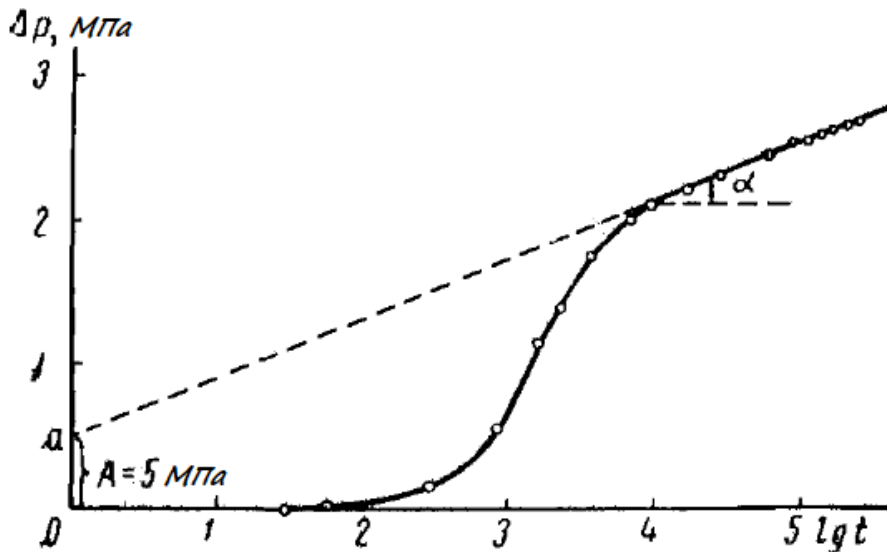


Рисунок 2.7.5 – Зразок побудови кривої відновлення тиску

Визначаємо нахил i прямолінійної ділянки кривої до осі абсцис (кутовий коефіцієнт α) за двома крайніми точками прямої (9 та 18):

$$i = \operatorname{tg} \alpha = \frac{\Delta p_{18} - \Delta p_9}{\lg t_{18} - \lg t_9} = \frac{2,74 - 2,15}{5,42 - 4} = 4.$$

За формулою 2.7.19 визначаємо коефіцієнт проникності пласта на контурі живлення:

$$k = \frac{Q_0 \cdot \mu}{4 \pi i h} = \frac{80 \cdot 0,86 \cdot 0,0045}{24 \cdot 60 \cdot 60 \cdot 4 \cdot 3,14 \cdot 4 \cdot 8} = 8,9 \cdot 10^{-9} \text{ м}^2.$$

Визначаємо коефіцієнт п'єзопровідності пласта:

$$\kappa = \frac{k}{\mu \cdot \beta^*} = \frac{8,9 \cdot 10^{-9}}{0,0045 \cdot 4,09 \cdot 10^{-7}} = 4,8 \frac{\text{м}^2}{\text{с}}.$$

Практичне заняття 8

Фільтрація в'язкопластичної нафти в пористому пласті

План

1. Аномальні властивості нафти.
2. Особливості фільтрації неньютонівських рідин.
3. Нестійка фільтрація в'язкопластичної нафти в пористому пласті.

Аномальні властивості нафти

Мета дослідження свердловин при нестационарному режимі – оцінка гідродинамічної досконалості свердловини, фільтраційних параметрів та неоднорідності властивостей за зміною тиску, тобто в отриманні і обробленні кривої зміни тиску в часі.

Реологічні характеристики нафт у значній мірі визначаються вмістом в них смол, асфальтенів і парафінів. Асфальтени, що становлять високомолекулярні з'єднання нафти, погано розчиняються в вуглеводнях і тому нафти, які містять асфальтени, становлять колоїдні системи. Міцели асфальтенів стабілізуються смолами.

При значному вмісті парафіну і асфальтенів в'язкість нафти залежить від швидкості зсуву, тобто вона набуває властивості неньютонівських рідин внаслідок утворення просторових структур, які складаються з колоїдних частинок асфальтенів, парафінів і смол. За високих пластових температур структурно-механічні властивості нафт проявляються слабше. Особливо інтенсивно в пластових умовах утворення просторової сітки проходить під час зниження пластової температури внаслідок нагнітання холодної води нижче температури початку кристалізації парафіну. На відміну від парафінів, частинки асфальтенів, оточені сольватними шарами вуглеводнів, здатні утворювати просторові структури в нафті за температур і вищих за пластові. Товщина цих сольватних шарів зростає після збільшення в складі нафти концентрації смол і ароматичних вуглеводнів.

Значний вплив на структурно-механічні властивості нафт мають склад, властивості та будова пористого середовища. Під впливом матеріалу стінок процес утворення і зміцнення просторових структур інтенсифікується тим більше, чим менша проникність порід.

Внаслідок прояву тиксотропності деякі нафти, які містять парафіни і асфальтени, мають дуже складні лінії консистентності, тобто проявляється зверханомалія в'язкості нафти, яка полягає в тому, що у визначених границях кожному значенню напруження зсуву τ відповідає кілька значень коефіцієнта в'язкості. Напруження зсуву, які виникають в результаті експлуатації

свердловин під впливом градієнта тиску в пластових умовах в зонах, віддалених від свердловин, можуть бути в низці випадків близькими за величиною до граничних динамічних напружень зсуву.

Провідність гірських порід при фільтрації в них структурованих нафт значною мірою залежить від градієнтів тиску. За невеликих значень градієнтів тиску провідність пісковиків може бути в десятки разів менша, ніж за високих. У зв'язку з тим, що ефективна в'язкість нафт з аномальними властивостями залежить від градієнта тиску, лінійний закон Дарсі за їхньої фільтрації в пористому середовищі порушується. Для опису процесів фільтрації аномальних нафт запропоновані різні види узагальненого закону Дарсі, які враховують характерні особливості реологічних кривих. Для практичного вивчення аномальних фільтраційних властивостей нафти і вимірювання структурно-механічних її показників використовуються лабораторні і розрахункові методи, а також методи, що ґрунтуються на використанні результатів гідродинамічних досліджень свердловин.

У таблиці 2.8.1 наведені дані про структурно-механічні властивості нафт деяких родовищ.

Таблиця 2.8.1 – Структурно-механічні властивості нафт деяких родовищ

Родовище	Температура нафти, °С	Вміст смол, асфальтенів, парафінів, %	Структурна в'язкість, мПа · с	Паралельне напруження зсуву, Па
Качанівське нафтогазове родовище	29	9,1	46,3	12
Східно-Рогінцівське НГКР	30	9,28	789,3	27,2
Козіївське нафтове родовище	32	6,31	650–900	19
Тимофіївське НГКР	30	6,24	862	22,7

Особливості фільтрації неньютонівських рідин

Лабораторними та промисловими дослідженнями встановлено, що закон Дарсі може порушуватися, крім верхньої межі, також у нижній межі за малих градієнтів тиску. Порушення в нижній межі зумовлено двома причинами, а саме внаслідок неньютонівського характеру рідин і виникнення так званих нелінійних ефектів.

Неньютонівськими або аномальними рідинами називають рідини, що не підлягають закону в'язкого тертя Ньютона. Усі аномальні рідини розділяють на три класи рідин:

1) стаціонарно реологічні (що не змінюються у часі – в'язкопластичні, псевдопластичні і дилатантні);

2) нестационарно реологічні – тиксотропні й реопектичні (зв'язок між дотичним напруженням зсуву і градієнтом швидкості зсуву залежить від часу дії напруження);

3) в'язкопружні (релаксаційні).

Для аномальних рідин реограма (залежність дотичного напруження зсуву від градієнта швидкості зсуву) може мати різний характер (рис. 2.8.1).

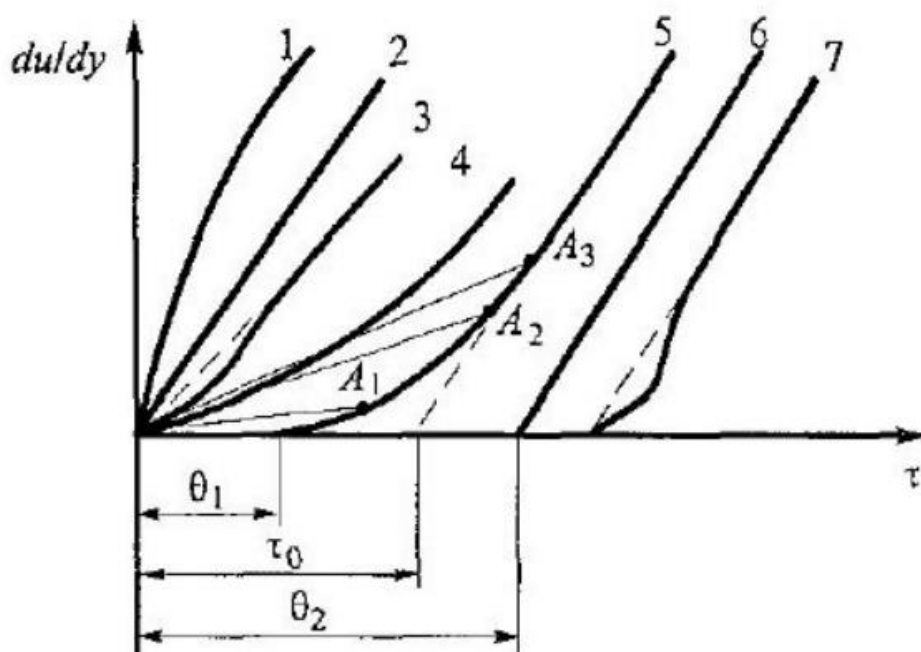


Рисунок 2.8.1 – Залежність дотичного напруження зсуву від градієнта швидкості зсуву для різних типів аномальних рідин:

- 1 – дилатантна; 2 – ньютонівська; 3 – тиксотропна (тіло Освальда);
- 4 – псевдопластична (тіло Шведова); 5 – в'язкопластична (загальний випадок);
- 6 – в'язкопластична (тіло Бінгама); 7 – тиксотропнопластична

Ефективна (уявна) в'язкість аномальних рідин, яка характеризується на реограмі котангенсами кута нахилу до осі τ прямих, що з'єднують початок координат з точками кривої течії (точки A_1 , A_2 , A_3 на рис. 2.8.1), змінна. Аномалія в'язкості переважно зумовлена утворенням у рідині більш або менш стійкої просторової структури. У нафтах просторову структуру утворюють колоїдні частинки асфальтенів, смол і парафінів.

Нафти можуть мати в'язкопластичні, в'язкопружні та тиксотропні властивості. Найбільше вивчено нафти з в'язкопластичними властивостями,

реологічні залежності для яких у загальному випадку можна подати кривою 5 (див. рис. 2.8.1), а лінії 4 і 6 можна розглядати як граничні окремі випадки, де θ_1 та θ_2 – статичні напруження зсуву, в разі перевищення яких припиняється пластична деформація і починається в'язка течія.

Для в'язкопластичної рідини (крива 6) справедливим є рівняння:

$$\tau = \theta_2 + \mu' \frac{du}{dy}, \quad (2.8.1)$$

де μ' – динамічний коефіцієнт пластичної або структурної в'язкості.

Для в'язкопластичної (лінія 5) або для псевдопластичної (тіло Шведова, лінія 4) рідин можна ввести апроксимаційну величину τ_0 і за $\theta_2 = \tau_0$ рівняння (2.8.1) записати так (див. криву 5):

$$\tau = \tau_0 + \mu' \frac{du}{dy}, \quad (2.8.2)$$

де τ_0 – динамічне напруження зсуву.

Для описування процесу фільтрації аномальних нафт запропоновано різні форми узагальненого закону Дарсі. Ототожнюючи неньютонівські нафти з в'язкопластичною рідиною, А. Х. Мірзаджанзаде 1953 року запропонував записати узагальнений закон Дарсі так:

$$\vec{v} = -\frac{k}{\mu} \left(1 - \frac{|\gamma|}{|\text{grad } p|} \right) \text{grad } p \quad \text{для } |\text{grad } p| > |\gamma|; \quad (2.8.3)$$

$$\vec{v} = 0 \quad \text{для } |\text{grad } p| \leq |\gamma|. \quad (2.8.4)$$

Тут γ – початковий (граничний) градієнт тиску, що витрачається на перемагання напруження зсуву τ_0 . Він пов'язаний з динамічним напруженням зсуву співвідношенням:

$$\gamma = \alpha_c \frac{\tau_0}{\sqrt{k}}, \quad (2.8.5)$$

де α_c – структурний (безрозмірний) коефіцієнт, що залежить від структури порового простору ($\alpha_c = 0,0162-0,018$). Дослідження показали, що для ряду нафтових родовищ $\gamma = (1,2 - 15) \cdot 10^{-3}$ МПа/м.

Неньютонівські властивості пластових систем у цілому проявляються за малих швидкостей і в середовищах з малою проникністю. У пористому середовищі з широким спектром розподілу пор (мікрокапілярів) за радіусами під час збільшення градієнта тиску рух починається спочатку в найбільших порах, а в міру збільшення градієнта тиску рухом охоплюються щораз дрібніші

пори. Чим більший розмах радіусу пор, тим складнішим є характер фактичної фільтрації від ідеального випадку згідно з формулою узагальненого закону Дарсі (2.8.3), але простота запису формули (2.8.3) дає змогу одержати прийнятні для практики нафтогазовидобування розв'язки фільтраційних задач.

В'язкопластичні властивості нафти зумовлюють зменшення коефіцієнта охоплення пласта фільтрацією як по його товщині, так і по площі. Під коефіцієнтом охоплення β_{ox} розуміють відношення об'єму породи, охопленої витісненням, до всього об'єму нафтовмісної породи.

Відсутність фільтрації в окремих пропластках та утворення застійних зон під час витіснення нафти водою призводить до зменшення нафтовилучення із пластів. По родовищах Азербайджану зменшення коефіцієнту нафтовилучення оцінили в 1,4 рази. Зазначимо, що зменшення коефіцієнта охоплення пластів може бути викликане також деформацією порід та іншими причинами. Підвищення нафтовилучення із покладів в'язкопластичних нафт може бути досягнуто збільшенням відборів рідини, зменшенням відстаней між свердловинами і т. д.

У великих за величиною радіуса порах позірна в'язкість може бути більшою, ніж у дрібних, а це призводить до вирівнювання швидкостей руху рідини в порах різного розміру.

У ході витіснення в'язкопружної нафти водою виявляються дві протилежні тенденції: з підвищенням швидкості фільтрації (або градієнта тиску) зростає позірна в'язкість нафти, але зростання в'язкості нафти викликає зменшення коефіцієнта витіснення. Збільшення позірної в'язкості більшою мірою проявляється в більш проникних прошарках, в результаті чого вирівнюється фронт витіснення і підвищується коефіцієнт охоплення по товщині, тобто у кінцевому підсумку підвищується нафтовилучення.

У реальних умовах стан ускладнюється також ще й тим, що одна й та ж нафта за малих швидкостей може проявляти властивості псевдопластичної, а за великих – в'язкопластичної чи дилатантної (те саме зі збільшенням швидкості зсуву зростає позірна в'язкість) рідини. Ці питання вимагають подальших досліджень.

За наявності в'язкопружних (релаксаційних) властивостей нафти характер витіснення має складніший характер. Нагадаємо, релаксація – це процес переходу системи з нерівноважного стану в рівноважний, що супроводжується зміною напружень, деформацій, в'язкості і т. д. Такими властивостями найчастіше характеризуються важкі нафти (з густиною звичайно понад 934 кг/м³). В'язкопружні властивості виражаються збільшенням позірної в'язкості (опору руху) зі збільшенням швидкості фільтрації в каналах змінного перерізу. Якщо процеси деформації відбуваються повільно, то рідину можна

вважати в'язкою. Навпаки, в разі швидкозмінних процесів в'язкопружна рідина веде себе як пружне тіло.

Під час видобування високов'язких парафіністих і смолистих нафт застосовують теплові методи підвищення нафтовилучення (нагнітання пари, внутрішньопластове горіння). Прогрівання призводить до розрідження нафти, розплавлення парафіну і смолистих речовин.

Нестійка фільтрація в'язкопластичної нафти в пористому пласті

Рівняння нерозривності потоку в разі нестійкої фільтрації рідини чи газу має вигляд:

$$\operatorname{div}(\rho \vec{v}) = -\frac{\partial(m\rho)}{\partial t} . \quad (2.8.6)$$

Використовуючи рівняння стану пружної в'язкопластичної рідини:

$$\rho = \rho_0 [1 + \beta_p (p - p_0)] \quad (2.8.7)$$

і пористого пласта

$$m = m_0 + \beta_{\pi} (p - p_0), \quad (2.8.8)$$

а також узагальнене рівняння закону Дарсі (2.8.3) з граничним градієнтом тиску, дістаємо диференціальне рівняння нелінійної теорії пружного режиму

$$\operatorname{div} \left[\left(1 - \frac{\gamma}{|\operatorname{grad} p|} \right) \operatorname{grad} p \right] = \frac{1}{\kappa} \frac{\partial p}{\partial t} . \quad (2.8.9)$$

У випадку плоскорадіальної фільтрації воно набуває вигляду:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[r \left(\frac{\partial p}{\partial r} - \gamma \right) \right] = \frac{1}{\kappa} \frac{\partial p}{\partial t} . \quad (2.8.10)$$

Це рівняння розв'язують різними наближеними методами. Із рівняння (2.8.10) за $t \rightarrow 0$, $\partial p / \partial t \rightarrow 0$, $v \rightarrow 0$ одержуємо граничний розподіл тиску в пласті:

$$p = p_c + \gamma (r - r_c) . \quad (2.8.11)$$

Тоді за тиску $p = p_{\kappa}$ радіус зони, де спостерігався рух рідини, становить r_{∞} , а отже, із рівняння (2.8.11) отримуємо:

$$p_{\kappa} - p_c = \gamma (r_{\infty} - r_c) \quad (2.8.12)$$

тобто розподіл тиску в пласті описується конічною поверхнею.

Звідси встановлюємо особливість розв'язування задач нестійкої фільтрації в'язкопластичної рідини, що полягає в наявності шуканої рухомої межі, на якій відомо тиск і градієнт тиску. Рухомої межі можна уникнути, якщо застосувати степеневу залежність закону фільтрації.

В'язкопластичні властивості нафти можна оцінити експрес-методом з використанням U-подібної трубки. Якщо залити в'язкопластичну рідину в таку трубку через один, наприклад, лівий кінець, то рівень рідини в ньому залишиться вище, ніж у правому і навпаки (рис. 2.8.2).

Такий же принцип можна використати і на свердловині. Для цього знімають криві відновлення тиску на вибої спочатку після зупинки тривало працюючої свердловини, а отже, після доливання в неї деякої кількості цієї ж нафти.



Рисунок 2.8.2 – Експрес метод оцінки в'язкопластичних властивостей нафти

З попереднього розгляду зрозуміло, що тиски в обох випадках не відновляться до контурного тиску p_k . Якщо сумістити моменти зупинки і доливання за шкалою часу t , то криві відновлення тиску матимуть вигляд, зображений на рисунку 2.8.3.

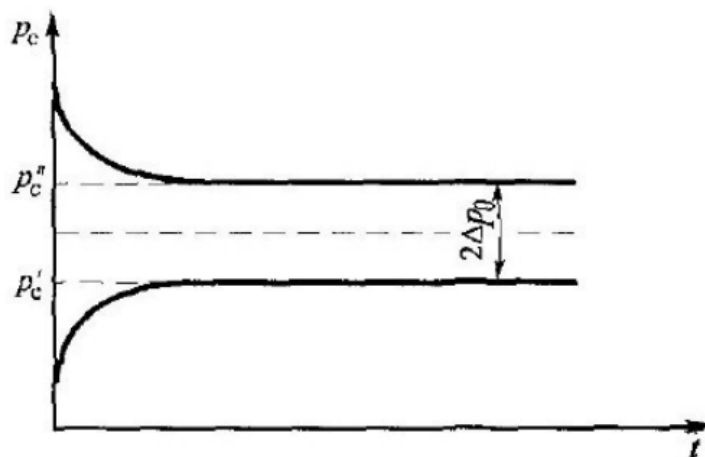


Рисунок 2.8.3 – Схема до визначення початкового перепаду тиску з використанням кривих відновлення тиску

Звідси запишемо:

$$p_k = p'_c + \Delta p_0 = p''_c - \Delta p_0, \quad (2.8.13)$$

а потім знаходимо початковий перепад тиску

$$\Delta p_0 = \frac{p''_c - p'_c}{2}, \quad (2.8.14)$$

де p'_c , p''_c – стабілізовані тиски на вибої свердловини відповідно після її зупинки і після доливання нафти в неї.

Задача 2.8.1. Визначити граничний градієнт тиску та граничне напруження зсуву в'язкопластичної нафти за промисловими даними дослідження свердловини. Після тривалої експлуатації свердловини її зупинили і тиск у свердловині протягом певного часу стабілізувався на рівні 9,7 МПа. Після цього запомпували в неї таку кількість цієї ж нафти, за якої починається надходження її в пласт, а через деякий час тиск у свердловині стабілізувався на рівні 11,2 МПа. Відомо: радіус свердловини 0,1 м; радіус контуру живлення пласта 600 м; коефіцієнт проникності породи продуктивного пласта 0,07 мкм², структурний коефіцієнт порового простору 0,0171.

Розв'язання

Початковий перепад тиску знаходимо за формулою 2.8.14:

$$\Delta p_0 = \frac{p''_c - p'_c}{2} = \frac{11,2 \cdot 10^6 - 9,7 \cdot 10^6}{2} = 0,75 \cdot 10^6 \text{ Па},$$

а тоді граничний градієнт тиску з формули 2.8.11:

$$\gamma = \frac{\Delta p_0}{R_k - r} = \frac{0,75 \cdot 10^6}{600 - 0,1} = 1,25 \cdot 10^3 \frac{\text{Па}}{\text{м}}.$$

Оскільки експериментально встановлено, що

$$\gamma = \alpha \frac{\tau_0}{\sqrt{k}},$$

то динамічна напруга зсуву

$$\tau_0 = \frac{\gamma \sqrt{k}}{\alpha} = \frac{1,25 \cdot 10^3 \sqrt{0,07 \cdot 10^{-12}}}{0,0171} = 19,34 \cdot 10^{-3} \text{ Па}.$$

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Бойко В. С. Підземна гідрогазомеханіка : підручник / В. С. Бойко, Р. В. Бойко. – Львів : Апріорі, 2005. – 452 с.
2. Наливайко О. І. Фізика пласта. Фізика нафтового, газового та газоконденсатного пласта (нафтогазова механіка) : навч. посіб. / О. І. Наливайко, А. М. Мангура, Л. Г. Наливайко. – Полтава : ПолтНТУ, 2016. – 320 с.
3. Нафтогазова механіка : навч. посіб. / О. В. Потетенко, Н. Г. Шевченко, К. А. Миронов та ін. / За ред. О. В. Потетенко. – Харків : НТУ ХП, 2013. – 160 с.
4. Манюк М. І. Геолого-промислові дослідження свердловин : навч. посіб. / М. І. Манюк, О. Р. Манюк. – Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2013. – 166 с.
5. Соломчак Я. В. Підземна гідрогазодинаміка: Практикум та типові розрахунки / Я. В. Соломчак. – Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2010. – 21 с.
6. Бойко В. С. Збірник задач з підземної гідрогазомеханіки : навч. посіб. для вищих навч. закладів / В. С. Бойко. – Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2002. – 77 с.
7. Довідник з нафтогазової справи / Під ред. В. С. Бойка, Р. М. Кондрата, Р. С. Яремійчука. – Львів, 1996. – 620 с.
8. Лещій Н. П. Збірник задач з підземної гідравліки / Н. П. Лещій, Б. Ф. Левицький. – Львів, 1964. – 148 с.
9. Бойко В. С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ : підручник / В. С. Бойко. – 3-тє доп. вид. – Київ : Реал-Принт, 2004. – 695 с.
10. Купер І. М. Фізика нафтового і газового пласта : підручник / І. М. Купер, А. В. Угриновський. – Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2018. – 448 с.

Електронне навчальне видання

Методичні рекомендації
до самостійної роботи та практичних занять
із навчальної дисципліни

«НАФТОГАЗОВА ГІДРОМЕХАНІКА»

*(для здобувачів першого (бакалаврського) рівня вищої освіти
зі спеціальності 185 – Нафтогазова інженерія та технології,
освітня програма «Нафтогазова інженерія та технології»)*

Укладачі: **РОМАШКО** Олександр Васильович,
БОБЛОВСЬКИЙ Олександр Володимирович

Відповідальний за випуск *К. М. Палєєва*

Редактор *О. В. Михаленко*

Комп'ютерне верстання *І. В. Волосожарова*

План 2025, поз. 638М

Підп. до друку 24.12.2025. Формат 60 × 84/16.
Ум. друк. арк. 4,0.

Видавець і виготовлювач:
Харківський національний університет
міського господарства імені О. М. Бекетова,
вул. Чорноглазівська, 17, Харків, 61002.
Електронна адреса: office@kname.edu.ua
Свідоцтво суб'єкта видавничої справи:
ДК № 8386 від 14.07.2025.