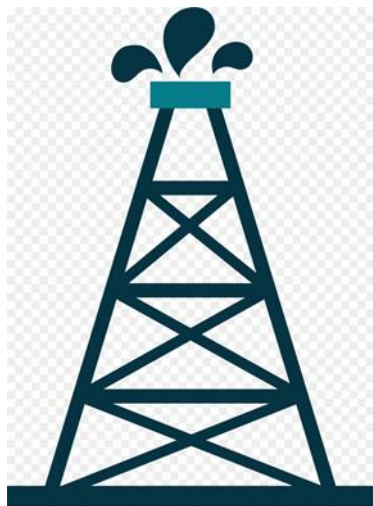


МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

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



МЕТОДИЧНІ РЕКОМЕНДАЦІЇ

до виконання практичних робіт та організації самостійної роботи
з навчальної дисципліни

«ВИДОБУВАННЯ НАФТИ І ГАЗУ»

*(для здобувачів першого (бакалаврського) рівня вищої освіти
денної форми навчання зі спеціальності
185 – Нафтогазова інженерія та технології)*

**Харків
ХНУМГ ім. О. М. Бекетова
2026**

Методичні рекомендації до виконання практичних робіт та організації самостійної роботи з навчальної дисципліни «Видобування нафти і газу» (для здобувачів першого (бакалаврського) рівня вищої освіти денної форми навчання зі спеціальності 185 – Нафтогазова інженерія та технології) / Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова ; уклад. : В. М. Орловський, О. В. Бобловський. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2026. – 77 с.

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

Рецензент

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

Рекомендовано кафедрою нафтогазової інженерії і технологій, протокол № 1 від 30.08.2025

ЗМІСТ

Вступ	4
Практична робота № 1 Розрахунок фізичних властивостей пластової нафти в процесі її одноразового контактного розгазування.....	5
Практична робота № 2 Розрахунок пластового тиску у безводній зупиненій нафтовій свердловині.....	14
Практична робота № 3 Визначення геотермічної температури в свердловині.....	17
Практична робота № 4 Розрахунок розподілу температури за глибиною видобувної свердловини.....	19
Практична робота № 5 Розрахунок процесу освоєння свердловини методом заміни рідини.....	24
Практична робота № 6 Розрахунок процесу освоєння свердловини методом відтиснення рівня рідини газом.....	30
Практична робота № 7 Розрахунок витрати рідини через зовнішню циліндричну насадку у разі фонтанної експлуатації свердловин.....	35
Практична робота № 8 Визначення діаметра штуцера на нафтовій лінії у разі фонтанної експлуатації свердловин.....	38
Практична робота № 9 Розрахунок коефіцієнта корисної дії газорідинного підіймача.....	42
Практична робота № 10 Розрахунок робочих параметрів газліфтною нафтової свердловини.....	48
Практична робота № 11 Розрахунок пускового тиску для однорядного газліфтного піднімача кільцевої і центральної систем	53
Практична робота № 12 Розрахунок температури насичення нафти парафіном у разі пластового тиску.....	58
Практична робота № 13 Перевірка запасу міцності колони НКТ.....	61
Практична робота № 14 Розрахунок показників водонагнітальної свердловини.....	64
Практична робота № 15 Визначення умов гідратоутворення в газовій свердловині	68
Практична робота № 16 Визначення гідравлічних втрат на ділянці трубопроводу під час руху нафти.....	72
Список рекомендованих джерел.....	76

ВСТУП

У методичних рекомендаціях із навчальної дисципліни «Видобування нафти і газу» розглядаються практичні задачі щодо видобування нафти і газу. Метою дисципліни є ознайомлення студентів з основами припливу пластових флюїдів із пласта у свердловину, способами вторинного розкриття пластів, методами освоєння свердловин, теоретичними, технологічними та технічними питаннями нафтових і газових свердловин, підвищення їхньої продуктивності. Методичні рекомендації призначені для викладачів, які проводять практичні заняття, а також для студентів стаціонарної форми навчання.

Метою цих методичних рекомендацій є оволодіння студентами теоретичних положень проведення технологічних розрахунків під час видобування нафти і газу.

Завданням практичних занять є поглиблення знань, отриманих студентами, на лекціях та під час проходження виробничої практики. Паралельно із засвоєнням теоретичних основ технології видобування нафти і газу, що подаються у лекційній частині, студенти, що вивчають цю дисципліну, повинні оволодіти методиками і практичними навичками розрахунків процесу видобування нафти і газу.

Порядок оформлення практичних робіт такий:

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

Практична робота № 1

Розрахунок фізичних властивостей пластової нафти в процесі її одноразового контактного розгазування

План

1. Фізичні властивості пластової нафти.
2. Розрахунок фізичних властивостей нафти в процесі її одноразового контактного розгазування за методом Дунюшкіна і Міщенка.

Фізичні властивості пластової нафти

Суміші вуглеводнів із незначною часткою інших природних речовин, що як у пластових, так і в поверхневих умовах перебувають у рідкому стані, називають *нафтою*. Властивості нафти змінюються в процесі її видобутку – за умови руху по пласту, у свердловині, системах збору та підготовки, у разі контакту з іншими рідинами та газами.

Нафта у пластових умовах може розчиняти в собі ту чи іншу кількість природного газу, оскільки вони є одним і тим самим класом вуглеводнів. Від кількості розчиненого в пластовій нафті газу залежать всі її найважливіші властивості: в'язкість, густина, пружність, термічне розширення.

Розгазування пластової нафти – процес переходу газу з розчиненого стану у вільний.

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

Нафтовий газ – газ, розчинений у нафті за пластових умов; виділяється під час експлуатації нафтових покладів внаслідок зниження пластового тиску нижче за тиск насичення нафти. Максимальна кількість газу, що розчиняється в одиниці об'єму чи маси пластової дегазованої нафти з тиском насичення, називається *газовим фактором* G_o . Він має розмірність $\text{м}^3/\text{м}^3$ або $\text{м}^3/\text{т}$. Він визначається за даними про видобуток нафти і супровідного газу за певний відрізок часу. Розрізняють початковий газовий фактор, що зазвичай визначається за даними за перший місяць роботи свердловини; поточний газовий фактор, який визначається за даними за будь-який проміжний відрізок часу; середній газовий фактор, який визначається за період із 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. У промислових умовах повної дегазації нафти не відбувається. Вміст нафтового газу у нафтах (газовий фактор) коливається від 3–5 $\text{м}^3/\text{т}$ у верхніх горизонтах до 200–250 $\text{м}^3/\text{т}$ і більше у глибоких пластах.

Нафтовий газ використовується як паливо (отримують «скраплений» пропан-бутановий газ і газовий бензин) у нафтохімічній промисловості (виробництво полімерних виробів тощо).

Для встановлення кількості і складу нафтового газу проби нафти, відібрані на гирлі свердловини або в пластових умовах (глибинним пробовідбірником), піддають дегазації. Через часткову дегазацію нафти у привибійній зоні і піднімальних трубах нафтовий газ, відібраний на гирлі свердловини, містить більше метану і менше його гомологів, ніж газ із глибинних проб нафти.

Фізико-хімічні властивості сумішей залежать від низки зовнішніх і внутрішніх умов. До зовнішніх умов належать пластові температура і тиск, оскільки зрозуміло, що дві суміші однакового складу можуть різко відрізнятися одна від одної за своїми властивостями, якщо вони знаходяться у різних пластових умовах. До внутрішніх умов належать:

а) хімічний склад газової суміші, тобто пропорції, в яких змішані складові компоненти;

б) властивості цих компонентів у чистому стані за даних температури і тиску;

в) відхилення властивостей цих компонентів у суміші від їхніх властивостей у чистому стані, обумовлені взаємним впливом компонентів один на одного.

У розрахунках щодо нафтового супровідного газу користуються відносною густиною. *Відносна густина природного газу*, $\bar{\rho}_g$ – безрозмірна фізична величина, що дорівнює відношенню густини природного газу до густини повітря.

Густина нафти, виміряна за температури 20 °С, і належна до густини води, виміряної за 4 °С, називається *відносною густиною нафти*, $\bar{\rho}_n$. Відомо, що відносна густина нафт коливається в межах від 0,75 до 1,01.

Газонасиченість пластової нафти – це об'єм газу V_g розчиненого в 1 м³ об'єму пластової нафти $V_{пл.н.}$:

$$\Gamma = \frac{V_g}{V_{пл.н.}}. \quad (1.1)$$

Газонасиченість зазвичай виражають у м³/м³ або м³/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 меншою за 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 диференційним.

Контактними (одноступеневими) зазвичай називають такі процеси, за яких весь газ, що виділився, перебуває у контакті з нафтою.

Під час *диференціального* процесу газ, що виділився з розчину, безперервно виводиться з системи. При цьому очевидно, що склад нафтогазової суміші в процесі розгазування безперервно змінюється. Суворо дотримуватись умов диференціального розгазування в лабораторних умовах важко, тому його замінюють *ступеневим* (багаторазовим) розгазуванням. У цьому випадку кількість газу, який виділився з нафти, вимірюється порціями зі зниженням тиску в суміші й відведенням із системи газу, що виділився.

Якщо процес диференціальний, то кількість газу, що залишився в розчиненому стані, за однакових тисків буде більшою, ніж у разі контактного. Це пов'язано з переважним переходом у парову фазу метану на початку процесу дегазації. Із видаленням його з системи збільшується вміст важких вуглеводнів у складі газу, що залишився в системі газів. Внаслідок цього збільшується розчинність їх у нафті. У промислових умовах відбуваються як контактні, так і диференціальні процеси дегазації. Наприклад, у початкові періоди зниження тиску нижче за тиск насичення, коли газ у пласті ще нерухомий відносно нафти, процес більш подібний на контактну дегазацію. У наступні періоди, коли насиченість пор газом збільшується, він у міру виділення з нафти рухається швидше до вибоїв свердловин, і процес дегазації подібний на диференціальний.

Тиск насичення пластової нафти, $p_{\text{нас}}$, P_a – це тиск, за якого газ починає виділятися з нафти. Тиск насичення залежить від співвідношення об'ємів нафти і газу в покладі, від їхнього складу та пластової температури.

Коефіцієнтом розгазування називають кількість газу, яка виділяється з одиниці об'єму нафти у разі зниження тиску на одиницю. Зі зниженням тиску коефіцієнт розгазування збільшується, але ця закономірність не завжди справджується. Іноді цей коефіцієнт за високих тисків виявляється більшим, ніж у разі низьких. У ділянці дуже високих тисків і температур коефіцієнт розгазування зростає у зв'язку з явищами зворотного випарювання.

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

$$b_n = \frac{V_{\text{пл.н}}}{V_{\text{дег}}} = \frac{\rho_n}{\rho_{\text{пл.н}}}, \quad (1.2)$$

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

ρ_n – густина нафти у стандартних умовах.

Розрахунок фізичних властивостей нафти в процесі її одноразового контактного розгазування за методом Дунюшкіна і Міщенка

Розрахунок фізичних властивостей нафти в процесі її розгазування можна здійснювати за одним із трьох методів:

- 1) за методом МІНГ ім. І. Губкіна;
- 2) за методом Ашірова і Данілова;
- 3) за методом Дунюшкіна і Міщенка.

Розглянемо розрахунок за третім методом. За цим алгоритмом, складеним І. Г. Дунюшкіним та І. Т. Міщенком, розраховують такі параметри:

- об'єм виділеного газу $G_{\text{ом}}, \text{м}^3/\text{т}$;
- густина виділеного газу $\rho_{\text{г}}, \text{кг}/\text{м}^3$;
- газонасиченість пластової нафти $\Gamma_{\text{ом}}, \text{м}^3/\text{т}$;
- густина залишеного (розчиненого) у нафті газу $\rho_{\text{гр}}, \text{кг}/\text{м}^3$;
- об'ємний коефіцієнт нафти $b_{\text{н}}$;
- густина газонасиченої нафти $\rho_{\text{нг}}, \text{кг}/\text{м}^3$.

Для розрахунку потрібно мати такі вхідні дані:

- пластовий тиск $p_{\text{пл}}, \text{Па}$;
- пластову температуру $t_{\text{пл}}, ^\circ\text{C}$;
- тиск насичення нафти газом $p_{\text{нас}}, \text{Па}$, за пластової температури;
- відносну (щодо води) густину розгазованої нафти $\bar{\rho}_{\text{нр}}$ за

стандартних умов;

- газонасиченість пластової нафти $\Gamma_{\text{ом}}, \text{м}^3/\text{т}$ (об'єм газу зведено до нормальних умов);
- відносну (щодо повітря) густину виділеного газу $\bar{\rho}_{\text{го}}$;
- вміст у газі відповідно азоту і метану, $y_{\text{а}}$ і $y_{\text{м}}, \%$.

Алгоритм розрахунку властивостей нафти за стандартної температури

1. Розраховують:

- функцію

$$f_{\text{ш}} = \frac{7018}{\Gamma_{\text{ом}}(y_{\text{м}} - 0,8y_{\text{а}})}; \quad (1.3)$$

- тиск насичення за стандартної температури ($t = 20 ^\circ\text{C}$)

$$p_{\text{нас}20} = p_{\text{нас}} - \frac{t_{\text{пл}} - 20}{9,157 + f_{\text{ш}}}. \quad (1.4)$$

2. Задаються низкою значень n_i

$$n_i = \frac{p_i}{p_{\text{нас}20}} = (1; 0,75; 0,5; 0,25; 0,1; 0,005; 0,1 / p_{\text{нас}20}). \quad (1.5)$$

3. Розраховують:

– тиски, що відповідають заданим n_i

$$p_i = n_i p_{\text{нас}20}; \quad (1.6)$$

– допоміжний коефіцієнт, що залежить від тиску

$$R_i = \frac{\lg n_i}{\lg(10^{-5} p_{\text{нас}20})}; \quad (1.7)$$

– допоміжні коефіцієнти, що не залежать від тиску

$$D_1 = 4,06(\bar{\rho}_{\text{нр}} \bar{\rho}_{\text{го}} - 1,045); \quad (1.8)$$

$$U_1 = \bar{\rho}_{\text{нр}} \Gamma_{\text{ом}} - 186; \quad (1.9)$$

– об'єм виділеного газу, $\text{м}^3/\text{т}$

$$G_{\text{ом}i} = \Gamma_{\text{ом}} R_i [D_1(1 + R_i) - 1]; \quad (1.10)$$

– відносну (до повітря) густину $\bar{\rho}_{\text{г}i}$ і густину $\rho_{\text{г}}$, $\text{кг}/\text{м}^3$, виділеного газу

$$\bar{\rho}_{\text{г}i} = \bar{\rho}_{\text{го}} - 0,0036(1 + R_i)(105,7 + U_1 R_i); \quad (1.11)$$

$$\rho_{\text{г}i} = 1,293 \bar{\rho}_{\text{г}i}; \quad (1.12)$$

– газонасиченість пластової нафти

$$\Gamma_{\text{ом}i} = \Gamma_{\text{ом}} - G_{\text{ом}i}; \quad (1.13)$$

– відносну (до повітря) густину $\bar{\rho}_{\text{гр}i}$ і густину $\rho_{\text{гр}i}$, $\text{кг}/\text{м}^3$, газу, що залишився у нафті в розчиненому стані

$$\bar{\rho}_{\text{гр}i} = \frac{\Gamma_{\text{ом}}}{\Gamma_{\text{ом}i}} \left(\bar{\rho}_{\text{го}} - \bar{\rho}_{\text{г}i} \frac{G_{\text{ом}i}}{\Gamma_{\text{ом}}} \right), \quad (1.14)$$

$$\rho_{\text{гр}i} = 1,293 \bar{\rho}_{\text{гр}i}, \quad (1.15)$$

при цьому величину відносної густини $\bar{\rho}_{\text{гр}i}$ із тиском $p_i = 10^5$ Па визначають графічною екстраполяцією, бо якщо $p_i = 10^5$ Па, то газонасиченість $\Gamma_{\text{ом}i} = 0$ і формулу застосовувати не можна;

– параметр

$$\lambda_i = 3,54(1,2147 - \bar{\rho}_{\text{нр}}) + 1,0337 \bar{\rho}_{\text{гр}i} + 5,581 \cdot 10^{-3} \Gamma_{\text{ом}i} (1 - 1,61 \cdot 10^{-3} \bar{\rho}_{\text{нр}} \Gamma_{\text{ом}i}); \quad (1.16)$$

– об'ємний коефіцієнт нафти

$$b_{\text{н}i} = 1 + 1,0733 \cdot 10^3 \bar{\rho}_{\text{нр}} \lambda_i \Gamma_{\text{ом}i} - 6,5 \cdot 10^{-4} p_i; \quad (1.17)$$

– відносну густину $\bar{\rho}_{\text{нг}i}$ і густину $\rho_{\text{нг}}$ газонасиченої нафти

$$\bar{\rho}_{\text{нг}i} = \frac{\bar{\rho}_{\text{нр}}}{b_{\text{н}i}} (1 + 1,293 \cdot 10^{-3} \bar{\rho}_{\text{гр}i} \Gamma_{\text{ом}i}); \quad (1.18)$$

$$\rho_{\text{нг}i} = 10^3 \bar{\rho}_{\text{нг}i}. \quad (1.19)$$

4. За розрахованими величинами будують графічні залежності.

Задача 1.1. Розрахувати фізичні властивості нафти Лесяківського родовища горизонту К-1 за стандартної температури в процесі її одноразового контактного розгазування від тиску насичення до атмосферного тиску. Відомо: пластовий тиск $p_{пл} = 18,2$ МПа; пластова температура $t_{пл} = 47$ °С; густина розгазованої нафти за стандартних умов $\rho_{нр} = 809$ кг/м³; відносна густина нафти $\bar{\rho}_{нр} = 0,809$; газонасиченість пластової нафти $\Gamma_{ом} = 109,2$ м³/т; відносна густина газу $\bar{\rho}_г = 1,258$; вміст метану в газі $y_m = 0,152$; вміст азоту в газі $y_a = 0,042$; тиск насичення нафти газом за пластової температури $p_{нас} = 3,7$ МПа.

Розв'язання

1. Розраховуємо:

– функцію $f_{ш}$:

$$f_{ш} = \frac{701,8}{\Gamma_{ом}(y_m - 0,8y_a)} = \frac{701,8}{109,2(0,152 - 0,8 \cdot 0,042)} = 54,28.$$

– тиск насичення за стандартної температури:

$$p_{нас20} = p_{нас} - \frac{t_{пл} - 20}{9,157 + \frac{701,8}{\Gamma_{ом}(y_m - 0,8y_a)}} = 3,7 - \frac{47 - 20}{9,157 + \frac{701,8}{109,2(0,152 - 0,8 \cdot 0,042)}} = 3,27 \text{ МПа}.$$

2. Задаємося рядом значень n_i :

$$n_i = \frac{p_i}{p_{нас20}} = (1; 0,75; 0,5; 0,25; 0,1; 0,05; 0,1 / p_{нас20}).$$

3. Розраховуємо:

– тиски, що відповідають заданим n_i у МПа:

$$p_i = n_i p_{нас20},$$

тобто $p_1 = 3,27$; $p_2 = 2,46$; $p_3 = 1,64$; $p_4 = 0,82$; $p_5 = 0,33$; $p_6 = 0,16$; $p_7 = 0,1$;

– допоміжний коефіцієнт, що залежить від тиску:

$$R_1 = \frac{\lg 1}{\lg(10^{-3} p_{нас20})} = 0;$$

аналогічно $R_2 = -0,08$; $R_3 = -0,2$; $R_4 = -0,4$; $R_5 = -0,66$; $R_6 = -0,86$; $R_7 = -1$;

– допоміжні коефіцієнти, що не залежать від тиску:

$$D_1 = 4,06(\bar{\rho}_{нр} \bar{\rho}_г - 1,045) = 4,06(0,809 \cdot 1,258 - 1,045) = -0,11,$$

$$U_1 = \bar{\rho}_{нр} \Gamma_{ом} - 186 = 0,809 \cdot 109,2 - 186 = -97,66;$$

– об'єм виділеного газу:

$G_{\text{ом}2} = \Gamma_{\text{ом}} R_2 [D_1(1 + R_2) - 1] = 109,2(-0,08)[(-0,11) \cdot (1 + (-0,08)) - 1] = 9,91 \text{ м}^3/\text{т}$,
аналогічно проводимо розрахунки, $G_{\text{ом}i}$ м³/т для решти значень n_i :

$$G_{\text{ом}1} = 0; G_{\text{ом}3} = 23,6; G_{\text{ом}4} = 46,26; G_{\text{ом}5} = 74,76; G_{\text{ом}6} = 95,22; G_{\text{ом}7} = 109,2;$$

– відносну (до повітря) густину виділеного газу:

$$\bar{\rho}_{\Gamma1} = \bar{\rho}_{\Gamma} - 0,0036(1 + R_1)(105,7 + U_1 R_1) = 1,258 - 0,0036(1 + 0)(105,7 + (-97,66) \cdot 0) = 0,878;$$

аналогічно $\bar{\rho}_{\Gamma2} = 0,882$; $\bar{\rho}_{\Gamma3} = 0,897$; $\bar{\rho}_{\Gamma4} = 0,944$; $\bar{\rho}_{\Gamma5} = 1,05$; $\bar{\rho}_{\Gamma6} = 1,161$; $\bar{\rho}_{\Gamma7} = 1,258$;

– густину виділеного газу, кг/м³:

$$\rho_{\Gamma1} = 1,293 \bar{\rho}_{\Gamma1} = 1,293 \cdot 0,878 = 1,135;$$

аналогічно $\rho_{\Gamma2} = 1,140$; $\rho_{\Gamma3} = 1,159$; $\rho_{\Gamma4} = 1,220$; $\rho_{\Gamma5} = 1,357$; $\rho_{\Gamma6} = 1,501$; $\rho_{\Gamma7} = 1,626$;

– газонасиченість пластової нафти, м³/т:

$$\Gamma_{\text{ом}1} = \Gamma_{\text{ом}} - G_{\text{ом}1} = 109,2 - 0 = 109,2;$$

$$\Gamma_{\text{ом}2} = 99,29; \Gamma_{\text{ом}3} = 85,6; \Gamma_{\text{ом}4} = 62,94; \Gamma_{\text{ом}5} = 34,44; \Gamma_{\text{ом}6} = 13,98; \Gamma_{\text{ом}7} = 0;$$

– відносну густину газу, що залишився у нафті в розчиненому стані:

$$\bar{\rho}_{\Gamma\Gamma1} = \frac{\Gamma_{\text{ом}}}{\Gamma_{\text{ом}1}} \left(\bar{\rho}_{\Gamma} - \bar{\rho}_{\Gamma1} \frac{G_{\text{ом}1}}{\Gamma_{\text{ом}}} \right) = \frac{109,2}{109,2} \left(1,258 - 0,878 \frac{0}{109,2} \right) = 1,258;$$

аналогічно $\bar{\rho}_{\Gamma\Gamma2} = 0,41$; $\bar{\rho}_{\Gamma\Gamma3} = 0,46$; $\bar{\rho}_{\Gamma\Gamma4} = 0,54$; $\bar{\rho}_{\Gamma\Gamma5} = 0,66$; $\bar{\rho}_{\Gamma\Gamma6} = 0,75$; у разі $p_7 = 0,1 \text{ МПа}$ $\Gamma_{\text{ом}7} = 0$, тому користуватися формулою не можна, величину $\bar{\rho}_{\Gamma\Gamma7}$ визначають графічно екстраполяцією (рис 1.1);

– густину газу, що залишився у нафті в розчиненому стані, кг/м³:

$$\rho_{\Gamma\Gamma1} = 1,293 \bar{\rho}_{\Gamma\Gamma1} = 1,293 \cdot 1,258 = 1,626,$$

аналогічно $\rho_{\Gamma\Gamma2} = 0,530$; $\rho_{\Gamma\Gamma3} = 0,594$; $\rho_{\Gamma\Gamma4} = 0,698$; $\rho_{\Gamma\Gamma5} = 0,853$; $\rho_{\Gamma\Gamma6} = 0,969$;

– параметр λ :

$$\lambda_i = 3,54(1,2147 - \bar{\rho}_{\text{нр}}) + 1,0337 \bar{\rho}_{\Gamma\Gamma1} + 5,581 \cdot 10^{-3} \Gamma_{\text{ом}1} (1 - 1,61 \cdot 10^{-3} \bar{\rho}_{\text{нр}} \Gamma_{\text{ом}1}) =$$

$$= 3,54(1,2147 - 0,809) + 1,0337 \cdot 1,258 + 5,581 \cdot 10^{-3} \cdot 109,2(1 - 1,61 \cdot 10^{-3} \cdot 0,809 \cdot 109,2) = 3,259;$$

аналогічно $\lambda_2 = 2,346$; $\lambda_3 = 2,337$; $\lambda_4 = 2,321$; $\lambda_5 = 2,302$; $\lambda_6 = 2,292$;

– об'ємний коефіцієнт нафти:

$$b_{\text{н}1} = 1 + 1,0733 \cdot 10^3 \bar{\rho}_{\text{нр}} \lambda_1 \Gamma_{\text{ом}1} - 6,5 \cdot 10^{-4} p_1 = 1 + 1,0733 \cdot 10^3 \cdot 0,809 \cdot 3,259 \cdot 109,2 -$$

$$- 6,5 \cdot 10^{-4} \cdot 3,27 = 1,307,$$

аналогічно $b_{\text{н}2} = 1,201$; $b_{\text{н}3} = 1,173$; $b_{\text{н}4} = 1,126$; $b_{\text{н}5} = 1,069$; $b_{\text{н}6} = 1,028$;

– відносну густину газонасиченої нафти:

$$\bar{\rho}_{\text{нг}1} = \frac{\bar{\rho}_{\text{нр}}}{b_{\text{н1}}} \left(1 + 1,293 \cdot 10^{-3} \bar{\rho}_{\text{гп}1} \Gamma_{\text{ом}1} \right) = \frac{0,809}{1,307} \left(1 + 1,293 \cdot 10^{-3} \cdot 1,258 \cdot 109,2 \right) = 0,729;$$

аналогічно $\bar{\rho}_{\text{нг}2} = 0,71$; $\bar{\rho}_{\text{нг}3} = 0,725$; $\bar{\rho}_{\text{нг}4} = 0,75$; $\bar{\rho}_{\text{нг}5} = 0,779$; $\bar{\rho}_{\text{нг}6} = 0,798$;

– густину газонасиченої нафти, кг/м^3 :

$$\rho_{\text{нг}1} = 10^3 \bar{\rho}_{\text{нг}1} = 729;$$

аналогічно $\rho_{\text{нг}2} = 710$; $\rho_{\text{нг}3} = 725$; $\rho_{\text{нг}4} = 750$; $\rho_{\text{нг}5} = 779$; $\rho_{\text{нг}6} = 798$.

Обчислені величини показано в таблиці 1.1, а криву розгазування нафти зображено на рисунку 1.1.

Таблиця 1.1 – Розраховані величини

Параметр	Значення параметра						
n_i	1	0,75	0,5	0,25	0,1	0,05	$0,1/p_{\text{нас}20}$
p_i , МПа	3,27	2,46	1,64	0,82	0,33	0,16	0,1
R_i	0	-0,08	-0,2	-0,4	-0,66	-0,86	-1
$G_{\text{ом}i}$, $\text{м}^3/\text{т}$	0	9,91	23,6	46,26	74,76	95,22	109,2
$\bar{\rho}_{\text{г}i}$	0,878	0,882	0,897	0,944	1,05	1,161	1,258
$\Gamma_{\text{ом}i}$, $\text{м}^3/\text{т}$	109,2	99,29	85,6	62,94	34,44	13,98	0
$\bar{\rho}_{\text{гп}i}$	1,258	0,41	0,46	0,54	0,66	0,75	
λ_i	3,259	2,346	2,337	2,331	2,302	2,292	
$b_{\text{н}i}$	1,307	1,201	1,173	1,126	1,069	1,028	
$\bar{\rho}_{\text{нг}i}$	0,729	0,71	0,725	0,75	0,779	0,798	

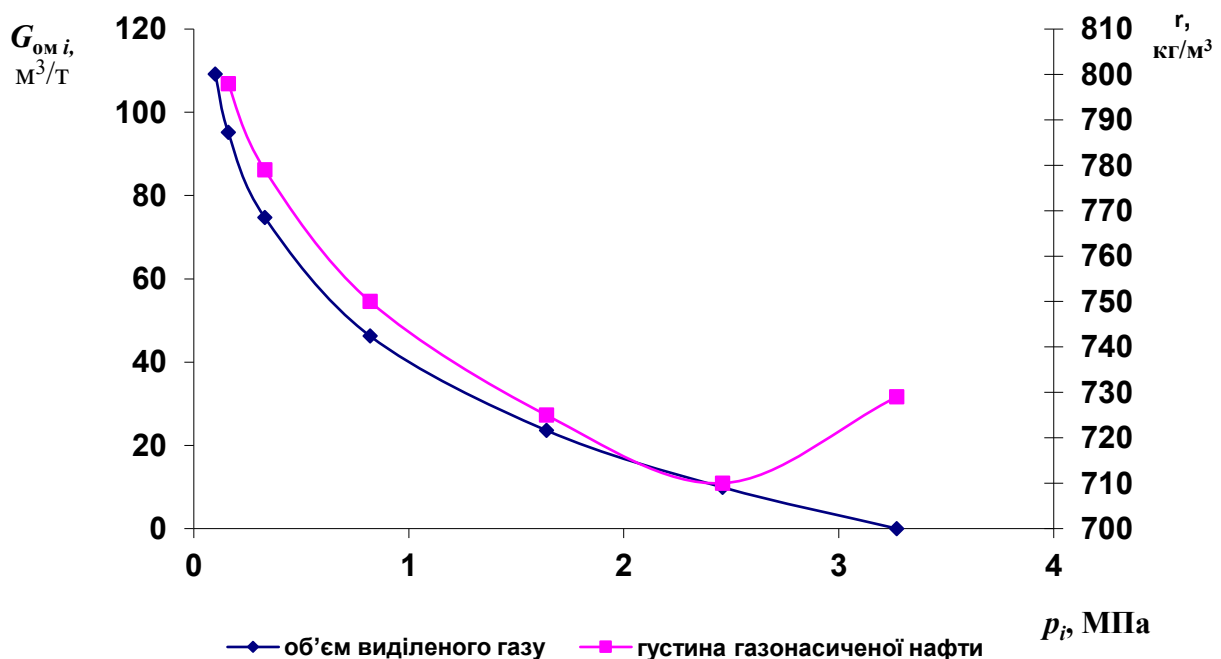


Рисунок 1.1 – Крива розгазування нафти

Завдання до практичної роботи № 1

Розрахувати фізичні властивості нафти за стандартної температури в процесі її одноразового контактного розгазування від тиску насичення до атмосферного тиску. Побудувати криву розгазування нафти. Відомо:

- пластовий тиск $p_{пл}$;
- пластова температура $t_{пл}$;
- густина розгазованої нафти за стандартних умов $\rho_{нр}$;
- відносна густина нафти складає $\bar{\rho}_{нр} = 10^{-3} \cdot \rho_{нр}$;
- газонасиченість пластової нафти $\Gamma_{ом}$;
- відносна густина газу дорівнює $\bar{\rho}_г = 1,258$;
- вміст метану в газі $y_m = 0,146$;
- вміст азоту в газі $y_a = 0,045$;
- тиск насичення нафти газом за пластової температури $p_{нас}$.

Таблиця 1.2 – Вихідні дані

Варіант	$p_{пл}$ МПа	$t_{пл}$ °C	$\rho_{нр}$ кг/м ³	$\Gamma_{ом}$ м ³ /т	$p_{нас}$ МПа
1	17,7	38	806	108	3,65
2	17,9	40	808	110	3,75
3	18,1	42	810	112	3,65
4	18,3	44	812	108	3,75
5	17,7	46	814	110	3,65
6	17,9	48	806	112	3,75
7	18,1	50	808	108	3,65
8	18,3	38	810	110	3,75
9	17,7	40	812	112	3,65
10	17,9	42	814	108	3,75
11	18,1	44	806	110	3,65
12	18,3	46	808	112	3,75
13	17,7	48	810	108	3,65
14	17,9	50	812	110	3,75
15	18,1	38	814	112	3,65
16	18,3	40	806	108	3,75
17	17,7	42	808	110	3,65
18	17,9	44	810	112	3,75

Практична робота № 2

Розрахунок пластового тиску у безводній зупиненій нафтовій свердловині

План

1. Визначення висоти статичного стовпа нафти у свердловині.
2. Визначення пластового тиску у свердловині.

Визначення висоти статичного стовпа нафти у свердловині

Розрізняють два види тиску в надрах – гідростатичний і геостатичний (гірничий, літостатичний).

Гідростатичний тиск – це тиск, що створюється стовпом води за умови нерозривності водної фази в породах, а *гірничий* – створюваний вищезалеглими породами.

Величина гідростатичного тиску тісно пов'язана із зонами водообміну. *Водонафтогазоносними комплексами* і *горизонтами* називають стратиграфічні комплекси і горизонти, які вміщують поклади нафти, газу або газоконденсату та водоносні породи. Відносно покладів вуглеводнів виділяють нижні крайові (контурні чи законтурні), підшовні (внутрішньоконтурні), проміжні, верхні крайові, верхні й нижні води, а в самих нафтових покладах містяться залишкові води, у газових – залишкові та конденсаційні води.

Пластовий тиск – тиск, під яким перебувають вода, нафта й газ у покладах вуглеводнів. Він визначається за такою формулою:

$$p_{\text{пл}} = k_a \cdot H \cdot \rho \cdot g,$$

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

k_a – коефіцієнт аномалії тиску;

H – глибина залягання розглядуваного пласта, м;

ρ – густина прісної води, кг/м³;

g – прискорення вільного падіння, м/с².

Якщо $k_a > 1,2$, то тиск називають аномально високим пластовим тиском (АВПТ), а якщо $k_a < 1$ – аномально низьким (АНПТ). Звідси *коефіцієнт аномалії тиску* – це відношення фактичного пластового тиску до умовного гідростатичного, тобто

$$k_a = p_{\text{пл}} / p_{\text{г.с.}}$$

За верхню межу АВПТ беруть гірничий (геостатичний) тиск, що в 2,3 рази перевищує умовний гідростатичний.

Гірничий тиск визначається за такою формулою:

$$p_{\text{г}} = H \cdot \rho_{\text{п}} \cdot g,$$

де $\rho_{\text{п}}$ – середня густина залеглих вище насичених порід; $\rho_{\text{п}} = 2\,300\text{--}2\,600$ кг/м³.

Отже, під час заглиблення в надра на кожні 100 м пластовий тиск зростає приблизно на 1 МПа, а гірничий – на 2,3–2,6 МПа.

У нафтових і газових покладах завжди спостерігається надлишок тиску порівняно з гідростатичним тиском, що спричинене різницею густин нафти (газу) й води. А гірничий тиск, крім цього, зумовлюється також різними тектонічними напругами.

Визначення пластового тиску у свердловині

У нафтогазовидобуванні виділяють такі різновиди пластових тисків.

Нормальний пластовий тиск – пластовий тиск, який дорівнює гідростатичному тиску води густиною $1\,000\text{ кг/м}^3$ від покрівлі пласта до поверхні землі по вертикалі. Аномальні пластові тиски характеризуються будь-яким відхиленням від нормального.

Аномально високий пластовий тиск – величина пластового тиску, що перевищує гідростатичний (нормальний) пластовий тиск на 30 % і вище.

Аномально низький пластовий тиск – величина пластового тиску, що нижча від гідростатичного (нормального) пластового тиску на 10 % і нижче.

Пластовий тиск у зоні відбору – пластовий тиск у місці розташування видобувних свердловин, який визначається за картою ізобар як середній зважений пластовий тиск по площі, що обмежується лінією, яка проходить вздовж зовнішніх рядів видобувних свердловин на відстані від них, рівній відстані між свердловинами.

Пластовий тиск у зоні нагнітання – пластовий тиск у зоні розташування активних нагнітальних свердловин, що визначається як середнє арифметичне виміряних значень або за картою ізобар як середнє зважене на ділянках, які безпосередньо прилягають до нагнітальних свердловин.

Пластовий тиск динамічний (поточний пластовий тиск) – тиск у зоні відбору нафти (газу), який рівний тиску у свердловинах після тривалого їх перестоювання. Визначається прямим вимірюванням у тривало перестояній свердловині або за картою ізобар.

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

Пластовий тиск початковий – величина тиску в продуктивному пласті до початку його розробки.

Тиск у покладі середній пластовий – середнє значення приведеного (або істинного) динамічного пластового тиску в початкових межах покладу на певну дату, підрахований за відповідною картою ізобар як середньозважений по площі або об'єму (у другому випадку використовується і карта ефективної нафтонасиченої товщі).

Задача 2.1. Розрахувати пластовий тиск $p_{пл}$ у безводній зупиненій нафтовій свердловині якщо свердловина експлуатувалась із тиском на гирлі, більшим за тиск насичення нафти газом. Глибина свердловини $H = 2\,100\text{ м}$; глибина статичного рівня $h_c = 64\text{ м}$; густина розгазованої нафти $\rho_{р.н} = 876\text{ кг/м}^3$; густина пластової нафти $\rho_{н.н} = 814\text{ кг/м}^3$.

Розв'язання

Оскільки свердловина безводна, то вона заповнена лише нафтою, висота стовпа якої становить:

$$h_n = H - h_c = 2\,100 - 64 = 2\,036\text{ м.}$$

Середня густина нафти

$$\rho_{н.с} = \frac{\rho_{п.н} + \rho_{р.н}}{2} = \frac{814 + 876}{2} = 845 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}.$$

Тоді пластовий тиск

$$p_{пл} = h_n \cdot \rho_{н.с} \cdot g = 2\,036 \cdot 845 \cdot 9,81 = 16,88 \cdot 10^6 \text{ Па}.$$

Відповідь: пластовий тиск $p_{пл} = 16,88 \text{ МПа}$.

Завдання до практичної роботи № 2

Таблиця 2.1 – Вихідні дані

Варіант	Глибина свердловини H , м	Глибина статичного рівня h_c , м	Густина розгазованої нафти $\rho_{р.н}$, кг/м ³	Густина пластової нафти $\rho_{п.н}$, кг/м ³
1	2 000	25	780	735
2	2 200	30	785	735
3	2 400	35	790	740
4	2 600	40	795	740
5	2 800	45	800	745
6	3 000	50	805	745
7	3 200	55	810	760
8	3 400	60	820	760
9	3 600	65	830	780
10	3 800	70	840	780
11	4 000	75	850	810
12	4 200	80	860	810
13	4 400	85	870	840
14	4 600	90	880	840
15	4 800	95	890	860
16	5 000	100	900	860
17	5 200	105	910	870
18	5 400	110	920	870
19	5 600	115	930	875
20	5 800	120	940	875
21	6 000	125	960	875

Контрольні запитання

1. Що розуміють під пластовим тиском у зоні відбору?
2. Що розуміють під пластовим тиском у зоні нагнітання?
3. Що розуміють під динамічним (поточним) пластовим тиском?
4. Що розуміють під початковим пластовим тиском?
5. Який тиск називають середнім пластовим тиском у покладі?

Практична робота № 3

Визначення геотермічної температури в свердловині

План

1. Геотермічний градієнт та геотермічний ступінь.
2. Розрахунок геотермічної пластової температури в свердловині.

Геотермічний градієнт та геотермічний ступінь

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

$$\Gamma_T = \text{grad}T = \frac{dT}{dz}.$$

Геотермічний градієнт належить 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 становить 0,03 К/м; в активних тектонічних зонах може сягати 0,12 К/м. Геотермічний градієнт усереднюють для всього розрізу порід, і тоді температуру пласта, залежно від глибини, можна записати рівнянням геотермії

$$T = T_0 + \Gamma_T \cdot (z - h_0),$$

де T – пластова температура, К;

T_0 – температура на глибині нейтрального шару, К;

h_0 – глибина залягання нейтрального шару, м;

z – глибина залягання пласта, м.

Геотермічним ступенем називається відстань по вертикалі, на якій температура гірських порід закономірно підвищується на 1 °С. Середнє значення геотермічного ступеня 33 м. Для різних родовищ він може у невеликих межах змінюватись.

Властивості нафти, води і газу на поверхні дуже відрізняються від їхніх властивостей у пластових умовах, де вони перебувають за порівняно високих тисках і температурах. Властивості нафти, води і газів у пластових умовах впливають на закономірності їхнього руху в поруватому середовищі.

Розрахунок геотермічної пластової температури у свердловині

Задача 3.1. Визначити геотермічну пластову температуру у свердловині на глибині 3 000 м для умов Дніпровсько-Донецької западини якщо:

- геотермічний градієнт (Γ_m) становить 0,027 К/м;
- середньорічна температура ґрунту на глибині нейтрального шару – 16 °С;
- глибина залягання нейтрального шару (h_0) – 14 м.

Розв'язання

За формулою $T = T_0 + \Gamma_m(z - h_0)$ знаходимо:

$$T = (16 + 273) + 0,027 (3\,000 - 14) = 369,6 \text{ К або } 96,6 \text{ }^\circ\text{C}.$$

Відповідь: геотермічна пластова температура у свердловині на глибині 3 000 м дорівнює 369,6 К або 96,6 °С.

Завдання до практичної роботи № 3

Таблиця 3.1 – Вихідні дані

Варіант	Глибина свердловини, м	Геотермічний градієнт, К/м	Середньорічна температура ґрунту на глибині нейтрального шару, °С	Глибина залягання нейтрального шару, м
1	500	0,014	15	10
2	800	0,015	15	11
3	1 100	0,016	15	12
4	1 400	0,017	15	13
5	1 700	0,018	15	14
6	2 000	0,019	15	15
7	2 300	0,020	16	16
8	2 600	0,021	16	17
9	2 900	0,022	16	18
10	3 200	0,023	16	19
11	3 500	0,024	16	20
12	3 800	0,025	17	21
13	4 100	0,026	17	22
14	4 400	0,027	17	23
15	4 700	0,028	17	24
16	5 000	0,029	17	25
17	5 300	0,030	18	26
18	5 600	0,031	18	27
19	5 900	0,032	18	28
20	6 200	0,033	18	29
21	6 500	0,034	18	30

Контрольні запитання

1. Що розуміють під геотермічним градієнтом?
2. Поясніть термін «нейтральний рівень», або «шар»?
3. Яку фізичну величину називають геотермічним ступенем?
4. Від чого залежить величина геотермічного градієнта?
5. Від чого залежить глибина залягання нейтрального шару?
6. Від чого залежить температура на глибині нейтрального шару?

Практична робота № 4

Розрахунок розподілу температури за глибиною видобувної свердловини

План

1. Розподіл температури в активній вертикальній нафтовій свердловині.
2. Розрахунок розподілу температури за глибиною фонтанної видобувної свердловини нафтового родовища.

Розподіл температури в активній вертикальній нафтовій свердловині

Розподіл температури за глибиною видобувної свердловини залежить від способу експлуатації, дебіту свердловини, діаметра свердловини або насосно-компресорних труб, обводненості продукції та інших параметрів.

У загальному випадку розподіл температури можна розрахувати, використовуючи рівняння теплопровідності, записане у такому вигляді:

$$t(h) = t_{\text{виб.}} - \Gamma_{\text{т}} \cdot h + \Gamma_{\text{т}} \cdot \frac{2c \cdot \rho \cdot q}{K \cdot \pi \cdot d_{\text{в.п}}} \left[1 - \exp \left(- \frac{\pi \cdot d_{\text{в.п}} \cdot K \cdot h}{2c \cdot \rho \cdot q} \right) \right], \quad (4.1)$$

де $t(h)$ – температура на глибині h (відраховується від вибою свердловини), $^{\circ}\text{C}$;

$t_{\text{виб.}}$ – температура на вибої свердловини (обирається рівною пластовій температурі $t_{\text{пл}}$), $^{\circ}\text{C}$;

$\Gamma_{\text{т}}$ – геотермічний градієнт, град/м;

c – питома теплоємність рідини, Дж/(кг·град);

ρ – густина рідини, кг/м³;

q – об'ємна витрата рідини, м³/с;

K – коефіцієнт теплопередачі через стінку труби, Вт/(м² град);

$d_{\text{в.п}}$ – внутрішній діаметр підйомника свердловини, м.

Найбільш складно знаходиться коефіцієнт теплопередачі. Узагальнення температурних режимів роботи видобувних свердловин і використання рівняння (4.1) дозволяє записати такі вирази для розрахунку температури за глибиною видобувної свердловини:

– у разі розрахунку від вибою свердловини:

$$t(h) = t_{\text{пл}} \left(1 - St \frac{h}{d} \cos \alpha \right); \quad (4.2)$$

– у разі розрахунку від гирла свердловини:

$$t(H) = t_{\text{г}} / \left(1 - St \frac{H}{d} \cos \alpha \right), \quad (4.3)$$

де $t_{\text{пл}}$ – температура пластова, $^{\circ}\text{C}$;

$t_{\text{г}}$ – температура на гирлі свердловини, $^{\circ}\text{C}$;

h – висота, відрахована від вибою, м;

H – глибина, відрахована від гирла, м;

St – безрозмірний критерій Стентона;

α – кут відхилення свердловини від вертикалі, град.

Залежність критерію Стентона від масового дебіту свердловини можна записати у такому вигляді:

$$St = \frac{1,763 \cdot 10^{-4}}{\ln(Q_M + 40)} - 0,202 \cdot 10^{-4}, \quad (4.4)$$

де Q_M – масовий дебіт свердловини, т/добу.

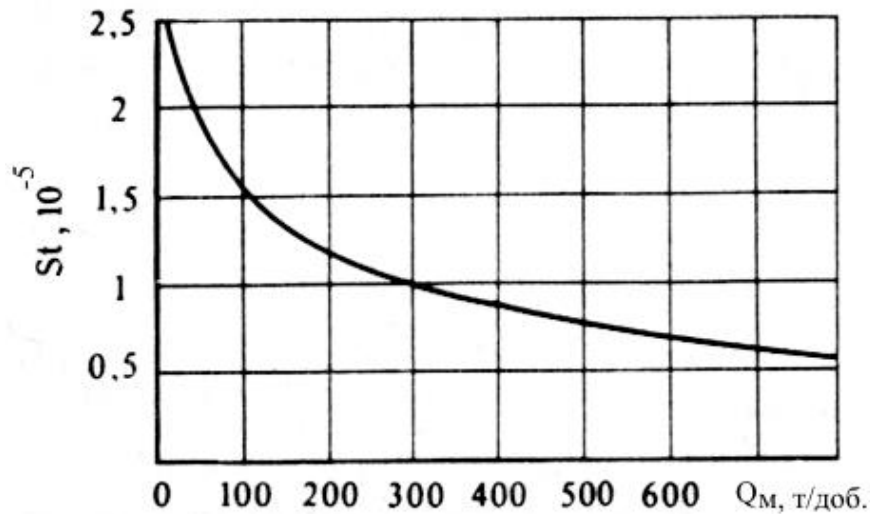


Рисунок 4.1 – Залежність критерію Стентона від масового дебіту свердловини

Для критерію подана залежність (рис. 4.1), справедлива в межах зміни дебіту від 15 т/добу до 800 т/добу із діаметрами підйомника 0,062 м, 0,0503 м і 0,0403 м, тобто справедлива лише для колони насосно-компресорних труб і не може бути використана під час розрахунків температури в обсадних колонах.

Критерій Стентона можна записати таким виразом:

$$St = \frac{K \cdot \pi \cdot d^2}{4q \cdot \rho \cdot c}. \quad (4.5)$$

Розподіл температури за глибиною свердловини можна встановити і за таким виразом:

$$T(H) = T_{пл} - (H_{кр} - H) \frac{0,0034 + 0,79 \cdot \Gamma_T \cdot \cos \alpha}{10 \cdot q / 20d^{2,67}} \quad (4.6)$$

де $T_{пл}$ – пластова температура, К;

$H_{кр}$ – глибина покрівлі пласта, м;

H – дійсна глибина, відрахована від гирла свердловини, м;

q – дебіт рідини, приведений до стандартних умов, м³/с;

d – внутрішній діаметр свердловини, м.

Геотермічний визначається за такою формулою:

$$\Gamma_T = \frac{T_{пл} - T_{н.ш}}{(H_{пл} - H_{н.ш}) \cos \alpha}, \quad (4.7)$$

де $T_{н.ш}$ – температура нейтрального шару, К;

$H_{н.ш}$ – глибина залягання нейтрального шару, м.

У разі відомого масового дебіту свердловини Q_M і відомої густини нафти в стандартних умовах ρ_c дебіт рідини q розраховується з такого виразу:

$$q = Q_M / 86,4 \cdot \rho_c, \quad (4.8)$$

де q – дебіт рідини м³/с;

Q_M – масовий дебіт рідини т/добу;

ρ_c – густина нафти при стандартних умовах, кг/м³.

Розрахунок розподілу температури за глибиною фонтанної видобувної свердловини нафтового родовища

Задача 4.1. Розрахувати розподіл температури за глибиною фонтанної видобувної свердловини нафтового родовища для таких умов:

- глибина покрівлі пласта $H_{\text{п}} = 1\,700$ м;
- пластова температура $t_{\text{пл}} = 29$ °С;
- температура нейтрального шару Землі $T_{\text{н.ш}} = 279$ К;
- глибина залягання нейтрального шару Землі $H_{\text{н.ш}} = 30$ м;
- внутрішній діаметр підйомника $d_{\text{в.п}} = 0,0403$ м;
- свердловина працює з масовим дебітом $Q_{\text{м}} = 51$ т/доб.;
- обводнення продукції $B = 0$ %;
- густина нафти у стандартних умовах $\rho_{\text{н.с}} = 852,5$ кг/м³;
- свердловина вертикальна, $\alpha = 0^\circ$.

Розв'язання

1. Визначаємо розподіл температури згідно з залежністю (4.2) з кроком $h = 200$ м.

Попередньо розраховуємо критерій Стентона за формулою (4.4):

$$St = \frac{1,763 \cdot 10^{-4}}{\ln(Q_{\text{м}} + 40)} - 0,202 \cdot 10^{-4} = \frac{1,763 \cdot 10^{-4}}{\ln(51 - 40)} - 0,202 \cdot 10^{-4} = 1,889 \cdot 10^{-5}$$

Знаходимо критерій Стентона за графіком рисунка 4.1: $St = 1,9 \cdot 10^{-5}$.

Для $h = 200$ м:

$$t_{200} = t_{\text{п}} \left(1 - St \frac{h}{d} \cos \alpha \right) = 29 \left(1 - 1,889 \cdot 10^{-5} \frac{200}{0,0403} \cdot 1 \right) = 26,3^\circ \text{C}.$$

Аналогічні розрахунки проводимо і для таких значень h , одержимо:

h , м	200	400	600	800	1 000	1 200	1 400	1 600	1 700
t , °С	26,3	23,6	20,85	18,12	15,4	12,7	10	7,28	5,9
t , °С	5,9	7,28	10	12,7	15,4	18,12	20,85	23,6	26,3

2. Розраховуємо розподіл температури згідно з залежністю (4.6) із кроком $H = 200$ м.

Попередньо розраховуємо геотермічний градієнт для таких умов:

$$T_{\text{пл}} = 29 + 273 = 302 \text{ К}; \quad T_{\text{н.ш}} = 279 \text{ К}; \quad H_{\text{п}} = 1\,700 \text{ м}; \quad H_{\text{н.ш}} = 30 \text{ м}; \quad \alpha = 0^\circ.$$

За формулою (4.7):

$$\Gamma_{\text{т}} = \frac{T_{\text{пл}} - T_{\text{н.ш}}}{(H_{\text{пл}} - H_{\text{н.ш}}) \cos \alpha} = \frac{302 - 279}{(1\,700 - 30) \cos 0^\circ} = 0,0141 \text{ град/м}.$$

Щоб встановити розподіл температур за рівнянням (4.6), розраховуємо попередньо q за формулою (4.8):

$$q = Q_{\text{м}} / 86,4 \cdot \rho_{\text{н.с}} = 51 / (86,4 \cdot 852,5) = 6,924 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3/\text{с}.$$

За формулою (4.6) знаходимо температуру на глибині $H = 200$ м від гирла:

$$T_{200} = T_{пл} - (H_{пл} - H) \cdot \frac{0,0034 + 0,79 \cdot \Gamma_T \cdot \cos \alpha}{10 \cdot q / 20 \cdot d^{2,67}} =$$

$$= 302 - (1700 - 200) \cdot \frac{0,0034 + 0,79 \cdot 0,0141 \cdot \cos 0^\circ}{10 \cdot 6,924 \cdot 10^{-4} / 20 \cdot 0,040^{3,67}} = 287,7 \text{ K}.$$

Проводимо аналогічні розрахунки для таких значень H :

$H, \text{ м}$	200	400	600	800	1 000	1 200	1 400	1 600	1 700
$t, ^\circ\text{C}$	14,7	16,6	18,5	20,4	22,3	24,2	26,14	28,05	29

Нижче подано результати експериментальних вимірювань температури за глибиною цієї свердловини:

$H, \text{ м}$	0	200	400	600	800	1 050	1 600
$t, ^\circ\text{C}$	7	9	11,8	13,3	16,3	19,9	26

Для порівняння розрахованого розподілу температур з експериментальним подано рисунок 4.2.

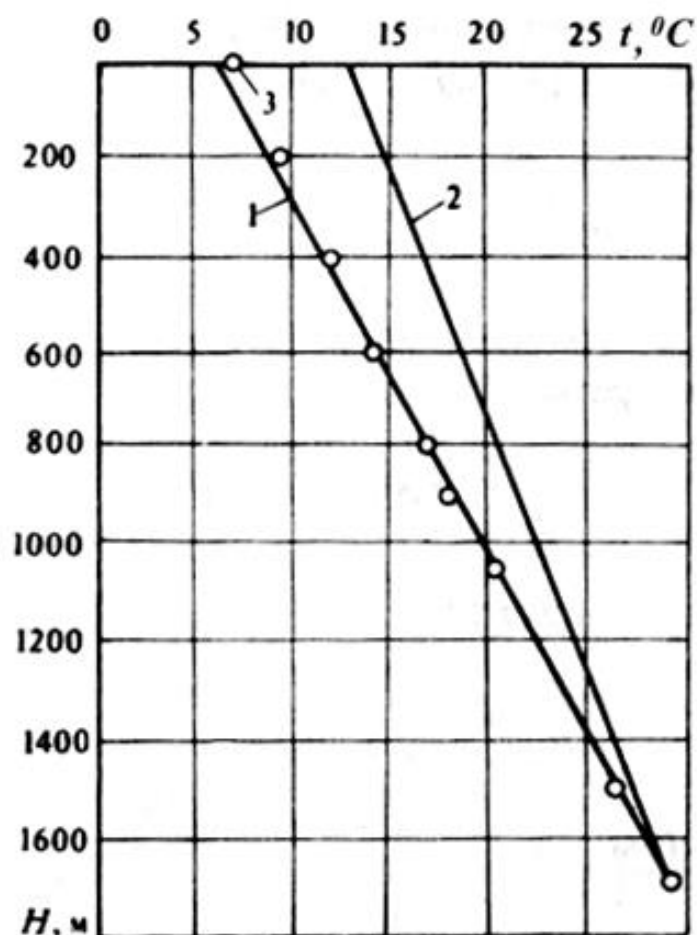


Рисунок 4.2 – Порівняння розрахованого розподілу температур з експериментальним

Таким чином, у цій свердловині розрахунок за формулою (4.2) практично співпадає з експериментальним вимірюванням, а розрахунок за формулою (4.6) дає підвищення температури.

Завдання до практичної роботи № 4

Таблиця 4.3 – Вихідні дані

№ з/п	Глибина покрівлі пласта, $H_{\text{п}}$, м	Пластова температура, t , °C	Внутрішній діаметр підйомника, $d_{\text{в.п.}}$, м	Масовий дебіт, $Q_{\text{м}}$, т/доб.	Обводненість, B , %
1	1 000	22,6	0,039	45	0,095
2	1 250	22,9	0,0395	45,9	0
3	1 500	26	0,040	48	0,1
4	1 700	34	0,0406	50	0,086
5	1 100	21	0,036	46,2	0
6	1 800	34,5	0,040 7	51	0,12
7	1 900	36	0,050 3	53,5	0,05
8	1 650	27	0,040 3	49,8	0
9	1 550	26	0,040 2	46,3	0
10	1 200	20	0,038 7	43,5	0,11
11	1 150	26,3	0,038	42	0,2
12	1 900	33,2	0,040 9	52,6	0
13	1 750	29,6	0,040 1	51,4	0,098
14	1 130	28,7	0,037 5	43,2	0,085
15	1 650	25,8	0,040 1	49,9	0
16	1 600	24	0,040 3	50,3	0,1
17	1 850	31,7	0,050	52,2	0,12
18	1 770	28,6	0,040 8	50,6	0,125
19	1 530	26,6	0,039 4	48,75	0,098
20	1 250	24,3	0,037 7	46,3	0,1
21	1 400	25,5	0,039	47	0
22	1 450	26,2	0,040	46,6	0
23	1 300	26,9	0,038	43,9	0,099
24	1 110	21,9	0,038 5	44,9	0,087
25	1 350	23	0,040 2	45,5	0
26	1 570	24,1	0,040 5	47,3	0,1
27	1 720	28,4	0,040 4	50,25	0,089
28	1 810	31,2	0,050 5	51,65	0,13
29	1 725	29,4	0,0402 5	52	0

Контрольні запитання

1. Що розуміють під геотермічним градієнтом?
2. Якими одиницями вимірюється геотермічний градієнт?
3. Що розуміють під глибиною нейтрального шару?
4. Що розуміють під пластовою температурою?
5. Що розуміють під об'ємною витратою рідини?

Практична робота № 5

Розрахунок процесу освоєння свердловини методом заміни рідин

План

1. Обладнання свердловини для виклику припливу методом заміни рідин.
2. Розрахунок процесу освоєння свердловини методом заміни рідин.
3. Визначення максимального тиску, який виникне під час освоєння, і тривалості процесу.

Обладнання свердловини для виклику припливу методом заміни рідин

Перед пуском свердловини в експлуатацію її гирло герметизують. До експлуатаційної колони приєднують трубну головку і фонтанну арматуру. Експлуатаційну колону перед перфорацією перевіряють опресовуванням на герметичність.

Припливу рідини з пласта можна досягти різними способами залежно від пластового тиску, характеристики пласта, методу його розкриття. Приплив починається тоді, коли тиск стовпа рідини у свердловині менший за пластовий тиск. У промисловій практиці тиск на вибій найчастіше знижують одним із таких способів:

- 1) послідовною заміною глинистого розчину в свердловині рідиною і газорідинною сумішшю меншої густини;
- 2) зниженням рівня рідини у свердловині за допомогою поршня (сваба) або жолонки.

Схема обладнання свердловини для заміни глинистого розчину рідинами меншої густини показана на рисунку 5.1. Для промивання свердловини на гирлі збирають арматуру і спускають фонтанні труби (зазвичай до фільтра), які залишаються у свердловині й під час її експлуатації. Потім у міжтрубний простір насосом (2) через відкриту засувку (1) нагнітають. Воду. Рідина зі свердловини витісняється по трубах через засувку (3) у приймальну ємність (5).

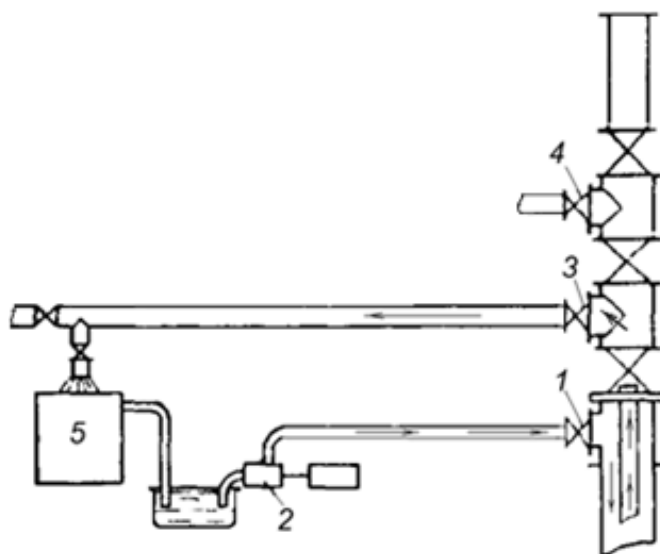


Рисунок 5.1 – Схема обладнання гирла свердловини для виклику припливу:

- 1 – засувка; 2 – насос; 3 – засувка на викидній лінії; 4 – засувка на верхній викидній лінії; 5 – приймальна ємність

За великого пластового тиску свердловина починає фонтанувати і в разі неповної заміни глинистого розчину водою. Фонтанний струмінь після очищення його від глинистого розчину спрямовують у верхню викидну лінію через засувку (4).

Якщо після промивання не відбувається проявлення пласта, воду в свердловині замінюють на нафту. Цей спосіб виклику припливу дозволяє плавно знижувати тиск на вибій свердловини і поступово розробляти поруватий простір пласта у привибійній зоні, що важливо для освоєння свердловин, які відкрили пухкі пласти. У разі плавного зниження тиску на вибій не відбувається руйнування пухкого пласта.

Значно знизити густину рідини у свердловині можна шляхом одночасного нагнітання в неї води (або нафти) і газу (або повітря). До свердловини, крім водяної (або нафтової) (6), підводять також газову (повітряну) лінію (4) (рис. 5.2). Спочатку через засувку (7) із закритою засувкою на нафтовій лінії нагнітають рідину. Після встановлення циркуляції рідини відкривають засувку на газовій лінії і в свердловину подають стиснутий газ (повітря), не перериваючи нагнітання рідини. Газ, потрапляючи разом із рідиною у труби, загазовує рідину. Кількість газу, що нагнітається, поступово збільшують, відповідно зменшується подача у свердловину рідини і, нарешті, повністю переходять на нагнітання газу.

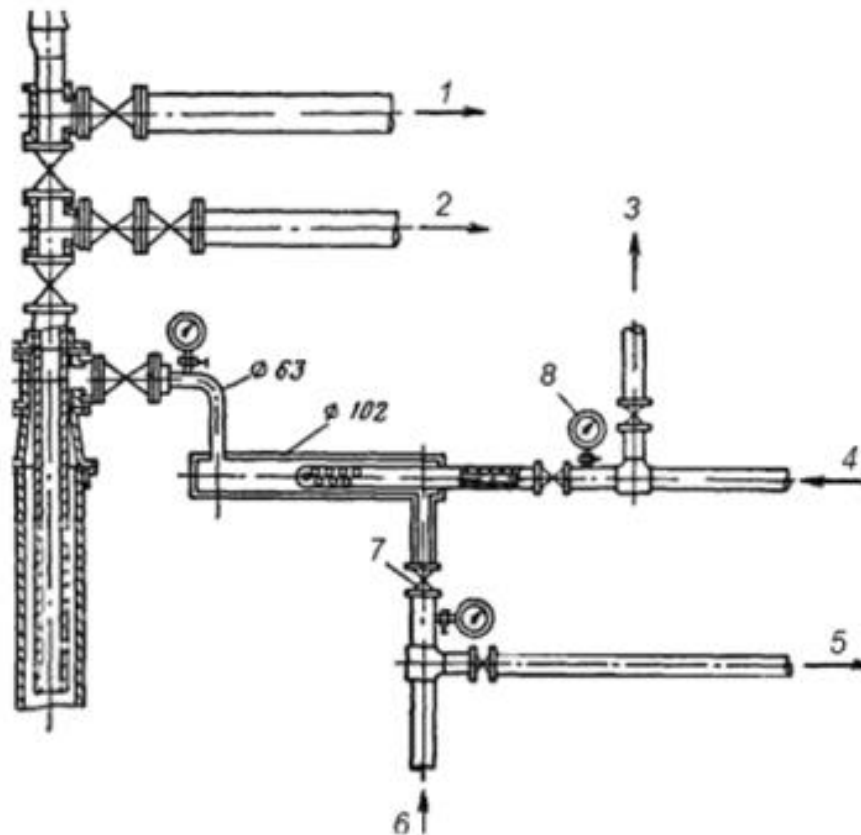


Рисунок 5.2 – Обладнання свердловини для промивання її аерованою рідиною:

- 1 – скидання аерованої рідини у приймальну ємність; 2 – викид; 3 – вихід повітря; 4 – надходження повітря; 5 – спускання нафти у приймальну ємність; 6 – надходження нафти; 7 – засувка; 8 – манометр

Розрахунок процесу освоєння свердловини методом заміни рідин

Задача 5.1. Розрахувати процес освоєння свердловини методом заміни рідини у свердловині на воду. Визначити максимальний тиск, який виникне під час освоєння, і тривалість процесу, якщо:

- свердловина заповнена розчином хлористого кальцію густиною $\rho_1 = 1\,230\text{ кг/м}^3$ із динамічним коефіцієнтом в'язкості $\mu_1 = 0,001\,2\text{ Па}\cdot\text{с}$;
- довжина стовбура свердловини $H = 3\,500\text{ м}$;
- довжина просунутих у свердловину насосно-компресорних труб (НКТ) $L = 3\,100\text{ м}$;
- середній зенітний кут нахилу свердловини (від вертикалі) $\alpha_3 = 5^\circ$;
- внутрішній діаметр експлуатаційної колони $D_8 = 0,168\text{ м}$;
- зовнішній діаметр НКТ $d_3 = 0,089\text{ м}$;
- внутрішній діаметр НКТ $d = 0,073\text{ м}$;
- густина води $\rho_2 = 1\,000\text{ кг/м}^3$;
- динамічний коефіцієнт в'язкості води $\mu_2 = 10^{-3}\text{ Па}\cdot\text{с}$;
- подача агрегату УН1-630х700А на IV передачі $Q = 0,014\,6\text{ м}^3/\text{с}$;
- пластовий тиск $p_{пл} = 36\text{ МПа}$.

Розв'язання

Під час освоєння свердловини водою тиск на вибої свердловини дорівнюватиме:

$$\Delta p = (\rho_1 - \rho_2)L \cdot g \cdot \cos \alpha_3 = (1\,230 - 1\,000) \cdot 3\,100 \cdot 9,81 \cdot \cos 5^\circ = 35 \cdot 10^6\text{ Па},$$

де $p_{пл} = 36\text{ МПа} > \Delta p = 35\text{ МПа}$, отже процес освоєння свердловини відбудеться.

Пряма циркуляція рідини

Визначаємо швидкість руху рідини в трубах НКТ

$$w = \frac{4Q}{\pi d^2} = \frac{4 \cdot 0,014\,6}{3,14 \cdot 0,073^2} = 3,49\text{ м/с};$$

Число Рейнольдса для води, що рухається по трубах

$$Re = \frac{w \cdot d \cdot \rho_2}{\mu_2} = \frac{3,49 \cdot 0,073 \cdot 1\,000}{0,001} = 254\,770.$$

Оскільки $Re > 2\,320$, то режим руху турбулентний, і в цьому випадку коефіцієнт гідравлічного опору розраховуємо за такою формулою:

$$\lambda = \frac{0,3164}{(Re)^{0,25}} = \frac{0,3164}{(254\,770)^{0,25}} = 0,014.$$

Розраховуємо гідравлічні втрати тиску на тертя у трубах за такою формулою:

$$\Delta p_{\tau 1} = \lambda \frac{L}{d} \frac{\rho_2 w^2}{2} = 0,014 \frac{3\,100 \cdot 1\,000 \cdot 3,49^2}{0,073 \cdot 2} = 3,6 \cdot 10^6\text{ Па}.$$

Визначаємо швидкість руху розчину хлористого кальцію в кільцевому просторі за такою формулою:

$$w = \frac{4Q}{\pi(D_B^2 - d_3^2)} = \frac{4 \cdot 0,0146}{3,14(0,168^2 - 0,089^2)} = 0,916 \text{ м/с};$$

Число Рейнольдса під час руху розчину хлористого кальцію в кільцевому просторі визначаємо за такою формулою:

$$Re_{к.п.} = \frac{w(D_B - d_3)\rho_1}{\mu_1} = \frac{0,916 \cdot (0,168 - 0,089) \cdot 1230}{0,0012} = 74\,173.$$

Оскільки $Re_{к.п.} > 2\,320$, то коефіцієнт гідравлічного опору розраховуємо за такою формулою:

$$\lambda = \frac{0,3164}{(Re_{к.п.})^{0,25}} = \frac{0,3164}{(74\,173)^{0,25}} = 0,019.$$

Розраховуємо гідравлічні втрати тиску на тертя під час руху рідини в кільцевому просторі за такою формулою:

$$\Delta p_{т2} = \lambda \frac{L}{(D_B - d_3)} \frac{\rho_1 \cdot w^2}{2} = 0,019 \frac{3\,100 \cdot 1\,230 \cdot 0,916^2}{(0,168 - 0,089) \cdot 2} = 0,385 \cdot 10^6 \text{ Па}.$$

Розраховуємо тиск, необхідний для врівноваження гідростатичних тисків рідин за такою формулою:

$$\Delta p_{г} = (\rho_1 - \rho_2) g \cdot z \cdot \cos \alpha_3 = (1\,230 - 1\,000) \cdot 9,81 \cdot 3\,100 \cdot \cos 5^\circ = 6,968 \cdot 10^6 \text{ Па}$$

де $z = 3\,100$ м – довжина труб, заповнених промивальною рідиною.

Розраховуємо тиск нагнітання за такою формулою:

$$p_n = \Delta p_{т1} + \Delta p_{т2} + p_3 + \Delta p_{г} = 3,6 + 0,385 + 0,1 + 6,968 = 11,053 \text{ МПа},$$

де p_3 – тиск на виході з затрубного простору.

Розраховуємо тривалість нагнітання води у труби за такою формулою:

$$t_1 = \frac{F_T}{Q} Z = \frac{3,14 \cdot 0,073^2}{4 \cdot 0,0146} \cdot 3\,100 = 888,23 \text{ с} = 14,8 \text{ хв}.$$

Розраховуємо тривалість нагнітання рідини у кільцевий простір за такою формулою:

$$t_2 = \frac{F_3}{Q} Z = \frac{3,14(0,168^2 - 0,089^2)}{4 \cdot 0,0146} \cdot 3\,100 = 3\,384,1 \text{ с} = 56,4 \text{ хв}.$$

Розраховуємо тривалість процесу нагнітання промивної рідини за такою формулою:

$$t = t_1 + t_2 = 14,8 + 56,4 = 71,2 \text{ хв}.$$

Зворотна циркуляція рідини

Із попередніх розрахунків швидкість руху рідини в кільцевому просторі становить 0,916 м/с.

Визначаємо число Рейнольдса для рідини, що рухається по кільцевому простору за такою формулою:

$$Re_{к.п.} = \frac{w(D_B - d_3)\rho_2}{\mu_2} = \frac{0,916 \cdot (0,168 - 0,089) \cdot 1\,000}{0,001} = 72\,364.$$

Оскільки $Re_{к.п.} > 2320$, то режим руху турбулентний, і коефіцієнт гідравлічного опору розраховуємо за такою формулою:

$$\lambda = \frac{0,3164}{(Re_{к.п.})^{0,25}} = \frac{0,3164}{(72\,364)^{0,25}} = 0,019.$$

Розраховуємо гідравлічні втрати тиску на тертя під час руху рідини по кільцевому простору за такою формулою:

$$\Delta p_{T2} = \lambda \frac{L}{(D_B - d_3)} \frac{\rho_2 \cdot w^2}{2} = 0,019 \frac{3\,100 \cdot 1\,000 \cdot 0,916^2}{(0,168 - 0,089) \cdot 2} = 0,22 \cdot 10^6 \text{ Па.}$$

Визначаємо число Рейнольдса для рідини, що рухається в НКТ:

$$Re = \frac{w \cdot d_B \cdot \rho_1}{\mu_1} = \frac{3,49 \cdot 0,073 \cdot 1\,230}{0,0012} = 261\,139.$$

Оскільки $Re > 2\,320$, то коефіцієнт гідравлічного опору розраховуємо за такою формулою:

$$\lambda = \frac{0,3164}{(Re)^{0,25}} = \frac{0,3164}{(261\,139)^{0,25}} = 0,014.$$

Розраховуємо гідравлічні втрати тиску на тертя під час руху рідини по НКТ за такою формулою:

$$\Delta p_{T1} = \lambda \frac{L}{d_B} \frac{\rho_1 w^2}{2} = 0,014 \frac{3\,100 \cdot 1\,230 \cdot 3,49^2}{0,073 \cdot 2} = 4,45 \cdot 10^6 \text{ Па.}$$

Розраховуємо тиск нагнітання за такою формулою:

$$p_n = \Delta p_{T2} + \Delta p_{T1} + p_{тр} + \Delta p_{г} = 0,22 + 4,45 + 0,1 + 6,968 = 11,738 \text{ МПа}$$

де $p_{тр}$ – тиск на виході з НКТ.

Розраховуємо тривалість процесу нагнітання промивної рідини за такою формулою:

$$t = t_2 + t_1 = 56,4 + 14,8 = 71,2 \text{ хв.}$$

Відповідь:

1. Тиск нагнітання у разі прямої циркуляції $p_n = 11,053$ МПа; тривалість процесу нагнітання води у разі прямої циркуляції $t = 71,2$ хв.

2. Тиск нагнітання у разі зворотної циркуляції $p_n = 11,738$ МПа; Тривалість процесу нагнітання води у разі зворотної циркуляції $t = 71,2$ хв.

Завдання до практичної роботи № 5

Таблиця 5.1 – Вихідні дані

Варіант	H , М	L , м	P_{nl} , МПа	D_e , м	d_3 , м	d , м	Q , м ³ /с	ρ_1 , кг/м ³	μ_1 , Па·с	ρ_2 , кг/м ³	μ_2 , Па·с
1	1 000	950	9,32	0,148	0,089	0,073	0,012	1 210	0,001 2	1 000	10 ⁻³
2	1 200	1 150	11,28	0,126	0,073	0,057	0,010	1 220	0,001 3	1 000	10 ⁻³
3	1 400	1 350	13,24	0,120	0,060	0,044	0,008	1 230	0,001 4	1 000	10 ⁻³
4	1 600	1 550	15,21	0,148	0,089	0,073	0,012	1 210	0,001 2	1 000	10 ⁻³
5	1 800	1 750	17,17	0,126	0,073	0,057	0,010	1 220	0,001 3	1 000	10 ⁻³
6	2 000	1 950	19,13	0,120	0,060	0,044	0,008	1 230	0,001 4	1 000	10 ⁻³
7	2 200	2 150	21,09	0,148	0,089	0,073	0,012	1 210	0,001 2	1 000	10 ⁻³
8	2 400	2 350	23,05	0,126	0,073	0,057	0,010	1 220	0,001 3	1 000	10 ⁻³
9	2 600	2 550	25,02	0,120	0,060	0,044	0,008	1 230	0,001 4	1 000	10 ⁻³
10	2 800	2 750	26,98	0,148	0,089	0,073	0,012	1 210	0,001 2	1 000	10 ⁻³
11	3 000	2 950	28,94	0,126	0,073	0,057	0,010	1 220	0,001 3	1 000	10 ⁻³
12	3 200	3 150	30,90	0,120	0,060	0,044	0,008	1 230	0,001 4	1 000	10 ⁻³
13	3 400	3 350	32,86	0,148	0,089	0,073	0,012	1 210	0,001 2	1 000	10 ⁻³
14	3 600	3 550	34,83	0,126	0,073	0,057	0,010	1 220	0,001 3	1 000	10 ⁻³
15	3 800	3 750	36,79	0,120	0,060	0,044	0,008	1 230	0,001 4	1 000	10 ⁻³
16	4 000	3 950	38,75	0,148	0,089	0,073	0,012	1 210	0,001 2	1 000	10 ⁻³
17	4 200	4 150	40,71	0,126	0,073	0,057	0,010	1 220	0,001 3	1 000	10 ⁻³
18	4 400	4 350	42,67	0,120	0,060	0,044	0,008	1 230	0,001 4	1 000	10 ⁻³
19	4 600	4 550	44,64	0,148	0,089	0,073	0,012	1 210	0,001 2	1 000	10 ⁻³
20	4 800	4 750	46,60	0,126	0,073	0,057	0,010	1 220	0,001 3	1 000	10 ⁻³

Практична робота № 6

Розрахунок процесу освоєння свердловини методом відтиснення рівня рідини газом

План

1. Обладнання свердловини для виклику припливу компресорним методом.
2. Розрахунок процесу освоєння свердловини методом відтиснення рідини газом.
3. Визначення граничної глибини відтиснення газом, рівня рідини в насосно-компресорних трубах, об'єму газу, який запомповується, і тривалості процесу нагнітання.

Обладнання свердловини для виклику припливу компресорним методом

Приплив рідини з пласта можна викликати різними способами залежно від пластового тиску, характеристики пласта, методу його розкриття. Приплив починається тоді, коли тиск стовпа рідини у свердловині менший за пластовий.

Тиск на вибій у промисловій практиці найчастіше знижують одним із таких способів:

- 1) послідовною заміною глинистого розчину в свердловині рідиною і газорідинною сумішшю меншої густини;
- 2) зниженням рівня рідини у свердловині за допомогою поршня (сваба) або жолонки.

На промислах застосовують також компресорний спосіб виклику припливу. При цьому свердловину промивають водою короткочасно, для розрідження глинистого розчину, а іноді не промивають. У кільцевий простір компресором нагнітають газ (або повітря), який витісняє рідину в центральні труби. Коли рівень у затрубному просторі буде доведений до нижнього кінця труб, газ потрапляє в колону і загазовує рідину, густина суміші знижується, рівень у трубах підвищується до гирла і відбувається викид. Під час переливання рідини тиск на вибій падає і свердловина переходить на фонтанування. Після цього компресор вимикають.

За компресорного способу виклику припливу різко знижується вибійний тиск, що супроводжується посиленням надходження рідини і газу із пласта. В умовах пухких порід це призводить до руйнування пласта, винесення піску в свердловину, що сильно ускладнює її експлуатацію. В умовах стійких порід компресорний спосіб дає змогу швидко освоїти свердловину.

Іноді припливу досягають за допомогою поршнювання (свабування). При цьому у фонтанні труби на сталевому канаті спускають поршень (сваб), який забезпечений клапаном, що відкривається вгору. Під час спускання сваба клапан відкривається і пропускає рідину, під час підйому – закривається, і стовп рідини, що опинився над поршнем, виноситься на поверхню. Багаторазові спуски і підйоми поршня призводять до поступового зниження рівня рідини у свердловині.

Якщо очікується, що свердловина буде фонтанувати, поршнювання

проводять через фонтанну арматуру. Істотним недоліком цього методу є необхідність працювати з відкритим гирлом, що пов'язано з небезпекою викиду рідини і можливістю аварій. Тому останнім часом поршнювання застосовується переважно під час освоєння нагнітальних свердловин.

Під час освоєння свердловин з низьким пластовим тиском іноді застосовують збудження тартанням за допомогою жолонки. Це довге вузьке відро з клапаном у днищі, яке спускають у свердловину на сталевому канаті. Багаторазовим спуском жолонки свердловину очищають від бруду, і стовп рідини в ній поступово замінюється нафтою, що надходить з пласта.

Крім згаданих методів викликання припливу, застосовують також деякі різновиди та комбінації цих методів. Наприклад, поршнювання з підкачуванням повітря в кільцевий простір, компресорний із періодичною зміною (розрідженням) тиску, підкачуванням нафти тощо.

Після початку експлуатації свердловині дають можливість самоочиститися. Стовбур і привибійну зону фонтанних свердловин очищують від бурового бруду під час відкритого фонтанування через викидну засувку гирлової арматури. Після цього свердловину досліджують на приплив і, встановивши норму видобутку, здають в експлуатацію.

Розрахунок процесу освоєння свердловини методом відтиснення рідини газом

Задача 6.1. Розрахувати граничну глибину відтиснення газом рівня рідини у насосно-компресорних трубах (по їхній довжині), об'єм газу, який запомповується, і тривалість процесу нагнітання під час освоєння фонтанної свердловини шляхом запомповування азоту з допомогою азотного устаткування АГУ-8К після того, як внаслідок заміни мінералізованої води на нафту свердловина не почала фонтанувати, якщо:

- внутрішній діаметр обсадної колони $D_e = 0,146$ м;
- зовнішній діаметр НКТ $d_z = 0,089$ м;
- внутрішній діаметр НКТ $d_e = 0,073$ м;
- глибина свердловини $H = 2\,300$ м;
- глибина опускання НКТ $L = 2\,220$ м;
- пластовий тиск $p_{пл} = 14$ МПа;
- густина нафти $\rho_p = 860$ кг/м³;
- динамічний коефіцієнт в'язкості нафти $\mu_p = 1,7 \cdot 10^{-3}$ Па·с;
- густина азоту за стандартних умов $\rho_{г\,ст} = 1,164$ кг/м³;
- динамічний коефіцієнт в'язкості азоту за стандартних умов $\mu_z = 0,0166 \cdot 10^{-3}$ Па·с;
- температура за стандартних умов $T_{ст} = 293$ К;
- середня температура газу у свердловині $\bar{T} = 305,185$ К;
- тиск, створюваний компресором, $p_k = 8$ МПа;
- середній коефіцієнт стисливості азоту $\bar{z}_r = 1,00484$;
- подача компресора за стандартних умов $q_{ст} = 8$ м³/хв.

Розв'язання

Розраховуємо поправковий термобаричний коефіцієнт для газу b_g за такою формулою:

$$b_g = \frac{p_k \cdot T_{ст}}{p_{ст} \cdot \bar{T} \cdot \bar{z}_g} = \frac{8 \cdot 293}{0,1 \cdot 305,185 \cdot 1,00484} = 75,455.$$

Визначаємо густину газу у свердловині за тиску компресора p_k і температури $\bar{T}$ у свердловині за такою формулою:

$$\rho_g = p_{г.ст} \cdot b_g = 1,164 \cdot 75,455 = 87,829 \text{ кг/м}^3.$$

Пряма циркуляція рідини

Розраховуємо швидкість руху газу в трубах за такою формулою:

$$w_{т.г} = \frac{4q_{ст}}{\pi d^2 b_g} = \frac{4 \cdot 8}{60 \cdot 3,14 \cdot 0,073^2 \cdot 75,455} = 0,422 \text{ м/с};$$

Число Рейнольдса для газу, що рухається в трубах, дорівнює

$$Re = \frac{w_{т.г} \cdot d_{в.г} \cdot \rho_g}{\mu_g} = \frac{0,416 \cdot 0,073 \cdot 87,829}{0,0166 \cdot 10^{-3}} = 162\,763;$$

Оскільки $Re_{т.г} > 2\,320$, то режим турбулентний.

Коефіцієнт гідравлічного опору під час руху газу в трубах

$$\lambda = \frac{0,3164}{(Re_{т.г})^{0,25}} = \frac{0,3164}{(162\,763)^{0,25}} = 0,016.$$

Гradient втрат тиску на тертя під час руху газу в НКТ

$$A_{т.г} = \frac{\lambda_g \cdot \rho_{г.ст} \cdot b_g \cdot w_{т.г}^2}{2 \cdot d} = \frac{0,016 \cdot 1,164 \cdot 75,455 \cdot 0,422^2}{2 \cdot 0,073} = 1,714 \cdot \text{Па/м}.$$

Швидкість руху рідини в кільцевому просторі

$$w_{з.р} = \frac{4q_{ст}}{\pi(D_{в.г}^2 - d_3^2)b_g} = \frac{4 \cdot 8}{60 \cdot 3,14(0,146^2 - 0,089^2)75,455} = 0,166 \text{ м/с};$$

Число Рейнольдса для нафти, що рухається в кільцевому просторі

$$Re_{з.р.} = \frac{w_{з.р}(D_{в.г} - d_3)\rho_p}{\mu_p} = \frac{0,166 \cdot (0,146 - 0,089) \cdot 860}{1,7 \cdot 10^{-3}} = 4\,786.$$

Оскільки $Re_{з.р.} > 2\,320$, то режим руху турбулентний.

Коефіцієнт гідравлічного опору під час руху рідини в кільцевому просторі

$$\lambda_p = \frac{0,3164}{(Re_{з.р.})^{0,25}} = \frac{0,3164}{(4\,786)^{0,25}} = 0,038.$$

Гradient втрат тиску на тертя під час руху рідини в кільцевому просторі

$$A_{з.р.} = \frac{\lambda_p \cdot \rho_p \cdot w_{з.р.}^2}{2 \cdot (D_{в.г} - d_3)} = \frac{0,038 \cdot 860 \cdot 0,166^2}{2 \cdot (0,146 - 0,089)} = 7,9 \cdot \text{Па/м};$$

Граничну глибину відтиснення рівня рідини в трубах (по їх довжині)

$$h = \frac{p_k - p_3}{(\rho_p - \rho_{г.ст} \cdot b_g)g + A_{з.р.} + A_{т.г}} = \frac{(8 - 0,1) \cdot 10^6}{(860 - 1,164 \cdot 75,455)9,81 + 7,9 + 1,714} = 1\,041 \text{ м},$$

де p_3 – тиск на виході зі свердловини на затрубному просторі, що зумовлюється системою викиду, Па.

Об'єм газу, який нагнітається компресором,

$$V_{\Gamma} = \frac{\pi d^2 h}{4} = \frac{3,14 \cdot 0,073^2 \cdot 1\,041,6}{4} = 4,357 \text{ м}^3.$$

Тривалість запомповування газу

$$t = \frac{V_{\Gamma} \cdot b_{\Gamma}}{q_{\text{ст}}} = \frac{4,357 \cdot 75,455 \cdot 60}{8} = 2\,465,7 \text{ с} = 40,9 \text{ хв.}$$

Зворотна циркуляція рідини

Розраховуємо швидкість руху газу в кільцевому просторі

$$w_{3,\Gamma} = \frac{4q_{\text{ст}}}{\pi(D_{\text{в}}^2 - d_3^2)b_{\Gamma}} = \frac{4 \cdot 8}{60 \cdot 3,14(0,146^2 - 0,089^2) \cdot 75,455} = 0,168 \text{ м/с.}$$

Число Рейнольдса для газу, що рухається в кільцевому просторі

$$Re_{3,\Gamma} = \frac{w_{3,\Gamma}(D_{\text{в}} - d_3)\rho_{\Gamma}}{\mu_{\Gamma}} = \frac{0,168 \cdot (0,146 - 0,089) \cdot 87,829}{0,0166 \cdot 10^{-3}} = 50\,483.$$

Оскільки $Re_{3,\Gamma} > 2\,320$, то режим руху турбулентний.

Коефіцієнт гідравлічного опору під час руху газу в кільцевому просторі

$$\lambda_{\Gamma} = \frac{0,3164}{(Re_{3,\Gamma})^{0,25}} = \frac{0,3164}{(50\,483)^{0,25}} = 0,021.$$

Гradient втрат тиску на тертя під час руху газу в кільцевому просторі

$$A_{3,\Gamma} = \frac{\lambda_{\Gamma} \cdot \rho_{\Gamma, \text{ст}} \cdot w_{3,\Gamma}^2 \cdot b_{\Gamma}}{2 \cdot (D_{\text{в}} - d_3)} = \frac{0,021 \cdot 1,164 \cdot 0,165^2 \cdot 75,455}{2 \cdot (0,146 - 0,089)} = 0,446 \cdot \text{Па/м.}$$

Швидкість руху рідини в трубах

$$w_{\text{т.р}} = \frac{4q_{\text{ст}}}{\pi d^2 b_{\Gamma}} = \frac{4 \cdot 8}{60 \cdot 3,14 \cdot 0,073^2 \cdot 75,455} = 0,422 \text{ м/с.}$$

Число Рейнольдса для рідини, що рухається по трубах,

$$Re = \frac{w_{\text{т.р}} \cdot d_{\text{в}} \cdot \rho_{\text{р}}}{\mu_{\text{р}}} = \frac{0,422 \cdot 0,073 \cdot 860}{1,7 \cdot 10^{-3}} = 15\,584.$$

Оскільки $Re_{\text{т.р}} > 2\,320$, то режим руху турбулентний.

Коефіцієнт гідравлічного опору під час руху рідини в трубах

$$\lambda_{\text{р}} = \frac{0,3164}{(Re_{\text{т.р}})^{0,25}} = \frac{0,3164}{(15\,584)^{0,25}} = 0,028.$$

Гradient втрат тиску на тертя під час руху рідини у трубах

$$A_{\text{т.р}} = \frac{\lambda_{\text{р}} \cdot w_{\text{т.р}}^2 \cdot \rho_{\text{р}}}{2 \cdot d} = \frac{0,028 \cdot 0,422^2 \cdot 860}{2 \cdot 0,073} = 29,4 \cdot \text{Па/м};$$

Граничну глибину відтиснення газом рівня рідини в кільцевому просторі

$$h = \frac{p_{\text{к}} - p_{\text{т}}}{(\rho_{\text{р}} - \rho_{\Gamma, \text{ст}}) \cdot b_{\Gamma}} = \frac{(8 - 0,1) \cdot 10^6}{(860 - 1,164 \cdot 75,455) \cdot 9,81 + 29,4 + 0,446} = 1\,038,81 \text{ м,}$$

де $p_{\text{т}}$ – тиск на виході з свердловини в трубах, що зумовлюється системою викиду, Па.

Об'єм газу, який нагнітається компресором,

$$V_{\Gamma} = \frac{\pi(D_{\text{в}}^2 - d_3^2)h}{4} = \frac{3,14 \cdot (0,146^2 - 0,089^2) \cdot 1\,038,8}{4} = 10,92 \text{ м}^3.$$

Тривалість запомповування газу

$$t = \frac{V_{\Gamma} \cdot b_{\Gamma}}{q_{\text{ст}}} = \frac{10,92 \cdot 75,455 \cdot 60}{8} = 6\,179,7 \text{ с} = 102,9 \text{ хв.}$$

Відповідь: за прямої циркуляції рідини гранична глибина відтиснення газом рівня рідини в насосно-компресорних трубах $h = 1\,041 \text{ м}$, об'єм газу, який

напомповується $V_r = 4,357 \text{ м}^3$, тривалість процесу нагнітання $t = 40,9 \text{ хв}$; за зворотної циркуляції рідини гранична глибина відтиснення газом рівня рідини в насосно-компресорних трубах $h = 1\,038,81 \text{ м}$, об'єм газу, який напомповується $V_r = 10,92 \text{ м}^3$, тривалість процесу нагнітання $t = 102,9 \text{ хв}$.

Завдання до практичної роботи № 6

Густина азоту за стандартних умов $\rho_{\text{ст}} = 1,164 \text{ кг/м}^3$.

Динамічний коефіцієнт в'язкості азоту за стандартних умов $\mu_{\text{ст}} = 0,0166 \cdot 10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{с}$.

Середній коефіцієнт стисливості азоту $\bar{z}_r = 1,00484$.

Температура за стандартних умов $T_{\text{ст}} = 293 \text{ К}$.

Таблиця 6.1 – Вихідні дані

Варіант	H , м	L , м	$p_{\text{пл}}$, МПа	$D_{\text{в}}$, м	d_z , м	d , м	ρ_p , кг/м ³	μ_p , Па·с	$\bar{T}$, К	p_k , МПа	$q_{\text{ст}}$, м ³ /хв
1	1 000	950	9,32	0,148	0,089	0,073	850	0,001 6	315,6	9,0	10
2	1 200	1 150	11,28	0,126	0,073	0,057	860	0,001 7	321,0	8,0	8
3	1 400	1 350	13,24	0,120	0,060	0,044	870	0,001 7	326,4	7,0	6
4	1 600	1 550	15,21	0,148	0,089	0,073	880	0,001 8	331,9	9,0	10
5	1 800	1 750	17,17	0,126	0,073	0,057	890	0,001 8	337,3	8,0	8
6	2 000	1 950	19,13	0,120	0,060	0,044	900	0,001 9	342,6	7,0	6
7	2 200	2 150	21,09	0,148	0,089	0,073	910	0,001 9	348,0	9,0	10
8	2 400	2 350	23,05	0,126	0,073	0,057	920	0,002 0	353,4	8,0	8
9	2 600	2 550	25,02	0,120	0,060	0,044	930	0,002 0	358,9	7,0	6
10	2 800	2 750	26,98	0,148	0,089	0,073	940	0,002 1	364,3	9,0	10
11	3 000	2 950	28,94	0,126	0,073	0,057	950	0,002 1	369,6	8,0	8
12	3 200	3 150	30,90	0,120	0,060	0,044	960	0,002 2	375,0	7,0	6
13	3 400	3 350	32,86	0,148	0,089	0,073	850	0,001 6	380,4	9,0	10
14	3 600	3 550	34,83	0,126	0,073	0,057	860	0,001 7	385,9	8,0	8
15	3 800	3 750	36,79	0,120	0,060	0,044	870	0,001 7	391,3	7,0	6
16	4 000	3 950	38,75	0,148	0,089	0,073	880	0,001 8	396,6	9,0	10
17	4 200	4 150	40,71	0,126	0,073	0,057	890	0,001 8	402,0	8,0	8
18	4 400	4 350	42,67	0,120	0,060	0,044	900	0,001 9	407,4	7,0	6
19	4 600	4 550	44,64	0,148	0,089	0,073	910	0,001 9	412,8	9,0	10
20	4 800	4 750	46,60	0,126	0,073	0,057	920	0,002 0	418,2	8,0	8

Контрольні запитання

1. Який процес називають освоєнням свердловини?
2. Якими способами досягають припливу пластового флюїду до свердловини?
3. Коли починається приплив пластового флюїду до свердловини?
4. Що називають депресією у свердловині?
5. Яких правил потрібно дотримуватись під час створення депресії у свердловині?
6. В якому випадку під час створення депресії не відбувається руйнування пухкого пласта?

Практична робота № 7

Розрахунок витрати рідини через зовнішню циліндричну насадку у разі фонтанної експлуатації свердловин

План

1. Фонтанний спосіб експлуатації свердловин;
2. Розрахунок витрати рідини через зовнішню циліндричну насадку при фонтанній експлуатації свердловин.

Фонтанний спосіб експлуатації свердловин

Спосіб експлуатації нафтових свердловин, за якого рідина піднімається на поверхню лише за рахунок природної пластової енергії, називається *фонтанним*.

Залежно від режиму роботи родовища і кількості газу, що видобувається разом із нафтою, фонтанування може відбуватися під дією гідростатичного напору або за рахунок енергії газу, який розширюється, а також під впливом обох факторів одночасно. Фонтанування лише за рахунок гідростатичного тиску пласта в практиці експлуатації нафтових свердловин зустрічається рідко. Це відбувається тоді, коли пластова нафта не містить газу і пластовий тиск вищий за тиск стовпа нафти, що заповнює свердловину.

У більшості випадків основним фактором для фонтанування є газ, що знаходиться завжди разом із нафтою в пласті. Це справедливо навіть для родовищ з явно вираженим водонапірним режимом. У багатьох родовищах із таким режимом газ у початковій стадії розробки повністю розчинений у нафті, тому в пласті рухається лише рідина. Під час освоєння свердловини, пробуреної на такий пласт, виділення з нафти вільного газу починається лише в підйомних трубах, на глибині, де тиск нижчий від тиску насичення.

При цьому підйом нафти відбувається за рахунок гідростатичного напору та енергії стисненого газу, що проявляється лише у верхній частині свердловини. На глибині, яка відповідає тиску насичення нафти газом, останній починає виділятися з нафти у вигляді найдрібніших бульбашок.

У міру просування по стовбуру свердловини на поверхню на бульбашки газу передається все менший тиск, котрий дорівнює тиску стовпа газованої рідини. Зі зменшенням тиску об'єм газу збільшується, через що густина суміші рідини й газу стає меншою. Це сприяє підйому рівня рідини у свердловині до гирла.

Отже, фонтанування свердловин відбувається внаслідок різниці між тиском у пласті та тиском на вибій стовпа рідини. При цьому велике значення має газ, що надходить із пласта у свердловину і розширюється під час підняття на поверхню, оскільки це призводить до зменшення густини суміші у свердловині й підняття рідини на поверхню.

Схема облаштування свердловини для фонтанного видобутку нафти показана на рисунку 7.1. Нафта надходить із пласта у свердловину через отвори в колоні експлуатаційних труб (1) або фільтр. Усередині експлуатаційної колони знаходяться насосно-компресорні труби (НКТ) (2) – підйомник. Нафта

надходить у насосно-компресорні труби через підшву (башмак) (3), тобто нижній торець труб НКТ. Верхній кінець насосно-компресорних труб через фланець (4) з'єднується з фонтанною арматурою (5).

До фонтанної арматури приєднаний штуцер (6) – сталеву болванку із циліндричним каналом малого перетину. Штуцер слугує для обмеження припливу нафти у свердловину шляхом дроселювання тиску на виході з неї.

Установка штуцера дозволяє забезпечити тривалу і безперебійну роботу свердловини у фонтанному режимі. Крім того, завдяки низьким швидкостям припливу нафти, зменшується забруднення свердловини частинками породи-колектору.

Зі штуцера пластова нафта спрямовується у сепаратор (трап), де з неї відокремлюється супровідний нафтовий газ.

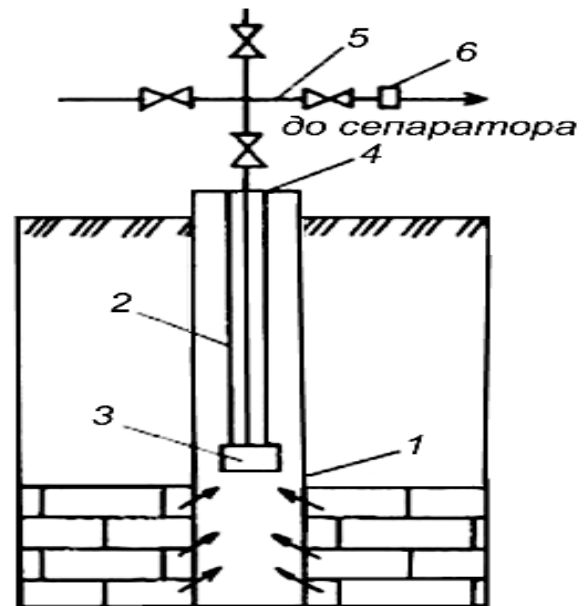


Рисунок 7.1 – Обласування свердловин для фонтанного видобутку нафти:

- 1 – експлуатаційна колона; 2 – насосно-компресорні труби;
- 3 – підшва (башмак);
- 4 – фланець;
- 5 – фонтанна арматура; 6 – штуцер

Розрахунок витрати рідини через зовнішню циліндричну насадку в разі фонтанної експлуатації свердловин

Задача 7.1. Розрахувати витрату рідини через зовнішню циліндричну насадку діаметром $d_n = 12$ мм у разі фонтанної експлуатації свердловини, якщо:

- перепад тиску на насадці $\Delta p = 3,6$ МПа;
- густина рідини $\rho = 865$ кг/м³.

Розв'язання

Для визначення витрати рідини через зовнішню циліндричну насадку застосовуємо таку формулу:

$$Q_p = \mu \omega_0 \sqrt{2\Delta p / \rho},$$

де μ – коефіцієнт витрат насадки;

ω_0 – площа поперечного перерізу насадки

$$\omega_0 = \frac{\pi d_n^2}{4} = \frac{3,14 \cdot 12^2 \cdot 10^{-6}}{4} = 1,13 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2.$$

Витрата рідини через зовнішню циліндричну насадку з коефіцієнтом витрат насадки $\mu = 0,82$ складе

$$Q = 0,82 \cdot 1,13 \cdot 10^{-4} \sqrt{\frac{2 \cdot 3,6 \cdot 10^6}{865}} = 8,45 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с} = 730,1 \text{ м}^3/\text{доб.}$$

Відповідь: витрата рідини через зовнішню циліндричну насадку $Q = 730,1 \text{ м}^3/\text{доб.}$

Завдання до практичної роботи № 7

Таблиця 8.1 – Вихідні дані

Варіант	Діаметр насадки d_n , мм	Перепад тиску на насадці Δp , МПа	Густина рідини ρ , кг/м ³	Коефіцієнти витрат насадки μ
1	10	2,0	850	0,80
2	12	2,5	860	0,82
3	14	3,0	870	0,84
4	16	3,5	880	0,86
5	18	4,0	890	0,88
6	20	4,5	900	0,90
7	10	5,0	850	0,80
8	12	2,0	860	0,82
9	14	2,5	870	0,84
10	16	3,0	880	0,86
11	18	3,5	890	0,88
12	20	4,0	900	0,90
13	10	4,5	850	0,80
14	12	5,0	860	0,82
15	14	2,0	870	0,84
16	16	2,5	880	0,86
17	18	3,0	890	0,88
18	20	3,5	900	0,90
19	10	4,0	850	0,80
20	12	4,5	860	0,82
21	14	5,0	870	0,84

Контрольні запитання

1. Яка свердловина називається фонтанною?
2. Які механізми діють під час фонтанування свердловини?
3. З якою метою застосовуються штуцерні насадки на викидній лінії свердловин?
4. Яка схема облаштування фонтанної свердловини?
5. З якою метою обмежують приплив нафти у свердловину?

Практична робота № 8

Визначення діаметра штуцера на нафтовій лінії у разі фонтанної експлуатації свердловин

План

1. Фонтанні нафтові свердловини.
2. Визначення діаметра штуцера на нафтовій лінії.

Фонтанні нафтові свердловини

Під час впровадження в розробку нових родовищ зазвичай достатньо пластової енергії для підйому нафти зі свердловини. Спосіб експлуатації, за якого підйом рідини здійснюється лише за рахунок пластової енергії, називається *фонтанним*.

У міру падіння пластового тиску або зі зростанням обводнення свердловин переходять на механізовані способи експлуатації: газліфтний або насосний. У разі насосної експлуатації свердловин використовують установки занурених відцентрових електронасосів (УЗВЕН) і штангові свердловинні насоси (ШСН).

Отже, після припинення фонтанування високопродуктивні свердловини експлуатуються газліфтным способом або за допомогою занурених відцентрових електронасосів, а низькопродуктивні за допомогою штангових свердловинних насосів. Більшість видобувних свердловин (60 %) обладнані ШСН, хоча штанговими насосами видобувається лише 16,1 % нафти. Середнє обводнення продукції свердловин становить 71,3 %, тобто на 1 т нафти припадає 2 т пластової води. Мінералізовану пластову воду закачують назад у пласти для підтримки тиску і запобігання забруднення навколишнього середовища.

У фонтанних свердловинах залежно від режиму роботи родовища і кількості газу, що видобувається разом із нафтою, фонтанування може відбуватися *під дією гідростатичного напору* або *за рахунок енергії газу, який розширюється, а також під впливом обох факторів одночасно*. Фонтанування лише за рахунок гідростатичного тиску пласта у практиці експлуатації нафтових свердловин зустрічається рідко. Це відбувається тоді, коли пластова нафта не містить газу і пластовий тиск вищий за тиск стовпа нафти, що заповнює свердловину.

Артезіанські свердловини фонтанують, коли пластовий тиск більший від гідростатичного тиску стовпа рідини у свердловині, тобто

$$p_{\text{пл}} > \rho_p g H,$$

де ρ_p – густина рідини.

У разі сталого режиму експлуатації свердловини *вибійний тиск* визначають за рівнянням припливу залежно від дебіту свердловини Q . У разі лінійної фільтрації

$$p_v = p_{\text{пл}} - (Q/K_{\text{п.с}}),$$

де $K_{\text{п.с}}$ – коефіцієнт продуктивності свердловини.

Коефіцієнт продуктивності свердловини характеризує видобувні можливості свердловини – відношення її дебіту до відповідного перепаду між пластовим і вибійним тисками. Величина може бути постійною, тобто не залежати від вибійного тиску під час усталеної фільтрації однофазної рідини, або змінною, тобто залежати від тиску на вибої свердловини під час фільтрації газу чи рідини і газу. Визначається за умови справедливості лінійного закону фільтрації.

Вибійний тиск компенсує гідростатичний тиск стовпа рідини (p), втрати на тертя під час її руху (p_T) й тиск на гірлі (p_r), необхідний для транспортування продукції

$$p_v = \rho_p g H + p_T + p_r. \quad (8.1)$$

Втрати тиску на тертя (p_T) під час руху рідини по трубах розраховують за рівнянням Дарсі – Вейсбаха:

$$p_T = 8\lambda Q^2 \rho_p H / \pi^2 d^5,$$

де λ – коефіцієнт гідравлічного опору;

d – внутрішній діаметр труб.

Оскільки ці втрати пропорційні довжині труби за турбулентного і ламінарного режимів течії, рівняння (8.1) – лінійна функція тиску p відносно глибини свердловини H (рис. 9.1).

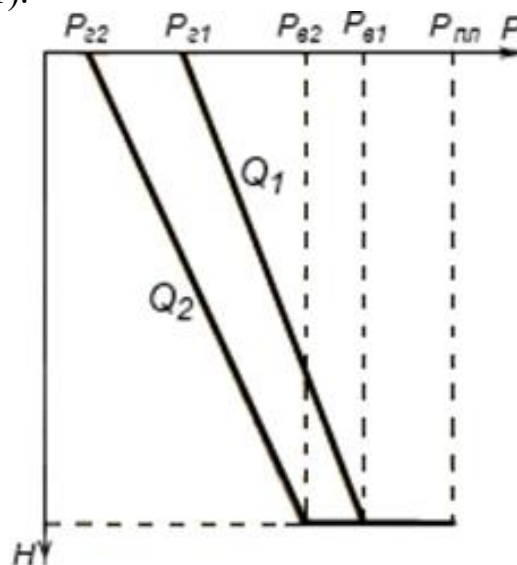


Рисунок 8.1 – Залежність тиску від глибини свердловини з дебітами $Q_2 > Q_1$

Фонтанування таких свердловин може відбуватися і у разі пластового тиску, меншого від гідростатичного тиску стовпа рідини у свердловині. Це зумовлено великою кількістю розчиненого у нафті газу. Зі зниженням тиску під час підняття продукції свердловини у колоні насосно-компресорних труб (НКТ) виділяється розчинений газ й утворюється газорідинна суміш із густиною ρ_c

Умова фонтанування нафтової свердловини

$$p_{пл} > \rho_c g H. \quad (8.2)$$

Рівняння балансу тиску має вигляд:

$$p_v = \rho_c g H + p_T + p_r, \quad (8.3)$$

де ρ_c – середня густина суміші вздовж колони НКТ.

На рисунку 8.2 показано криві зміни тиску з глибиною у фонтанних свердловинах.

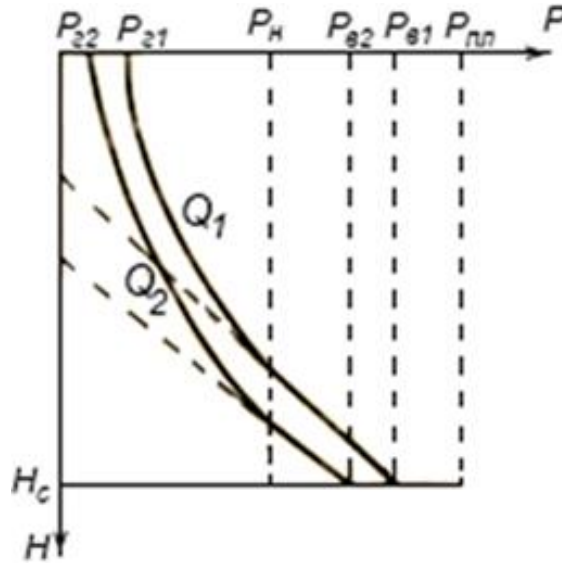


Рисунок 8.2 – Криві зміни тиску з глибиною у разі дебіту $Q_2 > Q_1$

На ділянці від вибою до точки, де тиск дорівнює тиску насичення p_n , рухається однорідна рідина, тому тиск змінюється за лінійним законом. Зі зниженням тиску нижче за p_n з розчину починає виділятися газ і утворюється газорідинна суміш. Чим менший тиск у разі наближення до гирла свердловини, тим більше виділиться газу, а газ, що раніше виділювався, – розшириться, внаслідок чого стануть меншими густина суміші та градієнт тиску. При цьому тиск уздовж ліфта під час руху газорідинної суміші змінюється за нелінійним законом. Якщо вибійний тиск менший за тиск насичення, то нелінійність зазначеної залежності $p = f(H)$ буде спостерігатися по всій глибині свердловини. За рахунок зміни втрат на тертя закономірність зміни тиску буде складнішою, ніж на рисунку 9.2.

Отже, кількість вільного газу в суміші вздовж стовбура свердловини збільшується в міру наближення до гирла, відповідно змінюється і густина суміші. Тому у формулах (9.2) і (9.3) обрана середня густина суміші ρ_c , що відповідає середньому об'єму газу, який виділювався, що припадає на одиницю маси або об'єму рідини.

Визначення діаметра штуцера на нафтовій лінії

Задача 8.1. Визначити діаметр штуцера на нафтовій лінії якщо:

- витрата однорідної негазованої нафти $Q = 120 \text{ м}^3/\text{доб}$;
- густина нафти $\rho = 854 \text{ кг/м}^3$;
- на штуцері треба створити перепад тиску $\Delta p = 4,3 \text{ МПа}$.

Розв'язання

Для визначення діаметра штуцера на нафтовій лінії застосовуємо таку формулу%

$$d_{шт} = \sqrt{\frac{4Q}{\pi \cdot \mu \sqrt{\frac{2\Delta p}{\rho}}}}$$

Знаходимо діаметр штуцера, взявши коефіцієнт витрати $\mu = 0,62$:

$$d_{шт} = \sqrt{\frac{4 \cdot 120}{86\,400 \cdot 3,14 \cdot 0,62 \sqrt{2 \cdot 4,3 \cdot 10^6 / 854}}} = 6,4 = 6,34 \cdot 10^{-3} \text{ м} = 6,34 \text{ мм.}$$

Відповідь: діаметр штуцера на нафтовій лінії $d_{шт} = 6,34 \text{ мм.}$

Завдання до практичної роботи № 8

Таблиця 8.1 – Вихідні дані

Варіант	Витрата однорідної негазованої нафти Q , м ³ /доб	Перепад тиску, який необхідно створити на штуцері Δp , МПа	Густина рідини ρ , кг/м ³	Коефіцієнти витрат насадки μ
1	80	3,0	850	0,60
2	90	3,2	860	0,62
3	100	3,4	870	0,64
4	110	3,6	880	0,66
5	120	3,8	890	0,68
6	130	4,0	900	0,70
7	140	4,2	850	0,60
8	150	4,4	860	0,62
9	160	4,6	870	0,64
10	170	4,8	880	0,66
11	80	5,0	890	0,68
12	90	3,0	900	0,70
13	100	3,2	850	0,60
14	110	3,4	860	0,62
15	120	3,6	870	0,64
16	130	3,8	880	0,66
17	140	4,0	890	0,68
18	150	4,2	900	0,70
19	160	4,4	850	0,60
20	170	4,6	860	0,62
21	80	4,8	870	0,64

Контрольні запитання

1. Яка свердловина називається фонтанною?
2. Під дією яких сил може відбуватись фонтанування свердловин?
3. З якою метою застосовуються штуцери на викидній лінії свердловин?
4. Які свердловини називають артезіанськими?
5. Який механізм дії газорідинного підіймача?

Практична робота № 9

Розрахунок коефіцієнта корисної дії газорідинного підіймача

План

1. Характеристика газорідинного підіймача.
2. Розрахунок коефіцієнта корисної дії газорідинного підіймача.

Характеристика газорідинного підіймача

Газорідинний підіймач (англ. «gas-liquidlift», «gas-lift») – обладнання для підймання рідини на певну висоту, принцип роботи якого полягає у зменшенні густини суміші рідини й газу у фонтанних насосно-компресорних трубах (НКТ) опущених у свердловину. Газ може виділятися з рідини (фонтанна нафтова свердловина) або подаватися ззовні (газліфтна нафтова свердловина).

У разі *газліфтного способу експлуатації* газ, що нагнітається з поверхні або надходить із пласта, додається до потоку продукції свердловини. При цьому густина газорідинної суміші зменшується, тиск на вибої стає достатнім для забезпечення заданого відбору продукції і транспортування її до збірного пункту.

Принципову схему газорідинного підіймача показано на рисунку 9.1.

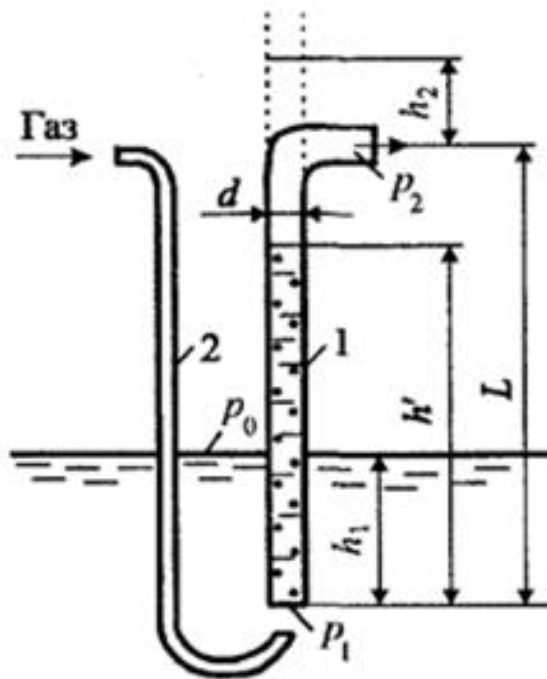


Рисунок 9.1 – Принципова схема газорідинного підіймача

У водоймище з постійним рівнем рідини занурено підймальні труби (1) довжиною L на глибину h_1 . До нижнього кінця підймальних труб (до підшови труб) по трубах (2) (лінія газоподавання) підводиться газ. У підймальних трубах газ спливає в рідині згідно з законом Архімеда і утворюється газорідинна суміш, яка піднімається на висоту h' . Оскільки труби (1) і водоймище є сполученими посудинами, то з боку кожної з них абсолютний тиск біля підшови p_1 можна записати у такому вигляді:

$$p_1 = h_1 \cdot \rho \cdot g + p_0; \quad (9.1)$$

$$p_1 = h' \rho_c \cdot g + p_0, \quad (9.2)$$

де ρ, ρ_c – густина відповідно рідини та газорідинної суміші, кг/м³;

g – прискорення вільного падіння, м/с²;

p_0 – тиск над рівнем рідини, Па.

Прирівнюючи ці тиски отримуємо:

$$h_1 \cdot \rho = h' \cdot \rho_c. \quad (9.3)$$

Оскільки $\rho_c < \rho$, то $h' > h_1$. Для будь-якого тіла за сталої маси густина тим менша, чим більший об'єм. У разі збільшення об'єму газу в суміші (його об'ємної витрати) зменшується її густина ρ_c і відповідно підвищується висота h' .

Отже, принцип підймання (роботи газорідинного підіймача) полягає у зменшенні густини середовища в піднімальних трубах. Зазначимо, що така суміш може існувати лише в разі руху одної або обох фаз. Рідина також може підніматися під час додавання в неї нестисливого (твердого або рідинного) робочого агента, густина якого менша за густину рідини, наприклад, порожнистих пластмасових кульок.

Оптимальний режим роботи характеризується максимальним значенням *коефіцієнта корисної дії* (ККД) підіймача, який визначається відношенням корисно витраченої роботи або потужності до загальної, тобто

$$\eta_{\text{п}} = \frac{N_{\text{кор.}}}{N_{\text{заг.}}} \quad (9.4)$$

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. 7.2), то корисно витрачена потужність визначається за такою формулою:

$$N_{\text{кор.}} = q \cdot \rho \cdot g(L - h_1) + q \cdot p_2 = q[\rho \cdot g \cdot L - (p_1 - p_2)]. \quad (9.5)$$

Для визначення загальної витраченої потужності уявно до підшови піднімальних труб додаємо за одиницю часу середній об'єм V_c робочого агента, якому відповідає висота в трубах $h_c = V_c/f$, де f – площа прохідного перерізу труби. Припустимо, що на цей момент часу труби біля підшови перекрито, тоді висота рівня рідини:

$$h' = h_1 + h_c. \quad (9.6)$$

Для додавання робочого агента до підшови труб необхідно виконати роботу проти сил гравітації (тобто спливання робочого агента), яка дорівнює добутку об'єму тіла на створюваний тиск, а з урахуванням протитиску p_2 – на різницю тисків $(p_1 - p_2)$, тобто

$$A_{\text{г}} = V_c(p_1 - p_2). \quad (9.7)$$

Оскільки газ стисливий, то вважатимемо, що процес зміни його об'єму ізотермічний (за законом Бойля – Маріотта), тоді середній об'єм V_c за одиницю

часу можна записати як середньозважений за тиском у трубах у такому вигляді:

$$V_c = \frac{1}{p_1 - p_2} \int_{p_2}^{p_1} V(p) dp = \frac{1}{p_1 - p_2} \int_{p_2}^{p_1} \frac{V_0 \cdot p_0}{p} dp = \frac{V_0 \cdot p_0}{p_1 - p_2} \ln \frac{p_1}{p_2}. \quad (9.8)$$

Тоді формула (9.7) з урахуванням виразу (9.8) набуває вигляду формули роботи або енергії ізотермічного стискування (розширення) газу:

$$A_r = V_0 \cdot p_0 \ln \frac{p_1}{p_2}. \quad (9.9)$$

Ця енергія підводиться до підшви труб для піднімання рідини. Оскільки під V_c і V_0 розуміємо об'єм робочого агента за одиницю часу, то формули (9.7) і (9.8) виражають загальну витрачену потужність. Отже, ККД:

$$\eta_{\pi} = \frac{q[\rho \cdot g \cdot L - (p_1 - p_2)]}{V_0 \cdot p_0 \cdot \ln \frac{p_1}{p_2}}. \quad (9.10)$$

Застосовують *компресорний* і *безкомпресорний* способи газліфтної експлуатації. У першому випадку робочий агент стискається на компресорних станціях, у другому використовується газ родовища з природним тиском. Різновидом безкомпресорного способу є внутрішньосвердловинний газліфт, коли для підйому нафти використовують енергію газового пласта, розкритого цією ж свердловиною.

Розрізняють *безперервний* та *періодичний* режими експлуатації. У разі періодичної експлуатації після зупинення свердловини на час, необхідний для накопичення рідини у підймальних трубах, здійснюється продавлювання її на поверхню.

Основні *переваги газліфтного способу* перед іншими механізованими способами такі:

- простота обладнання та обслуговування;
- тривалий міжремонтний період;
- високий коефіцієнт експлуатації;
- широкий діапазон дебітів по рідині (від десятків до 1 800 м³/добу);
- можливість експлуатації похилих свердловин та свердловин, у продукції яких міститься велика кількість газу та піску.

Недоліки способу:

- великі початкові капіталовкладення на будівництво компресорних станцій і системи газорозподілу;
- великі питомі витрати енергії та низький ККД установок за низьких вибірних тисків.

Зважаючи на названі недоліки газліфтного способу, його найчастіше використовують на великих родовищах з високими пластовими тисками у свердловинах і значними коефіцієнтами продуктивності.

У практиці видобування застосовують підйомники таких типів:

- 1) однорядні з кільцевою подачею робочого агента;
- 2) однорядні з подачею газу по НКТ, які використовують лише у високодебітних свердловинах, якщо їхня продукція не корозійно-активна і немає небезпека відкладення у затрубному просторі солей або

асфальтосмолистих речовин;

3) дворядні, які застосовують у свердловинах із негерметичною обсадною колоною або у піскопроявлювальних.

У разі надходження піску НКТ, по яких подається стиснений газ, подовжують хвостовиком меншого діаметра до верхніх отворів перфорації (рис. 9.2).

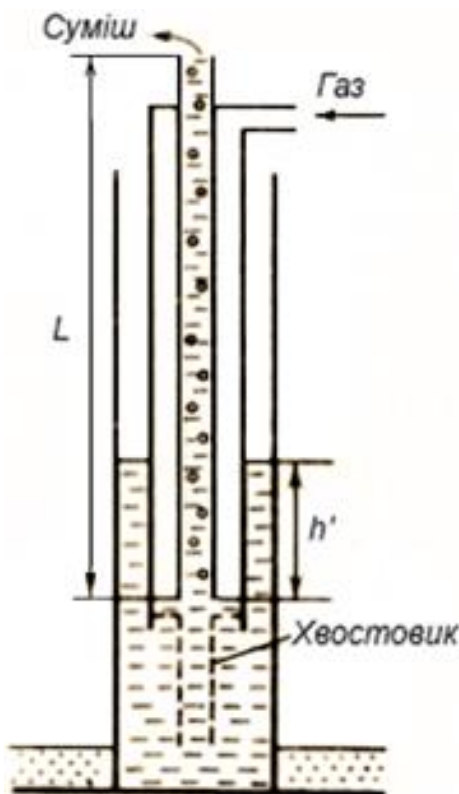


Рисунок 9.2 – Схема дворядного підйомника:

L – довжина підйомника; h' – глибина занурення підйомника під динамічний рівень

Хвостовик забезпечує максимальну швидкість руху суміші по всій довжині свердловини, що сприяє винесенню піску і перешкоджає скупченню води на вибої.

Для видобутку нафти безперервним газліфтним способом під час подання газу з поверхні передбачено газліфтні установки типів Л (для вертикальних свердловин) та ЛН (для похилоспрямованих свердловин). Ці установки – це однорядні підйомники з кільцевою подачею газу, які оснащені сильфонними клапанами типу Г, пакером і приймальним клапаном. Вони забезпечують автоматичний пуск свердловин та стабільну їхню експлуатацію в заданому режимі. Газліфтні клапани монтують і витягують за допомогою канатної техніки без підйому НКТ. Діаметр насосно-компресорних труб 60 мм, 73 мм і 89 мм, що забезпечує відбори рідини відповідно до 120 м³/добу, 300 м³/добу та 700 м³/добу.

Компресорні станції на промислах обладнані здебільшого поршневими газомотокомпресорами типів ГKM і ГKH та високопродуктивними відцентровими компресорами. Для освоєння й пуску свердловин в експлуатацію і проведення деяких ремонтних робіт використовують пересувні

компресорні установки з подачею 3,5–54 м³/хв із тиском нагнітання 1,0–40,0 МПа. Вони монтуються на всюдиходах, автопричепах, гусеничних візках або санях.

Як за компресорного, так і за безкомпресорного газліфту робочий агент необхідно попередньо підготувати: газ очищують від важких вуглеводневих фракцій і конденсату, води, що сприяє утворенню гідратів, механічних домішок, сірководню та інших компонентів, які спричиняють корозію обладнання.

Для боротьби з гідратоутворенням використовують найбільш простий спосіб – підігрів газу до 95 °С за допомогою пересувних підігрівачів продуктивністю до 150 000 м³/добу, які встановлюють біля свердловин, уздовж газопроводу або перед газорозподільним пунктом (ГРП).

Від компресорної станції або комплексу підготовки газ прямує на газорозподільний пункт (ГРП). ГРП оснащують однією або декількома блоковими газорозподільними батареями типу ГРБ-14, розрахованими на підключення до 14-ти свердловин. Витрати газу регулюють вручну за допомогою голчастих вентилів або автоматично – за допомогою клапанів з мембранним виконавчим механізмом. Для централізованої подачі інгібіторів або поверхневоактивних речовин, які запобігають утворенню стійких емульсій і сприяють створенню більш ефективних структур течії суміші в НКТ, що сприяє зменшенню питомих витрат газу, встановлюють дозувальні насоси.

Розрахунок коефіцієнта корисної дії газорідинного піднімача

Задача 9.1. Розрахувати коефіцієнт корисної дії газорідинного піднімача якщо:

- об’ємна витрата рідини $Q_{p,ст} = 100 \text{ м}^3/\text{доб} = 1,157 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$;
- об’ємна витрата газу $V_{г,ст} = 12 \cdot 10^3 \text{ м}^3/\text{доб} = 0,139 \text{ м}^3/\text{с}$;
- тиск біля підошви піднімача $p_1 = 2,5 \text{ МПа}$;
- тиск на виході з піднімача $p_2 = 0,12 \text{ МПа}$;
- довжина труб піднімача $L = 1\,400 \text{ м}$;
- густина рідини $\rho_{p,ст} = 880 \text{ кг/м}^3$.

Розв’язання

Розраховуємо коефіцієнт корисної дії газорідинного піднімача за формулою (7.10):

$$\eta = \frac{Q_{p,ст} [L \cdot \rho_{p,ст} \cdot g - (p_1 - p_2)]}{V_{г,ст} \cdot p_0 \cdot \ln \frac{p_1}{p_2}} = \frac{1,157 \cdot 10^{-3} [1\,400 \cdot 880 \cdot 9,81 - (2,5 - 0,12) \cdot 10^6]}{0,139 \cdot 10^5 \cdot \ln(2,5/0,12)} = 0,226.$$

Відповідь: $\eta = 0,226$.

Завдання до практичної роботи № 9

Таблиця 9.1 – Вихідні дані

Варіант	$Q_{p,ст},$ $м^3/с$	$V_{г,ст},$ $м^3/с$	$p_1,$ МПа	$p_2,$ МПа	$L,$ м	$\rho_{p,ст},$ $кг/м^3$
1	$1,15 \times 10^{-3}$	0,13	3,0	0,13	1 000	850
2	$1,15 \times 10^{-3}$	0,13	3,0	0,13	1 100	860
3	$1,15 \times 10^{-3}$	0,13	3,0	0,13	1 200	870
4	$1,15 \times 10^{-3}$	0,13	3,0	0,13	1 300	880
5	$1,16 \times 10^{-3}$	0,14	3,5	0,14	1 400	890
6	$1,16 \times 10^{-3}$	0,14	3,5	0,14	1 500	900
7	$1,16 \times 10^{-3}$	0,14	3,5	0,14	1 600	850
8	$1,16 \times 10^{-3}$	0,14	3,5	0,14	1 700	860
9	$1,17 \times 10^{-3}$	0,15	4,0	0,15	1 800	870
10	$1,17 \times 10^{-3}$	0,15	4,0	0,15	1 900	880
11	$1,17 \times 10^{-3}$	0,15	4,0	0,15	2 000	890
12	$1,17 \times 10^{-3}$	0,15	4,0	0,15	2 100	900
13	$1,18 \times 10^{-3}$	0,16	4,5	0,16	2 200	850
14	$1,18 \times 10^{-3}$	0,16	4,5	0,16	2 300	860
15	$1,18 \times 10^{-3}$	0,16	4,5	0,16	2 400	870
16	$1,18 \times 10^{-3}$	0,16	4,5	0,16	2 500	880
17	$1,19 \times 10^{-3}$	0,17	5,0	0,17	2 600	890
18	$1,19 \times 10^{-3}$	0,17	5,0	0,17	2 700	900
19	$1,19 \times 10^{-3}$	0,17	5,0	0,17	2 800	850
20	$1,19 \times 10^{-3}$	0,17	5,0	0,17	2 900	860

Контрольні запитання

1. Що розуміють під свердловинним газорідинним підіймачем?
2. Який спосіб експлуатації свердловин називають газліфтным?
3. Поясніть принципову схему роботи газорідинного підіймача.
4. Що розуміють під коефіцієнтом корисної дії газорідинного піднімача?
5. Які бувають способи газліфтної експлуатації свердловин?
6. Основні переваги газліфтного способу перед іншими механізованими способами експлуатації свердловин?
7. Недоліки газліфтного способу експлуатації свердловин?

Практична робота № 10

Розрахунок робочих параметрів газліфтної нафтової свердловини

План

1. Газліфтний спосіб експлуатації нафтових свердловин.
2. Розрахунок робочих параметрів газліфтної нафтової свердловини.

Газліфтний спосіб експлуатації нафтових свердловин

У міру виснаження пластової енергії її стає недостатньо для фонтанування свердловин, тому їх переводять на механізовану газліфтну або насосну експлуатацію.

Газліфтним називається спосіб експлуатації нафтових свердловин, за якого підйом рідини з пласта на поверхню здійснюється стисненням газом, що нагнітається в колону підйомних труб.

У разі газліфтного способу експлуатації газ, що нагнітається з поверхні або надходить із пласта, додається до потоку продукції свердловини на глибині L . При цьому густина газорідинної суміші зменшується, тиск на вибої стає достатнім для забезпечення заданого відбору продукції й транспортування її до збірного пункту (рис. 10.1).

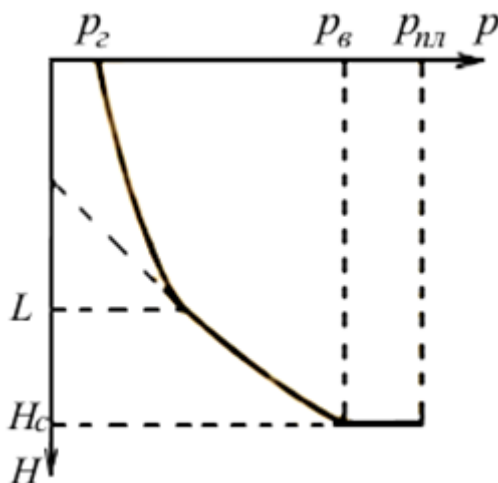


Рисунок 10.1 – Криві зміни тиску з глибиною у газліфтній свердловині

Застосовують компресорний і безкомпресорний способи газліфтної експлуатації. У першому випадку робочий агент стискається на компресорних станціях, у другому використовується газ родовища з природним тиском. Різновидом безкомпресорного способу є внутрішньосвердловинний газліфт, коли для підйому нафти використовують енергію газового пласта, розкритого цією ж свердловиною.

Розрізняють *безперервний* і *періодичний* режими експлуатації. У разі періодичної експлуатації після зупинення свердловини на час, необхідний для накопичення рідини у підймальних трубах, здійснюється продавлювання її на поверхню.

Основні переваги газліфтного способу перед іншими механізованими способами такі: простота обладнання та обслуговування, тривалий міжремонтний період, високий коефіцієнт експлуатації, широкий діапазон

дебітів по рідині (від десятків до 1 800 м³/добу), можливість експлуатації похилих свердловин та свердловин, у продукції яких міститься велика кількість газу й піску.

Недоліки способу: великі початкові капіталовкладення на будівництво компресорних станцій і системи газорозподілу, великі питомі витрати енергії та низький ККД установок у разі низьких вибієвних тисків. Тому газліфтний спосіб найчастіше використовують на великих родовищах із високими пластовими тисками у свердловинах і значними коефіцієнтами продуктивності.

На практиці застосовують підйомники таких типів:

1) *однорядні з кільцевою подачею робочого агента;*

2) *однорядні з подачею газу через НКТ* (застосовуються лише у високодебітних свердловинах коли їхня продукція не корозійно-активна, і немає небезпеки відкладення в затрубному просторі солей або асфальтосмолистих речовин);

3) *дворядні* (застосовуються у свердловинах з негерметичною обсадною колоною або у піскопроявлювальних свердловинах).

У разі надходження піску НКТ, по яких подається стиснений газ, подовжують хвостовиком меншого діаметра, який спускають до верхніх отворів перфорації (рис. 10.2). Хвостовик забезпечує максимальну швидкість руху суміші по всій довжині свердловини, що сприяє винесенню піску і перешкоджає скупченню води на вибої.

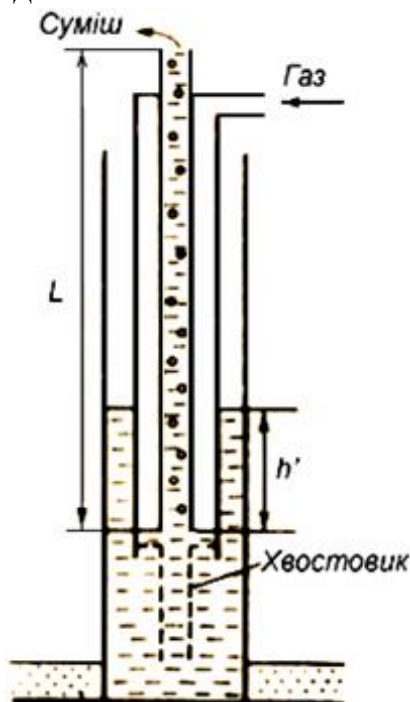


Рисунок 10.2 – Схема дворядного підйомника:

L – довжина підйомника; h' – глибина занурення підйомника під динамічний рівень

Для видобутку нафти безперервним газліфтним способом під час подання газу з поверхні передбачено газліфтні установки типів Л (для вертикальних свердловин) та ЛН (для похилоспрямованих свердловин). Ці установки – однорядні підйомники з кільцевою подачею газу. Вони оснащені сильфонними

клапанами типу Г, пакером та приймальним клапаном і забезпечують автоматичний пуск свердловин та стабільну їхню експлуатацію в заданому режимі. Газліфтні клапани монтують і витягують за допомогою канатної техніки без підйому НКТ. Діаметр насосно-компресорних труб 60 мм, 73 мм і 89 мм, що забезпечує відбори рідини відповідно до 120 м³/добу, 300 м³/добу та 700 м³/добу.

Компресорні станції на промислах обладнані здебільшого поршневими газомотокомпресорами типів ГKM і ГKH та високопродуктивними відцентровими компресорами. Для освоєння й пуску свердловин в експлуатацію і проведення деяких ремонтних робіт використовують пересувні компресорні установки з подачею 3,5–54 м³/хв із тиском нагнітання 1,0–40 МПа. Вони монтуються на всюдиходах, автопричепах, гусеничних візках або саннях.

Як у разі компресорного, так і у разі безкомпресорного газліфту робочий агент необхідно попередньо підготувати: газ очищують від важких вуглеводневих фракцій і конденсату, води, яка сприяє утворенню гідратів, механічних домішок, сірководню та інших компонентів, які спричиняють корозію обладнання.

Розрахування робочих параметрів газліфтної нафтової свердловини

Задача 10.1. Розрахувати *вибійний тиск, дебіт свердловини і витрату запомповуваного газу* для газліфтної експлуатації, якщо:

- глибина свердловини $H = 2\,600$ м;
- газовий фактор $G_0 = 130$ м³/м³;
- коефіцієнт розчинення газу в нафті $a_p = 2$ м³/(м·МПа);
- густина нафти $\rho_n = 890$ кг/м³;
- густина води $\rho_v = 1\,012$ кг/м³;
- робочий тиск $p_p = 26$ МПа;
- гирловий тиск $p_2 = 0,8$ МПа;
- обводнення продукції $n_e = 0,7$;
- діаметр насосно-компресорних труб $d = 0,062$ м;
- коефіцієнт продуктивності $K_0 = 36$ м³/(доб·МПа);
- допустима витрата газу $R_{0\text{ доп}} = 500$ м³/м³;
- пластовий тиск $p_{\text{пл}} = 22$ МПа;
- атмосферний тиск $p_0 = 0,1$ МПа;
- діаметр експлуатаційної колони $D = 0,148$ м.

Розв'язання

Розраховуємо тиск у точці додавання газу в піднімальні труби

$$p_1 = p_p - \Delta p_r = 26 \cdot 10^6 - 0,4 \cdot 10^6 = 25,6 \cdot 10^6 \text{ Па},$$

де $\Delta p_r = 0,4 \cdot 10^6$ Па – втрати тиску газу на гідравлічний опір з урахуванням тиску стовпа газу.

Розраховуємо густину рідини

$$\rho = \rho_n (1 - n_e) + \rho_v \cdot n_e = 890 \cdot (1 - 0,7) + 1\,012 \cdot 0,7 = 975,4 \text{ кг/м}^3;$$

За наближеним методом шляхом ітерації з використанням ПЕОМ знаходимо тиск p_1 біля підшови (баймака) труб, зі співвідношення:

$$R_{0\text{доп}} + \left[G_0 - a_p \left(\frac{p_1 + p_2}{2} - p_0 \right) \right] (1 - n_b) = \frac{0,282 \cdot L \cdot \rho \cdot g [L \cdot \rho \cdot g - (p_1 - p_2)]}{d^{0,5} \cdot (p_1 - p_2) \cdot p_0 \cdot \ln \frac{p_1}{p_2}}$$

або

$$500 + \left[130 - 2 \cdot 10^{-6} \left(\frac{p_1 + 0,8 \cdot 10^6}{2} - 0,1 \cdot 10^6 \right) \right] (1 - 0,7) = \frac{0,282 \cdot 2\,600 \cdot 975,4 \cdot 9,81 [2\,600 \cdot 975,4 \cdot 9,81 - (p_1 - 0,8 \cdot 10^6)]}{0,062^{0,5} \cdot (p_1 - 0,8 \cdot 10^6) \cdot 0,1 \cdot 10^6 \cdot \ln \frac{p_1}{0,8 \cdot 10^6}},$$

звідси $p_1 = 5,955 \cdot 10^6$ Па, де беремо $L = H$.

4. Розраховуємо дебіт свердловини

$$Q = K_0(p_{\text{пл}} - p_{\text{в}}) = 36 \cdot \frac{(22 - 5,955)10^6}{10^6} = 577,62 \text{ м}^3/\text{доб},$$

де $p_1 \approx p_{\text{в}}$.

Розраховуємо діаметр насосно-компресорних труб

$$d = 0,263 \cdot \sqrt{\frac{L \cdot \rho \cdot g}{p_1 - p_2}} \cdot \sqrt[3]{\frac{Q \cdot L \cdot \rho \cdot g}{L \cdot \rho \cdot g - (p_1 - p_2)}} =$$

$$0,263 \cdot \sqrt{\frac{2\,600 \cdot 975,4 \cdot 9,81}{(5,955 - 0,8) \cdot 10^6}} \cdot \sqrt[3]{\frac{577,62 \cdot 2\,600 \cdot 975,4 \cdot 9,81}{86\,400 \cdot [2\,600 \cdot 975,4 \cdot 9,81 - (5,955 - 0,8)10^6]}} = 0,118 \text{ м}$$

Оскільки розрахований діаметр насосно-компресорних труб перевищує максимально можливий діаметр для заданої експлуатаційної колони, то розрахунок ведемо для центральної системи піднімача. Тобто беремо діаметр насосно-компресорних труб еквівалентний затрубному простору за продуктивністю $d = d_Q$ і розраховуємо внутрішній труб діаметр лінії газоподавання

$$d_{\Gamma} = 2(D - d_Q) - 0,025\,4 = 2 \cdot (0,148\,3 - 0,118) - 0,025\,4 = 0,035\,2 \text{ м}.$$

Беремо $d_{\Gamma \text{ min}} = 0,035\,2$ м. Оскільки $d > d_{\Gamma \text{ min}}$, то піднімач буде працювати за центральної системи на оптимальному режимі.

Розраховуємо витрату запомповуваного газу

$$V_{0\text{зап}} = R_{0\text{доп}} \cdot Q = 500 \cdot 577,62 = 288\,810 \text{ м}^3/\text{доб}.$$

Відповідь: $p_1 = 5,955$ МПа; $Q = 577,62$ м³/добу; $V_{0\text{зап}} = 28\,8810$ м³/доб.

Завдання до практичної роботи № 10

Коефіцієнт розчинення газу в нафті $a_p = 2$ м³/(м · МПа).

Густина нафти $\rho_{\text{н}} = 890$ кг/м³.

Густина води $\rho_{\text{в}} = 1\,012$ кг/м³.

Обводненість продукції $n_{\text{в}} = 0,7$.

Коефіцієнт продуктивності $K_0 = 36$ м³/(доб · МПа);

Допустима витрата газу $R_{0\text{ доп}} = 500 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

Атмосферний тиск $p_0 = 0,1 \text{ МПа}$.

Втрати тиску газу на гідравлічний опір з урахуванням тиску стовпа газу $\Delta p_r = 0,4 \cdot 10^6 \text{ Па}$.

Таблиця 10.1 – Оптимальні співвідношення діаметрів експлуатаційної колони і НКТ

Діаметри експлуатаційної колони, мм	20–50	50–70	70–250	250–350	350
Діаметри НКТ, мм	40,3	50,3	62,0	76,0	88,6

Таблиця 10.2 – Вихідні дані

Варіант	$H, \text{ м}$	$G_0, \text{ м}^3/\text{м}^3$	$p_p, \text{ МПа}$	$p_2, \text{ МПа}$	$d, \text{ м}$	$p_{пл}, \text{ МПа}$	$D, \text{ м}$
1	1 000	100	9	0,8	0,060 3	9,0	0,107
2	1 100	110	9	0,8	0,060 3	9,9	0,120
3	1 200	120	9	0,8	0,060 3	10,8	0,126
4	1 300	130	11	0,8	0,060 3	11,7	0,148
5	1 400	140	11	0,8	0,060 3	12,6	0,107
6	1 500	150	13	0,8	0,060 3	13,5	0,120
7	1 600	100	13	0,8	0,060 3	14,4	0,126
8	1 700	110	15	0,8	0,060 3	15,3	0,148
9	1 800	120	15	0,8	0,060 3	16,2	0,107
10	1 900	130	17	0,8	0,060 3	17,1	0,120
11	2 000	140	17	0,8	0,060 3	18,0	0,126
12	2 100	150	18	0,8	0,060 3	18,9	0,148
13	2 200	100	18	0,8	0,060 3	19,8	0,107
14	2 300	110	20	0,8	0,060 3	20,7	0,120
15	2 400	120	20	0,8	0,060 3	21,6	0,126
16	2 500	130	22	0,8	0,060 3	22,5	0,148
17	2 600	140	22	0,8	0,060 3	23,4	0,107
18	2 700	150	24	0,8	0,060 3	24,3	0,120
19	2 800	100	24	0,8	0,060 3	25,2	0,126
20	2 900	110	26	0,8	0,060 3	26,1	0,148

Контрольні запитання

1. Який спосіб експлуатації свердловин називається газліфтным?
2. З якою метою експлуатаційні свердловини переводять на механізовану експлуатацію?
3. Які способи експлуатації свердловин називають механізованими?
4. Які основні переваги газліфтного способу перед іншими механізованими способами?
5. Які недоліки газліфтного способу експлуатації свердловин?
6. Які типи підйомників застосовують у разі газліфтного способу експлуатації свердловин?

Практична робота № 11

Розрахунок пускового тиску для однорядного газліфтного піднімача кільцевої і центральної систем

План

1. Методи зниження пускового тиску.
2. Розрахунок пускового тиску запомповування газу для кільцевої і центральної систем.

Методи зниження пускового тиску

Перед пуском свердловина заповнюється рідиною (дегазованою нафтою, водою або іншою рідиною глушіння). Її рівень у свердловині відповідає пластовому тиску. Розглянемо дворядний газліфтний піднімач (рис. 11.1).

Більший тиск газу, який виникає під час пуску, називають *пусковим тиском* $p_{\text{п}}$.

Тиск закачування газу в процесі експлуатації свердловини називають *робочим тиском* $p_{\text{р}}$, причому $p_{\text{п}} > p_{\text{р}}$. Це зумовлено:

а) пуском свердловини, що здійснюється за статичного рівня $h_{\text{ст}}$, і роботою – за динамічного рівня $h_{\text{д}} < h_{\text{ст}}$.

б) у підйомних трубах рівень рідини збільшується на висоту Δh на момент надходження газу в НКТ; умовне занурення складає $h + \Delta h > h > h_1$.

Під час пуску свердловини витискальна рідина здебільшого переміщується в підйомні труби й затрубний простір і частково поглинається пластом. Досягнувши підшови (башмака) підйомних труб, газ надходить у них, і розширюючись, піднімається вгору до гирла свердловини. Густина газорідинної суміші зменшується, рівень її збільшується до гирла, після чого відбувається викид частини рідини, рівень рідини в затрубному просторі знижується нижче $h_{\text{ст}}$, починається притік рідини з пласта. За достатньої витрати газу свердловина виходить на робочий режим.

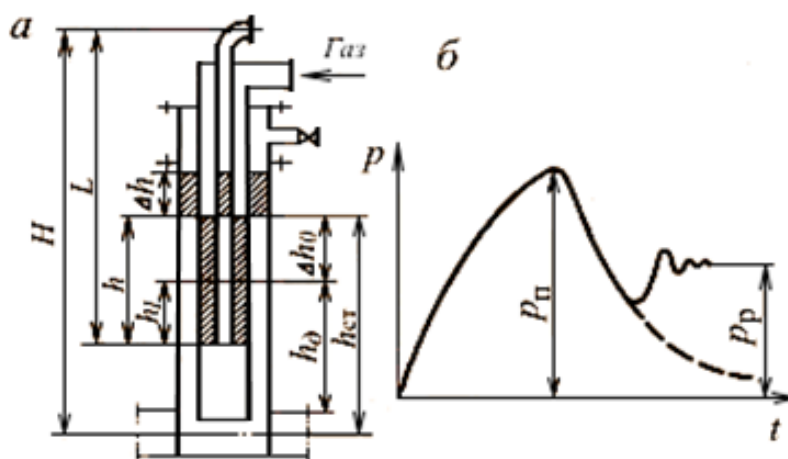


Рисунок 11.1 – Схема для розрахунку пуску свердловини в експлуатацію методом продавлювання стиснутим газом:

а – технологічна схема процесу; б – зміна тиску закачуваного газу на гирлі свердловини в часі під час пуску

Оскільки завжди $p_n > p_p$, то для пуску свердловини необхідно мати джерело газу високого тиску у вигляді компресорної станції або пересувного компресора, або доповнювальної газової лінії, розрахованої на пусковий тиск. Однак пусковий тиск може бути дуже високим, а створення таких тисків ускладнене через брак компресорів високого тиску.

Аналізуючи процес пуску і формулу пускового тиску, можна назвати декілька методів, головними з яких є:

1) пусковий тиск у разі центральної системи менший, ніж у разі кільцевої системи підйомника такої ж конструкції; пусковий тиск p_n у разі однорядної конструкції знижують в 7,5 разів, а у разі дворядної – на 11 %;

2) вище показано, що при пуску свердловини утворюється репресія тиску на привибійну зону пласта, яка зумовлює поглинання рідини пластом (у процесі підтримання репресії протягом певного часу в продуктивний пласт може продавлюватись велика кількість рідини);

3) зменшити тривалість пускового процесу можна шляхом використання пускових отворів; суть цього методу полягає в тому, що на підйомних трубах на певній відстані від гирла створюють так звані *пускові отвори*;

4) *основний метод зниження пускового тиску* – використання *пускових газліфтних клапанів*, які для нормальної роботи газліфта перекривають пускові отвори (рис. 11.2).

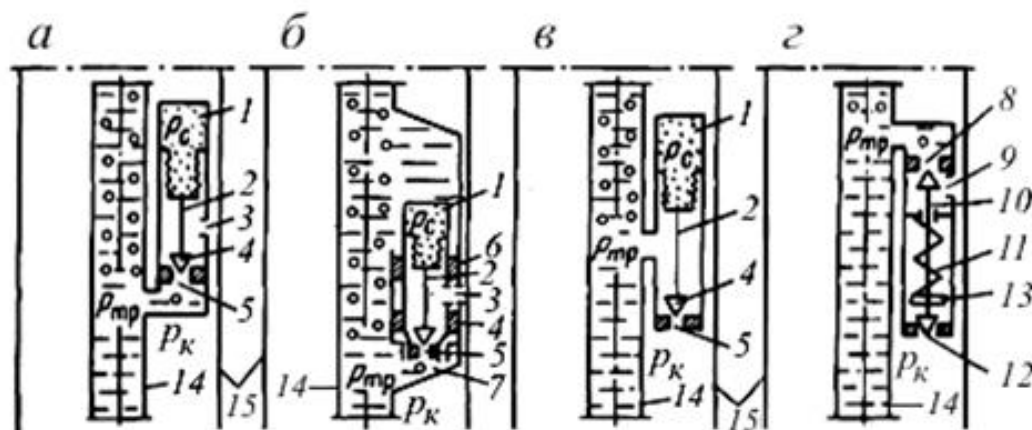


Рисунок 11.2 – Схема газліфтних клапанів

1 – сильфонна камера; 2 – шток; 3 – отвори для додавання газу в сильфонний клапан і в газліфтну камеру; 4 – клапан; 5 – штуцерний отвір; 6 – сальник; 7 – свердловинна газліфтна камера; 8 – основний (верхній) штуцер; 9 – отвори для додавання газу в пружинний клапан; 10 – шток із двома (верхньою і нижньою) клапанними головками; 11 – пружина; 12 – допоміжний нижній штуцер; 13 – гайка; 14 – насосно-компресорні труби; 15 – експлуатаційна колода

На сьогодні відомо багато різних типів *газліфтних клапанів*. Їх класифікують за різними ознаками.

За призначенням вони поділяють на *пускові* та *робочі клапани*. Пускові клапани використовують для пуску газліфтних і освоєння фонтанних свердловин; робочі клапани призначені для подачі газу за нормальної роботи, оптимізації режиму роботи свердловини шляхом ступінчастої зміни глибини

додавання газу в НКТ і періодичної подачі газу в НКТ за періодичної газліфтною експлуатації.

За способом кріплення в НКТ розрізняють такі клапани:

а) *зовнішні (стаціонарні)*, які кріпляться на колонні НКТ зовні, для їхньої заміни або регулювання витягують зі свердловини всю колону НКТ;

б) *внутрішні* кріпляться усередині свердловинних газліфтних камер, які мають еліптичний перетин, їх встановлюють і витягують за допомогою канатної техніки.

За принципом дії виділяють такі клапани:

а) які керуються тиском або газом у затрубному просторі, або рідиною в НКТ;

б) диференційні, які відкриваються і закриваються залежно від перепаду тиску в затрубному просторі та у НКТ на рівні клапана.

За конструктивним виконанням розрізняють сильфонні, пружинні, і комбіновані клапани. *Сильфонні клапани* працюють або від тиску в кільцевому просторі, або від тиску в трубах; *пружинні газліфтні клапани* належать до диференційного типу.

Тарування газліфтних клапанів. Перед спуском у свердловину сильфонні газліфтні клапани тарують на спеціальному стенді, тобто налаштовують на відповідний тиск відкриття і закриття. Для цього сильфонні камери заповнюють азотом за температури 20 °С до розрахункового номінального тиску тарування.

У сильфонному клапані, який керується тиском газу в кільцевому просторі p_k , на сильфон завжди діє тиск p_k . Зі зниженням тиску p_k клапан закривається. У разі закритого клапана на площу сильфона діє з одного боку тиск, а з іншого – тиск азоту в сильфоні; на площу клапана – аналогічний тиск газорідинної суміші в трубах $p_{тр}$ і тиск p_k .

Під час роботи свердловин на заданому технологічному режимі подача газу в підйомні труби здійснюється через нижній працюючий газліфтний клапан у разі закритого верхнього пускового клапана. Робочий тиск газу в газліфтній свердловині повинен бути меншим від тиску закриття пускових клапанів.

Обслуговування і автоматизація. У процесі експлуатації газліфтних свердловин оператор із видобутку нафти контролює їхню роботу, регулює дебіт і витрату газу відповідно до усталеного режиму. Контроль здійснюється шляхом візуального спостереження за тиском, вимірюванням дебіту і витрат газу. Одночасно ведеться спостереження за роботою гирлового обладнання, вимірювальних приладів, засобів автоматики. У міру виявлення несправностей (пропуски у з'єднаннях) їх усувають.

У процесі експлуатації важливо підтримувати постійні за часом технологічні параметри роботи свердловини і встановити причини порушення режиму роботи.

На сьогодні розроблені і виготовлені комплексні автоматизовані компресорні станції з високою потужністю агрегатів.

Розрахунок пускового тиску запомповування газу для кільцевої і центральної систем

Задача 11.1. Розрахувати пусковий тиск для однорядного газліфтного піднімача кільцевої і центральної систем, якщо:

- внутрішній діаметр експлуатаційної колони $D_B = 0,125$ м;
- зовнішній діаметр насосно-компресорних труб $d_3 = 0,060$ м;
- внутрішній діаметр насосно-компресорних труб $d_b = 0,050$ м;
- довжина насосно-компресорних труб $L = 2\,000$ м;
- коефіцієнт, що враховує поглинання рідини пластом $\psi_{\Pi} = 0$;
- густина рідини $\rho = 985$ кг/м³;
- пластовий тиск $p_{\text{пл}} = 18$ МПа.

Розв'язання

Розраховуємо глибину занурення башмака піднімальних труб під статичний рівень рідини перед пуском

$$h = L - \frac{p_{\text{пл}}}{\rho \cdot g} = 2\,000 - \frac{18 \cdot 10^6}{985 \cdot 9,81} = 137,2 \text{ м.}$$

Розраховуємо пусковий тиск запомповування газу для кільцевої системи

$$\begin{aligned} p_{\Pi} &= h\rho g \left[1 + (1 - \psi_{\Pi}) \frac{F_K}{F_T} \right] = h\rho g \left[1 + (1 - \psi_{\Pi}) \frac{\frac{\pi D_B^2}{4} - \frac{\pi d_3^2}{4}}{\frac{\pi d_b^2}{4}} \right] \\ &= 137,1 \cdot 985 \cdot 9,81 \left[1 + (1 - 0) \frac{\frac{3,14 \cdot 0,125^2}{4} - \frac{3,14 \cdot 0,060^2}{4}}{\frac{3,14 \cdot 0,050^2}{4}} \right] \\ &= 7,61 \cdot 10^6 \text{ Па.} \end{aligned}$$

Розраховуємо пусковий тиск запомповування газу для центральної системи

$$\begin{aligned} p_{\Pi} &= h\rho g \left[1 + (1 - \psi_{\Pi}) \frac{F_T}{F_K} \right] = h\rho g \left[1 + (1 - \psi_{\Pi}) \frac{\frac{\pi d_b^2}{4}}{\frac{\pi D_B^2}{4} - \frac{\pi d_3^2}{4}} \right] = 137,1 \cdot 985 \cdot \\ &9,81 \left[1 + (1 - 0) \frac{\frac{3,14 \cdot 0,050^2}{4}}{\frac{3,14 \cdot 0,125^2}{4} - \frac{3,14 \cdot 0,060^2}{4}} \right] = 1,6 \cdot 10^6 \text{ Па,} \end{aligned}$$

тобто в разі перемикання на центральну систему пусковий тиск значно знижується ($1,6 \text{ МПа} < 7,61 \text{ МПа}$).

Відповідь: $p_{\text{п.к.}} = 7,61 \text{ МПа}$; $p_{\text{п.ц.}} = 1,6 \text{ МПа}$.

Завдання до практичної роботи № 11

Коефіцієнт, що враховує поглинання рідини пластом $\psi_{\text{п}} = 0$.

Таблиця 11.1 – Вихідні дані

Варіант	$D_{\text{в}}, \text{ м}$	$d_{\text{з}}, \text{ м}$	$d_{\text{в}}, \text{ м}$	$L, \text{ м}$	$\rho, \text{ кг/м}^3$	$p_{\text{пл}}, \text{ МПа}$
1	0,107	0,060 3	0,050 3	1 000	985	9,0
2	0,120	0,060 3	0,050 3	1 100	985	9,9
3	0,126	0,060 3	0,050 3	1 200	985	10,8
4	0,148	0,060 3	0,050 3	1 300	985	11,7
5	0,107	0,060 3	0,050 3	1 400	985	12,6
6	0,120	0,060 3	0,050 3	1 500	985	13,5
7	0,126	0,060 3	0,050 3	1 600	985	14,4
8	0,148	0,060 3	0,050 3	1 700	985	15,3
9	0,107	0,060 3	0,050 3	1 800	985	16,2
10	0,120	0,060 3	0,050 3	1 900	985	17,1
11	0,126	0,060 3	0,050 3	2 000	985	18,0
12	0,148	0,060 3	0,050 3	2 100	985	18,9
13	0,107	0,060 3	0,050 3	2 200	985	19,8
14	0,120	0,060 3	0,050 3	2 300	985	20,7
15	0,126	0,060 3	0,050 3	2 400	985	21,6
16	0,148	0,060 3	0,050 3	2 500	985	22,5
17	0,107	0,060 3	0,050 3	2 600	985	23,4
18	0,120	0,060 3	0,050 3	2 700	985	24,3
19	0,126	0,060 3	0,050 3	2 800	985	25,2
20	0,148	0,060 3	0,050 3	2 900	985	26,1
21	0,107	0,060 3	0,050 3	3 000	985	27,0

Контрольні запитання

1. З якою метою перед пуском свердловину заповнюють рідиною?
2. Який тиск більший – у газліфтній свердловині пусковий чи робочий?
3. Куди переміщується витиснювальна рідина під час пуску газліфтної свердловини?
4. Чому фонтанує свердловина під час газліфтної експлуатації?
5. З якою метою знижують пусковий тиск у газліфтних свердловинах?

Практична робота № 12

Розрахунок температури насичення нафти парафіном у разі пластового тиску

План

1. Відкладення парафіну під час експлуатації нафтових свердловин.
2. Розрахунок температури насичення нафти парафіном у разі пластового тиску.

Відкладення парафіну під час експлуатації нафтових свердловин

Нафтовий парафін – це суміш двох твердих вуглеводнів, які різко відрізняються один від одного за властивостями: парафін і церезин. До парафінів належать вуглеводні зі вмістом вуглецю від 17 до 35, а церезини – зі вмістом вуглецю від 36 до 55.

За вмістом парафіну нафти поділяються на 3 групи:

- 1) малопарафіністі – зі вмістом парафіну до 1,5 %;
- 2) парафіністі – зі вмістом парафіну від 1,5 % до 6,0 %;
- 3) високопарафіністі – зі вмістом парафіну більше 6,0 %.

Масовий вміст твердих парафінів у нафтах іноді досягає 20–30 %. Встановлено, що нафти родовищ, котрі містять значну кількість парафіну, смол і асфальтенів, характеризуються в умовах пластів структурно-механічними властивостями.

Парафіни у нафті за пластових умов знаходяться у розчиненому стані. Нафти одного і того ж району містять тим менше парафіну, чим більше у них смолянистих речовин. Вміст парафіну в нафтах одного і того ж родовища зростає з глибиною залягання. Температура плавлення твердих парафінових вуглеводнів тим вище, чим більше їхня молекулярна маса. Густина парафінів у твердому стані коливається від 865 кг/м^3 до 940 кг/м^3 , а в розплавленому – від 777 кг/м^3 до 790 кг/м^3 . Розчинність парафіну в органічних рідинах велика. Вона падає зі збільшенням молярної маси і росте з підвищенням температури.

Відомо, що під час видобування парафіністих нафт і газоконденсату може відбуватися відкладення його в пласті й стовбурі свердловини, що значною мірою ускладнює умови експлуатації. За температури пласта, близької до початкової температури кристалізації парафіну, великі ускладнення можуть виникнути у привибійній зоні пласта (ПЗП), яка найбільше зазнає впливу змін температури.

Зміна температури насичення нафти і газоконденсату парафіном залежить від багатьох чинників: зміни термобаричних умов у ПЗП та стовбурі свердловини, інтенсивності виділення газу з нафти й конденсату тощо.

У зв'язку з цим для правильного вибору технологічного режиму роботи свердловини необхідно знати початкову температуру кристалізації парафіну.

Температурою насичення нафти або газоконденсату парафіном називається температура, за якої з'являються перші кристали парафіну.

Розрахунок температури насичення нафти парафіном у разі пластового тиску

Температура насичення нафти парафіном

$$T_{\text{нас. пл}} = T_{\text{нас. дег}} + a_1(p - p_0) - a_2 \alpha_p (p - p_0)$$

або

$$T_{\text{нас. пл}} = T_{\text{нас. дег}} + 0,2 \cdot 10^{-6} p - 0,1 G, \quad (12.1)$$

де $T_{\text{нас. пл}}$, $T_{\text{нас. дег}}$ – температура насичення парафіном відповідно пластової і дегазованої нафти, К;

a_1 , a_2 – емпіричні коефіцієнти;

p – тиск, Па;

p_0 – атмосферний тиск ($p_0 = 105$ Па);

α_p – коефіцієнт розчинення газу в нафті, $\text{м}^3/(\text{м}^3 \cdot \text{Па})$;

G – кількість розчиненого в нафті газу, $\text{м}^3/\text{м}^3$.

Температуру насичення нафти парафіном можна також визначити за номограмою на рисунку 12.1, побудованою Є. А. Малицьким для пластових нафт Передкарпаття зі вмістом парафіну і селікагелевих смол у межах 5–17 % ваг., або за апроксимуючою її формулою

$$t_n = 92,3\Pi + 0,205 + 98,6C + 0,125 - 0,091 f + 0,22 p - 227, \quad (12.2)$$

де Π – вміст парафіну, % ваг;

C – вміст селікагелевих смол, % ваг;

f – газовміст нафти, $\text{м}^3/\text{м}^3$;

p – тиск, МПа.

Середня абсолютна похибка визначення температури насичення нафти парафіном становить ± 2 °С. Наприклад, для пластових умов Спаського родовища маємо

$$t_n = 92,3 \cdot 6,40 + 0,205 + 98,6 \cdot 6,20 + 0,125 - 0,091 \cdot 77,3 + 0,22 \cdot 15,4 - 227 = 28,3 \text{ °С.}$$

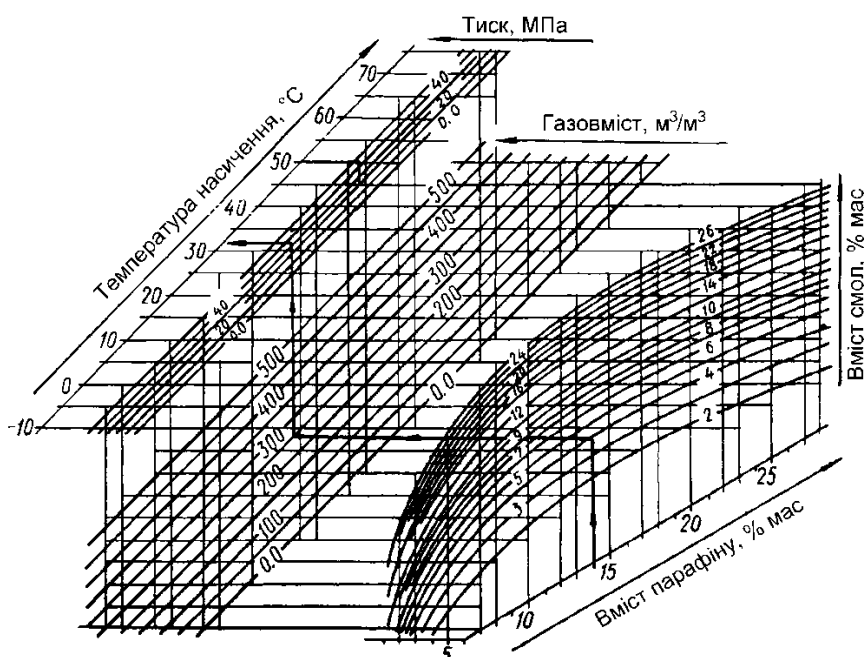


Рисунок 12.1 – Номограма для визначення температури насичення

Задача 12.1. Розрахувати температуру насичення нафти парафіном у разі пластового тиску 27 МПа, якщо температура насичення парафіном розгазованої нафти 318 К, коефіцієнт розчинення газу в нафті 5,2 (м³/м³)/МПа, а газовий фактор 140 м³/м³.

Розв'язання

За обома формулами знаходимо:

$$T_{\text{нас. пл}} = 318 + 0,019 \cdot 10^{-5} (27 - 0,1) \cdot 10^6 - 0,088 \cdot 5,2 \cdot 10^{-6} (27 - 0,1) \cdot 10^6 = 306,2 \text{ К};$$

$$T_{\text{нас. пл}} = 318 + 0,2 \cdot 10^{-6} \cdot 27 \cdot 10^6 - 0,1 \cdot 140 = 309,4 \text{ К}.$$

Завдання до практичної роботи № 12

Таблиця 12.1 – Вихідні дані

Варіант	Пластовий тиск, МПа	коефіцієнт розчинення, (м ³ /м ³)/МПа	газовий фактор, м ³ /м ³
1	25	5,1	135
2	26	5,3	137
3	28	5,5	139
4	29	4,9	142
5	30	4,7	145
6	31	5,1	135
7	32	5,3	137
8	33	5,5	139
9	34	4,9	142
19	25	4,7	145
11	26	5,1	135
12	28	5,3	137
13	29	5,5	139
14	30	4,9	142
15	31	4,7	145
16	32	5,1	135
17	33	5,3	137
18	34	5,5	139
19	25	4,9	142
20	26	4,7	145

Контрольні запитання

1. Класифікація нафти за вмістом у ній парафіну, смол, сірки й асфальтенів.
2. Ускладнення під час видобування парафінистих нафт.
3. Що називають температурою насичення нафти і газоконденсату парафіном?

Практична робота № 13

Перевірка запасу міцності колони НКТ

План

1. Перевірка запасу міцності з'єднань колони НКТ.
2. Розрахунок швидкості руху рідини у колоні НКТ.

Перевірка запасу міцності з'єднань колони НКТ

Під час розрахунку НКТ необхідно зважати на низку обмежень, дотримання яких дозволить провести його на відповідному рівні з достатньою точністю.

По-перше, швидкість руху рідини у колоні НКТ не повинна бути більшою за 10 м/с, оскільки її збільшення призводить до квадратичного зростання гідравлічних опорів, що є неприпустимим. Тому потрібно обирати НКТ із найбільшим діаметром прохідного отвору.

По-друге, необхідно, щоб з'єднання труб були високогерметичними.

Визначення критичного навантаження розтягу у перерізі останньої нитки різьби на НКТ здійснюється за такою формулою:

$$Q_k = \pi \sigma_{T \min} [(D_3 - 0,17B_T)^2 - (D_3 - 2S)^2]/4, \quad (13.1)$$

де D_3 – зовнішній діаметр труби, $D_3 = 101,6$ мм;

S – товщина стінки труби, $S = 6,5$ мм;

$\sigma_{T \min}$ – межа текучості сталі, наприклад для групи міцності «Л»,
 $\sigma_{T \min} = 650$ МПа.

B_T – товщина тіла труби під різьбою в основній площині, м: $B_T = (d_{\text{вн}} - D_{\text{вн}})/2$, мм;

$d_{\text{вн}}$ – внутрішній діаметр різьби в основній площині, м;

$D_{\text{вн}}$ – внутрішній діаметр труби НКТ.

Навантаження на найбільш небезпечний переріз колони НКТ можна визначити за такою формулою:

$$Q = m_k \cdot g \cdot H + m_n \cdot g, \quad (13.2)$$

де m_k – маса одного метра колони труб НКТ;

m_n – маса пакера; його маса приблизно складає близько 100 кг.

H – довжина колони, м.

Запас міцності насосно-компресорних труб розраховується за такою формулою:

$$n = \frac{Q_k}{Q} \quad (13.3)$$

Розрахунок швидкості руху рідини у колоні НКТ

Із найбільшою інтенсивністю в трубах НКТ подається рідина розриву, тому розрахунок швидкості її руху в НКТ проводять для процесу гідророзриву пласта. Швидкість руху рідини в НКТ визначається за такою формулою:

$$u_p = 4 \frac{Q}{\pi D_{\text{вн}}^2}, \quad (13.4)$$

де Q – секундна подача робочої рідини, яка дозволяє подолати поглинальну здатність пласта;

$$Q = 15 \text{ л/с} = 15 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с};$$

$D_{\text{вн}}$ – внутрішній діаметр труби, мм.

Таблиця 13.1 – Фізичні характеристики труб НКТ, мм

Умовний діаметр НКТ	Зовнішній діаметр НКТ, D_3	Внутрішній діаметр різьби в основній площині, $d_{\text{вн}}$	Товщина стінки НКТ, S	Внутрішній діаметр НКТ, $D_{\text{вн}}$	Маса 1-го погонного метра НКТ, кг
60	60,3	57,925	5,0	50,3	6,8
73	73,0	70,625	5,5	62,0	9,2
			7,0	59,0	11,4
89	88,9	86,5	6,5	75,9	13,2
			8,0	72,9	16,0
102	101,6	99,2	6,5	88,6	15,2
114	114,3	111,1	7,0	100,3	18,5

Задача 13.1. Визначити критичне навантаження розтягу в перерізі останньої нитки різьби труби НКТ, якщо:

- марка сталі труби НКТ – «Л»;
- D_3 – зовнішній діаметр труби НКТ, $D_3 = 101,6$ мм;
- S – товщина стінки труби, $S = 6,5$ мм;
- $\sigma_{T \min}$ – межа текучості сталі групи міцності «Л», $\sigma_{T \min} = 650$ МПа.

Розв'язання

Визначаємо критичне навантаження розтягу в перерізі останньої нитки різьби труби за формулою (13.1):

$$Q_k = \pi \cdot \sigma_{T \min} [(D_3 - 0,17B_T)^2 - (D_3 - 2S)^2] / 4,$$

$$Q_k = 3,14 \cdot 650\,000 \cdot [((101,6 - 0,17 \cdot 5,3) \cdot 10^{-3})^2 - ((101,6 - 2 \cdot 6,5) \cdot 10^{-3})^2] / 4 = 1\,169,23 \text{ кН},$$

де товщина тіла труби під різьбою в основній площині B_T , м:

$$B_T = (d_{\text{вн}} - D_{\text{вн}}) / 2 = (99,2 - 88,6) / 2 = 5,3 \text{ мм}.$$

Навантаження на найбільш небезпечний переріз колони НКТ визначаємо за формулою (13.2):

$$Q = m_k \cdot g \cdot H + m_n \cdot g,$$

$$Q = 15,2 \cdot 9,81 \cdot 2000 + 100 \cdot 9,81 = 299205 \text{ Н} = 299,205 \text{ кН}.$$

Розраховуємо запас міцності насосно-компресорних труб за формулою (13.3):

$$n = \frac{Q_k}{Q} = \frac{1\,169,23}{299,205} = 3,91. \quad (13.3)$$

Зважаючи на майже чотириразовий запас міцності, можемо зробити висновок про безпечність та надійність експлуатації труб НКТ $102 \times 6,5$ Л.

Швидкості руху рідини в трубах НКТ визначаємо за формулою (13.4). Під час гідророзриву пласта рідина подається в труби НКТ з найбільшою інтенсивністю, тому розрахунок проводимо саме для цього випадку:

$$u_p = 4 \frac{Q}{\pi D_{BH}^2},$$

$$u_p = 4 \frac{15 \cdot 10^{-3}}{3,14 \cdot (88,6 \cdot 10^{-3})^2} = 2,43 \text{ м/с.}$$

Швидкість руху рідини у колоні не перевищує 10 м/с, що нас задовольняє.

Завдання до практичної роботи № 13

Таблиця 13.2 – Вихідні дані

Варіант	Зовнішній діаметр труби НКТ, D_z , мм	Товщина стінки труби, S , мм	Група міцності сталі труби НКТ
1	60,3	5,0	Д
2	73,0	5,5	К
3	88,9	6,5	Е
4	101,6	6,5	Л
5	114,3	7,0	М
6	60,3	5,0	Д
7	73,0	7,0	К
8	88,9	6,5	Е
9	101,6	6,5	Л
19	114,3	7,0	М
11	60,3	5,0	Д
12	73,0	5,5	К
13	88,9	8,0	Е
14	101,6	6,5	Л
15	114,3	7,0	М
16	60,3	5,0	Д
17	73,0	7,0	К
18	88,9	6,5	Е
19	101,6	6,5	Л
20	114,3	7,0	М
21	60,3	5,0	Д
22	73,0	5,5	К
23	88,9	8,0	Е
24	101,6	6,5	Л
25	114,3	7,0	М

Контрольні запитання

1. З якому метою проводять розрахунки НКТ?
2. Яка мета використання НКТ?
3. Які діаметри НКТ використовуються на свердловинах?

Практична робота № 14

Розрахунок показників водонагнітальної свердловини

План

1. Гирлова арматура для нагнітальних свердловин.
2. Розрахунок показників водонагнітальної свердловини.

Гирлова арматура для нагнітальних свердловин

Нагнітальні свердловини призначені для закачування будь-якого газу, рідини, повітря або теплоносія у продуктивний пласт для підтримки продуктивності свердловин.

Такі свердловини використовуються під час розробки 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.

Гирлова арматура для нагнітальних свердловин (рис. 14.1) призначена для герметизації гирла нагнітальних свердловин у процесі нагнітання у свердловину води, для виконання ремонтних робіт, проведення заходів щодо поліпшення приймальної здатності пласта та дослідницьких робіт, що здійснюються без припинення закачування.

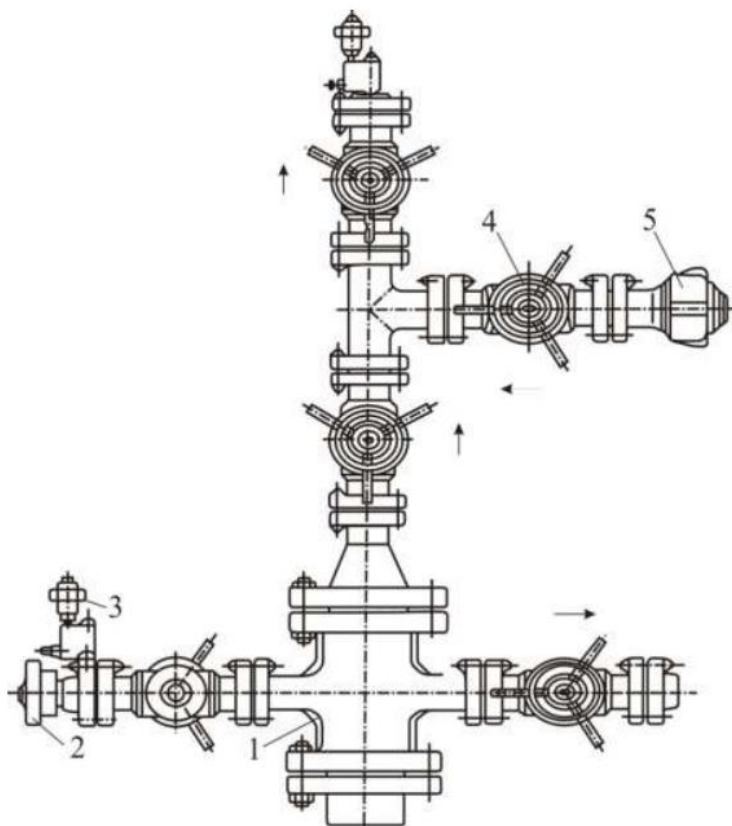


Рисунок 14.1 – Гирлова арматура типу АНК1 для нагнітальних свердловин:
1 – трубна головка; 2 – швидкозбірне з'єднання; 3 – роздільник під манометр;
4 – засувка ЗМС1; 5 – зворотний клапан

Основні частини арматури – трубна головка та ялинка. Трубна головка призначена для герметизації затрубного простору, підвіски колони насосно-компресорних труб і проведення деяких технологічних операцій, дослідних і ремонтних робіт. Вона складається з хрестовини, засувок і швидкозбірних з'єднань.

Ялинка слугує для закачування рідини через колону насосно-компресорних труб і складається зі стовбурових засувок, трійника, бічних засувок і зворотного клапана. Для обладнання гирла нагнітальних свердловин часто застосовується арматура типів АНК1-65Х210 і АНК1-65Х350.

Як запірний пристрій в арматурі використовується прямоточна засувка типу ЗМС1. Деталі засувки, шпindel (шток) і ущільнююча прокладка фланцевих з'єднань виготовлені з корозійностійкої сталі. Деталі засувки й арматури уніфіковані з відповідними деталями засувки та фонтанної арматури. Зворотний клапан, установлений на бічному відводі ялинки, слугує для виключення можливості зворотного перетікання рідини зі свердловини за умови тимчасового припинення нагнітання або ушкодження водоводу. Зворотний клапан складається з корпусу, сідла, хлопавки, двох зворотних пружин і переказного фланця, за допомогою якого клапан приєднується до засувки на бічному відводі ялинки.

Під дією потоку рідини, закачаної у свердловину, хлопавка зворотного клапана повертається на осі, скручуючи пружини. У разі припинення закачування або пошкодження водоводу потік рідини зі свердловини у відповідні пружини повертає хлопавку в початкове положення, і вона, притискаючись ущільнювальною поверхнею до сідла клапана, перекриває потік рідини.

На відводі трубної головки арматури встановлюють швидке з'єднання, призначене для підключення нагнітальної лінії до затрубного простору під час проведення ремонтних і профілактичних робіт (промивання свердловини, заходи щодо збільшення приймаючої здатності свердловини тощо).

Для запобігання порушень показань манометрів, спричинених засміченням відводів в арматурі, передбачені роздільники під манометри.

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

Приймальна здатність свердловини – характеристика нагнітальної свердловини, яка показує можливість закачування робочого агенту (води, газу, пари тощо) в пласт і визначається об'ємом суміші, який закачується в пласт за одиницю часу. Приймальна здатність залежить від реальних характеристик пласта – проникності, скін-фактора у привибійній зоні пласта (ПЗП). Загалом Приймальна здатність 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 ділянки пакера, якщо він встановлений у затрубному просторі. Гирловий тиск не повинен перевищувати робочий для цього типу гирлової арматури.

Розрахунок показників водонагнітальної свердловини

Задача 14.1. Визначити основні показники процесу закачування води, якщо із покладу видобувається нафти $Q_n = 11\,000$ т/добу, води $Q_v = 5\,600$ т/добу, газовий фактор $G_o = 60$ м³/м³, середній пластовий тиск менше тиску насичення $\bar{p}_{пл} = 8,5$ МПа, коефіцієнт розчинності газу в нафті $\alpha = 5$ м³/(м³·МПа), пластова температура $T_{пл} = 303$ К, об'ємний коефіцієнт нафти $b_n = 1,15$, густина дегазованої нафти $\rho_{нд} = 852$ кг/м³, об'ємний коефіцієнт пластової води $b_v = 1,01$.

Вартість нагнітальної свердловини $B_c = 120\,000$ грн, коефіцієнт приймальної здатності нагнітальної свердловини $K_{прм} = 50$ м³/(добу·МПа), термін роботи нагнітальної свердловини $t = 12$ років, ККД насосного агрегата $\eta = 0,6$. Глибина свердловини $L_c = 1\,200$ м, а густина води, що нагнітається $\rho_v = 1\,050$ кг/м³. Коефіцієнт стисливості газу $z = 0,87$.

Розв'язання

Оптимальний тиск на гирлі нагнітальної свердловини визначаємо за такою формулою:

$$p_{гн} = \sqrt{\frac{B_n \eta}{K_{прм} 365 t w B_v}} - (p_{ст} - \bar{p}_{пл} - p_{тр}) = \sqrt{\frac{120\,000 \cdot 0,6}{50 \cdot 365 \cdot 12 \cdot 0,27 \cdot 0,15}} - (12 - 8,5 - 3) = 8,1 \text{ МПа}$$

де $p_{ст} = 10^{-6} \cdot 1\,050 \cdot 9,81 \cdot 1\,200 = 12,4$ МПа – гідростатичний тиск в свердловині.

Тиск на вибої нагнітальної свердловини дорівнює:

$$p_{виб} = 8,1 + 12,4 - 3 = 17,5 \text{ МПа.}$$

Об'єм нафти в пластових умовах становить:

$$V_n = 10^3 \frac{Q_n b_n}{\rho_{нд}} = 10^3 \frac{11\,000 \cdot 1,15}{852} = 14,85 \cdot 10^3 \text{ м}^3/\text{добу.}$$

Об'єм вільного газу становить:

$$V_g = \frac{V_n (G_o - \alpha \bar{p}_{пл}) z p_o T_{пл}}{\bar{p}_{пл} T_{пл}} = \frac{14,85 \cdot 10^3 (60 - 5 \cdot 8,5) 0,87 \cdot 0,1 \cdot 303}{8,5 \cdot 293} = 2\,750 \text{ м}^3/\text{добу.}$$

Об'єм води дорівнює:

$$V_v = 10^3 \frac{Q_v b_v}{\rho_v} = 10^3 \frac{5\,600 \cdot 1,01}{1\,050} = 5\,387 \text{ м}^3/\text{добу.}$$

Добовий об'єм нагнітальної води:

$$V_{вд} = 1,2(V_n + V_g + V_v) = 1,2(14\,850 + 2\,750 + 5\,387) = 27\,585 \text{ м}^3/\text{добу.}$$

Завдання до практичної роботи № 14

Визначити основні показники процесу закачування води, якщо з покладу видобувається нафти Q_n , води Q_v , газовий фактор $G_o = 60$ м³/м³, середній пластовий тиск менше тиску насичення $\bar{p}_{пл} = 8,5$ МПа, коефіцієнт розчинності газу в нафті $\alpha = 5$ м³/(м³·МПа), пластова температура $T_{пл} = 303$ К, об'ємний коефіцієнт нафти $b_n = 1,15$, густина дегазованої нафти $\rho_{нд} = 852$ кг/м³, об'ємний

коефіцієнт пластової води $b_v = 1,01$. Вартість нагнітальної свердловини $B_c = 120\,000$ грн, коефіцієнт приймальної здатності нагнітальної свердловини $K_{\text{прм}} = 50 \text{ м}^3/(\text{добу} \cdot \text{МПа})$, термін роботи нагнітальної свердловини $t = 12$ років, ККД насосного агрегата $\eta = 0,6$. Глибина свердловини L_c , а густина води, що нагнітається $\rho_v = 1\,050 \text{ кг/м}^3$. Коефіцієнт стисливості газу $z = 0,87$.

Таблиця 14.1 – Вихідні дані

Варіант	Видобуток нафти, Q_n , т/добу	Видобуток води, Q_v , т/добу	Глибина свердловини, L_c , м
1	10 000	5 000	1 100
2	10 500	5 500	1 300
3	11 500	6 000	1 100
4	12 000	5 000	1 300
5	10 000	5 500	1 100
6	10 500	6 000	1 300
7	11 500	5 000	1 100
8	12 000	5 500	1 300
9	10 000	6 000	1 100
19	10 500	5 000	1 300
11	11 500	5 500	1 100
12	12 000	6 000	1 300
13	10 000	5 000	1 100
14	10 500	5 500	1 300
15	11 500	6 000	1 100
16	12 000	5 000	1 300
17	10 000	5 500	1 100
18	10 500	6 000	1 300
19	11 500	5 000	1 100
20	12 000	5 500	1 300
21	10 000	6 000	1 100
22	10 500	5 000	1 300
23	11 500	5 500	1 100
24	12 000	6 000	1 300
25	10 000	5 000	1 100

Практична робота № 15

Визначення умов гідратоутворення в газовій свердловині

План

1. Умови утворення кристалогідратів в газових свердловинах.
2. Графоаналітичний метод визначення умов гідратоутворення.
3. Розрахунок утворення кристалогідратів за позитивної та негативної температури.

Умови утворення кристалогідратів у газових свердловинах

Газові гідрати – це тверді сполуки у формі кристалів із кристалічною решіткою, що утворюються фізичною комбінацією молекул води з маленькими молекулами вуглеводню та не вуглеводневими компонентами за умов високого тиску та низької температури під дією слабких сил ван дер Ваальса (сила міжмолекулярної взаємодії) та властивостями води до утворення водневого зв'язку. Кристалічна структура стабілізується інкапсульованою речовиною з меншим молекулярним діаметром, наприклад CH_4 та C_2H_6 , яка утримується в мікропорожнинах кристалічної решітки основної речовини – води (господар).

Типовий гідрат складається з 90 % H_2O , інші компоненти складають решту 10 %. Так, якщо 1 МПа, то газ етан може утворювати газові гідрати за температури нижче 40 °С, а якщо 3 МПа, то може легко утворювати гідрат за температури нижче 14 °С . У газопроводах часто існують термодинамічні придатні умови для цього утворення, оскільки газ транспортується під високим тиском та за низьких температур навколишнього середовища в холодні періоди року. Гідрати мають величезний вплив на забезпечення потоку та безпеки в нафто- та газопроводах через їхні фізичні властивості. Це обумовлено тим, що до їхньої структури входять нетекучі кристалічні тверді тіла, які роблять їх щільніше за типову рідину. Гідрати зазвичай поділяються на групи типу I, типу II та типу H залежно від їхніх структур, однак тип I та тип II зустрічаються найчастіше в трубопроводах природного газу.

Місце випадання гідратів у свердловинах залежить від багатьох факторів. Визначають його по точках перетину рівноважних кривих утворення гідратів і зміни температур по стовбуру свердловин. Утворення гідратів у стовбурі свердловини можна помітити по зниженню робочого тиску на гирлі свердловини і зменшенню дебіту газу. Однією з найменш досліджених є корозія під дією газових гідратів. Сформовані гідрати можуть закупорювати трубопроводи, підводні лінії транспортування, а у випадку газового викиду під час буріння, гідрати можуть утворюватися в стояку свердловини в противикидному превенторі та на штуцерній лінії. Це спричинить часткову або повну закупорку внутрішньої частини газопроводу, і якщо швидко її не видалити, то це приведе до зростання тиску всередині труби і до можливої аварії. В результаті чого можуть виникнути різні економічні та екологічні проблеми та серйозні ризики для безпеки обслуговуючого персоналу та устаткування. Газові гідрати мають здатність ініціювати розвиток різних типів корозії у внутрішній частині трубопроводів природного газу шляхом фізичних, хімічних та електрохімічних процесів, що наявні на стадії гідратоутворення.

Важливими є розміри гідратів та період контакту з поверхнею труби. Вода теж є корозивним агентом. На кожному етапі гідратних процесів, взаємодія та реакція відбуваються між складовими гідрату та внутрішньою стінкою труби, що ініціює розвиток корозії.

На різних етапах утворення, рідина перетворюється із рідкого стану у напівтвердий гідрат і, нарешті, у твердий гідрат. Впродовж кожного з цих етапів постійна і неперервна взаємодія між фазою гідрату та стінкою труби може спричинити виникнення кавітацій, ерозії, точкової корозії, корозійного розтріскування. На першому етапі утворення газового гідрату має напівтвердий стан, гідратні пробки мають рідину всередині порожнин. Вони легко руйнуються під час удару об жорстку поверхню, тобто стінку труби, спричиняючи у такий спосіб розвиток кавітаційної корозії. З часом, гідрати поступово переходять з напівтвердого стану до твердого. Під час руху на високій швидкості, ці шматки бомбардують внутрішню поверхню стінки труби, спричиняючи ерозію. Таким же чином, шматки гідрату з часом скупчуються і утворюють більші за розміром пробки, це, зі свого боку, вимагає більше витрат на транспортування газу вздовж поверхні стінки труби. Цей рух індукує відносний рух між стінкою труби та гідратною пробкою і активізує розвиток великомасштабної ерозійної корозії.

Збільшення діаметра фонтанних труб призводить до зниження температури гідратоутворення. Це пов'язано з тим, що зі збільшенням діаметра збільшується площа поверхні труб, через яку тепло від газу передається на навколишнє середовище. В результаті газ охолоджується швидше, і температура гідратоутворення знижується.

Збільшення витрати газу призводить до підвищення температури гідратоутворення. Це пов'язано з тим, що зі збільшенням витрати збільшується швидкість потоку газу. Швидкий потік газу сприяє відведенню тепла від газу, що призводить до підвищення температури.

Оптимальний діаметр фонтанних труб і витрата газу для запобігання гідратоутворення визначається за допомогою розрахунків або експериментів. При цьому враховуються такі фактори, як:

- температура і тиск газу в стовбурі свердловини;
- температура і вологість навколишнього середовища;
- хімічний склад газу;
- конструкція фонтанних труб.

Зазвичай для запобігання гідратоутворення використовуються фонтанні труби діаметром не менше 100 мм. Витрати газу при цьому не повинні перевищувати 3–4 млн м³/добу.

Якщо діаметр фонтанних труб або витрата газу перевищують оптимальні значення, то для запобігання гідратоутворення необхідно використовувати інгібітори гідратоутворення. Інгібітори гідратоутворення – це речовини, які перешкоджають утворенню газогідратів. Вони можуть додаватись у газ або наноситись на поверхню фонтанних труб.

Розрахунок утворення кристалогідратів за позитивної і негативної температури

Зміни діаметра труб та витрати газу можуть впливати на температуру гідратоутворення через їхній вплив на тиск, тепловий обмін та адіабатичні умови в системі. Точний вплив буде залежати від конкретних параметрів газу та умов експлуатації.

Вплив зміни діаметра фонтанних труб і витрати газу на температуру гідратоутворення необхідно враховувати під час вибору режиму роботи свердловин. Необхідно відзначити, що існує такий дебіт, за якого температура газу на гирлі максимальна і подальше підвищення дебіту призводить до зниження температури. У цьому випадку створюються умови, сприятливі для утворення гідратів. Пояснюється це тим, що за дуже великої витрати газу втрати тиску збільшуються настільки, що зниження температури за рахунок ефекту Джоуля – Томсона починає переважати над підвищенням її за рахунок високих швидкостей газу в свердловині.

Для утворення газогідрату необхідними є наявність води, газу, знижені температури та певні тиски. Стабільність газогідратних покладів залежить від інтенсивності процесів генерації, міграції та дифузійного розсіювання газів, а також динаміки температурного режиму. У газогідратних покладах газ частково або повністю знаходиться в твердому гідратному стані.

Розрахунки рівноважних умов – визначення умови утворення гідратів природних газів за константами рівноваги за температури і тиску за такою формулою:

$$z = y / K,$$

де z , y – молярна частка компонента в складі гідрату і газової фази відповідно;

K – константа рівноваги.

Рівноважні параметри гідратоутворення розраховують так: спочатку знаходять константи для кожного компонента, а потім молярні частки компонента ділять на знайдену константу його рівноваги і одержані значення додають.

Якщо сума дорівнює одиниці, система термодинамічно рівноважна, якщо більше одиниці – існують умови для утворення гідратів, якщо сума менша за одиницю гідрати не можуть утворюватися.

Константа рівноваги – кількісна характеристика хімічної рівноваги, що описує ймовірність перебігу реакції. Константа обчислюється як відношення добутку концентрації продуктів реакції (або їхніх парціальних тисків) до добутку концентрації вихідних речовин з їхніми стехіометричними коефіцієнтами у степенях.

Константою рівноваги також може називатися відношення молярної частки y_i i -ого компонента багатоконпонентної системи в газовій фазі до молярної частки x_i цього ж компонента в рідинній фазі за даних тиску і температури або відношення тиску насиченої пари p_i i -ого компонента багатоконпонентної системи за заданої температури до тиску в багатоконпонентній системі за цієї ж температури.

Завдання до практичної роботи № 15

Визначити добову витрату диетиленгликолю, що додається у свердловину з метою попередження гідратних пробок для таких умов: дебіт газу V_g , тиск на вибої свердловини p , початкова температура t , відносна густина газу ρ_g .

Таблиця 15.1 – Вихідні дані

Варіант	V_g , м ³ /добу	p , МПа	t , °C	ρ_g
1	100 000	5	51	0,7
2	105 000	6	52	0,8
3	110 000	7	53	0,7
4	115 000	5	54	0,8
5	100 000	6	55	0,7
6	105 000	7	56	0,8
7	110 000	5	57	0,7
8	115 000	6	51	0,8
9	100 000	7	52	0,7
10	105 000	5	53	0,8
11	110 000	6	54	0,7
12	115 000	7	55	0,8
13	100 000	5	56	0,7
14	105 000	6	57	0,8
15	110 000	7	51	0,7
16	115 000	5	52	0,8
17	100 000	6	53	0,7
18	105 000	7	54	0,8
19	110 000	5	55	0,7
20	115 000	6	56	0,8
21	100 000	7	57	0,7
22	105 000	5	51	0,8
23	110 000	6	52	0,7
24	115 000	7	53	0,8
25	100 000	5	54	0,7

Практична робота № 16

Визначення гідравлічних втрат на ділянці трубопроводу під час руху нафти

План

1. Основні теоретичні положення.
2. Технологічний розрахунок трубопроводів під час транспортування однорідної рідини.

Основні теоретичні положення

Трубопровідні системи збору і підготовки нафти (нафтопроводи, водопроводи, газопроводи, продуктопроводи) складають основну частину витрат на облаштування нафтових промислів. Їхня довжина складає сотні кілометрів на невеликих за площею родовищах, а для значних за розмірами досягає багатьох десятків тисяч кілометрів. Практично всі трубопроводи (викидні лінії, збірні та товарні колектори) є підземними напірними системами з робочим тиском від 1–3 МПа у системах промислового збору, до 15–18 МПа у системах підтримання пластового тиску (ППТ).

Особливістю експлуатації промислових трубопроводів є одночасне спільне транспортування водонафтогазових сумішей, значна зміна в часі сумарних об'ємів їхнього транспортування. Розраховані на оптимальні умови транспортування в період максимального видобутку нафти, такі трубопровідні системи вимушені експлуатуватись в неоптимальних режимах зі зменшенням об'ємів транспорту та зміні фізико-хімічних властивостей продукції свердловин. Наявність ускладнень під час транспортування продукції свердловин, які призводять до зниження їхньої пропускної здатності, часто вимагає застосовувати завищені їхні діаметри. Так, наприклад, всі сучасні викидні лінії свердловин прокладаються діаметром близько 100 мм. З точки зору врахування втрат тиску в них, цей діаметр є значно завищеним, оскільки, навіть у разі дебітів свердловин у 100–200 м³/добу, втрати тиску в цих лініях не перевищують 0,1–0,2 МПа на 1 км траси трубопроводу. Технологічні особливості транспортування нафтопромислової продукції змушують використовувати більший, ніж показують результати технологічних розрахунків, їхній діаметр.

Технологічний розрахунок трубопроводів під час транспортування однорідної рідини

Основою розрахунку однорідної рідини є класичні формули трубно-гідравліки: Бернуллі та Дарсі – Вейсбаха.

Остання визначає втрати тиску на подолання сил тертя на довжині трубопроводу за усталеного руху:

$$p_{\text{тр}} = \lambda \frac{LV^2}{D^5} \rho, \quad (16.1)$$

де $p_{\text{тр}}$ – втрати тиску на тертя, Па;

L – довжина трубопроводу, м;

D – діаметр трубопроводу, м;

V – швидкість руху рідини, м/с;

ρ – густина рідини, кг/м³;

λ – коефіцієнт гідравлічного опору, який залежить від режиму руху рідини та відносної шорсткості внутрішніх стінок трубопроводу.

Режим руху рідини визначається значенням параметра Рейнольдса:

$$Re = \frac{VD}{\nu}, \quad (16.2)$$

де ν – кінематична в'язкість, м²/с.

Під час ламінарного руху ($Re < 2320$) коефіцієнт гідравлічного опору дорівнює:

$$\lambda = \frac{64}{Re}. \quad (16.3)$$

Під час турбулентного руху розрізняють три зони:

– *гідравлічно гладкі труби* (в цій зоні коефіцієнт Re не залежить від шорсткості труб);

– *перехідна зона*, де λ залежить від режиму руху, тобто числа Рейнольдса, та від шорсткості труб;

– *автомодельна зона*, в якій λ залежить лише від шорсткості труб

$$\varepsilon = 2e/D,$$

де e – абсолютна шорсткість, м.

Відповідно до кожної зони існують емпіричні формули з визначення коефіцієнта λ .

Для практичних розрахунків в діапазоні зміни числа Рейнольдса $2320 < Re < 10^5$ можна користуватись формулою Блазіуса:

$$\lambda = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{Re}} \quad (16.4)$$

Загалом, перепад тиску між початковою та кінцевою точками трубопроводу дорівнює:

$$p_1 - p_2 = p_{тр} \pm \Delta z \rho g + p_{мо}, \quad (16.5)$$

де Δz – перепад висот трубопроводу, м;

$p_{мо}$ – втрати тиску в місцевих опорах, Па.

Під час транспортування обводненої нафти необхідно попередньо визначити густину водонафтової суміші ρ_c :

$$\rho_c = \rho_n(1 - n_v) + \rho_v n_v, \quad (16.6)$$

де n_v – частка води в суміші;

ρ_v – густина води, кг/м³.

Аналогічно визначається і в'язкість водонафтової суміші, μ_c :

$$\mu_c = \mu_n(1 - n_v) + \mu_v n_v. \quad (16.7)$$

У зв'язку з утворенням водонафтових емульсій у процесі видобутку і транспортування свердловинної продукції, в'язкість яких може бути значно більшою, ніж це виходить із рівняння (2.7), гідравлічні розрахунки значно

ускладнюються.

Визначення тиску в початкових і кінцевих точках трубопроводу проводять, використовуючи рівняння (2.5).

Визначення пропускної здатності трубопроводів Q за заданого значення перепаду тиску $\Delta p = p_1 - p_2$ дещо ускладняється, оскільки коефіцієнт гідравлічного опору λ залежить від числа Рейнольдса, а отже, від невідомого значення витрати рідини.

Цю задачу можна розв'язувати графо-аналітичним способом. Для цього задаються кількома (не менше 2–3) довільними значеннями витрати рідини Q і визначають втрати тиску так, як це розглянуто вище. Потім будують графік залежності $\Delta p = p_1 - p_2 = f(Q)$. Оскільки допустимий перепад тиску відомий, то з графіка знаходять ту витрату рідини або максимальну пропускну здатність трубопроводу, яка буде забезпечена у разі цього перепаду тиску.

Аналогічно розв'язується задача визначення необхідного діаметра трубопроводу за відомих значень витрати рідини, довжини трубопроводу та перепаду тиску. У цьому випадку задаються кількома значеннями діаметра трубопроводу i , відповідно, визначають втрати тиску та будують графік залежності цих втрат від діаметра, а з графіка знаходять необхідний діаметр.

Завдання до практичної роботи № 16

Розрахувати гідравлічні втрати напору і тиску на ділянці трубопроводу під час руху по ньому нафти, якщо:

- довжина трубопроводу $L = 1\,000$ м;
- трубопровід прокладено по схилу, що має кут нахилу до горизонту 10° , причому нафта рухається вгору по трубопроводу;
- тиск на вході в трубопровід $p_1 = 2,6$ МПа;
- тиски в кінці трубопроводу $p_2 = 0,2$ МПа;
- густина нафти $\rho = 870$ кг/м³.

Розв'язання

Для розрахунку використаємо рівняння Бернуллі. Оскільки діаметр трубопроводу незмінний, а нафту вважаємо практично нестисливою, то із рівняння Бернуллі знайдемо втрату напору:

$$\sum h_{\text{вт}} = \frac{p_1 - p_2}{\rho \cdot g} - \Delta z = \frac{2,6 - 0,2}{870 \cdot 9,81} \cdot 10^6 - 1\,000 \cdot \sin 10^\circ = 107,5 \text{ м}$$

Знаходимо гідравлічні втрати тиску за такою формулою:

$$\Delta p_{\text{вт}} = \rho \cdot g \cdot \sum h_{\text{вт}} = 870 \cdot 9,81 \cdot 107,5 = 0,917 \cdot 10^6 \text{ Па,}$$

де $\Delta z = L \cdot \sin 10^\circ$ – перепад висот трубопроводу;

L – довжина трубопроводу.

Відповідь: $\Sigma h_{\text{вт}} = 107,5$ м;

$\Delta p_{\text{вт}} = 0,917$ МПа.

У всіх варіантах роботи нафта рухається вгору по трубопроводу.

Таблиця 16.1 – Вихідні дані

Варіант	L , м	Кут нахилу до горизонту, град	p_1 , МПа	p_2 , МПа	ρ , кг/м ³
0	500	3	2,0	0,1	850
1	600	5	2,2	0,2	860
2	700	7	2,4	0,3	870
3	800	9	2,6	0,4	880
4	900	11	2,8	0,5	890
5	1 000	13	3,0	0,6	900
6	1 100	3	3,2	0,8	850
7	1 200	5	3,4	1,0	860
8	1 300	7	3,6	1,1	870
9	1 400	9	3,8	1,2	880
10	1 500	11	4,0	1,3	890
11	1 600	13	4,2	1,4	900
12	1 700	3	4,4	1,3	850
13	1 800	5	4,6	1,2	860
14	1 900	7	4,8	1,1	870
15	2 000	9	5,0	1,0	880
16	2 100	11	5,2	0,9	890
17	2 200	13	5,4	0,8	900
18	2 300	3	5,6	0,7	850
19	2 400	5	5,8	0,6	860
20	2 500	7	6,0	0,5	870

СПИСОК РЕКОМЕНДОВАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Білецький В. С. Основи нафтогазової інженерії [Електрон. ресурс]: 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 : ТОВ «АСМІ», 2018. – 415 с. – Режим доступу: <http://repository.kpi.kharkov.ua/bitstream/KhPI-Press/39098>, вільний (дата звернення: 09.08.2025). – Назва з екрана.
2. Технологія видобування нафти [Електрон. ресурс] / В. М. Орловський, В. С. Білецький, В. Г. Вітрик, В. І. Сіренко. – Львів : Новий світ, 2000, 2022. – 308 с. – Режим доступу: <http://repository.kpi.kharkov.ua/bitstream/KhPI-Press/48993>, вільний (дата звернення: 26.07.2025). – Назва з екрана.
3. Орловський В. М. Технологія видобування газу і газового конденсату [Електрон. ресурс] / В. М. Орловський, В. С. Білецький, В. І. Сіренко. – Львів ; Харків : Новий Світ-2000, 2023. – 359 с. – Режим доступу: <http://repository.kpi.kharkov.ua/bitstream/KhPI-Press/48993>, вільний (дата звернення: 17.10.2025). – Назва з екрана.
4. Орловський В. М. Технологія розробки нафтових родовищ [Електрон. ресурс] / В. М. Орловський, В. С. Білецький, В. Г. Вітрик. – Львів : Новий Світ-2000, 2020. – 244 с. – Режим доступу: <http://repository.kpi.kharkov.ua/bitstream/KhPI-Press/48993>, вільний (дата звернення: 08.06.2025). – Назва з екрана.
5. Технологія розробки газових і газоконденсатних родовищ [Електрон. ресурс] / В. М. Орловський, В. С. Білецький, В. Г. Вітрик, В. І. Сіренко. – Львів ; Харків : Новий Світ-2000, 2000. – 311 с. – Режим доступу: <http://repository.kpi.kharkov.ua/bitstream/KhPI-Press/48993>, вільний (дата звернення: 19.03.2025). – Назва з екрана.
6. Бойко В. С. Довідник з нафтогазової справи [Електрон. ресурс] / В. С. Бойко. – Львів, 1996. – 620 с. – Режим доступу: <http://194.44.112.14:8080/lib2web/DocDescription>, вільний (дата звернення: 31.03.2025). – Назва з екрана.

Електронне навчальне видання

Методичні рекомендації до виконання практичних робіт
та організації самостійної роботи
з навчальної дисципліни

«ВИДОБУВАННЯ НАФТИ І ГАЗУ»

*(для здобувачів першого (бакалаврського) рівня вищої освіти денної форми
навчання зі спеціальності 185 – Нафтогазова інженерія та технології)*

Укладачі: **ОРЛОВСЬКИЙ** Віталій Миколайович,
БОБЛОВСЬКИЙ Олександр Володимирович

Відповідальний за випуск *Р. Б. Ткаченко*

Редактор *Б. О. Хільська*

Комп'ютерне верстання *В. М. Орловський*

План 2025, поз. 267М

Підп. до друку 17.02.2026. Формат 60 × 84/16.
Ум. друк. арк. 4,6

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