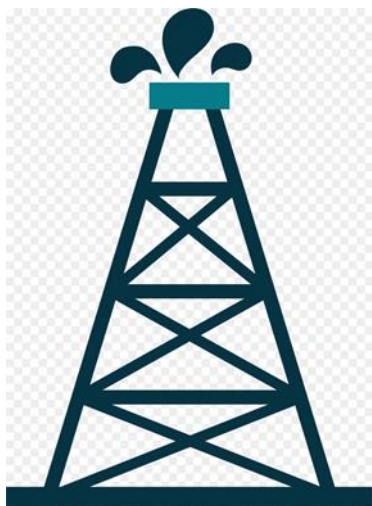


МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

**ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
МІСЬКОГО ГОСПОДАРСТВА імені О. М. БЕКЕТОВА**



МЕТОДИЧНІ РЕКОМЕНДАЦІЇ

до проведення практичних занять та організації самостійної роботи
з навчальної дисципліни

«ТЕХНОЛОГІЯ ВИДОБУВАННЯ НАФТИ»

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

**Харків
ХНУМГ ім. О. М. Бекетова
2025**

Методичні рекомендації до проведення практичних занять та організації самостійної роботи з навчальної дисципліни «Технологія видобування нафти» (для здобувачів першого (бакалаврського) рівня вищої освіти зі спеціальності 185 – Нафтогазова інженерія та технології, освітньо-професійна програма «Нафтогазова інженерія та технології») / Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова ; уклад. В. М. Орловський, І. О. Худяков. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2025. – 92 с.

Укладачі: канд. техн. наук, доц. В. М. Орловський,
д-р філос. І. О. Худяков

Рецензент

В. С. Білецький, доктор технічних наук, професор, професор кафедри видобування нафти, газу і газоконденсату НТУ «ХПІ»

Рекомендовано випусковою кафедрою нафтогазової інженерії і технологій, протокол № 1 від 30.08.2024.

ЗМІСТ

Вступ	4
Практичні роботи	5
1 Розрахунок фізичних властивостей пластової нафти.....	5
2 Приведення пластового тиску до заданої площини.....	17
3 Визначення коефіцієнтів теплопровідності гірських порід.....	21
4 Визначення геотермічної температури.....	26
5 Визначення глибини згасання амплітуди коливання температури в надрах землі.....	31
6 Визначення глибини залягання нейтрального температурного шару.....	36
7 Визначення густини флюїду і тиску у свердловині.....	40
8 Визначення основних показників фонтанування нафти.....	44
9 Визначення втрати тиску на тертя в нафтовій свердловині.....	51
10 Визначення коефіцієнта корисної дії процесу піднімання однорідної рідини у свердловині.....	59
11 Розрахунок коефіцієнта корисної дії газорідинного піднімача.....	63
12 Розрахунок густин реальної та ідеальної газорідинних сумішей.....	67
13 Розрахунок кривої розгазування нафти за стандартної температури.....	71
14 Розгазування нафти за температури $20\text{ }^{\circ}\text{C} < t \leq t_{\text{пл}}$	76
15 Визначення тиску на вибої нагнітальної свердловини.....	82
16 Визначення приймальності водонагнітальної свердловини.....	87
Список рекомендованої літератури	91

ВСТУП

«Технологія видобування нафти» – одна з основних дисциплін спеціальності «Нафтогазова інженерія та технології» (спеціалізація «Видобування нафти і газу»).

Сучасне проєктування експлуатації нафтових свердловин потребує складних розрахунків, переважно з використанням ліцензійних програмних продуктів та потужних комп'ютерів. Більш прості задачі, які розглянуті в цих методичних рекомендаціях, дозволяють швидко отримати якісні результати без використання довготривалих розрахунків на основі складних моделей.

У цих методичних рекомендаціях за навчальною дисципліною «Технологія видобування нафти» розглядаються практичні задачі щодо технології видобування нафти.

Завданням практичних занять є поглиблення знань, отриманих студентами, на лекціях і в процесі проходження виробничої практики. Паралельно із засвоєнням теоретичних основ технології видобування нафти, що подаються в лекційній частині, студенти, які вивчають цю дисципліну, повинні оволодіти методиками і практичними навичками розрахунків процесів вилучення нафти з надр.

Метою цих методичних рекомендацій є оволодіння студентами теоретичних положень, набуття навичок проведення технологічних розрахунків.

Методичні рекомендації призначені для викладачів, які проводять практичні заняття, а також для студентів очної і дуальної форм навчання.

Порядок оформлення практичних і лабораторних робіт такий:

1. Титульний аркуш.
2. Завдання для виконання практичної або лабораторної роботи.
3. Зміст роботи.
4. Список використаних джерел.

ПРАКТИЧНІ РОБОТИ

1 РОЗРАХУНОК ФІЗИЧНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ ПЛАСТОВОЇ НАФТИ

Мета роботи

Розрахувати фізичні властивості нафти в процесі її однократного розгазування за $p \leq p_{\text{нас}}$ і $T \leq T_{\text{пл}}$.

Основні теоретичні положення

Нафта – складна за складом і за фізичними властивостями речовина. Для розв’язання технологічних задач, які пов’язані з розробкою родовищ, експлуатацією свердловин, збором і підготовкою до транспортування їхньої продукції, необхідне знання таких основних фізичних характеристик нафти, як молекулярна маса, тиск насичення, розчинність газів у нафті, густина, в’язкість, об’ємний коефіцієнт, поверхневий натяг на межах з різними середовищами. Фізичні властивості нафти у пластових умовах значно відрізняються від властивостей дегазованих нафт через вплив тиску, температури і розчиненого газу.

Дегазована нафта – це нафта, яка залишилася після сепарації пластової нафти у процесі її однократного розгазування до тиску 0,101 МПа за $t = 20\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Нафта – це горюча рідина, що становить складну суміш вуглеводнів. Різні типи нафти істотно розрізняються за хімічними і фізичними властивостями: у природі вона представлена і у вигляді чорного бітумного асфальту, і у формі світлих летючих різновидів. Нафта відрізняється різноманіттям кольорів – вона може бути чорною, коричневою, вишневою, зеленою, бурштиною, жовтою.

До складу сирої нафти входить близько 1 000 компонентів. Серед них переважають алкани, циклоалкани і різноманітні ароматичні вуглеводні. Інші органічні сполуки, присутні в нафті, містять азот, кисень, сірку або незначну кількість металів – заліза, нікелю, міді, ванадію. За хімічним складом нафта дуже схожа на кам’яне вугілля – у ньому теж основним складовим компонентом є вуглець. Тому нафту і газ, поряд із вугіллям, торфом та сланцями, вчені відносять до одного класу копалин – каустобіолітів.

Фізико-хімічні властивості нафти змінюються з глибиною. З глибиною залягання зазвичай зменшується молекулярна маса нафти, вміст

у нафті смол і асфальтенів, збільшується газонасиченість. Це призводить до зміни з глибиною густини, в'язкості і ряду інших реологічних характеристик. Якщо ж у розрізі зустрічаються колектори нафти, які дуже відрізняються властивостями (наприклад, тріщинуваті, кавернозні), то властивості нафти у них можуть не дотримуватися закономірностей колекторів.

У межах одного покладу властивості нафти змінюються за товщиною пласта. Від покрівлі до підшви збільшується вміст смол і асфальтенів, а отже, змінюються й інші характеристики нафти.

Отже, до початку розробки родовища існують певні закономірності в розподілі складу, густини та основних фільтраційних властивостей нафти як по розрізу від покладу до покладу, так і в межах кожного покладу за товщиною і протяжністю пласта. Все це дозволяє вважати, що нафтові поклади характеризуються неоднорідною будовою за складом і властивостями нафти і газу.

Фізичні властивості нафти

Газонасиченість пластової нафти – це об'єм газу V_g , розчиненого в 1 м^3 об'єму пластової нафти $V_{\text{пл.н.}}$:

$$G = V_g / V_{\text{пл.н.}} \quad (1.1)$$

Газонасиченість зазвичай виражають у $\text{м}^3/\text{м}^3$ або $\text{м}^3/\text{т}$.

Розчинність газу – це максимальна кількість газу, яка може бути розчинена в одиниці об'єму пластової нафти за певного тиску і температури. Газонасиченість може бути рівною розчинності або меншої від неї. Газонасиченість визначають у лабораторії з пластової проби нафти, поступово знижуючи тиск від пластового, за якого відібрана проба, до атмосферного. Процес дегазації проби може бути контактним або диференціальним.

Контактним (одноступінчастим) називають процес, за якого весь газ, що виділяється, знаходиться над нафтою в контакті з нею. При *диференційному процесі* дегазації, газ, що виділяється з розчину, безперервно відводиться з системи.

При диференційній дегазації в нафті залишається більше газу, ніж при тому ж тиску в умовах контактної дегазації. Це пояснюється тим, що з нафти виділяється насамперед метан, і в складі решти газів збільшується частка важких вуглеводнів, що призводить до збільшення їхньої розчинності. Дегазація нафти під час надходження її з пласта у промислові сепаратори більш схожа з контактною. Це необхідно брати до уваги при

врахуванні зміни властивостей нафти внаслідок переходу від пластових умов до поверхневих.

Газонасиченість пластових нафт може досягати $300\text{--}500\text{ м}^3/\text{м}^3$ і більше, для більшості нафт газонасиченість складає $30\text{--}100\text{ м}^3/\text{м}^3$. Також відома велика кількість нафт із газонасиченістю не вищою $8\text{--}10\text{ м}^3/\text{м}^3$.

Коефіцієнтом розгазування нафти називається кількість газу, що виділяється з одиниці об'єму нафти при зниженні тиску на одиницю. Зазвичай при зниженні тиску коефіцієнт розгазування збільшується, але ця закономірність дотримується не завжди.

Промисловим газовим фактором G називається кількість видобутого газу в м^3 , що припадає на 1 м^3 (т) дегазованої нафти. Він визначається за даними про видобуток нафти і попутного газу за певний відрізок часу. Розрізняють *початковий газовий фактор*, зазвичай визначається за даними за перший місяць роботи свердловини, *поточний газовий фактор*, який визначається за даними за будь-який проміжний відрізок часу, і *середній газовий фактор*, який визначається за період з початку розробки до якої-небудь дати. Величина промислового газового фактора залежить як від газонасичення нафти, так і від умов розробки покладу. Вона може змінюватися в дуже широких межах.

Якщо при розробці в пласті газ не виділяється, то газовий фактор менший за газонасиченість пластової нафти. У промислових умовах повної дегазації нафти не відбувається.

Тиском насичення пластової нафти називається тиск, за якого газ починає виділятися з нафти. Тиск насичення залежить від співвідношення об'ємів нафти і газу в покладі, від їхнього складу, від пластової температури.

У природних умовах тиск насичення може дорівнювати пластовому тиску або може бути меншим за нього. У першому випадку нафта буде повністю насичена газом, у другому – недонасичена. Різниця між тиском насичення і пластовим може коливатися від десятих часток до десятків МПа. Проби нафти, відібрані з різних ділянок одного покладу, можуть характеризуватися різним тиском насичення. Це пов'язано як зі зміною властивостей нафти і газу в межах родовища, так і з впливом на характер виділення газу з нафти властивостей породи, кількості та властивостей зв'язаної води та інших чинників.

Стисливість пластової нафти обумовлюється тим, що, як і всі рідини, нафта має пружність, яка вимірюється *коефіцієнтом стисливості* (або об'ємної пружності) β_n :

$$\beta_n = (1/V) (\Delta V/\Delta p), \quad (1.2)$$

де ΔV – зміна обсягу нафти;

V – вихідний об'єм нафти;

ΔP – зміна тиску.

Розмірність: $[\beta_n] = 1 / \text{Па} = \text{Па}^{-1}$.

Коефіцієнт стисливості характеризує відносне збільшення об'єму нафти при зміні тиску на одиницю. Величина його для більшості пластових нафт лежить в діапазоні $1 - 5 \times 10^{-3} \text{ МПа}^{-1}$. Стисливість нафти враховується разом із стисливістю води і колекторів переважно під час розроблення покладів в умовах пружного водонапірного режиму, а також на початковій стадії розробки для визначення зміни пластового тиску на окремих ділянках або вибірних тисків в окремих свердловинах, коли хід процесу розробки ще не стабілізувався і пружні сили ще відіграють помітну роль.

Коефіцієнт теплового розширення a_n показує, на яку частину ΔV від початкового об'єму V_0 змінюється об'єм нафти при зміні температури на 1°C .

$$A_n = (1/V_0) (\Delta V/\Delta t). \quad (1.3)$$

Розмірність: $[a_n] = 1/^\circ\text{C}$.

Для більшості нафт значення коефіцієнта теплового розширення коливаються в межах $1 - 20 \times 10^{-4}, 1/^\circ\text{C}$.

Коефіцієнт теплового розширення нафти необхідно враховувати під час розроблення покладів в умовах нестационарного термогідродинамічного режиму за впливу на пласт різними холодними або гарячими агентами. Його вплив разом із впливом інших параметрів позначається як на умовах поточної фільтрації нафти, так і на величині кінцевого коефіцієнта добування нафти. Особливо важливу роль коефіцієнт теплового розширення нафти відіграє під час проектування теплових методів впливу на пласт.

Об'ємний коефіцієнт пластової нафти b показує, який об'єм займає в пластових умовах 1 м^3 дегазованої нафти:

$$B_n = V_{\text{пл.н.}}/V_{\text{дег}} = \rho_n/\rho_{\text{пл.н.}}, \quad (1.4)$$

де $V_{\text{пл.н.}}$ – об'єм нафти в пластових умовах;

$V_{\text{дег}}$ – об’єм тієї ж кількості нафти після дегазації за атмосферного тиску і $t = 20\text{ }^{\circ}\text{C}$;

$\rho_{\text{пл.п}}$ – густина нафти в пластових умовах;

$\rho_{\text{н}}$ – густина нафти в стандартних умовах.

Об’єм нафти в пластових умовах збільшується порівняно з об’ємом в нормальних умовах у зв’язку з підвищеною температурою і великою кількістю газу, розчиненого в нафті. Пластовий тиск до певної міри зменшує величину об’ємного коефіцієнта, але оскільки стисливість нафти доволі мала, тиск мало впливає на цю величину.

Значення об’ємного коефіцієнта нафти більше одиниці й іноді досягає 2–3. Найбільш характерні значення об’ємного коефіцієнта нафти – 1,2–1,8.

Об’ємний коефіцієнт пластової нафти використовують під час підрахунку її запасів. Він, разом із показником розчинності газу, входить до рівняння для визначення геологічних запасів нафти методом матеріального балансу при розробці покладів на режимах, пов’язаних із витрачанням природної енергії пласта. Ці ж дві характеристики пластової нафти, а також об’ємний коефіцієнт пластового газу входять до формули для визначення коефіцієнтів нафтовіддачі за тих саме режимів.

Використовуючи об’ємний коефіцієнт, можна визначити *усадку нафти*, тобто встановити зменшення об’єму пластової нафти при видобуванні її із свердловини на поверхню. Усадка нафти U :

$$U = (b_{\text{н}} - 1) / b_{\text{н}} \cdot 100 \quad (1.5)$$

Під час підрахунку запасів нафти об’ємним методом зміну об’єму пластової нафти під час переходу від пластових умов до поверхневих враховують за допомогою перерахункового коефіцієнта.

Перерахунковий коефіцієнт

$$Q = 1/b_{\text{н}} = V_{\text{дег}}/V_{\text{п.н}} = \rho_{\text{п.н}}/\rho_{\text{н}} \quad (1.6)$$

Під *густиною пластової нафти* розуміють масу нафти, видобутої з надр із збереженням пластових умов, в одиниці об’єму. Вона зазвичай в 1,2–1,8 рази менша за густину дегазованої нафти, що пояснюється збільшенням її об’єму в пластових умовах завдяки розчиненому газу. Відомі нафти, густина яких у пласті складає всього 300–400 кг/м³. Її значення в пластових умовах можуть досягати 1 000 кг/м³.

В’язкість пластової нафти $\eta_{\text{н}}$, визначає ступінь її рухливості у пластових умовах, вона істотно менша за в’язкість її в поверхневих умовах. Це обумовлено підвищеними газонасиченнями і пластовою

температурою. Тиск сильно впливає на зміну в'язкості нафти в області вище тиску насичення. У пластових умовах в'язкість нафти може бути в десятки разів меншою в'язкості дегазованої нафти. В'язкість залежить також від густини нафти: легкі нафти менш в'язкі, ніж важкі.

В'язкість нафти вимірюється в $\text{мПа} \cdot \text{с}$.

За величиною в'язкості розрізняють такі нафти:

- з незначною в'язкістю – $m_n < 1 \text{ мПа} \cdot \text{с}$;
- малов'язкі $1 < m_n < 5 \text{ мПа} \cdot \text{с}$;
- з підвищеною в'язкістю $5 < m_n < 25 \text{ мПа} \cdot \text{с}$;
- високов'язкі $m_n > 25 \text{ мПа} \cdot \text{с}$.

В'язкість нафти – дуже важливий параметр, від якого істотно залежить ефективність процесу розробки і кінцевий коефіцієнт вилучення нафти. *Співвідношення в'язкості нафти і води* – показник, що характеризує темп обводнення свердловин. Чим вище це співвідношення, тим гірші умови вилучення нафти із покладу із застосуванням різних видів заводнення.

При значному вмісті в нафті парафіну і асфальтенів в'язкість нафти залежить від швидкості деформації зсуву, тобто за цієї умови нафта набуває властивостей неньютонівських рідин внаслідок виникнення в ній просторової структури, утвореної колоїдними частинками асфальтенів, парафіну і смол. Значно впливають на структурно-механічні властивості нафт також склад гірських порід, властивості і будова пустотного простору. Залежно від матеріалу стінок пустот процес утворення і зміцнення просторової структури в нафтах протікає тим інтенсивніше, чим менша проникність породи. Крім того, в'язкість неньютонівської рідини залежить від часу її знаходження в стані спокою.

Встановлено, що провідність гірських порід для структурованих нафт значною мірою залежить від градієнтів тиску. За невеликих градієнтів провідність пісковиків може бути в десятки разів меншою, ніж за високих.

Проявом структурно-механічних властивостей нафт у низці випадків можуть бути пояснені низька нафтовіддача, швидке обводнення видобувних свердловин, нерівномірність профілів припливу.

Для нафтових покладів характерною є закономірна зміна основних властивостей нафти в межах площі та об'єму покладів: збільшення густини, в'язкості, вмісту асфальтосмолистих речовин, парафіну і сірки в міру зростання глибини залягання пласта, тобто від склепіння до крил і від покрівлі до подошви (у потужних пластах). Іноді малорухливі високов'язкі

вуглеводневі речовини (асфальтени, тверді бітуми тощо) утворюють у підошві покладів монолітний шар, який частково або повністю закриває поклад, ізолюючи його від законтурної області. Ці закономірності пояснюються фізико-хімічною взаємодією нафти з водою у підошві.

Одночасно із збільшенням густини нафти (у межах одного і того саме покладу) зменшуються її газонасиченість і тиск насичення розчиненого газу.

Фізичні властивості пластових нафт досліджують у спеціальних лабораторіях за глибинними пробами, відібраними із свердловин герметичними пробовідбірниками. Густину і в'язкість знаходять за постійного тиску, що дорівнює початковому пластовому. Інші характеристики визначають за початкового пластового і за поступового зниження тиску. У підсумку будують графіки зміни різних коефіцієнтів залежно від тиску, а іноді і від температури. Такі графіки використовуються для розв'язання геолого-промислових задач.

Завдання

1. Вивчити текст роботи.
2. Визначити основні фізичні властивості нафти в процесі її однократного розгазування при заданих значеннях.

Порядок виконання роботи

Наведений у прикладі.

Приклад

Позначення параметрів:

$\rho_{н.д}$ – густина дегазованої нафти ($p_o = 0,1$ МПа, $T_{ст} = 293$ К), кг/м³;

$\mu_{нд}$ – динамічна в'язкість дегазованої нафти за тих саме умов, МПа · с;

G – газонасиченість пластової нафти, тобто відношення об'єму газу, розчиненого в нафті, до маси сепарованої нафти, м³/т (об'єм приведений до нормальних умов);

$\rho_{т.о}$ – відносна густина газу (за повітрям);

$T_{пл}$ – пластова температура, К;

$p_{пл}$ – пластовий тиск, МПа;

$p_{нас}$ – тиск насичення пластової нафти за пластової температури, МПа;

y_a, y_{cl} – молярні частки азоту і метану в супутньому газі однократної дегазації нафти до $p_o = 0,1$ МПа за $T_{ст} = 293$ К.

Вихідні дані:

Визначити основні фізичні властивості нафти в процесі однократної дегазації за тиску $p = 5,5$ МПа і температури $T = 300,5$ К, якщо:

$$p_{\text{пл}} = 17,5 \text{ МПа};$$

$$T_{\text{пл}} = 313 \text{ К};$$

$$\rho_{\text{н.д}} = 868 \text{ кг/м}^3;$$

$$\Gamma = 55,6 \text{ м}^3/\text{т};$$

$$p_{\text{нас}} = 9,2 \text{ МПа};$$

$$\rho_{\text{г.о}} = 1,119;$$

$$y_a = 0,069;$$

$$y_{\text{с1}} = 0,355.$$

Розв'язання:

1. Рівноважний тиск насичення за $T = 300,5$ К:

$$\begin{aligned} p_{\text{насТ}} &= p_{\text{нас}} - \frac{T_{\text{пл}} - T}{9,157 + \frac{701,8}{[\Gamma(y_{\text{с1}} - 0,8y_a)]}} = 9,2 - \frac{313 - 300,5}{9,157 + \frac{701,8}{[55,6(0,355 - 0,8 \times 0,069)]}} = \\ &= 8,95 \text{ МПа}. \end{aligned}$$

2. Питомий об'єм газу, що виділився при заданих термодинамічних умовах, попередньо визначаємо допоміжні коефіцієнти $R(p)$, $m(T)$, $D(T)$:

$$R(p) = \frac{1 + \lg p}{1 + \lg p_{\text{насТ}}} - 1 = \frac{1 + \lg 5,5}{1 + \lg 8,95} - 1 = -0,1084;$$

$$\begin{aligned} m(T) &= 1 + 0,029(T - 293) \cdot (\rho_{\text{нд}} \cdot \rho_{\text{го}} \cdot 10^{-3} - 0,7966) = \\ &= 1 + 0,029(300,5 - 293) \cdot (868 \cdot 1,119 \cdot 10^{-3} - 0,7966) = \\ &= 1,0379; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} D(T) &= 10^{-3} \rho_{\text{нд}} \cdot \rho_{\text{го}} [4,5 - 0,00305 \cdot (T - 293)] - 4,785 = \\ &= 868 \cdot 1,119 \cdot 10^{-3} [4,5 - 0,00305 \cdot (300,5 - 293)] - 4,785 = \\ &= -0,4364; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} V_{\text{гв}}(p, T) &= \Gamma \cdot R(p) \cdot m(T) \cdot [D(T) \cdot (1 + R(p)) - 1] = \\ &= 55,6 \cdot (-0,1084) \cdot 1,0379 \cdot [(-0,4364) \cdot (1 - 0,1084) - 1] = \\ &= 8,69 \frac{\text{м}^3}{\text{т}}. \end{aligned}$$

3. Питомий об'єм газу, який залишився в нафті в розчиненому стані:

$$V_{\text{гр}}(p, T) = \Gamma \cdot m(T) - V_{\text{гв}}(p, T) = 55,6 \cdot 1,0379 - 8,69 = 49,02 \frac{\text{м}^3}{\text{т}}.$$

4. Визначимо відносну густину газу, що виділився:

$$\begin{aligned}\rho_{\text{ГВ}}(p, T) &= a \cdot [\rho_{\text{Г0}} - 0,0036 \cdot (1 + R(p)) \cdot (105,7 + u \cdot R(p))] = \\ &= 1,0405 \\ &\cdot [1,119 - 0,0036 \cdot (1 - 0,1084) \cdot (105,7 + 137,74 \cdot 0,1084)] \\ &= 0,7614,\end{aligned}$$

де

$$\begin{aligned}a &= 1 + 0,0054 \cdot (T - 293) = 1 + 0,0054 \cdot (300,5 - 293) = 1,0405; \\ u &= 10^{-3} \cdot \rho_{\text{нд}} \cdot \Gamma - 186 = 868 \cdot 55,6 \cdot 10^{-3} - 186 = -137,74.\end{aligned}$$

5. Відносна густина розчиненого газу, що залишається в нафті за цих умов дегазації:

$$\begin{aligned}\rho_{\text{Гр}}(p, T) &= \frac{\Gamma \cdot \left[a \cdot m(T) \cdot \rho_{\text{Г0}} - \frac{\rho_{\text{ГВ}}(p, T) \cdot V_{\text{ГВ}}(p, T)}{\Gamma} \right]}{V_{\text{Гр}}(p, T)} = \\ &= \frac{55,6 \cdot \left[1,0405 \cdot 1,0379 \cdot 1,119 - 0,7614 \cdot \frac{8,69}{55,6} \right]}{49,02} = 1,2356.\end{aligned}$$

6. Розрахуємо об'ємний коефіцієнт, попередньо визначивши питомий приріст об'єму нафти шляхом одиничної зміни її газонасичення $\lambda(T)$, і температурний коефіцієнт об'ємного розширення дегазованої нафти $\alpha_{\text{н}}$ за стандартного тиску:

$$\begin{aligned}b_{\text{н}}(p, T) &= 1 + 1,0733 \cdot \frac{10^{-3} \cdot \rho_{\text{нд}} \cdot V_{\text{Гр}}(p, T) \cdot \lambda(T)}{m(T)} + a_{\text{н}} \cdot (T - 293) - 6,5 \\ &\cdot 10^{-4} \cdot p \\ &= 1 + 1,0733 \cdot 10^{-3} \cdot 868 \cdot 49,02 \cdot 2,676 \cdot \frac{10^{-3}}{1,0379} + 7,987 \cdot 10^{-4} \\ &\cdot (300,5 - 293) - 6,5 \cdot 10^{-4} \cdot 5,5 = 1,120,\end{aligned}$$

$$\text{де } \lambda(T) = 10^{-3} \left[4,3 - 3,54 \cdot 10^{-3} \rho_{\text{нд}} + \frac{1,0337 \cdot \rho_{\text{Гр}}(p, T)}{a} + 5,581 \cdot \right.$$

$$\begin{aligned}&10^{-6} \cdot \rho_{\text{нд}} \cdot (1 - 1,61 \cdot 10^{-6} \rho_{\text{нд}} \cdot V_{\text{Гр}}(p, T)) V_{\text{Гр}}(p, T) \Big] = 10^{-3} \left[4,3 - 3,54 \cdot \right. \\ &868 \cdot 10^{-3} + 1,0337 \cdot \frac{1,2356}{1,0405} + 5,581 \cdot 868 \cdot 10^{-6} \cdot (1 - 1,61 \cdot 10^{-6} \cdot 868 \cdot \\ &49,02) \cdot 49,02 \Big] = 2,676 \cdot 10^{-3},\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}a_{\text{н}} &= 10^{-3} (2,513 - 1,975 \cdot 10^{-3} \rho_{\text{нд}}) = 10^{-3} (2,513 - 1,975 \cdot 868 \cdot 10^{-3}) = \\ &= 7,987 \cdot 10^{-4} \frac{1}{\text{градус}}.\end{aligned}$$

7. Визначимо густина газонасичення нафти при $p = 5,5$ МПа та $T = 300,5$ К:

$$\begin{aligned}\rho_{\text{нд}}(p, T) &= \frac{\rho_{\text{нд}} \cdot \left[1 + 1,293 \cdot \frac{10^{-3} \rho_{\text{гр}}(p, T) V_{\text{гр}}(p, T)}{a \cdot m(T)} \right]}{b_{\text{н}}(p, T)} = \\ &= \frac{868 \cdot [1 + 1,293 \cdot 10^{-3} \cdot 1,2356 \cdot 49,02 / (1,0379 \cdot 1,0405)]}{1,120} = \\ &= 831,2 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}.\end{aligned}$$

8. Оцінюємо в'язкість дегазованої нафти при $p = 0,1$ МПа і температурі $T_{\text{ст}} = 293$ К:

$$\mu_{\text{нд}} = \left[\frac{0,658 \cdot \rho_{\text{нд}}^2}{886 \cdot 10^3 - \rho_{\text{нд}}^2} \right]^2 = \left[0,658 \cdot \frac{868^2}{886 \cdot 10^3 - 868^2} \right]^2 = 14,0 \text{ мПа} \cdot \text{с}.$$

9. Визначимо в'язкість дегазованої нафти за $p_0 = 0,1$ МПа і заданій температурі $T = 300,5$ К, попередньо визначивши коефіцієнти:

$$\begin{aligned}a &= 10^{-0,0175 \cdot (293 - T) - 2,58} = 10^{-0,0175 \cdot (293 - 300,5) - 2,58} = 3,5588 \cdot 10^{-3}; \\ b &= (8,0 \cdot 10^{-5} \rho_{\text{нд}} - 0,047) \cdot \mu_{\text{нд}}^{0,13 + 0,002 \cdot (T - 293)} = \\ &= (8,0 \cdot 10^{-5} \cdot 868 - 0,047) 14^{0,13 + 0,002 \cdot (300,5 - 293,5)} = 0,0329; \\ \mu_{\text{нд}}(T) &= \mu_{\text{нд}}(T - 293)^a \cdot e^{b \cdot (293 - T)} \\ &= 14(300,5 - 293)^{3,5588 \cdot 10^{-3}} e^{0,0329 \cdot (293 - 300,5)} = 11,0 \text{ мПа} \cdot \text{с}.\end{aligned}$$

10. В'язкість газонасиченої нафти за $p_{\text{нас}T}$ і температурі T визначаємо у такий спосіб:

– перерахуємо питомий об'єм розчиненого газу при $p_0 = 0,1$ МПа і $T_{\text{ст}} = 288,6$ К:

$$\begin{aligned}V_{\text{гр}}^*(p, T) &= 1,055 \cdot 10^{-3} \cdot (1 + 5 \cdot a_{\text{н}}) \cdot V_{\text{гр}}(p, T) \rho_{\text{нд}} = \\ &= 1,055 \cdot 10^{-3} (1 + 5 \cdot 7,987 \cdot 10^{-4}) \cdot 49,02 \cdot 868 = 45,07 \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}.\end{aligned}$$

– розраховуємо функції газомісткості:

$$\begin{aligned}A &= 1 + 0,0129 \cdot V_{\text{гр}}^*(p, T) - 0,0364 \cdot V_{\text{гр}}^*(p, T)^{0,85} = \\ &= 1 + 0,0129 \cdot 45,07 - 0,0364 \cdot 45,07^{0,85} = 0,6548, \\ B &= 1 + 0,0017 \cdot V_{\text{гр}}^*(p, T) - 0,0228 \cdot V_{\text{гр}}^*(p, T)^{0,667} = \\ &= 1 + 0,0017 \cdot 45,07 - 0,0228 \cdot 45,07^{0,667} = 0,7875;\end{aligned}$$

– розраховуємо в'язкість газонасиченої нафти за $p_{\text{нас}T} = 8,95$ МПа і $T = 300,5$ К:

$$\mu_{\text{нг}}(p, T) = A \cdot \mu_{\text{нд}}^B(T) = 0,6548 \cdot 11,0^{0,7875} = 4,33 \text{ мПа} \cdot \text{с}.$$

Відповідь

Вихідні дані для виконання практичної роботи подано в таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 – Вихідні дані

Варіанти	p , МПа	T , К	$p_{пл}$, МПа	$T_{пл}$, К	$\rho_{н.д}$, кг/м ³	Γ , м ³ /т	$p_{нас}$, МПа	$\rho_{г.о}$	y_a	y_{cl}
1	4,1	285	10	300	850	55,6	9,2	1,119	0,069	0,355
2	4,2	286	11	301	852	55,6	9,2	1,119	0,069	0,355
3	4,3	287	12	302	854	55,6	9,2	1,119	0,069	0,355
4	4,4	288	13	303	856	55,6	9,2	1,119	0,069	0,355
5	4,5	289	14	304	858	55,6	9,2	1,119	0,069	0,355
6	4,6	290	15	305	860	55,6	9,2	1,119	0,069	0,355
8	4,7	291	16	306	862	55,6	9,2	1,119	0,069	0,355
9	4,8	292	17	307	864	55,6	9,2	1,119	0,069	0,355
10	4,9	293	18	308	866	55,6	9,2	1,119	0,069	0,355
11	5,0	294	19	309	868	55,6	9,2	1,119	0,069	0,355
12	5,1	295	20	310	870	55,6	9,2	1,119	0,069	0,355
13	5,2	296	21	311	872	55,6	9,2	1,119	0,069	0,355
14	5,3	297	22	312	874	55,6	9,2	1,119	0,069	0,355
15	5,4	298	23	313	876	55,6	9,2	1,119	0,069	0,355
16	5,5	299	24	314	878	55,6	9,2	1,119	0,069	0,355
17	5,6	300	25	315	880	55,6	9,2	1,119	0,069	0,355
18	5,7	301	26	316	882	55,6	9,2	1,119	0,069	0,355
19	5,8	302	27	317	884	55,6	9,2	1,119	0,069	0,355
20	5,9	303	28	318	886	55,6	9,2	1,119	0,069	0,355
21	6,0	304	29	319	888	55,6	9,2	1,119	0,069	0,355
22	6,1	305	30	320	890	55,6	9,2	1,119	0,069	0,355
23	6,2	306	31	321	892	55,6	9,2	1,119	0,069	0,355
24	6,3	307	32	322	894	55,6	9,2	1,119	0,069	0,355
25	6,4	308	33	323	896	55,6	9,2	1,119	0,069	0,355
26	6,5	309	34	324	898	55,6	9,2	1,119	0,069	0,355

Контрольні запитання

1. Що розуміють під дегазованою нафтою?
2. Що становить нафта?
3. Які компоненти входять до складу нафти?
4. Що розуміють під газонасиченістю пластової нафти?
5. Що розуміють під розчинністю природного газу?
6. Що називається коефіцієнтом розгазування нафти?
7. Що називається промисловим газовим фактором?
8. Що називається тиском насичення пластової нафти?
9. Чим обумовлена стисливість пластової нафти?
10. Назвіть показник, що характеризує темп обводнення свердловин.

2 ПРИВЕДЕННЯ ПЛАСТОВОГО ТИСКУ ДО ЗАДАНОЇ ПЛОЩИНИ

Мета роботи

Набуття практичних навичок приведення пластового тиску до заданої площини.

Основні теоретичні положення

Пластовий тиск – найважливіший параметр, що характеризує енергію нафтогазоносних і водоносних пластів. У формуванні пластового тиску беруть участь гідростатичний тиск, надлишковий тиск покладів нафти та газу (архімедова сила), тиск, що виникає внаслідок зміни об'єму резервуара (порового або тріщинного простору), а також розширення (або стискування) флюїдів та зміни їхньої маси.

Розрізняють *початковий* (до розкриття підземного резервуара або не порушений техногенними процесами) і *поточний (динамічний) пластовий тиск*.

Порівняно з умовним гідростатичним тиском (тиск стовпа прісної води висотою від денної поверхні до точки вимірювання) пластовий тиск розділяють на *нормальний* і *аномальний*. Перший знаходиться в прямій залежності від глибини залягання пласта, збільшується через кожні 10 м приблизно на 0,1 МПа. Пластовий тиск, що значно відрізняється від гідростатичного, називається *аномальним пластовим тиском*.

Під час експлуатації свердловин у привибійній зоні утворюється область зниженого пластового тиску. У процесі розробки покладів вуглеводнів пластовий тиск знижується, що призводить до зменшення дебітів свердловин, зміни фізико-хімічних властивостей флюїдів, ускладнює їхній видобуток, збільшує втрати цінних компонентів. Тому розробку і експлуатацію покладів ведуть із підтриманням пластового тиску.

Вимірювання пластових тисків на багатьох родовищах дозволили встановити, що реальний пластовий тиск відрізняється від прогнозного тиску на величину від 0,8 до 1,2, яка називається *коефіцієнтом аномальності*. Різниця між дійсним і очікуваним пластовим тиском залежить від відстані між п'єзометричною поверхнею і гирлом свердловини, а також від різниці між прийнятою і дійсною густиною рідини. Варто зазначити, що не завжди пластовий тиск визначається лише умовами припливу рідини в резервуар і відбору рідини з нього.

Підвищення або зниження пластового тиску порівняно з гідростатичним може бути обумовлено низкою інших причин:

- 1) силою тяжіння вище залягаючих гірських порід (гірським тиском);
- 2) тектонічними силами; 3) температурою; 4) хімічними процесами.

Початковий пластовий тиск до початку експлуатації залежить від глибини залягання покладу і з певною похибкою може бути визначений за формулою

$$p_{\text{пл.поч.}} = 10^4 \times H, \quad (2.1)$$

де $p_{\text{пл.поч.}}$ – початковий пластовий тиск, Па;

10^4 – перевідний коефіцієнт, Па/м;

H – глибина залягання пласта, м.

Реальний пластовий тиск трохи відрізняється від прогнозного тиску, визначеного за формулою (2.1). Зазвичай $p_{\text{пл.поч.}}$ становить $(0,8 - 1,2)10^4 \cdot H$.

У газовому покладі пластовий тиск однаковий по всій площі або змінюється не сильно.

У нафтовому покладі при значних кутах падіння пластів пластовий тиск у різних частинах покладу неоднаковий: на крилах – максимальний, у склепінні – мінімальний (рис. 2.1).

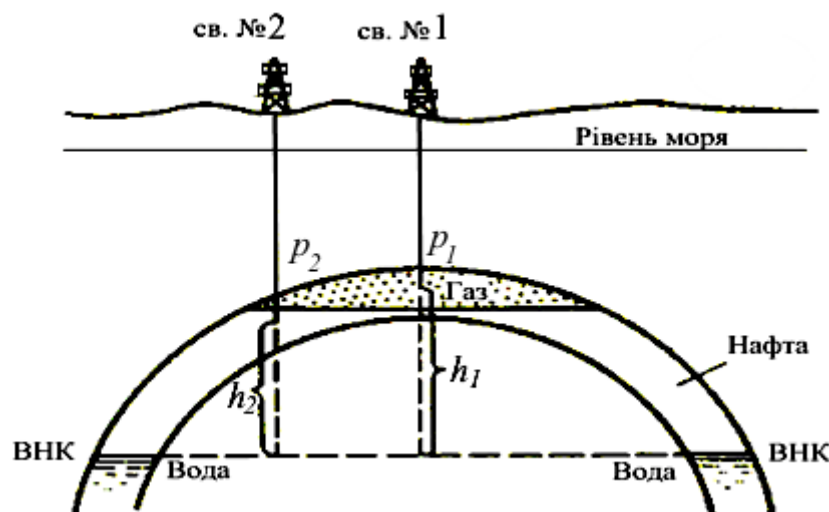


Рисунок 2.1 – Антиклинальна складка

У пластових умовах на реальні тиски в покладі накладаються відповідні зміни тиску за площею, зумовлені зміною глибини залягання пласта. Тому зручніше відносити пластовий тиск у покладі до якоїсь однієї площини. За таку площину зазвичай приймають рівень моря або умовну площину первинного положення водонафтового контакту. Тиск у пласті, віднесений до цієї умовної площини, називається *приведеним*.

Якщо пластові тиски у свердловинах 1 і 2 (рис. 2.1) дорівнюють відповідно p_1 і p_2 , то *приведені тиски* в них, віднесені до первинного рівня водонафтового контакту, становитимуть:

$$p_{зв.пл.1} = p_1 + h_1 \cdot \rho_p \cdot g; \quad p_{зв.пл.2} = p_2 + h_2 \cdot \rho_p \cdot g; \quad (2.2)$$

де h_1 і h_2 – відстані від вибоїв свердловини до рівня водонафтового контакту;

ρ_p – густина пластової рідини;

g – прискорення вільного падіння.

Зміни пластового тиску реєструють під час експлуатації нафтових і газових родовищ. Це дає можливість аналізувати процеси, що відбуваються в пласті. На підставі даних про динаміку зміни пластових тисків розробляють заходи для збільшення ефективності експлуатації родовища.

Отже, *приведений пластовий тиск* – вимірний пластовий тиск, перерахований для зручності порівняння до певної горизонтальної площини, наприклад, до рівня моря або поверхні водонафтового контакту (ВНК) тощо.

Приведення пластового тиску до заданої площини порівняння здійснюється за формулою:

$$p_{пр.пл} = p_{пл} + \rho g h, \quad (2.3)$$

де $p_{пр.пл}$ – приведений пластовий тиск, Па;

$p_{пл}$ – пластовий тиск, вимірний у свердловині, наприклад, на середині інтервалу перфорації, Па;

ρ – густина нафти в пластових умовах, кг/м³;

g – прискорення вільного падіння, м/с² ($g = 9,81$ м/с²);

h – відстань по вертикалі від глибини вимірювання тиску до заданої площини порівняння (наприклад, як площину порівняння приймаємо площину початкового водонафтового контакту або рівня моря), м.

Завдання

1. Вивчити текст роботи.
2. Визначити *приведений пластовий тиск* у пласті згідно із завданням.

Порядок виконання роботи

Приведення пластового тиску до заданої площини порівняння здійснюємо за формулою (2.3, розділ 2).

Приклад

Вихідні дані:

Визначити приведений пластовий тиск $p_{зв.пл}$, якщо вимірний глибинним манометром пластовий тиск $p_{пл} = 16,3$ МПа.

Відстань h від середини інтервалу перфорації (1 572–1 594 м) до початкового рівня водонафтового контакту становить 133,4 м.

Густина нафти в пластових умовах $\rho = 827$ кг/м³.

Розв'язання:

$$p_{пр.пл} = p_{пл} + \rho g h = 16,3 \cdot 10^6 + 827 \cdot 9,81 \cdot 133,4 = 17,38 \cdot 10^6 \text{ Па} = 17,38 \text{ МПа}$$

Відповідь: Приведений пластовий тиск $p_{\text{пр.пл}} = 17,38$ МПа.

Вихідні дані для виконання практичної роботи подано в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Вихідні дані

Варіант	Вимірний глибинним манометром пластовий тиск $p_{\text{пл}}$, МПа	Відстань h від середини інтервалу перфорації до початкового рівня водонафтового контакту, м	Інтервал перфорації, м	Густина нафти у пластових умовах ρ , кг/м ³
1	5,17	70	500–550	780
2	5,64	80	550–600	785
3	6,13	90	600–650	790
4	6,62	100	650–700	795
5	7,11	110	700–750	800
6	7,60	120	750–800	805
7	8,09	130	800–850	810
8	8,58	140	850–900	820
9	9,07	150	900–950	830
10	9,56	160	950–1 000	840
11	10,05	170	1 000–1 050	850
12	10,54	180	1 050–1 100	860
13	11,03	190	1 100–1 150	870
14	11,53	200	1 150–1 200	880
15	12,02	210	1 200–1 250	890
16	12,51	220	1 250–1 300	1 000
17	13,00	230	1 300–1 350	1 010
18	13,49	240	1 350–1 400	1 020
19	13,98	250	1 400–1 450	1 030
20	14,47	260	1 450–1 500	1 040
21	5,17	70	700–750	800
22	5,64	80	750–800	805
23	6,13	90	800–850	810
24	6,62	100	850–900	820
25	7,11	110	900–950	830
26	7,60	120	950–1 000	840

Контрольні запитання

1. Що розуміють під пластовим тиском?
2. Що розуміють під початковим пластовим тиском?
3. Що розуміють під поточним (динамічним) пластовим тиском?
4. Який пластовий тиск називають нормальним?
5. Який пластовий тиск називають аномальним?
6. Який пластовий тиск називають приведеним?
7. До яких площин зазвичай відносять приведений тиск?

З ВИЗНАЧЕННЯ КОЕФІЦІЄНТІВ ТЕПЛОПРОВІДНОСТІ ГІРСЬКИХ ПОРІД

Мета роботи

Набуття практичних навичок визначення коефіцієнтів теплопровідності гірських порід.

Основні теоретичні положення

Розподіл температури у свердловині, яка тривало простоє, визначається стаціонарним тепловим полем Землі і відповідно його ж характеризує. Під *тепловим полем* розуміємо сукупність ліній однакової температури (ізотерм) і ліній теплового потоку. Кількість теплоти, що проходить за одиницю часу через усю ізотермну поверхню, називаємо *тепловим потоком*, а через одиницю площі цієї поверхні – *густиною* (або іноді *інтенсивністю* чи *потужністю*) *теплового потоку* (q).

Теплове поле Землі формується зазвичай тепловою енергією розпаду радіоактивних елементів, що розсіяні в надрах, та сонячною енергією.

Середня температура поверхні Землі як планети становить близько 15 °С. Коливання температури на поверхні, які спричинені сонячною енергією, проникають у Землю на невелику глибину. Добові коливання температури (день, ніч) практично згасають на глибині $h_d = 1\text{--}2$ м, а річні (сезонні – літо, зима) – на глибині $h_{н.ш} = 10\text{--}40$ м (окрім районів вічної мерзлоти), причому наближено можна записати $h_{н.ш} \approx 19,1$ м.

Рівень глибини, на якій згасають сезонні коливання температури, називаємо *нейтральним температурним шаром* (рівнем). Нижче нейтрального шару температура земної кори практично постійна в часі, але збільшується з ростом глибини.

Зростання температури з глибиною свідчить про наявність теплового потоку з надр Землі до її поверхні. Цей тепловий потік можна описати *законом теплопровідності Фур'є*, згідно з яким густина кондуктивного теплового потоку прямо пропорційна градієнтові температури, тобто:

$$q = -\lambda \cdot \text{grad } T, \quad (3.1)$$

де q – густина теплового потоку, Вт/м²;

λ – коефіцієнт теплопровідності, Вт/(м · К);

$-\text{grad } T$ – градієнт температури T (або в нашому випадку геотермічний градієнт), К/м.

Знак «мінус» вказує на те, що із збільшенням вертикальної координати z вздовж потоку, яка відраховується від деякої глибини в надрах, температура T зменшується, тобто потік проходить у сторону зменшення температури. *Геотермічний градієнт* (Γ_T) – це зміна температури надр, яка припадає на одиницю глибини, тобто:

$$-\text{grad } T = -\frac{dT}{dz} = \Gamma_T \quad (3.2)$$

або із (3.1)

$$\Gamma_T = \frac{q}{\lambda}. \quad (3.3)$$

Середня величина густини теплового потоку, наприклад, у межах Передкарпатського прогину становить 46,5 мВт/м². Відхилення теплового потоку від його стаціонарного стану свідчить про події, які відбуваються чи відбулися і які вплинули на стан потоку. Стаціонарне теплове поле Землі може змінюватися шляхом:

а) анізотропії теплопровідності порід (підвищення температури й інтенсивності потоку над антиклінальними структурами і пониження над синкліналями; зміна теплового потоку відбувається на 15–20 %);

б) конвективного перенесення теплоти потоком рідин і газів під час міграції по окремих похилозалеглих проникних пластах чи тріщинах (на 25 %);

в) різних фізико-хімічних процесів у надрах Землі (наприклад, виділення теплоти внаслідок природного «старіння» нафти в покладі);

г) коливання температури на поверхні Землі (внаслідок зміни клімату);

д) змін рельєфу (те ж у верхніх шарах до 3–8 %) тощо.

Якщо характер теплового потоку стаціонарний, тобто $q = \text{const}$, то в однорідній товщі горизонтально залеглих осадових порід градієнт температури є постійним, а значить, графік зміни температури з глибиною описується прямою лінією, нахил якої відповідає значенню градієнта температури. Коефіцієнт теплопровідності для різних порід різний, причому із ростом температури він зменшується, а з підвищенням тиску зростає. При чергуванні горизонтальних пластів із різними коефіцієнтами теплопровідності графік зміни температури з глибиною буде зображений ламаною лінією з прямолінійними відрізками. Чим гірша теплопровідність пласта, тим більшим є значення градієнта температури. Коефіцієнт теплопровідності залежно від флюїдонасиченості, віку і типу порід становить (1,3–3,2) Вт/(м · К).

Гradient температури розраховують для заданого інтервалу глибин за формулою:

$$\Gamma_T = \frac{\Delta T}{\Delta z}, \quad (3.4)$$

де ΔT – приріст температури в інтервалі зміни глибин Δz , К.

Якщо тепловий потік вважати постійним, то, вимірюючи вздовж свердловини геотермічний gradient Γ_T , можна:

1) оцінити величину коефіцієнта теплопровідності λ різних гірських порід за формулою:

$$\lambda = \frac{q}{\Gamma_T}; \quad (3.5)$$

2) виконати літолого-стратиграфічне диференціювання (розділення) порід за цим параметром (різні стратиграфічні комплекси порід залягають на різних глибинах, тобто за різних температур і гірничих тисків).

Таке диференціювання показало, що спостерігається закономірне збільшення геотермічного gradienta Γ_T , визначеного за формулою (3.3), у глинистих відкладах (бо менший коефіцієнт теплопровідності, $\lambda = 1,3 - 1,8$ Вт/(м · К)) і зменшення геотермічного gradienta в пісковиках ($\lambda = 2,1 - 3,2$ Вт/(м · К)).

Завдання

1. Вивчити текст роботи.
2. Визначити середній коефіцієнт теплопровідності глинистих порід і пісковиків.
3. Визначити, у скільки разів відрізняється геотермічний gradient у товщі глин від gradienta у товщі пісковиків.

Порядок виконання роботи

1. Знаходимо середні коефіцієнти теплопровідності глинистих порід та пісковиків.
2. Визначаємо, у скільки разів відрізняється геотермічний gradient у товщі глин від gradienta у товщі пісковиків.

Приклад

Вихідні дані:

Визначити середній коефіцієнт теплопровідності глинистих порід і пісковиків та у скільки разів відрізняється геотермічний gradient у товщі глин від gradienta у товщі пісковиків, якщо:

- середня величина густини теплового потоку у межах геологічної структури, представленої глинистими породами – $q_1 = 23,46 \text{ мВт/м}^2$;
- на другій структурі, представленій пісковиками, – $q_2 = 56,82 \text{ мВт/м}^2$;
- геотермічний градієнт – $\Gamma_T = 0,023 \text{ К/м}$.

Розв'язання:

1. За формулою (3.5) знаходимо середні коефіцієнти теплопровідності глинистих порід та пісковиків:

$$\lambda_{\Gamma} = \frac{q_1}{\Gamma_T} = \frac{23,46 \cdot 10^{-3}}{0,023} = 1,02 \text{ Вт / (м} \cdot \text{К)},$$

$$\lambda_{\Pi} = \frac{q_2}{\Gamma_T} = \frac{56,81 \cdot 10^{-3}}{0,023} = 2,47 \text{ Вт / (м} \cdot \text{К)},$$

де індекси «Г» і «П» – відповідно глини і пісковики.

2. Припустимо, що тепловий потік є усталеним, тоді для товщ глин і пісковиків можна записати:

$$q = \lambda_{\Gamma} \cdot \Gamma_{\Gamma\Gamma}; \quad q = \lambda_{\Pi} \cdot \Gamma_{\Pi\Pi},$$

звідки знаходимо $q = \text{const}$.

3. Визначаємо, у скільки разів відрізняється геотермічний градієнт у товщі глин від градієнта у товщі пісковиків:

$$\frac{\Gamma_{\Gamma\Gamma}}{\Gamma_{\Pi\Pi}} = \frac{\lambda_{\Pi}}{\lambda_{\Gamma}} = \frac{2,47}{1,02} = 2,42.$$

Відповідь: $\lambda_{\Gamma} = 1,02 \text{ Вт / (м} \cdot \text{К)}$, $\lambda_{\Pi} = 2,47 \text{ Вт / (м} \cdot \text{К)}$, $\frac{\Gamma_{\Gamma\Gamma}}{\Gamma_{\Pi\Pi}} = 2,42$.

Вихідні дані для виконання практичної роботи

Таблиця 3.1 – Вихідні дані

Варіанти	q_1 , мВт/м ²	q_2 , мВт/м ²	Γ_T , К/м
1	2	3	4
1	20	35	0,020
2	21	36	0,021
3	22	37	0,022
4	23	38	0,023
5	24	39	0,024
6	25	40	0,025
7	26	41	0,026
8	27	42	0,027
9	28	43	0,028
10	29	44	0,029

Продовження таблиці 3.1

1	2	3	4
11	30	45	0,030
12	31	46	0,031
13	32	47	0,032
14	33	48	0,033
15	34	49	0,034
16	35	50	0,035
17	36	51	0,020
18	37	52	0,021
19	38	53	0,022
20	39	54	0,023
21	40	55	0,024
22	41	56	0,025
23	42	57	0,026
24	43	58	0,027
25	44	59	0,028
26	45	60	0,029

Контрольні запитання

1. Що розуміють під тепловим полем?
2. Що розуміють під тепловим потоком?
3. Що називають нейтральним температурним шаром?
4. Що розуміють під геотермічним градієнтом?

4 ВИЗНАЧЕННЯ ГЕОТЕРМІЧНОЇ ТЕМПЕРАТУРИ

Мета роботи

Набуття практичних навичок визначення геотермічної температури.

Основні теоретичні положення

Графік розподілу температури по глибині в певній точці земної поверхні (вздовж стовбура вертикальної свердловини, яка тривало простоє) називають *геотермою* (рис. 4.1).

Інтегрування виразу геотермічного градієнта дає *рівняння геотерми*, тобто рівняння зміни природної температури надр Землі з глибиною z :

$$T = T_{h_{н.ш}} + \int_{h_{н.ш}}^z \Gamma_T dz, \quad (4.1)$$

де $T_{h_{н.ш}}$ – температура на глибині нейтрального шару $h_{н.ш}$, причому вертикальна координата z тут відраховується від поверхні Землі, К.

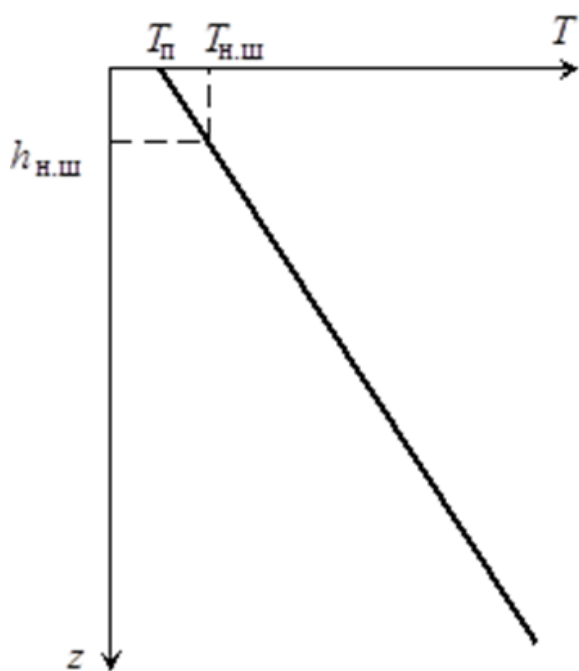


Рисунок 4.1 – Геотерма

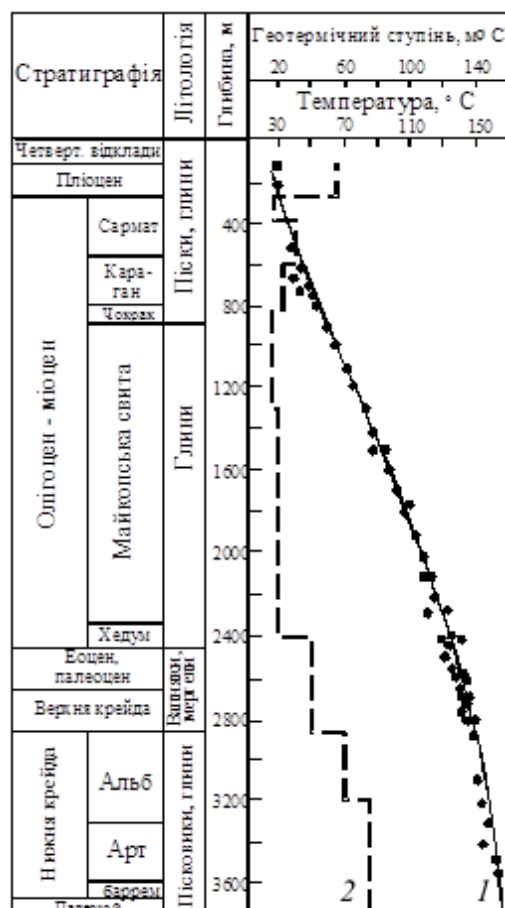


Рисунок. 4.2 – Геотермічний розріз

1 – геотерма; 2 – діаграма геотермічного ступеня

Оскільки із заглибленням маємо чергування пластів різних порід із різними коефіцієнтами теплопровідності λ_i , тобто з різними геотермічними градієнтами $\Gamma_{Ti} = q/\lambda_i$, то фактична геотерма описується ламаною лінією, що містить окремі прямолінійні відрізки з різними кутами нахилу (рис. 4.2). Тоді *рівняння геотерми* набуває вигляду:

$$T = T_{\text{н.ш}} + \sum_{i=1}^{i=n} \Gamma_{Ti} \cdot (z_i - z_{i-1}) \quad (4.2)$$

де $z_{i-1} = h_{\text{н.ш}}$, $z_i - z_{i-1}$ – товщина i -го пласта, м;

n – кількість пластів з різними градієнтами температури Γ_{Ti} .

Для практичних розрахунків у технології нафто- і газовидобування градієнт температури осереднюють по глибині свердловини (рис. 4.2), а *рівняння геотерми* записують у вигляді прямої лінії:

$$T = T_{\text{н.ш}} + \Gamma_T \cdot (z - h_{\text{н.ш}}), \quad (4.3)$$

де Γ_T – середній геотермічний градієнт, К/м,

$$\Gamma_T = \frac{\sum_{i=1}^{i=n} \Gamma_{Ti} \cdot (z_i - z_{i-1})}{\sum_{i=1}^{i=n} (z_i - z_{i-1})}. \quad (4.4)$$

Свердловини, які пробурені в морі і в зонах вічної мерзлоти, мають іншу геотермічну характеристику. Середньорічна температура на дні моря становить приблизно 4 °С і практично залишається однаковою для всіх районів земної кулі. Зона вічної мерзлоти поширена на 20–25 % суші земної кулі, загальна товщина сягає місцями 600 м і більше, а температура вічномерзлих порід змінюється від -12 °С до 0 °С, тобто відповідає температурі замерзання мінералізованих ґрунтових вод.

Середній геотермічний градієнт також ще визначають за формулами:

– за відсутності вічномерзлих порід у розрізі свердловини

$$\Gamma_T = \frac{T_{\text{пл}} - T_{\text{н.ш}}}{L - h_{\text{н.ш}}}; \quad (4.5)$$

– за наявності зони вічномерзлих порід у розрізі свердловини нижче цієї зони

$$\Gamma_T = \frac{T_{\text{пл}} - T_{\text{м.п}}}{L - h_{\text{м.п}}}; \quad (4.6)$$

– для зони вічномерзлих порід

$$\Gamma_T = \frac{T_{\text{м.п}} - T_{\text{н.ш}}}{h_{\text{м.п}} - h_{\text{н.ш}}}, \quad (4.7)$$

де $T_{\text{пл}}$ – температура пласта на глибині залягання L , К;

$T_{\text{м.п}}$ – температура мерзлих порід, К;

$h_{\text{м.п}}$ – глибина нижньої межі мерзлоти, м.

Температуру $T_{\text{н.ш}}$ часто зводять до рівня поверхні Землі за формулою:

$$T_{\text{н.ш}} = T_{\text{п}} + \Gamma_T \cdot h_{\text{н.ш}}, \quad (4.8)$$

тоді *рівняння геотерми* записують у вигляді:

$$T = T_{\text{п}} + \Gamma_{\text{т}} \cdot z, \quad (4.9)$$

де $T_{\text{п}}$ – екстрапольоване значення постійної температури поверхні Землі, К;

z – вертикальна координата, що відраховується від поверхні Землі, м.

Як температуру нейтрального шару іноді беруть середньорічну температуру повітря. Обґрунтованішим буде, якщо температуру нейтрального шару брати рівною середньорічній температурі ґрунту певної місцевості, яка на теренах України більша від температури повітря приблизно на 2 °С.

Величина геотермічного градієнта знаходиться в межах 0,012–0,083 К/м, у більшості $\Gamma_{\text{т}} = 0,033$ К/м, а $h_{\text{н.ш}} = 10\text{--}30$ м. Для території України в середньому можна брати $T_{\text{н.ш}} = 289$ К (або 16 °С) і $\Gamma_{\text{т}} = 0,027$ К/м, при цьому середній геотермічний градієнт становить для теренів Західної України 0,023 К/м, для Дніпровсько-Донецької западини 0,027 К/м, для Донбасу 0,031 К/м.

Величину, обернену геотермічному градієнту, називають *геотермічним ступенем*.

У геології і геофізиці часто геотермічний градієнт і ступінь розраховують на 100 м глибини, тоді записані вище значення потрібно помножити на 100.

Завдання

1. Вивчити текст роботи.
2. Визначити геотермічну температуру у свердловині.
3. Визначити пластову температуру на родовищі нафти, яке залягає під дном моря.

Порядок виконання роботи

1. Визначаємо геотермічну температуру у свердловині на глибині 2 000 м.
2. Визнаємо пластову температуру на родовищі нафти, яке залягає під дном моря на глибині 2 000 м.

Приклад

Вихідні дані:

1. Визначити геотермічну температуру у свердловині на глибині $z = 2\,000$ м, якщо:
 - геотермічний градієнт – $\Gamma_{\text{т}} = 0,023$ К/м;
 - середньорічна температура ґрунту – $T_{\text{п}} = 16$ °С;
 - глибина залягання нейтрального шару – $h_{\text{н.ш}} = 14$ м.

2. Визначити пластову температуру на родовищі нафти, яке залягає під дном моря на глибині $z = 2\,000$ м, якщо:

– температура надр зростає на $2,9$ К з кожними 100 м їхньої глибини залягання.

Розв'язання:

1. Геотермічну температуру у свердловині знаходимо за формулою (4.3):

$$T = (T_{\text{п}} + 273) + \Gamma_{\text{т}} \cdot (z - h_{\text{н.ш}}) = (16 + 273) + 0,023 (2\,000 - 14) = 334,7 \text{ К або } 61,7 \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

2. Оскільки середньорічна температура на дні моря є стабільною і становить приблизно 4 $^{\circ}\text{C}$, то пластову температуру знаходимо за формулою вигляду (4.9):

$$T = T_{\text{п}} + \Gamma_{\text{т}} \cdot z = (4 + 273) + \frac{2,9}{100} \cdot 2\,000 = 335 \text{ К або } 62 \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

Відповідь: 1. $T = 334,7$ К або $61,7$ $^{\circ}\text{C}$;

2. $T = 335$ К або 62 $^{\circ}\text{C}$.

Вихідні дані для виконання практичної роботи подано в таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 – Вихідні дані

Варіанти	z , м	$\Gamma_{\text{т}}$, К/м	$T_{\text{п}}$, $^{\circ}\text{C}$	$h_{\text{н.ш}}$, м	Зростання T , К/100 м
1	2	3	4	5	6
1	1 000	0,023	14	10	2,0
2	1 010	0,027	15	11	2,1
3	1 020	0,031	16	12	2,2
4	1 030	0,023	17	13	2,3
5	1 040	0,027	18	14	2,4
6	1 050	0,031	14	15	2,5
7	1 060	0,023	15	16	2,6
8	1 070	0,027	16	10	2,7
9	1 080	0,031	17	11	2,8
10	1 090	0,023	18	12	2,9
11	1 100	0,027	14	13	3,0
12	1 110	0,031	15	14	2,0
13	1 120	0,023	16	15	2,1
14	1 130	0,027	17	16	2,2
15	1 140	0,031	18	10	2,3
16	1 150	0,023	14	11	2,4
17	1 160	0,027	15	12	2,5
18	1 170	0,031	16	13	2,6
19	1 180	0,023	17	14	2,7
20	1 190	0,027	18	15	2,8
21	2 000	0,031	14	16	2,9

Продовження таблиці 4.1

1	2	3	4	5	6
22	2 010	0,023	15	10	3,0
23	2 020	0,027	16	11	2,0
24	2 030	0,031	17	12	2,1
25	2 040	0,027	18	13	2,2
26	2 050	0,031	14	14	2,3

Контрольні запитання

1. Що називають геотермою?
2. Який вигляд має геотерма на графіку?
3. Що називають геотермічним ступенем?

5 ВИЗНАЧЕННЯ ГЛИБИНИ ЗГАСАННЯ АМПЛІТУДИ КОЛИВАННЯ ТЕМПЕРАТУРИ В НАДРАХ ЗЕМЛІ

Мета роботи

Набуття практичних навичок визначення глибини згасання амплітуди коливань температури в надрах Землі.

Основні теоретичні положення

У надрах родовищ температура зростає з глибиною, починаючи від так званого «нейтрального шару» з постійною температурою. Глибину залягання нейтрального температурного шару можна оцінити аналітично або визначити експериментально шляхом дослідження змін температури у простоювальній свердловині.

Періодичні коливання температури на поверхні Землі зменшуються з глибиною за експоненціальним законом і запізнюються вздовж шляху поширення, нагадуючи рух швидко згасаючих хвиль. У першому наближенні амплітуду коливань температури ΔT на глибині z і запізнення її екстремальних значень можна обчислити за такою *формулою для плоскої гармонічної температурної хвилі* (рис. 5.1):

$$\Delta T = \Delta T_0 \cdot e^{-2\pi \cdot \frac{z}{h_0}} \cdot \sin \left[2\pi \cdot \left(\frac{t}{t_0} - \frac{z}{h_0} \right) \right], \quad (5.1)$$

де ΔT – амплітуда коливань температури на глибині z , К;

ΔT_0 – амплітуда коливань температури на поверхні Землі за $z = 0$, К;

h_0 – довжина теплопровідної хвилі, м;

t – час, с;

t_0 – період коливань температури (доба, або рік), с.

Амплітуда коливань температури згасає з глибиною за формулою:

$$\Delta T_{0z} = \Delta T_0 \cdot e^{-2\pi \cdot z/h_0}. \quad (5.2)$$

На глибині півхвилі $h_0/2$ амплітуда коливань температури згасає до 4,3 % початкового значення і запізнюється в часі на половину періоду $t_0/2$. На глибині, рівній довжині хвилі h_0 , амплітуда згасає до 0,2 % свого значення на поверхні, що вже важко зафіксувати приладами, тобто вона практично зникає (рис. 5.2).

Наближено *глибину залягання нейтрального шару* можна визначити за формулою довжини теплопровідної хвилі:

$$h_0 = 2\sqrt{\pi \cdot \chi_T \cdot t_0}, \quad (5.3)$$

де χ_T – коефіцієнт температуропровідності (залежно від флюїдонасиченості, віку і типу порід χ_T становить $(0,4 - 1,5) \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$).

Температуропровідність (коефіцієнт температуропровідності χ_T) – фізична величина, що характеризує швидкість зміни (вирівнювання) температури речовини у нерівноважних теплових процесах. Чисельно дорівнює частці від ділення коефіцієнта теплопровідності тіла на добуток його питомої теплоємності та густини, у системі SI вимірюється в $\text{м}^2/\text{с}$:

$$\chi_T = \frac{\lambda}{c \cdot \rho}, \quad (5.4)$$

де χ_T – коефіцієнт температуропровідності, $\text{м}^2/\text{с}$;

λ – коефіцієнт теплопровідності, $\text{Вт}/(\text{м} \cdot \text{К})$;

c – питома теплоємність, $\text{Дж}/(\text{кг} \cdot \text{К})$;

ρ – густина, $\text{кг}/\text{м}^3$.

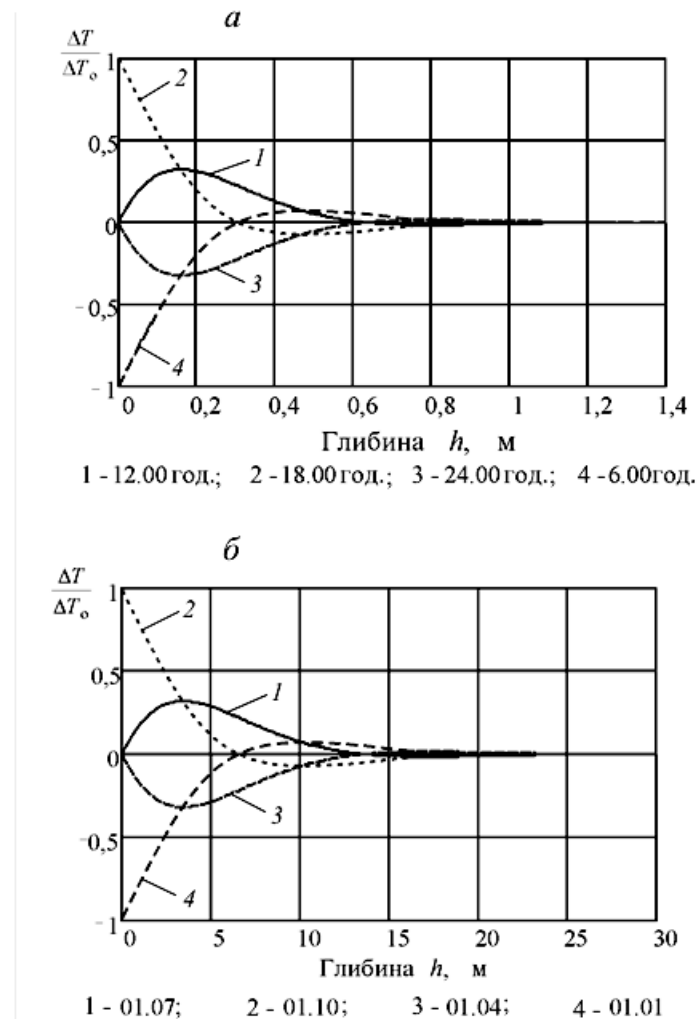


Рисунок 5.1 – Зміна відносної амплітуди $\Delta T / \Delta T_0$ добових (а) і річних (б) коливань температури відповідно в різні години часу протягом доби і в різні календарні дати при значеннях коефіцієнта температуропровідності

$$\chi_T = 1,5 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$$

Питома теплоємність і густина гірських порід становлять відповідно 700–1 100 Дж/(кг · К) і 2 300–3 000 кг/м³.

Теплопровідність – здатність речовини переносити теплову енергію, а також кількісна оцінка цієї здатності: фізична величина, що характеризує інтенсивність теплообміну в речовині, яка дорівнює відношенню густини теплового потоку до градієнта температури.

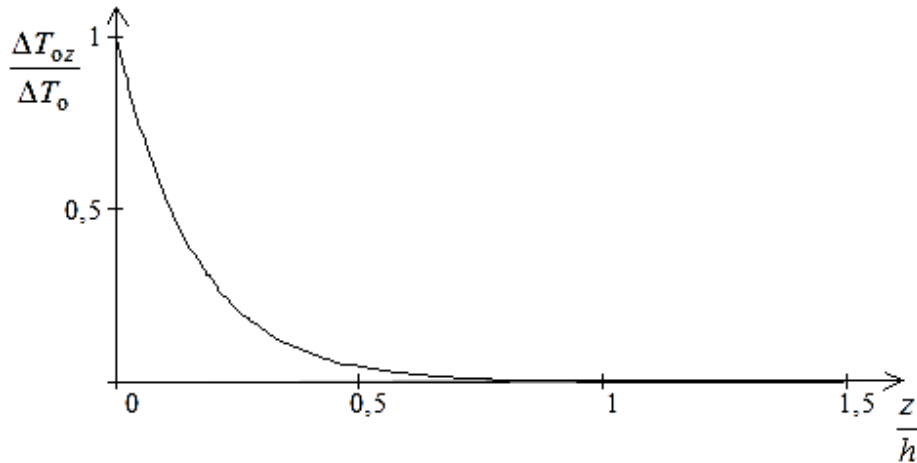


Рисунок 5.2 – Зміна відносної температури $\frac{\Delta T_{0z}}{\Delta T_0}$ з глибиною $\frac{z}{h}$ при значеннях коефіцієнта теплопровідності $\chi_T = 1,5 \cdot 10^{-6}$ м²/с

Завдання

1. Вивчити текст роботи.
2. Визначити глибину згасання амплітуди коливань температури в надрах Землі від початкового значення для добового і річного температурного циклу.
3. Визначити добові і річні коливання температури.

Порядок виконання роботи

1. Визначаємо глибину згасання амплітуди коливань температури в надрах Землі від початкового значення для добового температурного циклу.
2. Визначаємо глибину згасання амплітуди коливань температури в надрах Землі від початкового значення для річного температурного циклу.
3. Визначаємо довжину півхвилі коливань температури для добового температурного циклу.
4. Визначаємо довжину півхвилі коливань температури для річного температурного циклу.
5. Визначаємо добові коливання температури.
6. Визначаємо річні коливання температури.

Приклад

Вихідні дані:

Визначити глибину згасання амплітуди коливань температури в надрах Землі з точністю до 4,3 % від початкового значення для добового і річного температурних циклів та добові і річні коливання температури, якщо:

- добові коливання температури на поверхні – $\Delta T_{д.п} = \pm 10^\circ\text{C}$;
- річні коливання температури на поверхні – $\Delta T_{р.п} = \pm 30^\circ\text{C}$;
- коефіцієнт температуропровідності – $\chi_t = 5 \times 10^{-3} \text{ м}^2/\text{Год}$.

Розв'язання:

1. Визначаємо глибину згасання амплітуди коливань температури в надрах Землі від початкового значення для добового температурного циклу:

$$h_{o(\text{доб})} = 2\sqrt{\pi \cdot \chi_t \cdot 24} = 2 \cdot \sqrt{3,14 \cdot 5 \cdot 10^{-3} \cdot 24} = 1,23 \text{ м.}$$

2. Визначаємо глибину згасання амплітуди коливань температури в надрах Землі від початкового значення для річного температурного циклу:

$$h_{o(\text{річн})} = 2\sqrt{\pi \cdot \chi_t \cdot 365 \cdot 24} = 2 \cdot \sqrt{3,14 \cdot 5 \cdot 10^{-3} \cdot 365 \cdot 24} = 23,46 \text{ м.}$$

3. Визначаємо довжину півхвилі ($h_o/2$) коливань температури для добового температурного циклу:

$$h_{o(\text{доб})}/2 = 1,23/2 = 0,615 \text{ м.}$$

4. Визначаємо довжину півхвилі ($h_o/2$) коливань температури для річного температурного циклу:

$$h_{o(\text{річн})}/2 = 23,46/2 = 11,73 \text{ м.}$$

5. Оскільки на довжині півхвилі коливань температури для добового температурного циклу амплітуда температури згасає до 4,3 % від початкового значення (протягом доби $\pm 10^\circ\text{C}$), то на глибині 0,615 м добові коливання температури будуть:

$$\Delta T_d = 0,043 \times 10^\circ\text{C} = \pm 0,43^\circ\text{C}.$$

6. Оскільки на довжині півхвилі коливань температури для річного температурного циклу амплітуда температури згасає до 4,3 % від початкового значення (протягом року $\pm 30^\circ\text{C}$), то на глибині 11,73 м річні коливання температури будуть:

$$\Delta T_p = 0,043 \times 30^\circ\text{C} = \pm 1,29^\circ\text{C}.$$

Відповідь: $h_{o(\text{доб})} = 1,23 \text{ м}$; $h_{o(\text{річн})} = 23,46 \text{ м}$; $\Delta T_d = \pm 0,43^\circ\text{C}$; $\Delta T_p = \pm 1,29^\circ\text{C}$.

Вихідні дані для виконання практичної роботи подано в таблиці 5.1.

Таблиця 5.1 – Вихідні дані

Варіанти	$\Delta T_{\text{д.п.}}, ^\circ\text{C}$	$\Delta T_{\text{р.п.}}, ^\circ\text{C}$	$\chi_t, \text{м}^2/\text{год}$
1	5	20	1×10^{-3}
2	6	21	2×10^{-3}
3	7	22	3×10^{-3}
4	8	23	4×10^{-3}
5	9	24	5×10^{-3}
6	10	25	6×10^{-3}
7	11	26	7×10^{-3}
8	12	27	8×10^{-3}
9	13	28	9×10^{-3}
10	14	29	10×10^{-3}
11	15	30	1×10^{-3}
12	16	31	2×10^{-3}
13	17	32	3×10^{-3}
14	18	33	4×10^{-3}
15	19	34	5×10^{-3}
16	20	35	6×10^{-3}
17	5	36	7×10^{-3}
18	6	37	8×10^{-3}
19	7	38	9×10^{-3}
20	8	39	10×10^{-3}
21	9	40	1×10^{-3}
22	10	20	2×10^{-3}
23	11	21	3×10^{-3}
24	12	22	4×10^{-3}
25	13	23	5×10^{-3}
26	14	24	6×10^{-3}

Контрольні запитання

1. Від чого залежать періодичні коливання температури на поверхні Землі?
2. Що розуміють під коефіцієнтом температуропровідності?
3. Що розуміють під теплопровідністю?

6 ВИЗНАЧЕННЯ ГЛИБИНИ ЗАЛЯГАННЯ НЕЙТРАЛЬНОГО ТЕМПЕРАТУРНОГО ШАРУ

Мета роботи

Набуття практичних навичок визначення глибини залягання нейтрального температурного шару.

Основні теоретичні положення

У надрах родовищ температура зростає з глибиною, починаючи від так званого «нейтрального шару» з постійною температурою. Глибину залягання нейтрального температурного шару можна оцінити аналітично або визначити експериментально шляхом дослідження змін температури у простоювальній свердловині.

Середня температура поверхні Землі становить приблизно 15 °С, а її добові коливання згасають на глибині 1–2 м, а сезонні – на 10–30 м. Глибину згасання сезонних коливань називають *нейтральним рівнем (шаром)*, температура якого стала і дорівнює середньорічній температурі ґрунту певної місцевості. Із заглибленням у надра Землі температура зростає, що відображає *геотермічний градієнт* G_T , який є зміною температури T зі зміною глибини z .

Геотермічний градієнт відносять до 100 м. Величина, обернена до геотермічного градієнта, називається *геотермічним ступенем*. Геотермічний градієнт різний для різних глибин (шарів порід) і територій (0,014–0,035 К/м; середньостатистичне значення 0,03 К/м; в активних тектонічних зонах може сягати 0,12 К/м. Геотермічний градієнт усереднюють для усього розрізу порід.

Температуру пласта залежно від глибини можна записати рівнянням геотермії:

$$T = T_0 + G_T z, \quad (6.1)$$

де T – пластова температура, К;

T_0 – температура нейтрального шару, К;

z – глибина залягання пласта, яку вимірюють від нейтрального шару, м.

Періодичні коливання температури на поверхні Землі зменшуються з глибиною за експоненціальним законом і запізнюються вздовж шляху поширення, нагадуючи рух швидко згасаючих хвиль.

Амплітуда коливань температури згасає з глибиною за формулою:

$$\Delta T_{0z} = \Delta T_0 \cdot e^{-2\pi \frac{z}{h_0}}, \quad (6.2)$$

де ΔT – амплітуда коливань температури на глибині z , К;

ΔT_0 – амплітуда коливань температури на поверхні Землі за $z = 0$, К;

h_o – довжина теплопровідної хвилі, м.

На глибині півхвилі $h_o/2$ амплітуда коливань температури згасає до 4,3 % початкового значення і запізнюється в часі на половину періоду $t_o/2$. На глибині, що дорівнює довжині хвилі h_o , амплітуда згасає до 0,2 % свого значення на поверхні, що вже важко зафіксувати приладами, тобто вона практично зникає (рис. 6.1).

Наближено глибину залягання нейтрального шару можна визначити за формулою довжини теплопровідної хвилі:

$$h_o = 2\sqrt{\pi \cdot \chi_T \cdot t_o}, \quad (6.3)$$

де χ_T – коефіцієнт температуропровідності (залежно від флюїдонасиченості, віку і типу порід χ_T становить $(0,4 - 1,5) \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$).

t_o – період коливань температури (доба, або рік), с.

Коефіцієнт температуропровідності χ_T , $\text{м}^2/\text{с}$ пов'язаний з коефіцієнтом теплопровідності λ , $\text{Вт}/(\text{м} \cdot \text{К})$ співвідношенням:

$$\chi_T = \frac{\lambda}{c \cdot \rho}, \quad (6.4)$$

де c – питома теплоємність, $\text{Дж}/(\text{кг} \cdot \text{К})$;

ρ – густина, $\text{кг}/\text{м}^3$.

Питома теплоємність і густина гірських порід становлять відповідно 700–1 100 $\text{Дж}/(\text{кг} \cdot \text{К})$ і 2 300–3 000 $\text{кг}/\text{м}^3$.

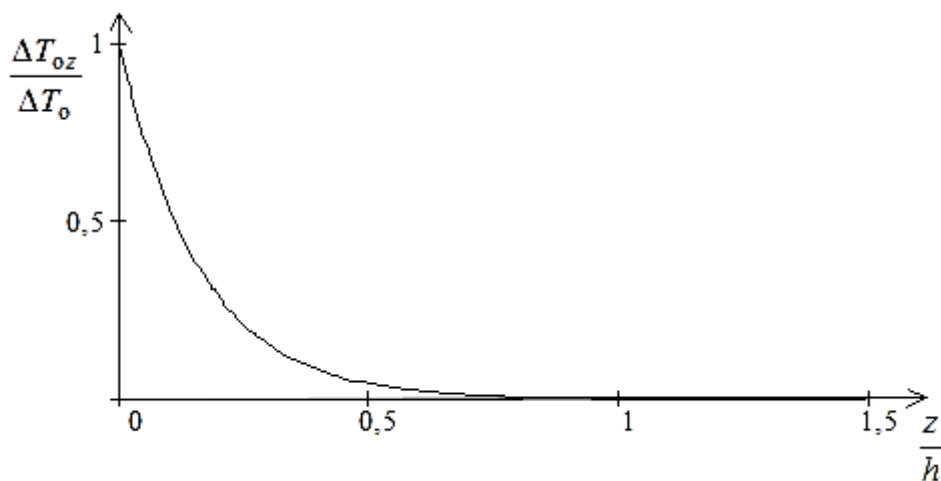


Рисунок 6.1 – Зміна відносної температури $\frac{\Delta T_{oz}}{\Delta T_o}$ з глибиною $\frac{z}{h}$ при значеннях коефіцієнта температуропровідності $\chi_T = 1,5 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$

Завдання

1. Вивчити текст роботи.

2. Визначити глибину залягання нейтрального температурного шару згідно з завданням.

Порядок виконання роботи

1. Знаходимо амплітуду коливань температури на поверхні Землі (ΔT_0).
2. Знаходимо глибину залягання нейтрального температурного шару (z).

Приклад

Вихідні дані:

Визначити глибину залягання нейтрального температурного шару (z), якщо:

- найвища середня температура на поверхні ґрунту – $t_{\max} = +37^\circ\text{C}$;
- найнижча – $t_{\min} = -27^\circ\text{C}$ (морозу);
- коефіцієнт теплопроводності порід – $\chi_T = 5 \times 10^{-3} \text{ м}^2/\text{год}$.

За глибину залягання нейтрального шару взяти глибину, на якій зміна температури не перевищує похибки термометра, $\Delta T_{0z} = \pm 0,5 \text{ К}$.

Розв'язання:

1. Знаходимо амплітуду коливань температури на поверхні Землі (ΔT_0):

$$\Delta T_0 = (|37| + |23|) : 2 = 30^\circ\text{C}.$$

2. Із формули (6.1) з урахуванням формули (6.2) знаходимо глибину залягання нейтрального температурного шару (z):

Для розрахунків приймаємо період коливань температури $t_0 = 1$ рік.

$$\begin{aligned} z &= -\frac{h_0}{2\pi} \cdot \ln \frac{\Delta T_{0z}}{\Delta T_0} = -\frac{\sqrt{\pi \cdot \chi_T \cdot t_0}}{\pi} \cdot \ln \frac{\Delta T_{0z}}{\Delta T_0} = \\ &= -\frac{\sqrt{3,14 \cdot 5 \cdot 10^{-3} \cdot 365 \cdot 24}}{3,14} \cdot \ln \frac{0,5}{30} = 15,28 \text{ м} \end{aligned}$$

Відповідь: $z = 15,28 \text{ м}$.

Вихідні дані для виконання практичної роботи наведені в таблиці 6.1.

Таблиця 6.1 – Вихідні дані

Варіанти	$t_{\max}, ^\circ\text{C}$	$t_{\min}, ^\circ\text{C}$	$\chi_T, \text{ м}^2/\text{год}$	$\Delta T_{0z}, \text{ К}$
1	2	3	4	5
1	20	-30	1×10^{-3}	$\pm 0,5$
2	21	-29	2×10^{-3}	$\pm 0,5$
3	22	-28	3×10^{-3}	$\pm 0,5$
4	23	-27	4×10^{-3}	$\pm 0,5$

Продовження таблиці 6.1

1	2	3	4	5
5	24	– 26	5×10^{-3}	$\pm 0,5$
6	25	– 25	6×10^{-3}	$\pm 0,5$
7	26	– 24	7×10^{-3}	$\pm 0,5$
8	27	– 23	8×10^{-3}	$\pm 0,5$
9	28	– 22	9×10^{-3}	$\pm 0,5$
10	29	– 21	10×10^{-3}	$\pm 0,5$
11	30	– 20	1×10^{-3}	$\pm 0,5$
12	31	– 19	2×10^{-3}	$\pm 0,5$
13	32	– 18	3×10^{-3}	$\pm 0,5$
14	33	– 17	4×10^{-3}	$\pm 0,5$
15	34	– 16	5×10^{-3}	$\pm 0,5$
16	35	– 15	6×10^{-3}	$\pm 0,5$
17	36	– 14	7×10^{-3}	$\pm 0,5$
18	37	– 13	8×10^{-3}	$\pm 0,5$
19	38	– 12	9×10^{-3}	$\pm 0,5$
20	39	– 11	10×10^{-3}	$\pm 0,5$
21	40	– 10	1×10^{-3}	$\pm 0,5$
22	41	– 9	2×10^{-3}	$\pm 0,5$
23	42	– 8	3×10^{-3}	$\pm 0,5$
24	43	– 7	4×10^{-3}	$\pm 0,5$
25	44	– 6	5×10^{-3}	$\pm 0,5$
26	45	– 5	6×10^{-3}	$\pm 0,5$

Контрольні запитання

1. Що розуміють під нейтральним температурним шаром?
2. Як можна визначити глибину залягання нейтрального температурного шару?
3. Від чого залежать періодичні коливання температури на поверхні Землі?

7 ВИЗНАЧЕННЯ ГУСТИНИ ФЛЮЇДУ І ТИСКУ У СВЕРДЛОВИНІ

Мета роботи

Набуття практичних навичок визначення густини флюїду і тиску у свердловині.

Основні теоретичні положення

Тиск нерухомого стовпа рідини

Стискувальна напружка, яка виникає всередині рідини, що перебуває у спокої, називається *гідростатичним тиском*. Закон розподілу гідростатичного тиску рідини вздовж вертикальної координати математично описується *основним рівнянням гідростатики*:

$$p = p_0 \pm \rho \cdot g \cdot h, \quad (7.1)$$

де p – гідростатичний тиск у деякій точці, Па;

p_0 – зовнішній тиск на задану поверхню рівня рідини, Па;

ρ – густина нестисливої рідини, кг/м³;

g – прискорення вільного падіння, м/с²;

h – глибина занурення чи висота перевищення точки, що розглядається відносно рівня рідини із заданим тиском p_0 , м.

У цьому рівнянні береться знак «плюс» при зануренні розглядуваної точки під поверхню розділу рідини і газу (під вільну поверхню, на яку діє зовнішній тиск p_0 ,) і знак «мінус» – при знаходженні розглядуваної точки над рівнем рідини з відомим гідростатичним тиском p_0 (наприклад, рівень водонафтового контакту у свердловині).

Величину $\rho \cdot g \cdot h$ називають *ваговим тиском*, тоді *повний (абсолютний) гідростатичний тиск* дорівнює сумі зовнішнього p_0 і вагового тисків. Ваговий тиск можна ще записати як відношення сили тяжіння стовпа рідини до площі основи, на яку вона діє. Але це справедливо тільки для вертикальної циліндричної посудини (вертикальної свердловини), а не для зрізаного конуса чи похилого циліндра («гідростатичний парадокс»).

Густина рідини дуже слабо залежить від тиску і температури. Їхній спільний вплив можна врахувати за формулою:

$$\rho = \rho_0 \cdot e^{\beta_p(p-p_0)-\beta_T(T-T_0)} \approx \rho_0[1 + \beta_p(p - p_0) - \beta_T(T - T_0)], \quad (7.2)$$

де ρ, ρ_0 – густина рідини за тисків і температур відповідно p, T і p_0, T_0 , кг/м³;

β_p – коефіцієнт об'ємної пружності (об'ємного стиснення) рідини, Па⁻¹;

β_T – коефіцієнт термічного (температурного чи теплового) розширення, К⁻¹.

Коефіцієнт β_p становить:

- для води при 20 °С становить $0,47 \times 10^{-9} \text{ Па}^{-1}$;
- для розгазованої нафти – $0,74 \times 10^{-9} \text{ Па}^{-1}$;
- для газонасиченої нафти (при тиску вище тиску насичення нафти газом в інтервалі температур 20–150 °С) – $1,4 \times 10^{-9} - 4 \times 10^{-9} \text{ Па}^{-1}$.

Отже, під час підвищення тиску на 20 МПа густина води, розгазованої і газонасиченої нафти підвищується відповідно тільки на 0,94; 1,48; 2,8–8 %.

Коефіцієнт β_T для води зростає з підвищенням тиску і температури від $0,14 \times 10^{-4} \text{ К}^{-1}$ (при 273 К і 0,1 МПа) до $7 \times 10^{-4} \text{ К}^{-1}$ (при 373 К і 10 МПа), а для розгазованої нафти (за нормальних умов) становить $(6 - 8) \times 10^{-6} \text{ К}^{-1}$, тобто під час підвищення температури на 100 К густина води зменшується на 0,14–7 %, нафти – на 6–8 %.

Отже, у межах змін тисків і температур, які спостерігаються на практиці, з точністю, цілком достатньою для більшості інженерних розрахунків, густину рідини можна вважати постійною.

Завдання

1. Вивчити текст роботи.
2. Визначити густину прісної води на вибої свердловини, яка тривало простоє.
3. Визначити тиск у свердловині на глибині 3 000 м, яка заповнена пластовою водою і тривало простоє.

Порядок виконання роботи

1. Знаходимо густину прісної води на вибої свердловини, яка тривало простоє.
2. Знаходимо тиск у свердловині на глибині 3 000 м, яка заповнена пластовою водою і тривало простоє.

Приклад

Вихідні дані:

1. Визначити густину прісної води на вибої свердловини, яка тривало простоє, якщо:
 - глибина свердловини $h = 2\,000 \text{ м}$;
 - геотермічна температура становить $T = 61,7 \text{ °С}$;
 - тиск на вибої свердловини $p = 20 \text{ МПа}$;
 - коефіцієнт об'ємної пружності (об'ємного стиснення) рідини $\beta_p = 0,47 \times 10^{-9} \text{ Па}^{-1}$;

– коефіцієнт термічного (температурного чи теплового) розширення $\beta_T = 7 \times 10^{-4} \text{ K}^{-1}$;

– густина прісної води $\rho_0 = 1\,000 \text{ кг/м}^3$ за стандартних умов ($p_0 = 0,1 \text{ МПа}$ і $T_0 = 293 \text{ К}$).

2. Визначити тиск у свердловині на глибині 3 000 м, яка заповнена пластовою водою і тривало простоє:

– тиск у свердловині на глибині $h = 2\,500 \text{ м}$ виміряний свердловинним (глибинним) манометром $p_0 = 24 \text{ МПа}$;

– густина пластової води у свердловині становить $\rho = 1\,050 \text{ кг/м}^3$.

Розв'язання:

1. Визначаємо густину прісної води на вибої свердловини, яка тривало простоє за формулою (7.2):

$$\rho = 1\,000 \cdot [1 + 0,47 \times 10^{-9} \cdot (20 - 0,1) \cdot 10^6 - 0,7 \times 10^{-3} \cdot (273,10 + 61,7 - 293)] = 980,058 \text{ кг/м}^3.$$

2. Знаходимо тиск у свердловині на глибині 3 000 м за формулою (7.1):

$$p = 24 \cdot 10^6 + 1050 \cdot (3000 - 2500) \cdot 9,81 = 29,15 \cdot 10^6 \text{ Па}$$

Відповідь: 1. $\rho = 980,058 \text{ кг/м}^3$; 2. $p = 29,15 \times 10^6 \text{ Па}$.

Вихідні дані для виконання практичної роботи подано в таблиці 7.1.

Таблиця 7.1 – Вихідні дані

Варіант	$h, \text{ м}$	$T, ^\circ\text{C}$	$p, \text{ МПа}$
1	2	3	4
1	4 000	107,7	41,2
2	4 010	107,9	41,3
3	4 020	108,1	41,4
4	4 030	108,4	41,5
5	4 040	108,6	41,6
6	4 050	108,8	41,7
7	4 060	109,1	41,8
8	4 070	109,3	41,9
9	4 080	109,5	42,0
10	4 090	109,7	42,1
11	4 100	110,0	42,2
12	4 110	110,2	42,3
13	4 120	110,4	42,4
14	4 130	110,6	42,5
15	4 140	110,8	42,6
16	4 150	111,1	42,7
17	4 160	111,3	42,8

Продовження таблиці 7.1

1	2	3	4
18	4 170	111,6	42,9
19	4 180	111,8	43,0
20	4 190	112,0	43,2
21	4 200	112,3	43,3
22	4 210	112,5	43,4
23	4 220	112,7	43,5
24	4 230	112,9	43,6
25	4 240	113,2	43,7
26	4 250	113,4	43,8

Контрольні запитання

1. Що називається гідростатичним тиском?
2. Який вигляд має основне рівняння гідростатики?
3. Що називають ваговим тиском?

8 ВИЗНАЧЕННЯ ОСНОВНИХ ПОКАЗНИКІВ ФОНТАНУВАННЯ НАФТИ

Мета роботи

Набуття практичних навичок визначення граничних умов фонтанування нафтової свердловини.

Основні теоретичні положення

Підйом нафти у свердловині на поверхню під дією пластової енергії називається *фонтануванням*, а спосіб експлуатації свердловин – *фонтанним*.

Правильна експлуатація фонтанної свердловини зводиться до забезпечення якомога більшого терміну фонтанування і найбільш раціональних витрат пластової енергії. У переважній більшості випадків правильна експлуатація фонтанних свердловин досягається шляхом обмеження дебіту свердловини.

Практика експлуатації свердловин показує, що в переважній більшості випадків фонтанування відбувається одночасно завдяки гідростатичному напору та енергії газу, що розширюється. У таких фонтанних свердловинах привибійна зона заповнена нафтою з розчиненим у ній газом, тобто однією фазою. У міру підйому нафти у свердловині до гирла тиск зменшується, і коли він стає рівним тиску насичення нафти газом, із неї починає виділятися розчинений газ, тобто друга фаза.

Двофазний потік поділяють на три основні режими руху:

- 1) режим піни (рис. 8.1, а), за якого бульбашки газу більш або менш рівномірно розподілені в потоці нафти;

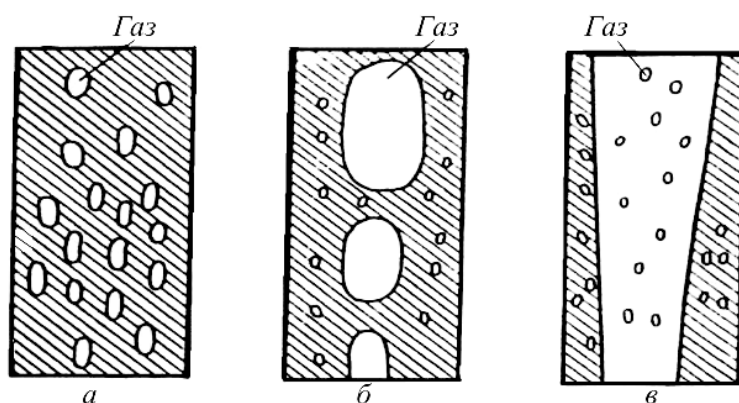


Рисунок 8.1 – Основні режими руху газу в нафтовій свердловині

а) режим піни; б) «чіточний» режим; в) режим туману

2) «чіточний» режим (рис. 8.1, б), коли газ, що розширюється, утворює в потоці нафти великі бульбашки;

3) режим «туману» (рис. 8.1, в), за якого потік газу рухається по центру труби і захоплює за собою краплинки нафти.

На практиці зустрічаються всі три види руху двофазного потоку. У деяких свердловинах всі ці режими можуть існувати одночасно: у нижній частині свердловини – режим піни, у середній частині – «чіточний» режим, а в гирловій частині – режим туману.

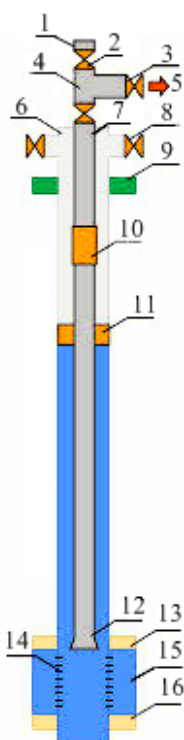


Рисунок 8.2 – Обладнання фонтанної свердловини:

- 1 – лубрикатор; 2 – лубрикаторна засувка; 3 – буферна засувка;
- 4 – фонтанна арматура;
- 5 – продукція; 6 – експлуатаційна колона;
- 7 – колона НКТ; 8 – затрубна засувка; 9 – рівень поверхні землі;
- 10 – противикидне обладнання;
- 11 – пакер; 12 – воронка; 13 – покрівля пласта; 14 – перфораційні отвори; 15 – продуктивний пласт;
- 16 – підшви пласта

Обладнання фонтанних свердловин поділяється на наземне та підземне. До підземного обладнання відносяться насосно-компресорні труби (НКТ). Це труби невеликих діаметрів – 27, 33, 42, 48, 60, 73, 89, 102, 114 мм довжиною 5,5–10 м, які з'єднуються між собою за допомогою муфт. НКТ спускають у середину експлуатаційної колон і по них нафта надходить на поверхню.

До наземного обладнання відноситься фонтанна арматура, яка встановлюється на колонну головку свердловини, а також маніфольд.

Фонтанна арматура призначена для герметизації гирла нафтових та газових свердловин, запобігання міжколонним перетокам, приєднання пристроїв для дослідження свердловин та проведення технологічних операцій, забезпечення експлуатації свердловин, що експлуатуються фонтанним або механізованим способом, забезпечення безперервності роботи свердловини.

Фонтанна арматура – один із найважливіших пристроїв у нафтогазовій області.

Пристрої та механізми фонтанної арматури монтуються на гирлі фонтануючої свердловини.

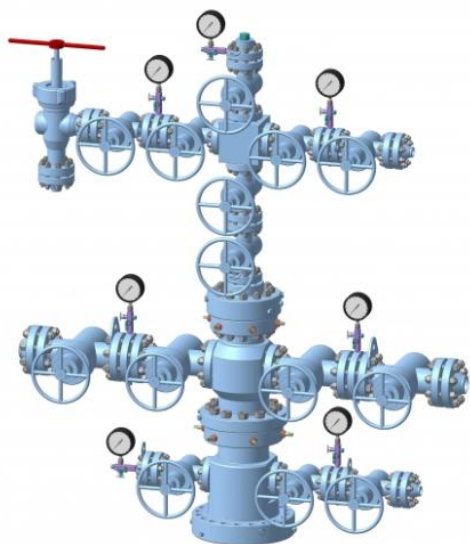


Рисунок 8.3 – Фонтанна арматура
АФ6 100/100 × 14

Фонтанна арматура повинна витримувати великий тиск (у випадку повного закриття фонтанної свердловини), давати можливість проводити вимірювання тиску як у ліфтових трубах, так і на виході продукції із свердловини, давати змогу випускати чи заполювати газ у процесі освоєння свердловини.

Фонтанна арматура включає трубну головку і фонтанну ялинку.

Трубна головка застосовується для герметизації та підвіски ліфтових колон, це особливо ефективно при концентричному або паралельному спуску колон у свердловину.

Фонтанна ялинка призначена: для спрямування потоку продукції свердловини у викидну лінію на вимірювальну установку; регулювання технологічного режиму експлуатації свердловини; для забезпечення спуску у свердловину приладів; для закриття свердловини; для контролю тиску на гирлі (на буфері) свердловини.

Фонтанна ялинка повинна розподіляти та регулювати продукцію, яка виходить зі свердловини.

Колонна головка застосовується для підвішування обсадних колон, герметизації простору між трубами та контролю тиску в трубах.

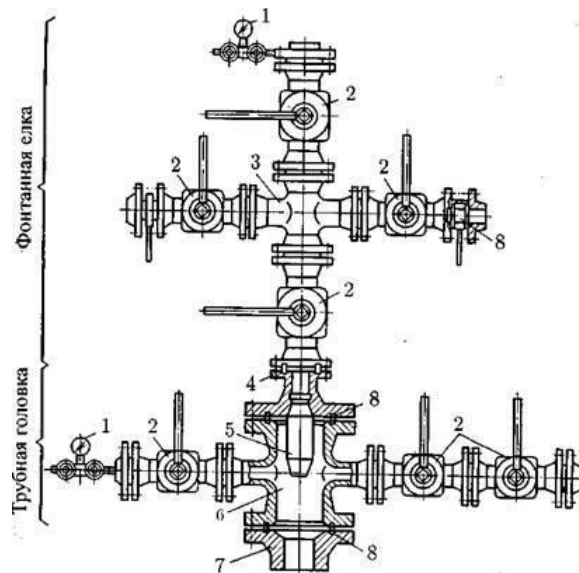


Рисунок 8.4 – Фонтанна арматура хрестового типу:

1 – манометри, 2 – кранові засувки, 3, 6 – хрестовики, 4 – котушка, 5 – патрубок, 7 – колонна головка; 8 – ущільнювальне кільце

Завдання

1. Вивчити текст роботи.
2. Визначити мінімальний пластовий тиск фонтанування свердловини.

Порядок виконання роботи

1. Знаходимо коефіцієнт розчинності газу в нафті.
2. Знаходимо ефективний газовий фактор.
3. Визначимо середню густину нафти.
4. Визначаємо густину рідини (нафто-водяної суміші).
5. Визначаємо максимальну довжину газорідинного підйомника.
6. Визначаємо мінімальний вибійний тиск фонтанування.

Приклад

Вихідні дані:

Визначити мінімальний пластовий тиск фонтанування свердловини якщо:

- глибина свердловини $L = 1\,750$ м;
- внутрішній діаметр НКТ $d = 62$ мм;
- протитиск на гирло $p_r = 0,4$ МПа;
- тиск насичення $p_{\text{нас}} = 8,65$ МПа;
- газовий фактор $G = 56,4$ м³/т;
- густина пластової нафти $\rho_{\text{н.пл}} = 760$ кг/м³;
- густина дегазованої нафти $\rho_{\text{н.д}} = 860$ кг/м³;

- обводненість продукції $n_v = 10 \%$;
 - густина пластової води $\rho_v = 1180 \text{ кг/м}^3$.
- Азот у супутньому газі відсутній.

Розв'язання:

1. Знаходимо коефіцієнт розчинності:

$$\alpha = \frac{\Gamma \cdot \rho_{н.д}}{[10^3 \cdot (p_{нас} - 0,1) \cdot 10^6]} = 56,4 \cdot \frac{860}{[(8,65 - 0,1) \cdot 10^9]} = 5,7 \cdot 10^{-6} \text{ МПа}^{-1}.$$

2. Знаходимо ефективний газовий фактор:

$$\begin{aligned} \Gamma_{\text{еф}} &= \frac{\Gamma - 10^3 \cdot p_{\Gamma} \cdot \frac{\alpha}{\rho_{н.д}}}{2} \cdot \left(1 - \frac{n_v}{100}\right) = \\ &= \frac{56,4 - 10^3 \cdot 0,4 \cdot 10^6 \cdot 5,7 \cdot 10^{-6} / 860}{2} \cdot \left(1 - \frac{10}{100}\right) = 24,2 \text{ м}^3/\text{т} \end{aligned}$$

Під час зменшення вибійного тиску довжина газорідинного підйомника збільшується, що веде до зростання необхідної питомої витрати газу, і коли питома витрата стане дорівнювати ефективному газовому фактору, процес фонтанування зупиниться.

3. Продукція свердловин обводнена. Визначимо середню густину нафти:

$$\rho_n = (\rho_{н.д} + \rho_{н.пл})/2 = (860 + 760)/2 = 810 \text{ кг/м}^3$$

4. Визначаємо густину рідини.

Для наближеного врахування відносного руху води в нафті при визначенні густини рідини використовуємо масову обводненість продукції:

$$\begin{aligned} \rho_p &= \rho_n (1 - n_v/100) + \rho_v \cdot n_v/100 = 810 \cdot \left(1 - \frac{10}{100}\right) + 1180 \cdot \\ &\cdot 10/100 = 847 \text{ кг/м}^3 \end{aligned}$$

5. Максимальна довжина газорідинного підйомника:

$$\begin{aligned} H_{\text{max}} &= 0,5 \cdot \left[h + \sqrt{h^2 + 10,31 \cdot \Gamma_{\text{еф}} \cdot d^{0,5} \cdot h \cdot \log(p_{нас}/p_{\Gamma})} \right] = 0,5 \cdot \\ &\left[993 + \sqrt{993^2 + 10,31 \cdot 24,2 \cdot 62^{0,5} \cdot 993 \cdot \log(8,65/0,4)} \right] = 1444 \text{ м}, \end{aligned}$$

де

$$h = (p_{нас} - p_{\Gamma})/(\rho_p \cdot g) = (8,65 - 0,4) \cdot 10^6 / (847 \cdot 9,81) = 993 \text{ м}.$$

6. Мінімальний вибійний тиск фонтанування:

$$\begin{aligned} p_{\text{виб. min}} &= p_{нас} + (L - H_{\text{max}}) \cdot \rho_{p1} \cdot g = 8,65 + (1750 - 1444) \cdot 802 \cdot 9,81 \cdot 10^{-6} \\ &= 11,06 \text{ МПа} \end{aligned}$$

де:

$$\begin{aligned} p_{p1} &= \rho_{н.пл} (1 - n_v/100) \\ &+ \rho_v \cdot n_v/100 = 760 \cdot (1 - 10/100) + 1180 \cdot 10/100 = 802 \text{ кг/м}^3 \end{aligned}$$

Відповідь: отже, за наведених умов свердловина, яка обладнана НКТ з внутрішнім діаметром НКТ 62 мм з обводненістю 10 %, зупинить фонтанування за умови зниження вибійного тиску нижче 11,06 МПа.

Вихідні дані для виконання практичної роботи подано в таблиці 8.1.

Таблиця 8.1 – Вихідні дані

Варіанти	L , м	d , мм	p_r , МПа	$\rho_{н.пл}$, кг/м ³	$\rho_{н.д}$, кг/м ³	n_v , %	ρ_v , кг/м ³
1	1 400	62	0,2	660	760	5	1 000
2	1 420	62	0,3	670	770	6	1 010
3	1 440	62	0,4	680	780	7	1 020
4	1 460	62	0,5	690	790	8	1 030
5	1 480	62	0,2	700	800	9	1 040
6	1 500	62	0,3	710	810	10	1 050
7	1 520	62	0,4	720	820	11	1 060
8	1 540	62	0,5	730	830	12	1 070
9	1 560	62	0,2	740	840	13	1 080
10	1 580	62	0,3	750	850	14	1 090
11	1 600	62	0,4	760	760	15	1 100
12	1 620	62	0,5	770	770	5	1 110
13	1 640	62	0,2	780	780	6	1 120
14	1 660	62	0,3	790	790	7	1 130
15	1 680	62	0,4	700	800	8	1 140
16	1 700	62	0,5	710	810	9	1 150
17	1 720	62	0,2	720	820	10	1 160
18	1 740	62	0,3	730	830	11	1 170
19	1 760	62	0,4	740	840	12	1 180
20	1 780	62	0,5	750	850	13	1 190
21	1 800	62	0,2	760	760	14	1 200
22	1 820	62	0,3	770	770	15	1 160
23	1 840	62	0,4	780	780	5	1 170
24	1 860	62	0,5	790	790	6	1 180
25	1 880	62	0,2	700	800	7	1 190
26	1 900	62	0,3	710	810	8	1 200

Контрольні запитання

1. Як називається спосіб підйому нафти зі свердловини на поверхню з використанням пластової енергії?

2. Який спосіб експлуатації свердловин називається фонтанним?
3. Завдяки яким енергіям відбувається фонтанування свердловин у переважній більшості випадків?
4. Яке обладнання відносяться до підземного обладнання видобувних свердловин?
5. Яке обладнання відносяться до наземного обладнання видобувних свердловин?
6. Для чого призначена фонтанна арматура?
7. Яке обладнання входить до складу фонтанної арматури?
8. Яке призначення трубної головки?
9. Яке призначення фонтанної ялинки?
10. Яке призначення колонної головки?

9 ВИЗНАЧЕННЯ ВТРАТИ ТИСКУ НА ТЕРТЯ В НАФТОВІЙ СВЕРДЛОВИНІ

Мета роботи

Набуття практичних навичок визначення втрати тиску на тертя під час підйому нафти із свердловини.

Основні теоретичні положення

Гідравлічні втрати тиску

Гідравлічні втрати тиску $\Delta p_{\text{вт}}$ (чи напору) розділяють на втрати тиску на тертя по довжині та на місцеві втрати тиску. Для розрахунку *гідравлічних втрат тиску на тертя* по довжині $\Delta p_{\text{т}}$ використовують *формулу Дарсі – Вейсбаха* (іноді називають формулою Дарсі або Вейсбаха – Дарсі), Па:

$$\Delta p_{\text{т}} = \lambda \cdot \frac{l}{d} \cdot \frac{\rho \cdot w^2}{2}, \quad (9.1)$$

де λ – безрозмірний *коефіцієнт гідравлічного опору* (коефіцієнт гідравлічних втрат тиску чи напору на тертя по довжині або коефіцієнт Дарсі);

l – довжина труби, м;

d – внутрішній діаметр труби, м;

w – середня швидкість руху рідини в трубі, м/с.

При потоці рідини в кільцевому (міжтрубному) просторі діаметр труби d виражається через *гідравлічний радіус*, тобто

$$D = 4 \cdot R_{\text{г}}, \quad (9.2)$$

де $R_{\text{г}}$ – гідравлічний радіус, що визначається відношенням площі живого перерізу потоку ω до змоченого периметра русла χ , м:

$$R_{\text{г}} = \frac{\omega}{\chi}. \quad (9.3)$$

Для кільцевого потоку:

$$R_{\text{г}} = \frac{D - d_3}{4} \quad (9.4)$$

тобто

$$d = D - d_3, \quad (9.5)$$

де D , d_3 – відповідно внутрішній діаметр зовнішньої труби і зовнішній діаметр внутрішньої труби.

Коефіцієнт гідравлічного опору λ визначають аналітично або графічно (з використанням графіка Кольбрука – Уайта чи Нікурадзе) залежно від безрозмірного числа (*критерія*) *Рейнольдса* (рис. 9.1, 9.2):

$$Re = \frac{w \cdot d}{\nu}, \quad (9.6)$$

де ν – кінематичний коефіцієнт в'язкості рідини, м²/с.

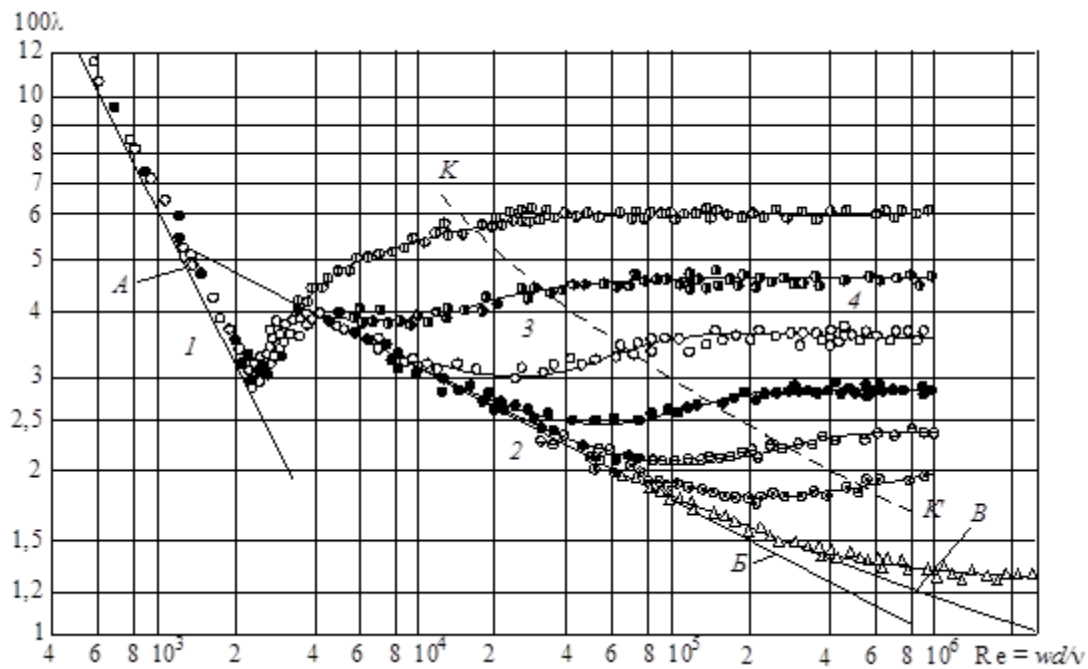


Рисунок 9.1 – Залежність гідрравлічного коефіцієнта тертя від числа Рейнольдса для круглих труб з рівнозернистою (пісочною) шорсткістю (за даними досліджень Нікурадзе):

1 – 2 – зони ламінарного і гладкостінного режимів; 3 – 4 – зони доквадратичного і квадратичного опорів; K – K' – наближена нижня границя квадратичного режиму; A – розрахунок за формулою $\lambda = 64/Re$; B – розрахунок за формулою $\lambda = 0,3164/Re^{0,25}$; B – розрахунок за формулою Прандтля $1/\sqrt{\lambda} = 2 \cdot \log(Re \cdot \sqrt{\lambda}) - 0,8$

Критерій Рейнольдса характеризує співвідношення сил інерції та в'язкості. Для аналітичного визначення λ використовують такі формули:

– за $0 \leq Re \leq 2320$ – перша зона тертя – ламінарний режим руху рідини

$$\lambda = \frac{64}{Re} \quad (\text{формула Стокса}); \quad (9.7)$$

– за $2320 < Re \leq 10 d/\Delta$ – друга зона – зона гідрравлічно-гладких труб при турбулентному режимі

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}} \quad (\text{формула Блазіуса}); \quad (9.8)$$

– за $10d/\Delta < Re \leq 500d/\Delta$ – третя зона – зона змішаного опору при турбулентному режимі

$$\lambda = 0,11 \cdot \left[\left(\frac{\Delta}{d} \right) + \left(\frac{68}{Re} \right)^{0,25} \right] \quad (\text{формула Альтшуля}); \quad (9.9)$$

– за $Re > 500 d/\Delta$ – четверта зона – зона квадратичного опору при турбулентному режимі

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{\Delta}{d}\right)^{0,25} \quad (\text{формула Шифринсона}), \quad (9.10)$$

де Δ – еквівалентна шорсткість труб, яка наведена в таблиці 9.1.

Таблиця 9.1 – Еквівалентна шорсткість труб

Труби	Δ , мм
Сталеві суцільнотягнуті нові	0,02–0,05
Сталеві суцільнотягнуті не нові	0,15–0,3
Сталеві зварні нові	0,04–0,1
Чавунні нові	0,25–1
Сталеві зварні і чавунні не нові	0,8–1,5
Азбоцементні нові	0,05–0,1
Азбоцементні не нові	0,6
Бетонні та залізобетонні	0,3–0,8

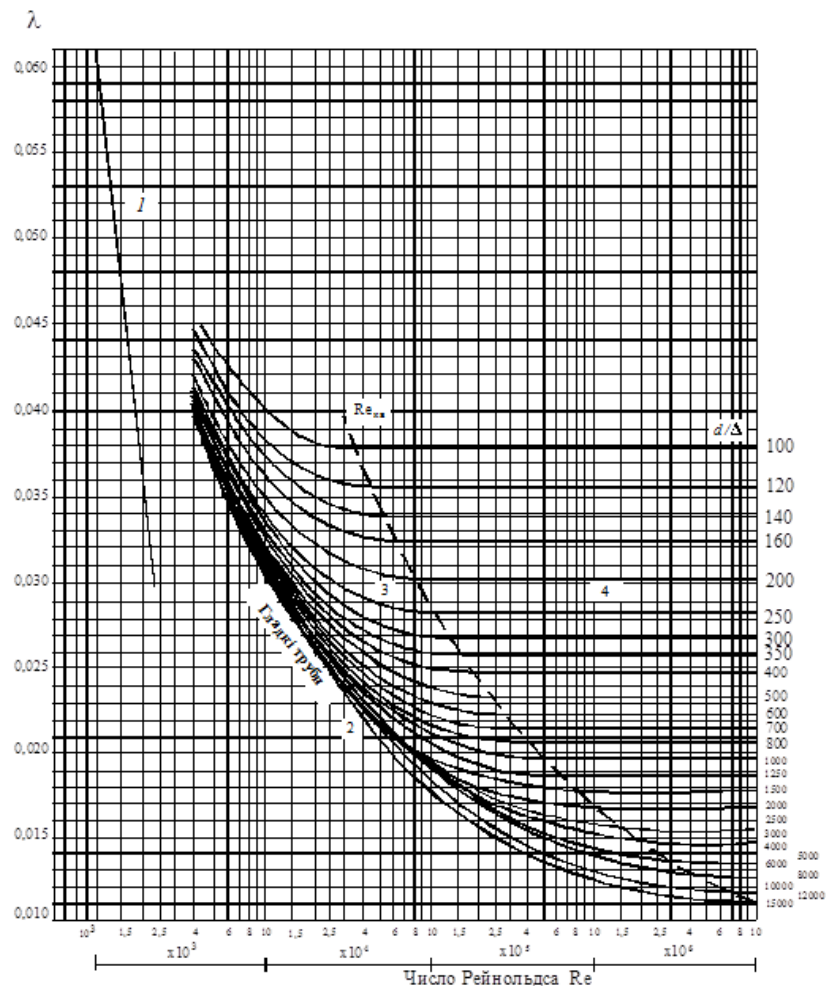


Рисунок 9.2 – Узагальнений графік коефіцієнта тертя для сталевих круглих труб із природною шорсткістю:

1 – ламінарний режим; 2 – 4 – зони відповідно гладкостінного, доквадратичного і квадратичного режимів; $Re_{кр}$ – нижнє граничне число Рейнольдса для квадратичної зони опору

Формула О. Д. Альтшуля може використовуватись для всіх зон (областей) при турбулентному режимі ($Re > 2320$), тому що при менших значеннях Re вона переходить у формулу Блазіуса ($Re \gg \Delta/d$), а при більших значеннях Re – у формулу Шифринсона ($\Delta/d \gg 68/Re$).

У нафтопромисловій інженерії при турбулентному режимі часто без обґрунтування обмежуються формулою Блазіуса (при $Re > 2320$), що є некоректним застосуванням.

Місцеві втрати тиску зумовлені гідравлічними опорами (місцевими змінами форми і розміру каналу, які викликають деформацію потоку). Місцеві втрати тиску Δp_m визначають за формулою Борда – Вейсбаха (часто просто Вейсбаха чи Борда), Па:

$$\Delta p_m = \xi_m \cdot \frac{\rho \cdot w^2}{2}, \quad (9.11)$$

де ξ_m – безрозмірний коефіцієнт місцевого опору (відношення втраченого напору до швидкісного напору);

w – середня за перерізом швидкість рідини у трубі з місцевим опором, м/с.

Якщо швидкість рідини у трубі змінюється по довжині, то за розрахункову швидкість потрібно брати більшу із швидкостей, тобто ту, яка відповідає меншому діаметру труби. Коефіцієнт ξ_m залежить від типу (схеми) опору і режиму руху. При числах Рейнольдса, менших від критичного числа Рейнольдса ($Re < Re_{кр}$), що відповідає квадратичній зоні тертя, коефіцієнт ξ_m визначається за формулою Альтшуля:

$$\xi_m = \frac{B_m}{Re} + \xi_{кв}, \quad (9.12)$$

де B_m – коефіцієнт, який задають для місцевих опорів;

$\xi_{кв}$ – коефіцієнт місцевого опору для квадратичної зони тертя (при незначному впливі в'язкості на тертя), коли $Re > Re_{кв}$.

Значення $\xi_{кв}$ і B_m наведено в таблиці 9.2.

Якщо в трубопроводі є декілька місцевих опорів, то втрати тиску на них додаються, якщо відстань між ними l_m перевищує відстань $l_{впл}$, де $l_{впл}$ – відстань між місцевими опорами, на якій починає виявлятися взаємний їхній вплив (формула Альтшуля):

$$l_{впл} = 0,5 \cdot d \cdot \xi_{кв} / \lambda \quad (9.13)$$

або наближено

$$l_{впл} \approx (40 - 60) \cdot d, \quad (9.14)$$

де λ – коефіцієнт гідравлічного опору.

Якщо відстань між двома опорами $l_m < l_{впл}$, то загальні втрати тиску менші від суми втрат:

$$\xi_{1+2} = (\xi_1 + \xi_2)k_{\text{впл}}, \quad (9.15)$$

де $k_{\text{впл}}$ – коефіцієнт впливу визначається дослідно, а для прямоотечієних запірних пристроїв залежно від відношення l_m/d береться рівним 0,6–1,0.

Місцевими втратами тиску в нафтопромисловій практиці переважно нехтують внаслідок їхньої малої величини.

Таблиця 9.2 – Значення коефіцієнтів $\xi_{\text{кв}}$ і B_m для різних опорів

Типи опорів	$\xi_{\text{кв}}$	B_m
Раптове розширення труби $[(D/d)^2 - 1]^2$	30	
Раптове звуження труби $0,5 \cdot [1 - (d/D)^2]$	30	–
Вихід із резервуара в трубу	0,5	–
Вихід із труби в резервуар	1,0	–
Пробковий кран	0,4	150
Вентиль звичайний	2,5–5	3 000–5 000
Вентиль кутовий	0,8	400
Засувка повністю відкрита	0,15	75
ступінь відкриття 0,75	0,2	350
ступінь відкриття 0,5	2,0	1 300
ступінь відкриття 0,25	2,0	3 000
Діафрагма: при $D_d/d = 0,8$	1	70
за $D_d/d = 0,63$	7	120
за $D_d/d = 0,4$	70	500
Різкий поворот труби: на кут 30°	0,155	–
на кут 45°	0,138 8	–
на кут 60°	0,555	–
на кут 90°	1,4	400
Плавний поворот на кут φ°		
за радіуса повороту $R_{\text{п}} = 1,5d$	$0,45 \cdot \frac{\varphi^\circ}{90^\circ}$	180
за радіуса повороту $R_{\text{п}} = 2,5d$	$0,42 \cdot \frac{\varphi^\circ}{90^\circ}$	180
Клапан кутовий	45	5 000
Трійник	0,3	150
Вхід у трубу з сіткою	6	–
Вхід у трубу зі зворотним клапаном	10	–

У таблиці: D, d – діаметр труби відповідно більший і менший, м;

D_d – діаметр отвору діафрагми в трубі діаметром d , м;

φ – кут повороту труби, градуси;

$R_{\text{п}}$ – радіус повороту труби діаметром d , м;

B_m – для арматури трубопроводів у зоні ламінарного руху наближено можна обчислити за формулою $B_m = 500 \cdot \xi_{\text{кв}}$.

Завдання

1. Вивчити текст роботи.
2. Визначити втрати тиску на тертя в нафтовій свердловині.
3. Визначити, у скільки разів зміняться втрати тиску на тертя, якщо динамічний коефіцієнт в'язкості нафти буде меншим у 10 разів.

Порядок виконання роботи

1. Розраховуємо відповідно для обох випадків: кінематичний коефіцієнт в'язкості, об'ємний дебіт свердловини, середню швидкість руху рідини в трубі, критерій Рейнольдса.

2. Визначаємо, яка зона тертя відповідає кожному випадку турбулентного руху: знаходимо критерії, які характеризують межі зон турбулентного тертя; коефіцієнт гідравлічного опору для руху потоку в трубах за цього режиму; втрати тиску на тертя для руху потоку в трубах.

3. Визначити, у скільки разів зміняться втрати тиску на тертя, якщо динамічний коефіцієнт в'язкості нафти буде меншим у 10 разів.

Приклад

Вихідні дані:

Визначити втрати тиску на тертя в нафтовій свердловині. У скільки разів зміняться втрати тиску на тертя, якщо динамічний коефіцієнт в'язкості нафти буде меншим у 10 разів, за таких умов:

- нафтова свердловина працює з дебітом $Q_m = 180$ т/доб;
- у свердловину опущено нові сталеві суцільнотягнуті НКТ з умовним діаметром 89 мм (внутрішній діаметр $d_{\text{вн}} = 75,9$ мм);
- глибина спуску НКТ $L = 1000$ м;
- густина нафти $\rho_n = 850$ кг/м³;
- динамічний коефіцієнт в'язкості нафти $\mu_1 = 10$ мПа · с.

Розв'язання:

1. Розраховуємо відповідно для обох випадків:

- кінематичний коефіцієнт в'язкості

$$v_1 = \frac{\mu_1}{\rho} = \frac{10 \cdot 10^{-3}}{850} = 11,76 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с};$$

$$v_2 = \frac{v_1}{10} = \frac{11,76 \cdot 10^{-6}}{10} = 11,76 \cdot 10^{-7} \text{ м}^2/\text{с};$$

- об'ємний дебіт свердловини

$$Q = \frac{Q_m}{\rho} = \frac{180 \cdot 10^3}{850 \cdot 86400} = 2,45 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с};$$

– середню швидкість руху рідини в трубі

$$w = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot d^2} = \frac{4 \cdot 2,45 \cdot 10^{-3}}{3,14 \cdot (75,9 \cdot 10^{-3})^2} = 0,542 \text{ м/с};$$

– критерій Рейнольдса

$$Re_1 = \frac{w \cdot d}{\nu_1} = \frac{0,542 \cdot 79,5 \cdot 10^{-3}}{11,76 \cdot 10^{-6}} = 3\,494,8;$$

$$Re_2 = \frac{w \cdot d}{\nu_1} = \frac{0,542 \cdot 79,5 \cdot 10^{-3}}{11,76 \cdot 10^{-7}} = 3\,4948.$$

Оскільки $Re > 2\,320$ в обох випадках, то режим руху турбулентний.

2. Визначаємо, яка зона тертя відповідає кожному випадку турбулентного руху.

Знаходимо критерії, які характеризують межі зон турбулентного тертя:

$$10 \cdot \frac{d}{\Delta} = 10 \cdot \frac{75,9}{0,05} = 15\,180; \quad 500 \cdot \frac{d}{\Delta} = 500 \cdot \frac{75,9}{0,05} = 759\,000,$$

де Δ – еквівалентна шорсткість труб, яка для нових сталевих суцільнотягнутих труб рівна 0,05 мм.

Оскільки $2\,320 < Re_1 < 15\,180$, маємо зону гідравлічно-гладких труб за першого випадку турбулентного режиму.

Коефіцієнт гідравлічного опору для руху потоку в трубах за цього режиму визначаємо за формулою Блазіуса:

$$\lambda_1 = \frac{0,3164}{Re_1^{0,25}} = \frac{0,3164}{3494,8^{0,25}} = 0,0411.$$

Оскільки $15\,180 < Re_2 < 759\,000$, маємо зону змішаного опору за другого випадку турбулентного режиму.

Коефіцієнт гідравлічного опору для руху потоку в трубах за цього режиму визначаємо за формулою Альтшуля:

$$\lambda_2 = 0,11 \cdot \left[\left(\frac{\Delta}{d} \right) + \left(\frac{68}{Re_2} \right)^{0,25} \right] = 0,11 \cdot \left[\left(\frac{0,05}{0,0759} \right) + \left(\frac{68}{34948} \right)^{0,25} \right] = 0,022\,9.$$

Втрати тиску на тертя для руху потоку в трубах:

$$\Delta p_{T1} = \lambda_1 \cdot \frac{L}{d} \cdot \frac{w^2}{2} \cdot \rho = 0,041\,1 \cdot \frac{1\,000}{0,0759} \cdot \frac{0,542^2}{2} \cdot 850 = 671\,1,2 \text{ Па};$$

$$\Delta p_{T2} = \lambda_2 \cdot \frac{L}{d} \cdot \frac{w^2}{2} \cdot \rho = 0,022\,9 \cdot \frac{1\,000}{0,075\,9} \cdot \frac{0,542^2}{2} \cdot 850 = 376\,6,8 \text{ Па}.$$

3. Якщо динамічний коефіцієнт в'язкості буде меншим у 10 разів, то втрати тиску на тертя зменшуються в:

$$\Delta p_{T1} / \Delta p_{T2} = 6\,711,2 / 3\,766,8 = 1,78 \text{ разів}.$$

Відповідь: $\Delta p_{T1} = 6\,711,2 \text{ Па}$; $\Delta p_{T1} / \Delta p_{T2} = 1,78 \text{ разів}$.

Вихідні дані для виконання практичної роботи наведені в таблиці 9.3.

Таблиця 9.3 – Вихідні дані

Варіант	Q_m , т/доб	$d_{зов}/d_{вн}$, мм	L , м	ρ_n , кг/м ³	μ_1 , мПа·с
1	100	60,3/50,3	1 500	650	0,5
2	110	73,0/62,0	1 600	660	1,0
3	120	89,0/75,9	1 700	670	1,5
4	130	60,3/50,3	1 800	680	2,0
5	140	73,0/62,0	1 900	690	2,5
6	150	89,0/75,9	2 000	700	3,0
7	160	60,3/50,3	2 100	710	3,5
8	170	73,0/62,0	2 200	720	4,0
9	180	89,0/75,9	2 300	730	4,5
10	190	60,3/50,3	2 400	740	5,0
11	200	73,0/62,0	2 500	750	5,5
12	210	89,0/75,9	2 600	760	6,0
13	220	60,3/50,3	2 700	770	6,5
14	230	73,0/62,0	2 800	780	7,0
15	240	89,0/75,9	2 900	790	7,5
16	250	60,3/50,3	3 000	800	8,0
17	260	73,0/62,0	3 100	810	8,5
18	270	89,0/75,9	3 200	820	9,0
19	280	60,3/50,3	3 300	830	9,5
20	290	73,0/62,0	3 400	840	10,0
21	300	89,0/75,9	3 500	850	10,5
22	310	60,3/50,3	3 600	860	11,0
23	320	73,0/62,0	3 700	870	11,5
24	330	89,0/75,9	3 800	880	12,0
25	340	60,3/50,3	3 900	890	12,5
26	350	73,0/62,0	4 000	900	13,0

Контрольні запитання

1. З яких втрат складаються гідравлічні втрати тиску при транспортуванні рідини в трубах?
2. Як визначають коефіцієнт гідравлічного опору?
3. Чим зумовлені місцеві втрати тиску?

10 ВИЗНАЧЕННЯ КОЕФІЦІЄНТА КОРИСНОЇ ДІЇ ПРОЦЕСУ ПІДНІМАННЯ ОДНОРІДНОЇ РІДИНИ У СВЕРДЛОВИНІ

Мета роботи

Набуття практичних навичок визначення ККД процесу піднімання однорідної рідини у свердловині.

Основні теоретичні положення

Коефіцієнт корисної дії (ККД) процесу піднімання рідини визначається відношенням корисно витраченої потужності N_k (або роботи) до загальної (повної) потужності (або роботи) N_p , тобто:

$$\eta = \frac{N_k}{N_p}, \quad (10.1)$$

де N_k , N_p – потужності потоку відповідно корисна і повна, Вт.

Робота, яка витрачається на піднімання рідини, дорівнює зміні потенційної і кінетичної або повної енергії потоку. Розглядаючи цю роботу за одиницю часу, записуємо:

$$N_p = Q \cdot (p_1 - p_2), \quad (10.2)$$

де Q – об'ємна витрата рідини, м³/с;

p_1 , p_2 – тиски на кінцях ділянки потоку у свердловині, Па.

Корисна (або віддана) потужність рівна повній (підведеній) потужності мінус потужність втрат:

$$N_k = N_p - N_{вт} = N_p - Q \cdot \Delta p_{вт} = Q \cdot [(p_1 - p_2) - \Delta p_{вт}], \quad (10.3)$$

де $N_{вт}$ – втрата потужності, Вт;

$\Delta p_{вт}$ – втрата тиску, $\Delta p_{вт} = \Delta p_t$, Па;

Δp_t – втрата тиску на тертя (на гідравлічний опір), Па.

Тоді ККД записуємо:

$$\eta = \frac{Q \cdot [(p_1 - p_2) - \Delta p_{вт}]}{Q \cdot (p_1 - p_2)} = \frac{(p_1 - p_2) - \Delta p_{вт}}{p_1 - p_2}. \quad (10.4)$$

Перетворюємо цей вираз. Із рівняння Бернуллі для однорідної рідини:

$$p_1 - p_2 = \Delta p_{ст} + \Delta p_{вт} + \Delta p_{ін} \quad (10.5)$$

де $\Delta p_{ст}$ – гідростатичний тиск стовпа рідини, Па;

При втраті тиску на інерційний опір $\Delta p_{ін} = 0$ знаходимо:

$$p_1 - p_2 = \Delta p_{ст} + \Delta p_{вт}, \quad (10.6)$$

або

$$(p_1 - p_2) - \Delta p_{вт} = \Delta p_{ст}, \quad (10.7)$$

тоді:

$$\eta = \frac{p_{ст}}{p_{ст} + \Delta p_{вт}} = \frac{1}{1 + \Delta p_{вт} / \Delta p_{ст}}, \quad (10.8)$$

Оскільки

$$\Delta p_{\text{ст}} = \rho \cdot g \cdot (z_2 - z_1) = \rho \cdot g \cdot l, \quad (10.9)$$

$$\Delta p_{\text{вт}} = \Delta p_{\text{т}} = \lambda \cdot \frac{l}{d} \cdot \frac{\rho \cdot w^2}{2}, \quad (10.10)$$

де l – довжина труб, $l = z_2 - z_1$, м;

d – внутрішній діаметр труб, м;

ρ – густина рідини, кг/м³;

g – прискорення вільного падіння, м/с²;

λ – коефіцієнт гідравлічного опору;

w – середня швидкість потоку, м/с,

тоді отримуємо вираз ККД:

$$\eta = \frac{\rho \cdot g \cdot l}{\rho \cdot g \cdot l + \lambda \cdot \frac{l}{d} \cdot \frac{\rho \cdot w^2}{2}} = \frac{1}{1 + \frac{\lambda \cdot w^2}{2 \cdot g \cdot d}}, \quad (10.11)$$

При послідовному русі рідини у трубах різного діаметра (експлуатаційна колона, насосно-компресорні труби) втрати тиску на тертя подаються як сума втрат тиску в кожній із колон труб різного діаметра, а відтак у цьому випадку необхідно модифікувати кінцеву формулу для визначення ККД.

Якщо розраховується ККД не стосовно до піднімальних труб, а до свердловини, то під тиском p_1 потрібно розуміти вибійний тиск $p_{\text{в}}$, а під тиском p_2 – тиск на викиді із свердловини (гирловий тиск p_2).

Завдання

1. Вивчити текст роботи.
2. Визначити ККД процесу піднімання однорідної рідини у свердловині.

Порядок виконання роботи

1. Визначаємо критерій Рейнольдса.
2. Знаходимо критерії, які характеризують межі зон турбулентного тертя.
3. Визначаємо коефіцієнт гідравлічного опору для руху потоку в трубах за цього режиму.
4. Визначаємо коефіцієнт корисної дії під час підймання однорідної рідини у свердловині.

Приклад

Вихідні дані:

Знайти ККД процесу піднімання однорідної рідини у свердловині, якщо:

– дебіт нафти у свердловині $Q = 100$ м³/доб;

- кінематичний коефіцієнт в'язкості нафти $\nu = 2,5 \times 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$;
- внутрішній діаметр підйомника $d = 50,3 \text{ мм}$.

Розв'язання:

1. Визначаємо критерій Рейнольдса:

$$Re = \frac{w \cdot d}{\nu} = \frac{0,58 \cdot 50,3 \cdot 10^{-3}}{2,5 \cdot 10^{-6}} = 11\,670 \text{ – режим турбулентний;}$$

де

$$w = 4 \cdot Q / \pi \cdot d^2 = 4 \cdot 100 / (3,14 \cdot 50,3^2 \cdot (10^{-3})^2 \cdot 86\,400) = 0,58 \text{ м/с.}$$

2. Визначаємо, яка зона тертя відповідає кожному випадку турбулентного руху. Знаходимо критерії, які характеризують межі зон турбулентного тертя:

$$10 \cdot \frac{d}{\Delta} \quad \text{та} \quad 500 \cdot \frac{d}{\Delta},$$

де Δ – еквівалентна шорсткість труб, яка для нових сталевих суцільнотягнутих труб дорівнює 0,05 мм:

$$10 \cdot \frac{d}{\Delta} = 10 \cdot \frac{50,3}{0,05} = 100\,60 \quad 500 \cdot \frac{d}{\Delta} = 500 \cdot \frac{50,3}{0,05} = 503\,000.$$

Оскільки $100\,60 < Re < 503\,000$, маємо зону змішаного опору за турбулентного режиму.

3. Коефіцієнт гідравлічного опору для руху потоку в трубах за цього режиму визначаємо за формулою Альтшуля:

$$\lambda_2 = 0,11 \cdot \left[\left(\frac{\Delta}{d} \right) + \left(\frac{68}{Re} \right)^{0,25} \right] = 0,11 \cdot \left[\left(\frac{0,05}{50,3} \right) + \left(\frac{68}{11\,670} \right)^{0,25} \right] = 0,030\,5;$$

4. Визначаємо коефіцієнт корисної дії під час підймання однорідної рідини у свердловині:

$$\eta = \frac{1}{1 + \frac{0,0305 \cdot 0,58^2 \text{ м}^2/\text{с}^2}{2 \cdot 9,8 \text{ м/с}^2 \cdot 50,3 \cdot 10^{-3} \text{ м}}} = 0,99.$$

Відповідь: Коефіцієнт корисної дії під час підймання однорідної рідини у свердловині є величиною, близькою до одиниці, $\eta = 0,99$.

Вихідні дані для виконання практичної роботи подано в таблиці 10.1.

Таблиця 10.1 – Вихідні дані

Варіант	$Q, \text{ м}^3/\text{доб}$	$\nu, \text{ м}^2/\text{с}$	$d, \text{ мм}$
1	2	3	4
1	100	$2,0 \times 10^{-6}$	50,3
2	110	$2,5 \times 10^{-6}$	62,0
3	120	$3,0 \times 10^{-6}$	75,9
4	130	$3,5 \times 10^{-6}$	50,3
5	140	$4,0 \times 10^{-6}$	62,0

Продовження таблиці 10.1

1	2	3	4
6	150	$4,5 \times 10^{-6}$	75,9
7	160	$5,0 \times 10^{-6}$	50,3
8	170	$5,5 \times 10^{-6}$	62,0
9	180	$6,0 \times 10^{-6}$	75,9
10	190	$2,0 \times 10^{-6}$	50,3
11	200	$2,5 \times 10^{-6}$	62,0
12	210	$3,0 \times 10^{-6}$	75,9
13	220	$3,5 \times 10^{-6}$	50,3
14	230	$4,0 \times 10^{-6}$	62,0
15	240	$4,5 \times 10^{-6}$	75,9
16	250	$5,0 \times 10^{-6}$	50,3
17	260	$5,5 \times 10^{-6}$	62,0
18	270	$6,0 \times 10^{-6}$	75,9
19	280	$2,0 \times 10^{-6}$	50,3
20	290	$2,5 \times 10^{-6}$	62,0
21	300	$3,0 \times 10^{-6}$	75,9
22	310	$3,5 \times 10^{-6}$	50,3
23	320	$4,0 \times 10^{-6}$	62,0
24	330	$4,5 \times 10^{-6}$	75,9
25	340	$5,0 \times 10^{-6}$	50,3
26	350	$5,5 \times 10^{-6}$	62,0

Контрольні запитання

1. Як визначається ККД процесу піднімання рідини?
2. Як визначається повна енергія потоку рідини?
3. Назвіть складові втрат тиску на тертя в трубах.

11 РОЗРАХУНОК КОЕФІЦІЄНТА КОРИСНОЇ ДІЇ ГАЗОРІДИННОГО ПІДНІМАЧА

Мета роботи

Набуття практичних навичок визначення ККД газорідинного піднімача.

Основні теоретичні положення

Газорідинні суміші можуть існувати під час руху однієї або двох фаз. Газ, що надходить у свердловину із пласта разом з нафтою (у розчиненому в нафті чи у вільному стані) або нагнітається з поверхні, виконує роботу з піднімання рідини. Вертикальні труби з висхідним газорідинним потоком всередині називають *газорідинним* (газліфтным) *піднімачем* (*газліфтом*), а піднімання рідини завдяки енергії стиснутого газу – *газліфтным підніманням* (або в разі надходження газу з пласта – *фонтанним підніманням*). Принцип піднімання (роботи газліфтного піднімача) полягає в зменшенні густини середовища в піднімальних трубах. А піднімання рідини у вертикальних трубах шляхом зменшення густини середовища в них внаслідок надходження (виділення чи нагнітання) туди газу називають *газліфтным ефектом*.

Принципову схему газорідинного піднімача показано на рисунку 11.1.

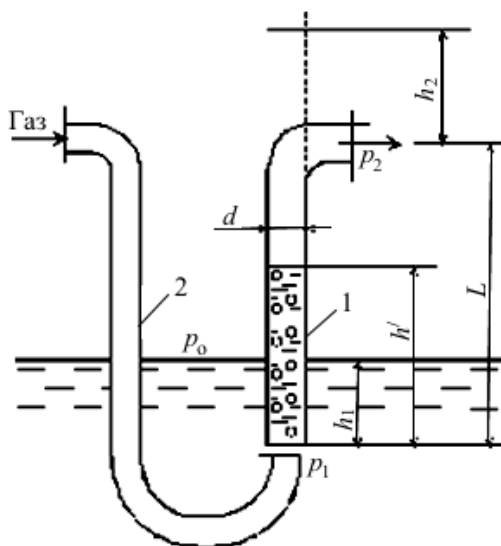


Рисунок 11.1 – Схема газорідинного піднімача

Коефіцієнт корисної дії піднімача виражається відношенням корисно витраченої потужності N_k (або роботи) до повної N_{Π} , тобто

$$\eta_{\Pi} = \frac{N_k}{N_{\Pi}}. \quad (11.1)$$

Оскільки процес ліфтування полягає в підніманні рідини на висоту $(L - h_1)$ і створенні надлишкового протитиску на викиді p_2 , який відповідає висоті підняття h_2 (рис. 11.1), то корисно витрачена потужність

$$N_k = q \cdot \rho \cdot g \cdot (L - h_1) + q \cdot p_2 = q \cdot [L \cdot \rho \cdot g - (p_1 - p_2)]. \quad (11.2)$$

Для визначення повної витраченої потужності уявно подамо до підшови піднімальних труб за одиницю часу середній об'єм V_c робочого агента, якому відповідає висота в трубах

$$h_c = \frac{V_c}{f}, \quad (11.3)$$

де f – площа прохідного перерізу піднімальних труб.

Припустимо, що на цей момент часу труби біля підшови перекриті, тоді висота рівня рідини

$$h' = h_1 + h_c. \quad (11.4)$$

Для введення робочого агента до підшови труб необхідно надати робочому агенту енергію положення або здійснити роботу (вспливі робочого агента) проти сил гравітації. Ця робота дорівнює добутку об'єму тіла на створюваний тиск, або з врахуванням протитиску p_2 , на різницю тисків $(p_1 - p_2)$, тобто

$$A_r = V_c \cdot (p_1 - p_2). \quad (11.5)$$

Оскільки газ стисливий, то вважаючи для простоти суджень процес зміни його об'єму ізотермічним (за законом Бойля – Маріотта), середній об'єм V_c записуємо як середньозважений за тиском у трубах:

$$V_c = \frac{1}{p_1 - p_2} \int_{p_2}^{p_1} V(p) dp = \frac{1}{p_1 - p_2} \int_{p_2}^{p_1} \frac{V_0 \cdot p_0}{p} dp = \frac{V_0 \cdot p_0}{p_1 - p_2} \ln \frac{p_1}{p_2}, \quad (11.6)$$

де V_0 – об'єм газу за тиску p_0 , м³;

$V(p)$ – об'єм газу за змінного тиску p , м³.

Тоді вираз роботи з урахуванням співвідношення (11.6) набуде вигляду формули роботи або енергії ізотермічного стиснення (чи розширення) газу

$$A_r = V_0 \cdot p_0 \ln \frac{p_1}{p_2}. \quad (11.7)$$

Ця енергія підводиться до підшови труб для піднімання рідини. Оскільки під V_c і V_0 розуміємо об'єм робочого агента за одиницю часу, тобто витрату газу, то записані вище формули роботи виражають повну витрачену потужність ($A_r = N_n$).

Таким чином безрозмірний коефіцієнт корисної дії піднімача η_n матиме вигляд:

$$\eta_n = \frac{q \cdot [L \cdot \rho \cdot g - (p_1 - p_2)]}{V_0 p_0 \cdot \ln \frac{p_1}{p_2}}, \quad (11.8)$$

де q – об'ємна витрата рідини, м³/с;

V_0 – об’ємна витрата газу за нормальних умов, м³/с;
 ρ – густина рідини, кг/м³;
 g – прискорення вільного падіння, м/с²;
 L – довжина піднімальних труб, м;
 p_1, p_2 – тиски на нижньому (біля підосви) і на верхньому (на гирлі) кінцях піднімальних труб, Па;
 p_0 – атмосферний тиск, Па.

Завдання

1. Вивчити текст роботи.
2. Визначити ККД газорідинного піднімача.

Порядок виконання роботи

1. Розраховуємо коефіцієнт корисної дії газорідинного піднімача.

Приклад

Вихідні дані:

Розрахувати коефіцієнт корисної дії газорідинного піднімача, якщо:

- об’ємна витрата рідини – $q = 100 \text{ м}^3/\text{доб} = 1,157 \times 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$;
- об’ємна витрата газу за нормальних умов – $V_0 = 12 \times 10^3 \text{ м}^3/\text{доб} = 0,139 \text{ м}^3/\text{с}$;
- тиски біля підосви НКТ – $p_1 = 2,5 \text{ МПа}$;
- тиски в НКТ біля гирла – $p_2 = 0,12 \text{ МПа}$;
- довжина піднімальних труб – $L = 1400 \text{ м}$;
- густина рідини – $\rho = 880 \text{ кг/м}^3$;
- атмосферний тиск – $p_0 = 0,1 \text{ МПа}$;
- прискорення вільного падіння прискорення вільного падіння $g = 9,8 \text{ м/с}^2$.

Розв’язання:

1. Розраховуємо коефіцієнт корисної дії газорідинного піднімача:

$$\eta_{\text{п}} = \frac{q \cdot [L \cdot \rho \cdot g - (p_1 - p_2)]}{V_0 p_0 \cdot \ln \frac{p_1}{p_2}} = \frac{1,157 \cdot 10^{-3} \cdot [1400 \cdot 880 \cdot 9,81 - (2,5 - 0,12) \cdot 10^6]}{0,139 \cdot 10^5 \cdot \ln \frac{2,5 \cdot 10^6}{0,12 \cdot 10^6}} = 0,266.$$

Відповідь: Коефіцієнт корисної дії газорідинного піднімача знаходиться в межах 0,1–0,3, тобто становить дуже малу величину.

Вихідні дані для виконання практичної роботи подано в таблиці 11.1.

Таблиця 11.1 – Вихідні дані

Варіант	$q, \text{м}^3/\text{с}$	$V_0, \text{м}^3/\text{с}$	$p_1, \text{МПа}$	$p_2, \text{МПа}$	$L, \text{м}$	$\rho, \text{кг/м}^3$
1	$0,55 \times 10^{-3}$	0,05	1,0	0,05	1 000	650
2	$0,60 \times 10^{-3}$	0,06	1,1	0,06	1 010	660
3	$0,65 \times 10^{-3}$	0,07	1,2	0,07	1 020	670
4	$0,70 \times 10^{-3}$	0,08	1,3	0,08	1 030	680
5	$0,75 \times 10^{-3}$	0,09	1,4	0,09	1 040	690
6	$0,80 \times 10^{-3}$	0,10	1,5	0,10	1 050	700
7	$0,85 \times 10^{-3}$	0,12	1,6	0,11	1 060	710
8	$0,90 \times 10^{-3}$	0,13	1,7	0,12	1 070	720
9	$0,95 \times 10^{-3}$	0,14	1,8	0,13	1 080	730
10	$1,0 \times 10^{-3}$	0,15	1,9	0,14	1 090	740
11	$1,05 \times 10^{-3}$	0,16	2,0	0,15	1 100	750
12	$1,10 \times 10^{-3}$	0,17	2,1	0,16	1 110	760
13	$1,15 \times 10^{-3}$	0,18	2,2	0,17	1 120	770
14	$1,20 \times 10^{-3}$	0,19	2,3	0,18	1 130	780
15	$1,25 \times 10^{-3}$	0,20	2,4	0,19	1 140	790
16	$1,30 \times 10^{-3}$	0,21	2,5	0,20	1 150	800
17	$1,35 \times 10^{-3}$	0,22	2,6	0,21	1 160	810
18	$1,40 \times 10^{-3}$	0,23	2,7	0,22	1 170	820
19	$1,45 \times 10^{-3}$	0,24	2,8	0,23	1 180	830
20	$1,50 \times 10^{-3}$	0,25	2,9	0,24	1 190	840
21	$1,55 \times 10^{-3}$	0,26	3,0	0,25	1 200	850
22	$1,60 \times 10^{-3}$	0,27	3,1	0,26	1 210	860
23	$1,65 \times 10^{-3}$	0,28	3,2	0,27	1 220	870
24	$1,70 \times 10^{-3}$	0,29	3,3	0,28	1 230	880
25	$1,75 \times 10^{-3}$	0,30	3,4	0,29	1 240	890
26	$1,80 \times 10^{-3}$	0,31	3,5	0,30	1 250	900

Контрольні запитання

1. Що розуміють під газліфтом?
2. Що називають газліфтним ефектом?
3. Що розуміють під коефіцієнтом корисної дії піднімача?

12 РОЗРАХУНОК ГУСТИН РЕАЛЬНОЇ ТА ІДЕАЛЬНОЇ ГАЗОРІДИННИХ СУМІШЕЙ

Мета роботи

Набуття практичних навичок розрахунку густин реальної та ідеальної газорідинних сумішей.

Основні теоретичні положення

Густина газорідинної суміші

Густину газорідинної суміші ρ_c , як і будь-якого тіла, можна визначити відношенням маси тіла до його об'єму. Газорідинна суміш неоднорідна. Тому вибираємо достатньо великий об'єм суміші, щоб можна було наближено розглядати його як суцільне середовище, яке в повній мірі містить як рідину, так і газ. З визначення густини суміші запишемо:

$$\rho_c = \frac{M_p + M_g}{V_p + V_g} = \frac{V_p \cdot \rho_p + V_g \cdot \rho_g}{V_p + V_g}, \quad (12.1)$$

де M_p, M_g – маси рідини і газу, кг;

$$M_p = V_p \cdot \rho_p; \quad M_g = V_g \cdot \rho_g.$$

V_p, V_g – об'єми рідини і газу в загальному об'ємі, м³;

ρ_p, ρ_g – густини рідини і газу;

Для виділеного об'єму суміші в трубі висотою Δh запишемо:

$$V_p + V_g = f \cdot \Delta h; \quad (12.2)$$

$$V_p = f_p \cdot \Delta h; \quad (12.3)$$

$$V_g = f_g \cdot \Delta h, \quad (12.4)$$

де $f = f_p + f_g$ – площа прохідного перерізу труби, м²;

f_p, f_g – середні статистичні площі перерізу труби на довжині Δh , які зайняті відповідно рідиною і газом, м².

Тоді рівняння для густини суміші можна записати так:

$$\rho_c = \frac{V_p}{V_p + V_g} \cdot \rho_p + \frac{V_g}{V_p + V_g} \cdot \rho_g = \frac{f_p}{f} \cdot \rho_p + \frac{f_g}{f} \cdot \rho_g, \quad (12.5)$$

або

$$\rho_c = (1 - \varphi) \cdot \rho_p + \varphi \cdot \rho_g = \rho_p - \varphi \cdot (\rho_p - \rho_g), \quad (12.6)$$

де $\varphi = \frac{f_g}{f}$ – дійсний об'ємний газовміст (газонасиченість) потоку (середня статистична величина аналогічно f_g);

$$1 - \varphi = \frac{f_p}{f} = \frac{f - f_g}{f} = 1 - \frac{f_g}{f} - \text{дійсний об'ємний вміст рідини в потоці.}$$

Із визначення дійсного об'ємного газовмісту φ зрозуміло, що для газорідинного потоку $\varphi < 1$. Оскільки $\rho_g \ll \rho_p$, то із рівняння густини маємо $\rho_c <$

ρ_p , причому чим більший газовміст потоку φ , тим менша густина суміші ρ_c , тобто для газорідинної суміші:

$$\rho_r < \rho_c < \rho_p.$$

У лабораторних умовах величину дійсного об'ємного газовмісту φ можна визначити, наприклад, методом відсікань (одночасним відсіканням суміші в трубі на її кінцях). Для переходу до вимірюваних у промислових умовах параметрів вводять поняття *об'ємного витратного газовмісту потоку*:

$$\beta = \frac{V}{q+V}, \quad (12.7)$$

де V , q – об'ємні витрати газу і рідини (за баротермічних умов визначення β), м³/с.

Для встановлення зв'язку між φ і β виходять, звичайно, із *моделі потоку дрейфу*, враховуючи переміщення бульбашок газу під дією архімедової сили. Тоді *дійсну лінійну швидкість газу* w_r (відносно труби) записують так:

$$w_r = A_{шв} \cdot w_c + w_k, \quad (12.8)$$

де w_c – об'ємна швидкість руху суміші, м/с;

w_k – відносна швидкість ковзання газу (перевищення лінійної швидкості газу w_r над швидкістю суміші w_c), м/с;

$A_{шв}$ – безрозмірний коефіцієнт, який характеризує нерівномірний профіль швидкостей по радіусу труби, а також можливе збільшення дійсного газовмісту біля стінки труби (утворення так званого «газового підчіпника» під час виділення газу із рідини у вертикальному потоці).

Запишемо рівняння для лінійної швидкості газу і суміші:

$$w_r = \frac{V}{f_r} = \frac{V}{\varphi \cdot f}, \quad (12.9)$$

$$w_c = \frac{q+V}{f}, \quad (12.10)$$

тоді рівняння дійсної лінійної швидкості газу можна записати:

$$\frac{V}{\varphi \cdot f} = A_{шв} \cdot \frac{q+V}{f} + w_k; \quad (12.11)$$

$$\varphi = \frac{V}{A_{шв} \cdot (q+V) + w_k \cdot f}; \quad (12.12)$$

$$\varphi = \frac{\beta}{A_{шв} + \frac{w_k}{w_c}}. \quad (12.13)$$

Оскільки відносна швидкість ковзання газу $w_k > 0$, тобто $w_r > w_c$, а за експериментальними даними $A_{шв} = 1 - 1,13$, то $\varphi < \beta$. Чим більша відносна швидкість ковзання газу w_k (за заданих постійних витрат рідини і газу), тим менший дійсний газовміст потоку φ . Це призводить, як витікає із рівняння густини суміші, до збільшення густини суміші, тобто явище ковзання газу призводить до обважнювання потоку.

Якщо нехтувати явищем ковзання газу ($w_k = 0$), то $\varphi = \beta$ при $A_{\text{шв}} = 1$. Тоді густину газорідинної суміші через витратний газовміст β , враховуючи попереднє рівняння густини суміші, записуємо так:

$$\rho'_c = (1 - \beta) \cdot \rho_p + \beta \cdot \rho_r. \quad (12.14)$$

Причому $\rho_c > \rho'_c$. Густину ρ'_c інколи називають *густиною ідеальної суміші*, тобто суміші, для якої явище ковзання не є характерним.

Завдання

1. Вивчити текст роботи.
2. Розрахувати і зіставити густини реальної й ідеальної газорідинних сумішей за підвищеного тиску і температури.

Порядок виконання роботи

1. Визначаємо дійсний об'ємний газовміст.
2. Розраховуємо густину суміші.
3. Розраховуємо густину ідеальної суміші.
4. Знаходимо відношення густин реальної та ідеальної газорідинних сумішей.

Приклад

Вихідні дані:

Розрахувати і зіставити густини реальної й ідеальної газорідинних сумішей за підвищеного тиску і температури, якщо:

- об'ємний витратний газовміст потоку $\beta = 0,7$;
- об'ємна швидкість руху суміші $w_c = 1,25$ м/с;
- відносна швидкість ковзання газу $w_k = 0,25$ м/с;
- густина рідини $\rho_p = 850$ кг/м³;
- густина газу $\rho_r = 60$ кг/м³.

Розв'язання:

1. Визначаємо дійсний об'ємний газовміст:

$$\varphi = \frac{\beta}{A_{\text{шв}} + \frac{w_k}{w_c}} = \frac{0,7}{1 + \frac{0,25}{1,25}} = 0,58,$$

де $A_{\text{шв}}$ – безрозмірний коефіцієнт, який характеризує нерівномірний профіль швидкостей по радіусу труби, приймаємо $A_{\text{шв}} = 1$.

2. Розраховуємо густину суміші:

$$\rho_c = (1 - \varphi) \cdot \rho_p + \varphi \cdot \rho_r = (1 - 0,58) \cdot 850 + 0,58 \cdot 60 = 391,8 \text{ кг/м}^3.$$

3. Розраховуємо густину ідеальної суміші:

$$\rho'_c = (1 - \beta) \cdot \rho_p + \beta \cdot \rho_r = (1 - 0,7) \cdot 850 + 0,7 \cdot 60 = 297 \text{ кг/м}^3.$$

4. Знаходимо відношення густин реальної та ідеальної газорідинних сумішей:

$$\rho_c/\rho'_c = 391,8/297 = 1,32.$$

Відповідь: Отже, для взятих умов густина суміші завдяки явищу ковзання збільшилася на 32 %.

Вихідні дані для виконання практичної роботи наведено в таблиці 12.1.

Таблиця 12.1 – Вихідні дані

Варіант	β	w_c , м/с	w_k , м/с	ρ_p , кг/м ³	ρ_r , кг/м ³
1	0,5	1,0	0,20	800	40
2	0,6	1,1	0,21	810	41
3	0,7	1,2	0,22	820	42
4	0,8	1,3	0,23	830	43
5	0,9	1,4	0,24	840	44
6	0,8	1,5	0,25	850	45
7	0,5	1,6	0,26	860	46
8	0,6	1,7	0,27	870	47
9	0,7	1,8	0,28	880	48
10	0,8	1,9	0,29	890	49
11	0,9	2,0	0,30	900	50
12	0,9	1,1	0,20	800	51
13	0,5	1,1	0,21	810	52
14	0,6	1,2	0,22	820	53
15	0,7	1,3	0,23	830	54
16	0,8	1,4	0,24	840	55
17	0,9	1,5	0,25	850	40
18	0,8	1,6	0,26	860	41
19	0,5	1,7	0,27	870	42
20	0,6	1,8	0,28	880	43
21	0,7	1,9	0,29	890	44
22	0,8	2,0	0,30	900	45
23	0,9	1,0	0,20	800	46
24	0,8	1,1	0,21	810	47
25	0,5	1,2	0,22	820	48
26	0,6	1,3	0,23	830	49

Контрольні запитання

1. Як визначають густину газорідинної суміші?
2. Як визначається дійсний об'ємний газовміст (газонасиченість) потоку?
3. Як визначається дійсний об'ємний вміст рідини в потоці?

13 РОЗРАХУНОК КРИВОЇ РОЗГАЗУВАННЯ НАФТИ ЗА СТАНДАРТНОЇ ТЕМПЕРАТУРИ

Мета роботи

Набуття практичних навичок розрахунку кривої розгазування нафти за стандартної температури.

Основні теоретичні положення

Розгазування пластової нафти – процес переходу газу з розчиненого стану у вільний. У лабораторній практиці використовують дві форми розгазування – контактну та диференціальну, і витікаючі з них стандартну та ступінчасту сепарації.

Розгазування пластової нафти контактне – процес виділення газу із пластової нафти, за якого весь газ, що виділяється в ході зниження тиску, перебуває в контакті з нафтою (не відводиться із системи), тобто виділення газу із рідини в умовах, коли загальний склад системи залишається одним і тим саме протягом усього часу виділення. Прикладом може бути розгазування нафти під час усталеного руху нафти і газу через сепаратор.

Розгазування пластової нафти диференційне – процес розгазування нафти у пласті, під час якого в міру зниження пластового тиску виділений вільний газ безперервно надходить у свердловини, випереджаючи нафту, з якої він виділився, що призводить до поступового обважнювання газових компонентів, які контактують у пласті з нафтою, і зростання парціального тиску важких вуглеводнів. Вважається, що процес розгазування диференційного переважає у пластах з режимом розчиненого газу протягом більшої частини періоду їхньої розробки. У лабораторних умовах такий процес імітується розгазуванням з відбором газу порціями із суміші в міру зниження тиску (синонім – ступінчасте розгазування нафти, багатократне розгазування нафти).

Коефіцієнт розгазування нафти (oil degassing ratio) – кількість газу, яка виділяється з одиниці маси або об'єму нафти при зниженні тиску на одиницю.

Однократне контактне розгазування нафти за стандартної температури

Кількість газу, що виділяється із нафти за стандартної температури (20 °C) і зміні тиску від тиску насичення $p_{\text{нас}}$ до атмосферного тиску p_0 , розраховується за формулою Штофа, записаною у вигляді:

$$G_{\text{ом}_i} = \Gamma_{\text{ом}} \cdot R_i \cdot [D_1 \cdot (1 + R_i) - 1], \quad (13.1)$$

де $G_{ом i}$ – об'єм виділеного із нафти газу під час ізотермічного (при 20 °С) однократного її розгазування і зниженні тиску від тиску насичення $p_{нас 20}$ Па (за температури 20 °С) до тиску p_i , Па (тиском p_i задаємося), який віднесено до маси розгазованої нафти після зниження тиску до $p_0 = 10^5$ Па (об'єм газу зведено до нормальних умов), м³/т;

$G_{ом}$ – газонасиченість пластової нафти (об'єм газу зведено до нормальних умов), м³/т;

$$R_i = \frac{\log n_i}{\log(10^{-5} \cdot p_{нас.20})}, \quad (13.2)$$

$$n_i = \frac{p_i}{p_{нас 20}} \text{ при } p_{нас 20} \geq p_i \geq 10^5 \text{ Па}, \quad (13.3)$$

$$D_1 = 4,06 \cdot (\bar{\rho}_{н.р} \cdot \bar{\rho}_г - 1,045); \quad (13.4)$$

де R_i , D_1 – допоміжні коефіцієнти;

$\bar{\rho}_{н.р}$ – відносна густина розгазованої нафти (обчислюється як відношення густини нафти за 20 °С і 10^5 Па до густини води за 4 °С і 10^5 Па, яка дорівнює 1 000 кг/м³);

$\bar{\rho}_г$ – відносна густина газу (обчислюється як відношення густини газу за 20 °С і 10^5 Па до густини повітря за 0 °С і 10^5 Па, яка дорівнює 1,293 кг/м³).

При розрахунках розгазування нафти рекомендується брати такий ряд значень n_i :

$$n_i = (1,0; 0,75; 0,5; 0,25; 0,1; 0,05; 0,1/p_{нас 20}).$$

Для побудови кривої розгазування $G_{ом}(p)$ значення тиску p_i визначається з формули для n_i , тобто $p_i = n_i p_{нас 20}$.

Завдання

1. Вивчити текст роботи.
2. Розрахувати криву розгазування нафти за стандартної температури 20 °С.

Порядок виконання роботи

1. Розраховуємо тиск насичення за стандартної температури.
2. Розраховуємо ряд значень тисків розгазування.
3. Розраховуємо відносну густина розгазованої нафти $\bar{\rho}_{н.р}$ і відносну густина газу $\bar{\rho}_г$.
4. Розраховуємо допоміжний коефіцієнт D_1 .
5. Розраховуємо допоміжний коефіцієнт R_1 з використанням ряду значень n_i .
6. Розраховуємо кількість газу, що виділяється із нафти при зміні тиску від $p_{нас}$ до p_0 за температури 20 °С.

Приклад

Вихідні дані:

Розрахувати криву розгазування нафти за стандартної температури 20 °С якщо:

- газонасиченість пластової нафти $\Gamma_{om} = 211,2 \text{ м}^3/\text{т}$;
- пластова температура $t_{пл} = 30 \text{ }^\circ\text{С}$;
- тиск насичення нафти газом за пластової температури $p_{нас} = 26,5 \text{ МПа}$;
- густина розгазованої нафти за стандартних умов $\rho_{н.р} = 852 \text{ кг/м}^3$;
- густина нафтового газу за стандартних умов $\rho_{г.ст} = 0,950 \text{ кг/м}^3$;
- вміст метану в газі $y_m = 0,757$;
- вміст азоту в газі $y_a = 0,005$.

Розв'язання:

1. Розраховуємо тиск насичення за стандартної температури $t_{ст} = 20 \text{ }^\circ\text{С}$:

$$p_{нас.20} = p_{нас} - \frac{t_{пл}-20}{9,157 - \frac{701,8}{\Gamma_{om} \cdot (y_m - 0,8 \cdot y_a)}} = 26,5 - \frac{30-20}{9,157 - \frac{701,8}{211,2 \cdot (0,757 - 0,8 \cdot 0,005)}} = 24,2 \text{ МПа.}$$

2. Розраховуємо ряд значень тисків розгазування, МПа:

$$p_i = n_i \cdot p_{нас.20},$$

де $n_i = 1,0; 0,75; 0,5; 0,25; 0,1; 0,05; 0,1/p_{нас.20}$.

Одержані значення $p_1 = 24,2$; $p_2 = 18,15$; $p_3 = 12,1$; $p_4 = 6,05$; $p_5 = 2,42$; $p_6 = 1,21$; $p_7 = 0,1$.

3. Розрахуємо відносну густина розгазованої нафти $\bar{\rho}_{н.р}$ і відносну густина газу $\bar{\rho}_г$:

$$\bar{\rho}_{н.р} = \frac{\rho_{н.р}}{\rho_{в.ст}} = \frac{852}{1000} = 0,852;$$
$$\bar{\rho}_г = \frac{\rho_{г.ст}}{\rho_{п.0}} = \frac{0,950}{1,293} = 0,734,$$

де $\rho_{в.ст}$ – густина води за стандартних умов, кг/м^3 ;

$\rho_{п.0}$ – густина повітря за нормальних умов, кг/м^3 .

4. Розрахуємо допоміжний коефіцієнт D_1 :

$$D_1 = 4,06 \cdot (\bar{\rho}_{н.р} \cdot \bar{\rho}_г - 1,045) = 4,06 \cdot (0,852 \cdot 0,734 - 1,045) = -1,7037.$$

5. Розрахуємо допоміжний коефіцієнт R_1 з використанням ряду значень n_i :

$$R_1 = \frac{\log n_1}{\log(10 \cdot p_{нас.20})} = \frac{\log 1,0}{\log(10 \cdot 24,2)} = 0.$$

Одержані значення $R_2 = -0,052$; $R_3 = -0,126$; $R_4 = -0,253$; $R_5 = -0,419$; $R_6 = -0,546$; $R_7 = -1$.

6. Розрахуємо кількість газу, що виділяється із нафти при зміні тиску від $p_{нас}$ до p_0 за температури 20 °С, за формулою Штофа:

$$G_{\text{ом}_2} = \Gamma_{\text{ом}} \cdot R_2 \cdot [D_1 \cdot (1 + R_2) - 1] = 211,2 \cdot (-0,052) \cdot [(-1,7037) \cdot (1 - 0,052) - 1] = 28,7 \text{ м}^3/\text{т}.$$

Аналогічно проводимо розрахунки для решти значень n_i (використовуємо допоміжні коефіцієнти R_i).

Результати розрахунків подаємо у таблиці 13.1 і на рисунку 13.1.

Відповідь:

Таблиця 13.1 – Розраховані величини R_i і $G_{\text{ом}i}$

p_i , МПа	24,2	18,15	12,1	6,05	2,42	1,21	0,1
R_i	0	-0,052	-0,126	-0,253	-0,419	-0,546	-1
$G_{\text{ом}i}$, м ³ /т	0	28,7	66,2,4	121,4	176,0	204,5	211,2

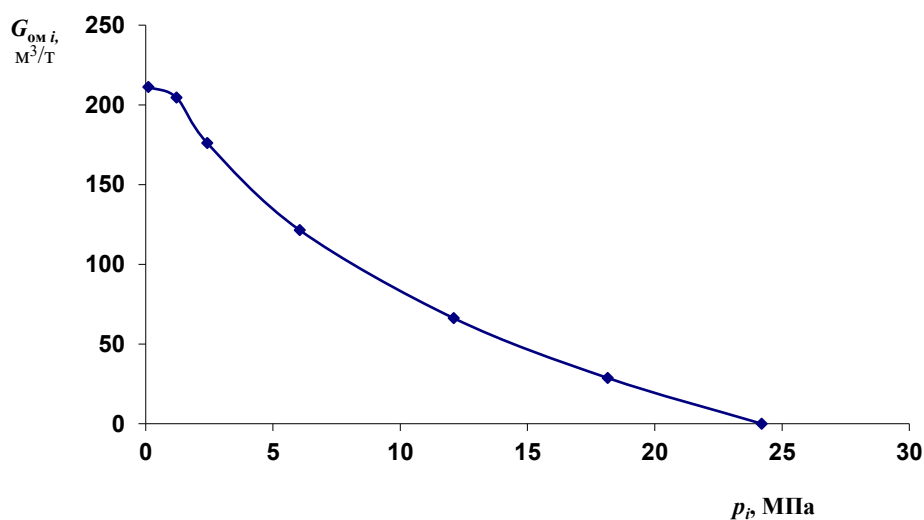


Рисунок 13.1 – Результати розрахунку $G_{\text{ом}i}$

Вихідні дані для виконання практичної роботи наведені в таблиці 13.2.

Таблиця 13.2 – Вихідні дані

Варіант	$\Gamma_{\text{ом}}$, м ³ /т	$t_{\text{пл}}$, °C	$p_{\text{нас}}$, МПа	$\rho_{\text{н.р}}$, кг/м ³	$\rho_{\text{т.ст}}$, кг/м ³	$y_{\text{м}}$	$y_{\text{а}}$
1	2	3	4	5	6	7	8
1	200	30	21,0	730	0,70	0,780	0,005
2	201	32	21,5	740	0,75	0,779	0,005
3	202	34	22,0	750	0,80	0,778	0,005
4	203	36	22,5	760	0,85	0,777	0,005
5	204	38	23,0	770	0,90	0,776	0,005
6	205	40	23,5	780	0,95	0,775	0,005

Продовження таблиці 13.2

1	2	3	4	5	6	7	8
7	206	42	24,0	790	0,70	0,774	0,006
8	207	44	24,5	800	0,75	0,773	0,006
9	208	46	25,0	810	0,80	0,772	0,006
10	209	48	25,5	820	0,85	0,771	0,006
11	210	50	26,0	830	0,90	0,770	0,006
12	211	52	26,5	840	0,95	0,769	0,006
13	212	54	27,0	850	0,70	0,768	0,007
14	200	32	21,0	860	0,75	0,767	0,007
15	201	34	21,5	870	0,80	0,766	0,007
16	202	36	22,0	880	0,85	0,765	0,007
17	203	38	22,5	890	0,90	0,764	0,007
18	204	40	23,0	900	0,95	0,763	0,007
19	205	42	23,5	910	0,70	0,762	0,008
20	206	44	24,0	920	0,75	0,761	0,008
21	207	46	24,5	930	0,80	0,760	0,008
22	208	48	25,0	940	0,85	0,759	0,008
23	209	50	25,5	950	0,90	0,758	0,008
24	210	52	26,0	960	0,95	0,757	0,008
25	211	54	26,5	970	0,70	0,756	0,008
26	212	56	27,0	980	0,75	0,755	0,008

Контрольні запитання

1. Який процес розуміють під розгазуванням пластової нафти?
2. Які прийнято розглядати процеси (форми) розгазування пластової нафти?
3. Який процес розгазування пластової нафти називають контактним?
4. Який процес розгазування пластової нафти називають диференційним?
5. Дайте визначення коефіцієнта розгазування нафти?

14 РОЗГАЗУВАННЯ НАФТИ ЗА ТЕМПЕРАТУРИ $20\text{ }^{\circ}\text{C} < T \leq T_{\text{пл}}$

Мета роботи

Набуття практичних навичок розрахунків кривої розгазування нафти за температури $20\text{ }^{\circ}\text{C} < t \leq t_{\text{пл}}$ за двома методами ($t_{\text{пл}}$ – пластова температура, $^{\circ}\text{C}$).

Основні теоретичні положення

Тиск насичення пластової нафти газом – це максимальний тиск у процесі ізотермічного зниження тиску, за якого пластова нафта (нафта в продуктивному пласті при пластових тиску і температурі) переходить у рівноважну двофазну систему.

Насичена нафта (рідина) – це нафта (рідина), яка знаходиться в рівновазі з газом (парою) при біжучому тиску насичення. Якщо тиск є вищим за тиску насичення пластової нафти, то нафту називають *недонасиченою*, тобто такою, у якій за цих умов може розчинитися додаткова кількість компонентів газу. Подібно до цього термін «насичена пара» означає пару в рівновазі з рідиною. Терміни «тиск (точка) початку випаровування» і «тиск (точка) початку конденсації» відповідають тому частинному випадку, коли менша за кількістю фаза знаходиться в системі тільки в нескінченно малій кількості, тоді як використання термінів «насичена рідина» і «насичена пара» не пов'язано з відносними кількостями наявних фаз. У цьому розумінні *тиск початку випаровування* – це тиск рідини в системі, яка знаходиться в стані початку випаровування, тобто тиск насичення пластової нафти газом. Цей тиск змінюється так само, як і газовий фактор. Він зазвичай зменшується у разі підвищення температури, густини нафти і густини газу.

Виділення газу із нафти, коли газ утворюється в умовах, які відповідають точці початку випаровування, називають *диференціальним розгазуванням*, при цьому газ ізолюється від подальшого контакту з рідиною (відводиться із системи). *Контактне розгазування* – це виділення газу із рідини (зазвичай шляхом зниження тиску) в умовах, коли загальний склад системи залишається одним і тим саме протягом усього часу виділення, а нафта і газ постійно знаходяться в контакті, лише змінюється співвідношення між їхніми кількостями. Вважають, що процес диференціального розгазування переважає в пластах із режимом розчиненого газу протягом більшої частини періоду їхньої експлуатації, а прикладом контактного розгазування слугує розгазування під час пропускання рідини і газу через сепаратор.

Тиск, температура і кількість ступенів розділення (сепарації) впливають на величину газового фактора, який становить сумарну характеристику складу

системи. *Газовий фактор* – це відношення об'єму газу до об'єму нафти (рідини), причому обидві фази виміряні при стандартних умовах. У нафтопромисловій практиці розрізняють пластовий, промисловий і сумарний газові фактори.

Пластовий газовий фактор – це кількість газу, розчиненого в одиниці об'єму (або маси) нафти. Як початковий стан рідини може бути взята як товарна, так і пластова нафта, а інколи і нафта, насичена газом в умовах нафтового пласта.

Газонасиченість пластової нафти – це відношення об'єму газу, розчиненого в нафті, до маси розгазованої нафти, причому об'єм газу зведено до нормальних умов.

Газовміст пластової нафти – відношення об'єму газу до об'єму нафти, причому об'єми зведено до стандартних умов.

Розрахунки можна здійснювати за одним із двох методів.

1. За методом МІНГ ім. І. Губкіна залежність зміни газовмісту як функція тиску за температури t задана у вигляді:

$$\left(\frac{G_{\text{ом}i}}{\Gamma_{\text{ом}}}\right) = 1 - f \cdot \left(\frac{p_i - 10^5}{p_{\text{нас}} - 10^5}\right), \quad (14.1)$$

де $G_{\text{ом}i}$ – об'єм виділеного з нафти газу під час ізотермічного (за температури t) однократного її розгазування і зниження тиску від тиску насичення $p_{\text{нас}t}$, Па (за температури t) до тиску p_i , Па, який віднесено до маси розгазованої нафти після зниження тиску до $p_0 = 10^5$ Па (об'єм газу зведено до нормальних умов), м³/т;

$\Gamma_{\text{ом}}$ – газонасиченість пластової нафти (об'єм газу зведено до нормальних умов), м³/т;

f – показник ступеня при однократному розгазуванні,

$$f = 0,32 + \frac{1}{y_a^2 + 1,567}, \quad (14.2)$$

де, y_a – вміст азоту в газі, %.

Тиском p_i задаються згідно з поданою вище методикою.

2. За методом Ашірова і Данілова розрахунок кількості виділеного газу під час контактного розгазування за температури t здійснюється за формулою:

$$G_{\text{ом}i,t} = \Gamma_{\text{ом}} \cdot \text{Ш}_t \cdot R_{i,t} \cdot [D_{1,t} \cdot (1 + R_{i,t}) - 1], \quad (14.3)$$

де $G_{\text{ом}i,t}$ – об'єм виділеного з нафти газу під час ізотермічного (за температури t) однократного її розгазування і зниження тиску від тиску насичення $p_{\text{нас}t}$, Па (за температури t) до тиску p_i , Па, який віднесено до маси розгазованої нафти після зниження тиску до $p_0 = 10^5$ Па (об'єм газу зведено до нормальних умов), м³/т;

індекс t означає температуру t , °С, за якої розгазовується нафта;

$\Gamma_{\text{ом}}$ – газонасиченість пластової нафти (об'єм газу зведено до нормальних умов), м³/т;

$$\text{Ш}_t = 1 + 0,029 \cdot (t_{\text{пл}} - 20) \cdot (\bar{\rho}_{\text{н.р}} \cdot \bar{\rho}_{\text{г}} - 0,7966), \quad (14.4)$$

$$R_{i,t} = \frac{\log n_i}{\log(10^{-5} \cdot p_{\text{нас } t})}, \quad (14.5)$$

$$n_i = \frac{p_i}{p_{\text{нас } t}} \quad \text{при} \quad p_{\text{нас } t} \geq p_i \geq 10^5 \text{ Па}, \quad (14.6)$$

$$D_{1,t} = \bar{\rho}_{\text{н.р}} \cdot \bar{\rho}_{\text{г}} \cdot [4,5 - 0,00305 \cdot (t_{\text{пл}} - 20)] - 4,785, \quad (14.7)$$

де $\bar{\rho}_{\text{н.р}}$ – відносна густина розгазованої нафти (обчислюється як відношення густини нафти за 20 °С і 10⁵ Па до густини води за 4 °С і 10⁵ Па, яка дорівнює 1 000 кг/м³);

$\bar{\rho}_{\text{г}}$ – відносна густина газу (обчислюється як відношення густини газу за 20 °С і 10⁵ Па до густини повітря при 0°С і 10⁵ Па, яка дорівнює 1,293 кг/м³).

Завдання

1. Вивчити текст роботи.
2. Розрахувати криву розгазування нафти за температури 20 °С < $t \leq t_{\text{пл}}$ за двома методами.

Порядок виконання роботи

1. Розраховуємо ряд значень тисків розгазування, МПа.
2. Розраховуємо криву розгазування нафти за методом МІНГ ім. І. Губкіна.
3. Розраховуємо криву розгазування нафти за методом Ашірова і Данілова.

Приклад

Вихідні дані:

Розрахувати криву розгазування нафти за температури 20 °С < $t \leq t_{\text{пл}}$ за двома методами ($t_{\text{пл}}$ – пластова температура), якщо:

- газонасиченість пластової нафти $\Gamma_{\text{ом}} = 211,2$ м³/т;
- пластова температура $t_{\text{пл}} = 30$ °С;
- тиск насичення нафти газом за пластової температури $p_{\text{нас}} = 26,5$ МПа;
- густина розгазованої нафти за стандартних умов $\rho_{\text{н.р}} = 852$ кг/м³;
- густина нафтового газу за стандартних умов $\rho_{\text{г ст}} = 0,950$ кг/м³;
- вміст метану в газі $y_{\text{м}} = 0,757$;
- вміст азоту в газі $y_{\text{а}} = 0,005$.

Розв'язання:

1. Розраховуємо ряд значень тисків розгазування, МПа:

$$p_i = n_i \cdot p_{\text{нас}},$$

де $n_i = 1,0; 0,75; 0,5; 0,25; 0,1; 0,05; 0,1/p_{\text{нас}}$,

одержані значення $p_1 = 26,5; p_2 = 19,87; p_3 = 13,25; p_4 = 6,62; p_5 = 2,65; p_6 = 1,325; p_7 = 0,1$.

2. Проводимо розрахунок за методом МІНГ ім. І. Губкіна.

Попередньо розраховуємо показник ступеня f :

$$f = 0,32 + \frac{1}{y_a^2 + 1,567} = 0,32 + \frac{1}{0,005^2 + 1,567} = 0,958.$$

Розраховуємо кількість газу, що виділяється із нафти за температури $20^\circ\text{C} < t \leq t_{\text{пл}}$:

$$G_{\text{ом}_2} = G_{\text{ом}} \cdot \left[1 - f \left(\frac{p_2 - 0,1}{p_{\text{нас}} - 0,1} \right) \right] = 211,2 \cdot \left[1 - 0,958 \cdot \left(\frac{19,87 - 0,1}{26,5 - 0,1} \right) \right] = 51,11 \text{ м}^3/\text{т}.$$

Аналогічно проводимо розрахунки для решти значень n_i і p_i .

Результати розрахунків подаємо у таблиці 14.1 та на рисунку 14.1.

Таблиця 14.1 – Розраховані величини $G_{\text{ом}_i}$ за методом МІНГ ім. І. Губкіна

p_i , МПа	26,5	19,87	13,25	6,62	2,65	1,325	0,1
$G_{\text{ом}_i}$, м ³ /т	0	51,11	102,88	155,89	188,70	200,05	211,2

3. Проводимо розрахунок за методом Ашірова і Данілова.

Попередньо розраховуємо:

– відносну густину нафти:

$$\bar{\rho}_{\text{н.р}} = \frac{\rho_{\text{н.р}}}{\rho_{\text{в ст}}} = \frac{852}{1000} = 0,852,$$

де, $\rho_{\text{в ст}}$ – густина води за 4°C і стандартному тиску, кг/м³;

– відносну густину газу:

$$\bar{\rho}_{\text{Г}} = \frac{\rho_{\text{Г ст}}}{\rho_{\text{п о}}} = \frac{0,950}{1,293} = 0,734,$$

де, $\rho_{\text{п о}}$ – густина повітря за нормальних умов, кг/м³;

– коефіцієнт $Ш_t$:

$$Ш_t = 1 + 0,029 \cdot (t_{\text{пл}} - 20) \cdot (\bar{\rho}_{\text{н.р}} \cdot \bar{\rho}_{\text{Г}} - 0,7966) = 1 + 0,029 \cdot (30 - 20) \cdot (0,852 \cdot 0,734 - 0,7966) = 0,950;$$

– коефіцієнт $D_{1,t}$

$$D_{1,t} = \bar{\rho}_{\text{н.р}} \cdot \bar{\rho}_{\text{Г}} \cdot [4,5 - 0,00305 \cdot (t_{\text{пл}} - 20)] - 4,785 = 0,852 \cdot 0,734 \cdot [4,5 - 0,00305 \cdot (30 - 20)] - 4,785 = -1,9899;$$

– коефіцієнт R_1 :

$$R_1 = \frac{\log n_1}{\log(10 \cdot p_{\text{нас}})} = \frac{\log 1}{\log(10 \cdot 26,5)} = 0,$$

інші одержані значення $R_2 = -0,052$; $R_3 = -0,124$; $R_4 = -0,248$; $R_5 = -0,413$; $R_6 = -0,537$; $R_7 = -0,99$.

Розраховуємо кількість газу, що виділяється із нафти за температури $20^\circ\text{C} < t \leq t_{\text{пл}}$ за формулою Ашірова і Данілова:

$$G_{\text{ом}_2} = \Gamma_{\text{ом}} \cdot \text{Ш}_t \cdot R_2 \cdot [D_{1,t} \cdot (1 + R_2) - 1] = 211,2 \cdot 0,950 \cdot (-0,052) \cdot [(-1,9899) \cdot (1 + (-0,052)) - 1] = 30,12 \text{ м}^3/\text{т}.$$

Аналогічно проводимо розрахунки для решти значень n_i .

Результати розрахунків подано в таблиці 14.2 і на рисунку 14.1.

Відповідь:

Таблиця 14.2 – Розраховані величини $G_{\text{ом}_i}$ за методом Ашірова і Данілова

p_i , МПа	26,5	19,87	13,25	6,62	2,65	1,325	0,1
$G_{\text{ом}_i}$, м ³ /т	0	30,12	68,25	124,2	179,66	207,01	200,6

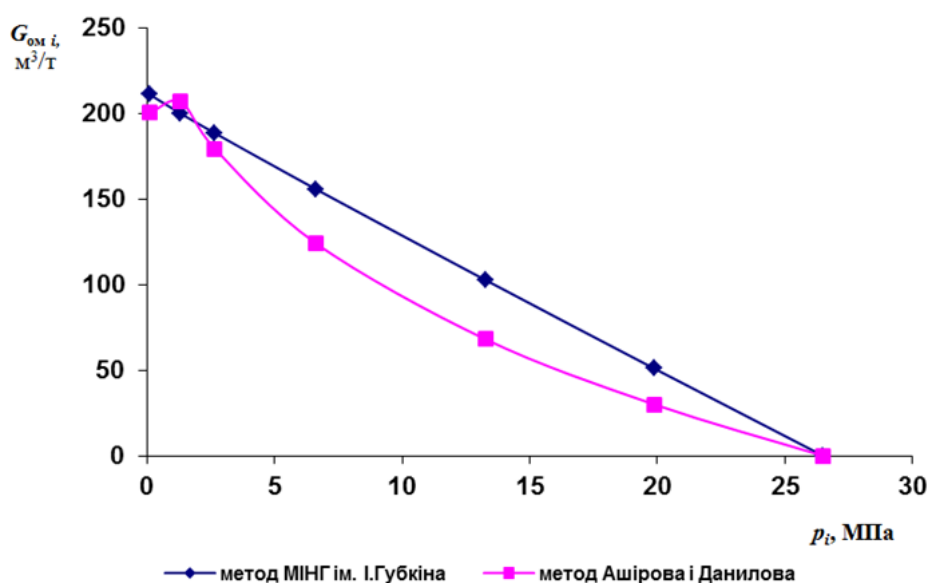


Рисунок 14.1 – Результати розрахунку $G_{\text{ом}_i}$

Вихідні дані для виконання практичної роботи подано в таблиці 14.3.

Таблиця 14.3 – Вихідні дані

Варіант	$G_{\text{ом}}, \text{м}^3/\text{т}$	$t_{\text{пл}}, ^\circ\text{C}$	$p_{\text{нас}}, \text{МПа}$	$\rho_{\text{н.р}}, \text{кг}/\text{м}^3$	$\rho_{\text{г.ст}}, \text{кг}/\text{м}^3$	$y_{\text{м}}$	$y_{\text{а}}$
1	200	30	21,0	730	0,70	0,780	0,005
2	201	32	21,5	740	0,75	0,779	0,005
3	202	34	22,0	750	0,80	0,778	0,005
4	203	36	22,5	760	0,85	0,777	0,005
5	204	38	23,0	770	0,90	0,776	0,005
6	205	40	23,5	780	0,95	0,775	0,005
7	206	42	24,0	790	0,70	0,774	0,006
8	207	44	24,5	800	0,75	0,773	0,006
9	208	46	25,0	810	0,80	0,772	0,006
10	209	48	25,5	820	0,85	0,771	0,006
11	210	50	26,0	830	0,90	0,770	0,006
12	211	52	26,5	840	0,95	0,769	0,006
13	212	54	27,0	850	0,70	0,768	0,007
14	200	32	21,0	860	0,75	0,767	0,007
15	201	34	21,5	870	0,80	0,766	0,007
16	202	36	22,0	880	0,85	0,765	0,007
17	203	38	22,5	890	0,90	0,764	0,007
18	204	40	23,0	900	0,95	0,763	0,007
19	205	42	23,5	910	0,70	0,762	0,008
20	206	44	24,0	920	0,75	0,761	0,008
21	207	46	24,5	930	0,80	0,760	0,008
22	208	48	25,0	940	0,85	0,759	0,008
23	209	50	25,5	950	0,90	0,758	0,008
24	210	52	26,0	960	0,95	0,757	0,008
25	211	54	26,5	970	0,70	0,756	0,008
26	212	56	27,0	980	0,75	0,755	0,008

Контрольні запитання

1. Що розуміють під тиском насичення пластової нафти газом?
2. Що розуміють під терміном «насичена нафта (рідина)»?
3. Яку нафту називають недонасиченою?
4. Що розуміють під тиском початку випаровування?
5. Який процес називають диференціальним розгазуванням?
6. Який процес називають контактним розгазуванням?
7. Що розуміють під газовим фактором?
8. Що розуміють під пластовим газовим фактором?
9. Що розуміють під газонасиченістю пластової нафти?
10. Що розуміють під газовмістом пластової нафти?

15 ВИЗНАЧЕННЯ ТИСКУ НА ВИБОЇ НАГНІТАЛЬНОЇ СВЕРДЛОВИНИ

Мета роботи

Набуття практичних навичок розрахунку тиску на вибої нагнітальної свердловини при запомповуванні в неї води.

Основні теоретичні положення

Природна пластова енергія не завжди забезпечує повноту відбирання нафти і потрібну інтенсивність розробки родовищ. Для отримання більш високих значень *коефіцієнтів нафтовилучення* і досягнення необхідних *темпів вилучення нафти з надр* широко застосовуються методи підтримання пластового тиску шляхом нагнітання в поклад води або газу. Заводнення нафтових покладів з його різновидами на сьогодні – основний метод дії на нафтові пласти з метою вилучення з них нафти. Заводнення є основною технологією розробки нафтових родовищ.

Заводнення здійснюється з метою *підвищення нафтовилучення і інтенсифікації процесу розробки*.

Нагнітальна свердловина – свердловина, що використовується для закачування води, газу, теплоносіїв та повітряних сумішей у продуктивний пласт родовища нафти та газу з метою підтримання пластового тиску.

Водонагнітальна свердловина призначена для нагнітання у продуктивний пласт води або різних водних розчинів. Залежно від різновидів методів заводнення водонагнітальні свердловини можуть бути законтурними, приконтурними і внутрішньоконтурними.

На відміну від видобувних свердловин, у яких проводиться відбір пластового флюїду, у нагнітальні свердловини закачується рідина (вода), у такий спосіб забезпечуючи заміщення пластового флюїду в колекторі.

На більшості родовищ підтримування пластового тиску забезпечується шляхом нагнітання води у свердловини із законтурним або внутрішньоконтурним їхнім розташуванням.

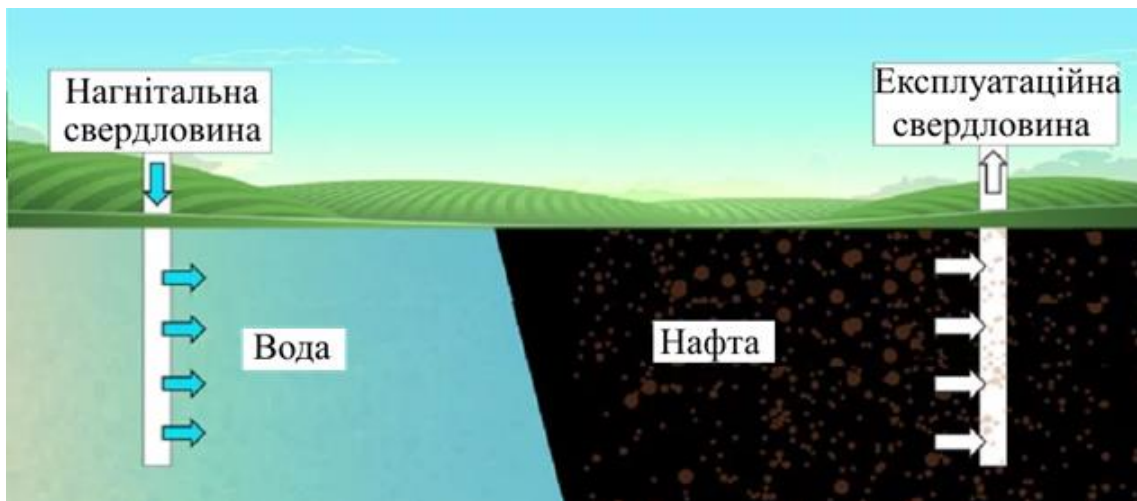


Рисунок 15.1 – Схема процесу підтримання пластового тиску на нафтовому родовищі

Завдання

1. Вивчити текст роботи.
2. Розрахувати тиск на вибої нагнітальної свердловини при запомпунанні в неї води.

Порядок виконання роботи

1. Визначаємо швидкість руху води при її запомпунанні в нагнітальну свердловину.
2. Визначаємо Критерій Рейнольдса.
3. Визначаємо коефіцієнт втрат на тертя по довжині (λ) за формулою Блазіуса.
4. Визначаємо втрати тиску на тертя.
5. Визначаємо тиск на вибої нагнітальної свердловини.

Приклад

Вихідні дані:

Розрахувати тиск на вибої нагнітальної свердловини при запомпунанні в неї води. Дані для розрахунку наведено в таблиці 15.1.

Таблиця 15.1 – Таблиця вхідних даних для розрахунку тиску на вибої нагнітальної свердловини

Перелік вхідних параметрів	Позначення, одиниць вимірювання	Значення параметрів
Глибина свердловини	H , м	2 500
Витрата води	Q , м ³ /добу	200
Діаметр колони НКТ	d , мм	73
Тиск нагнітання	$p_{\text{нагн}}$, МПа	15
Густина води	$\rho_{\text{в}}$, кг/м ³	1 000
Коефіцієнт динамічної в'язкості води	$\mu_{\text{в}}$, МПа·с	1,0

Таблиця 15.2 – Типорозміри насосно-компресорних труб

Зовнішній діаметри НКТ, мм	42,2	48,3	60,3	73,0	88,9
Товщина стінки, мм	3,5	4,0	5,0	5,5; 7,0	6,5; 8,0

Розв'язання:

1. Тиск на вибої нагнітальної свердловини визначається за формулою:

$$p_{\text{виб.н}} = \rho_{\text{в}} \cdot g \cdot H + p_{\text{нагн}} - \Delta p_{\text{втр}},$$

де $\Delta p_{\text{втр}}$ – втрати тиску на тертя, які визначаються за формулою Дарсі – Вейсбаха

$$\Delta p_{\text{втр.}} = \lambda \frac{H}{d} \cdot \frac{v^2}{2} \cdot \rho_{\text{в}},$$

де λ – коефіцієнт гідравлічного опору, який залежить від числа Рейнольдса і шорсткості труби, $\lambda = f(Re, \Delta)$; d – діаметр труби, по якій ведеться нагнітання води; v – швидкість руху води.

З таблиці (табл. 15.2) для труб НКТ із зовнішнім діаметром 73 мм вибираємо товщину стінки труби 5,5 мм. Отже, внутрішній діаметр НКТ становитиме

$$d = d_{\text{зовн}} - 2\delta = 73 - 2 \cdot 5,5 = 62 \text{ мм.}$$

2. Визначаємо швидкість руху води при її запомпунні в нагнітальну свердловину

$$v = \frac{Q}{F} = \frac{4Q}{\pi d^2} = \frac{4 \cdot 200}{86\,400 \cdot \pi \cdot (62 \cdot 10^{-3})^2} = 0,767 \text{ м/с.}$$

3. Визначаємо Критерій Рейнольдса

$$Re = \frac{v \cdot d}{\nu} = \frac{v \cdot d \cdot \rho_{\text{в}}}{\mu_{\text{в}}} = \frac{0,767 \cdot 62 \cdot 10^{-3} \cdot 1\,000}{10^{-3}} = 47\,554.$$

4. Оскільки $Re > Re_{кр}$ ($Re_{кр} = 2\,320$), то режим руху турбулентний і λ визначають за формулою Блазіуса

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}} = \frac{0,3164}{47\,554^{0,25}} = 0,021.$$

5. Втрати тиску на тертя становитимуть

$$\Delta p_{\text{втр.}} = \lambda \frac{H}{d} \cdot \frac{v^2}{2} \cdot \rho_v = 0,021 \frac{2\,500}{62 \cdot 10^{-3}} \cdot \frac{0,767^2}{2} \cdot 1\,000 = 0,25 \text{ МПа.}$$

6. Тиск вибої нагнітальної свердловини буде дорівнювати

$$p_{\text{виб.н}} = \rho_v \cdot g \cdot H + p_{\text{нагн}} - \Delta p_{\text{втр}} = (1\,000 \cdot 9,81 \cdot 2\,500) \cdot 10^{-6} + 15 - 0,25 = 39,28 \text{ МПа}$$

Відповідь: $p_{\text{виб.н}} = 39,28 \text{ МПа.}$

Вихідні дані для виконання практичної роботи подано в таблиці 15.3.

Таблиця 15.3 – Вихідні дані

Варіант	H , м	Q , м ³ /добу	d , мм	$p_{\text{нагн}}$, МПа	ρ_v , кг/м ³	μ_v , МПа · с
1	2	3	4	5	6	7
1	1 500	100	42,2	10	1 000	1,0
2	1 600	110	42,2	10	1 010	1,0
3	1 700	120	42,2	10	1 020	1,0
4	1 800	130	42,2	10	1 030	1,0
5	1 900	140	42,2	10	1 000	1,0
6	2 000	150	48,3	12	1 010	1,0
7	2 100	160	48,3	12	1 020	1,0
8	2 200	170	48,3	12	1 030	1,0
9	2 300	180	48,3	12	1 000	1,0
10	2 400	190	48,3	12	1 010	1,0
11	2 500	200	60,3	14	1 020	1,0
12	2 600	210	60,3	14	1 030	1,0
13	2 700	220	60,3	14	1 000	1,0
14	2 800	100	60,3	14	1 010	1,0
15	2 900	110	60,3	14	1 020	1,0
16	3 000	120	73,0	12	1 030	1,0
17	3 100	130	73,0	12	1 000	1,0
18	3 200	140	73,0	12	1 010	1,0
19	3 300	150	73,0	12	1 020	1,0
20	3 400	160	73,0	12	1 030	1,0
21	3 500	170	88,9	10	1 000	1,0
22	3 600	180	88,9	10	1 010	1,0
23	3 700	190	88,9	10	1 020	1,0

Продовження таблиці 15.3

1	2	3	4	5	6	7
24	3 800	200	88,9	10	1 030	1,0
25	3 900	210	88,9	10	1 000	1,0
26	4 000	220	88,9	10	1 010	1,0

Контрольні запитання

1. З якою метою застосовуються методи підтримання пластового тиску шляхом нагнітання в поклад води або газу?
2. З якою метою здійснюють заводнення свердловин?
3. Яке призначення нагнітальних свердловин?

16 ВИЗНАЧЕННЯ ПРИЙМАЛЬНОСТІ ВОДОНАГНІТАЛЬНОЇ СВЕРДЛОВИНИ

Мета роботи

Набуття практичних навичок визначення приймальності водонагнітальної свердловини.

Основні теоретичні положення

Нагнітальна свердловина – свердловина, призначена для закачування будь-якого роду газу, рідини, повітря або теплоносія у продуктивний пласт для підтримки продуктивності свердловин.

Такі свердловини використовуються під час розроблення нафтових (нафтогазових) і газоконденсатних родовищ з метою підтримання пластового тиску і регулювання темпів відбору вуглеводнів. За допомогою нагнітальних свердловин здійснюється подача в нафтові пласти робочих агентів, які сприяють більш повному витісненню нафти, забезпечують внутрішньопластове горіння тощо.

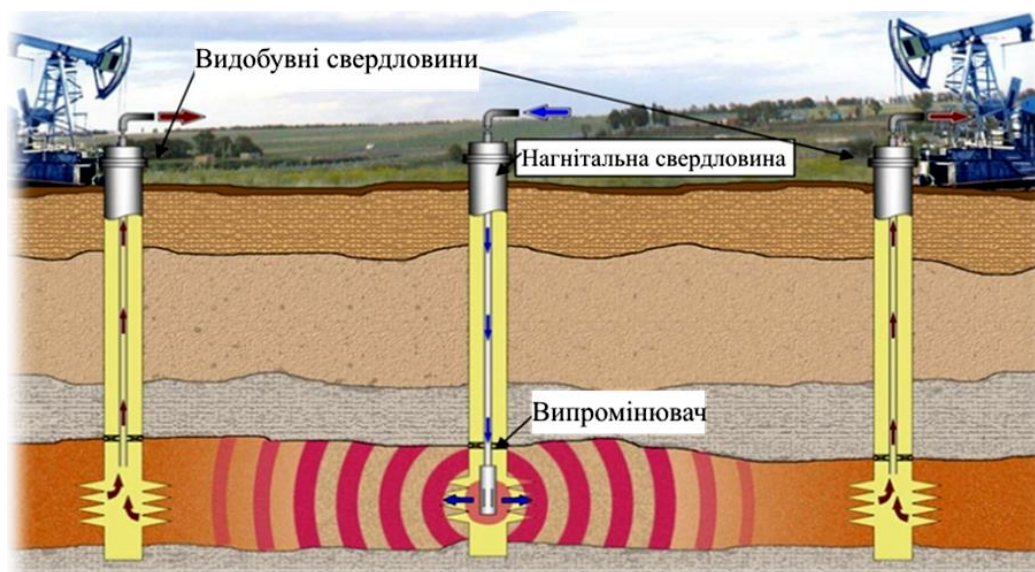


Рисунок 16.1 – Схема процесу підтримання пластового тиску на нафтовому родовищі

Основна робоча характеристика нагнітальних свердловин – *приймальність свердловини*. Контроль роботи, а також технічний стан нагнітальних свердловин здійснюється методами термометрії, витратометрії, шумометрії тощо.

Приймальність свердловини – характеристика нагнітальної свердловини, яка показує можливість закачування робочого агента (води, газу, пари тощо) в пласт і визначається об'ємом суміші, який закачується в пласт за одиницю часу.

Приймальність залежить від реальних характеристик пласта – проникності, скін-фактора у привибійній зоні пласта (ПЗП). Загалом приймальність конкретної свердловини має забезпечувати можливість поглинати воду із заданою проєктним документом витратою. При цьому вибійний тиск не повинен перевищувати тиск гідророзриву пласта та меж міцності обсадної колони або не виходити за межі робочої області пакера, якщо він встановлений у затрубному просторі. Гирловий тиск не повинен перевищувати робочий для цього типу гирлової арматури.

Щоб визначити характеристику приймальності заданої свердловини, проводять дослідження з декількома витратами нагнітання та зупинкою для зняття кривої падіння тиску. Зазвичай роблять від 3 до 5 режимів. Останній режим підбирають так, щоб він був дещо нижчим за очікуваний тиск гідророзриву пласта (ГРП) і набагато нижчим за межу міцності обсадної колони. Якщо отриманий графік зміни вибійного тиску при зміні витрати закачуваного агента пряма лінія, то на основі визначених характеристик проєктувальники встановлюють оптимальну витрату виходячи з визначених меж. Якщо ж отриманий графік на певному етапі згинається, значить тиск ГРП нижчий очікуваного і проєктувальникам доведеться знизити параметри із закачування агента і пласт.

Завдання

1. Вивчити текст роботи.
2. Розрахувати приймальність водонагнітальної свердловини.

Порядок виконання роботи

1. Визначаємо фазову проникність для води у привибійній зоні нагнітальної свердловини.
2. Визначаємо приймальність нагнітальної свердловини.

Приклад

Вихідні дані:

Розрахувати приймальність водонагнітальної свердловини (кількість води, яка запомповується в одну свердловину).

Вхідні дані для розрахунку наведено в таблиці 16.1.

Таблиця 16.1 – Таблиця вхідних даних для розрахунку приймальності водонагнітальної свердловини

Вхідні параметри	Одиниці вимірювання	Значення
Тиск на вибої нагнітальної свердловини	$P_{\text{виб.н}}, \text{ МПа}$	27
Тиск на лінії нагнітання	$P_{\text{л.н}}, \text{ МПа}$	23
Густина води	$P_{\text{в}}, \text{ кг/м}^3$	1 000
Коефіцієнт динамічної в'язкості води	$M_{\text{в}}, \text{ МПа} \cdot \text{с}$	1,0
Відстань між нагнітальними свердловинами	$2\sigma, \text{ м}$	500
Товщина пласта	$h, \text{ м}$	12
Коефіцієнт проникності пласта	$k, \text{ мД}$	130
Коефіцієнт забруднення ПЗ свердловини	ψ	3,0
Зведений радіус свердловини	$r_{\text{с.зв}}, \text{ м}$	0,1

Примітка. Одиниця проникності: $1\text{D} = 1,02 \times 10^{-12} \text{ м}^2$.

Розв'язання:

1. Приймальність нагнітальної свердловини визначається за формулою:

$$q_{\text{наг}} = \frac{2\pi k_{\text{в}} h (P_{\text{виб.н}} - P_{\text{л.н}})}{\psi \cdot \mu_{\text{в}} \cdot \ln \frac{\sigma}{\pi r_{\text{с.зв}}}},$$

де $k_{\text{в}}$ – фазова проникність для води у привибійній зоні нагнітальної свердловини (приймається $k_{\text{в}} = (0,5 \div 0,6) \cdot k$).

2. Визначаємо фазову проникність для води у привибійній зоні нагнітальної свердловини:

$$k_{\text{в}} = (0,5 \div 0,6) \cdot k = (0,5 \div 0,6) 130 \cdot 10^{-15} = 0,65 \cdot 10^{-15}.$$

3. Визначаємо приймальність нагнітальної свердловини:

$$q_{\text{наг}} = \frac{2 \cdot \pi \cdot 0,65 \cdot 130 \cdot 10^{-15} \cdot 12 \cdot (27 - 23) \cdot 10^6}{3,0 \cdot 10^{-3} \cdot \ln \frac{250}{\pi \cdot 0,1}} = 1,076 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$$

або $93 \text{ м}^3/\text{добу}$.

Відповідь: $q_{\text{наг}} = 93,7 \text{ м}^3/\text{добу}$.

Вихідні дані для виконання практичної роботи подано в таблиці 16.2.

Таблиця 16.2 – Вихідні дані

Варіант	$P_{\text{вib.н}},$ МПа	$P_{\text{л.н}},$ МПа	$2\sigma, \text{ м}$	$h, \text{ м}$	$k, \text{ мД}$	ψ	$r_{\text{с.зв}}, \text{ м}$
1	25	21	350	10	140	1,0	0,105
2	27	23	450	12	135	2,0	0,118
3	29	25	500	14	130	3,0	0,124
4	30	26	600	16	125	4,0	0,105
5	31	27	700	18	120	5,0	0,118
6	32	28	800	20	140	1,0	0,124
7	29	25	500	10	135	2,0	0,105
8	25	21	350	12	130	3,0	0,118
9	27	23	450	14	125	4,0	0,124
10	27	23	500	16	120	5,0	0,105
11	28	24	600	18	140	1,0	0,118
12	29	25	700	20	135	2,0	0,124
13	30	26	800	10	130	3,0	0,105
14	25	21	350	12	125	4,0	0,118
15	27	23	450	14	120	5,0	0,124
16	28	24	500	16	140	1,0	0,105
17	29	25	600	18	135	2,0	0,118
18	30	26	700	20	130	3,0	0,124
19	31	27	800	10	125	4,0	0,105
20	25	21	350	12	120	5,0	0,118
21	27	23	450	14	140	1,0	0,124
22	26	22	350	16	135	2,0	0,105
23	27	23	450	18	130	3,0	0,118
24	28	24	500	20	125	4,0	0,124
25	29	25	600	10	120	5,0	0,105
26	30	26	700	12	140	1,0	0,118

Контрольні запитання

1. Яке призначення нагнітальних свердловин?
2. З якою метою використовуються нагнітальні свердловини?
3. Яка основна робоча характеристика нагнітальних свердловин?
4. Що розуміють під приймальністю нагнітальних свердловин?
5. Від чого залежить приймальність нагнітальних свердловин?

СПИСОК РЕКОМЕНДОВАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Бойко В. С. Проектування експлуатації нафтових свердловин : підручник : у 2-х ч. / В. С. Бойко. – Івано-Франківськ : ІФНУНГ, 2002. – Ч. 1. – 215 с.
2. Довідник з нафтогазової справи / За ред. В. С. Бойка, Р. М. Кондрата, Р. С. Яремійчука. – Львів, 1996. – 620 с.
3. Технологія видобування нафти / В. М. Орловський та ін. – Львів : Новий світ-2000, 2022. – 308 с.
4. Орловський В. М. Нафтогазовилучення з важкодоступних і виснажених пластів : посібник для студ. спеціальності 185 «Нафтогазова інженерія та технології» / В. М. Орловський, В. С. Білецький, В. І. Сіренко ; Харків. нац. ун-т міського господарства ім. О. М. Бекетова ; Нац. техн. ун-т «Харків. політехн. ін-т». – Львів : Новий Світ-2000, 2023. – 312 с.
5. Білецький В. С. Основи нафтогазової інженерії : підруч. для студ. спец. 185 «Нафтогазова інженерія та технології» / В. С. Білецький, В. М. Орловський, В. Г. Вітрик ; НТУ «ХПІ», ХНУМГ ім. О. М. Бекетова. – Полтава : АСМІ, 2018. – 415 с.
6. Орловський В. М. Технологія розробки нафтових родовищ / В. М. Орловський, В. С. Білецький, В. Г. Вітрик. – Львів : Новий Світ-2000, 2020. – 244 с.
7. Суярко В. Г. Прогнозування, пошук та розвідка родовищ вуглеводнів: підручник / В. Г. Суярко. – Харків : Фоліо, 2015. – 413 с.
8. Технологія видобування, зберігання і транспортування нафти і газу : навч. посіб. / О. І. Акульшин та ін. – Івано-Франківськ : Факел, 2003. – 434 с.
9. Видобування нафти і газу : конспект лекцій / Я. Я. Якимечко та ін. – Івано-Франківськ, 2018. – 180 с.

Методичні рекомендації
до проведення практичних занять та організації самостійної роботи
з навчальної дисципліни

«ТЕХНОЛОГІЯ ВИДОБУВАННЯ НАФТИ»

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

Укладачі: **ОРЛОВСЬКИЙ** Віталій Миколайович,
ХУДЯКОВ Ілля Олександрович

Відповідальний за випуск *О. В. Ромашко*
Редактор *О. В. Михаленко*
Комп'ютерне верстання *І. О. Худяков*

План 2025, поз. 268М

Підп. до друку 20.03.2025. Формат 60 × 84/16.
Ум. друк. арк. 5,3.

Видавець і виготовлювач:
Харківський національний університет
міського господарства імені О. М. Бекетова,
вул. Чорноглазівська (Маршала Бажанова), 17, Харків, 61002.
Електронна адреса: office@kname.edu.ua
Свідоцтво суб'єкта видавничої справи:
ДК № 5328 від 11.04.2017.