**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ**

**Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу**

**Кафедра видобування нафти і газу**

**І.М.Купер**

**РОЗРОБКА ТА ЕКСПЛУАТАЦІЯ НАФТОВИХ РОДОВИЩ**

**ПРАКТИКУМ**

**Івано-Франківськ**

**2024**

УДК 622.279

ББК 33.362

К-64

**Рецензент:**

**Тарко Я.Б.** доктор технічних наук, професор кафедри розробки та експлуатації нафтових і газових родовищ Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу

*Рекомендується методичною радою університету*

 **Купер І.М.**

К-64 Розробка та експлуатація нафтових родовищ: практикум. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2024. 64с.

 МВ 02070855 – 10447 – 2024 Практикум містить розвязок основних типових задач і розрахункових формул і залежностей для визначення основних параметрів освоєння нафтових свердловин, способів експлуатації нафтових свердловин, та розробки нафтових родовищ.

Призначено для підготовки бакалаврів за напрямом 6.050304 „Нафтогазова справа”.

УДК 622.279

ББК 33.362

МВ 02070855 – 10447– 2024© Купер І.М.

 © ІФНТУНГ, 2024

**ЗМІСТ**

|  |  |
| --- | --- |
|  |  Вступ …………………………………………… 5 |
|  | 1. Розрахунок тиску і температури в нафтовій свердловині і пласті……………………………………………… 6 2. Визначення гідравлічних втрат при русі рідини в свердлови …………………………………………..103. Освоєння нафтових свердловин……………… 184.Фонтанна експлуатація нафтових свердловин5.Газліфтна експлуатація нафтових свердловин..396. Глибинно-насосний спосіб експлуатації нафтових афтових свердловин…………………………………………487. Розробка нафтових родовищ…………………….. | 7 |

**ВСТУП**

Нафта і природний газ належать до основних енергоносіїв, які використовуються у виробничих процесах і в комунальному господарстві. Разом вони забезпечують більше половини всієї енергії, що зараз споживається в Україні.

Високоефективним енергоносієм є нафта. Джерелами нафти є родовища, приурочені до традиційних порід-колекторів (нафтові, нафтогазові та нафтогазоконенсатні родовища), а також скупчення нафти в сланцевих породах.

Видобування нафти з родовищ здійснюють шляхом їх розробки. Під розробкою родовища розуміють комплекс робіт з керування процесами руху нафти і рідини в пласті до вибою видобувних свердловин. Розробка родовищ здійснюється вибором кількості, системи розміщення, порядку уведення в експлуатацію, режимів роботи свердловин і керуванням балансом енергії в пласті. На кожному родовищі може бути реалізована тільки одна із багатьох можливих систем розробки.

Під системою розробки нафтових родовищ розуміють сукупність взаємопов’язаних інженерно-технічних рішень, які включають вибір кількості і черговості уведення в розробку експлуатаційних об’єктів на багатопластових родовищах, розміщення на площі нафтоносності і структурі необхідної кількості експлуатаційних свердловин, порядок уведення їх в експлуатацію і підтримування заданих технологічних режимів роботи, застосування методів активного впливу на пласт з метою підвищення нафтовилучення і керування процесами руху нафти і рідини в пласті, застосування відповідної системи збору і підготовки пластової продукції, охорону надр і довкілля.

Раціональна система розробки родовища повинна забезпечувати отримання максимального прибутку за можливості досягнення найбільших значень коефіцієнтів вилучення вуглеводнів, безпеку працюючого персоналу і охорону надр і довкілля.

Для проектування раціональних систем розробки родовищ випускнику спеціальності «Видобування нафти і газу» необхідні глибокі теоретичні знання і значний практичний досвід. Відповідні теоретичні знання студент отримує при вивченні дисципліни «Розробка та експлуатація нафтових родовищ». Метою практичних занять із цієї дисципліни є закріплення і поглиблення теоретичних знань і отримання студентом навичок їх використання при розв’язуванні практичних задач.

У практикумі з дисципліни «Розробка та експлуатація нафтових родовищ» наведено основні типові задачі з теології освоєння нафтових свердловин, технології і техніки їх експлуатації, а також практичні задачі стосовно процесів розробки нафтових родовищ.

***1.Розрахунок тиску і температури в нафтовій свердловині та пласті***

***Задача 2.1*.** Розрахувати тиск на вибої свердловини глибиною 2600 м, якщо на глибині 1800 м виміряний свердловинним манометром тиск становить 12,3 МПа. Відомо: свердловина заповнена пластовою водою, густина якої 1074 кг/м3 за стандартних умов; об’ємний коефіцієнт пластової води 1,0017.

*Розв’язання*. Густина води слабко залежить від тиску і температури, тому їх вплив наближено врахуємо без уточнення до конкретного тиску і температури, а саме:

 кг/м3 .

Тоді шуканий тиск

*р*= 12,3⋅106 + (2600-1800) ⋅ 1072 ⋅ 9,81=20,7 ⋅ 106 Па.

*Відповідь*: 20,7 МПа.

Зведення пластового тиску до заданої площини порівняння здійснюється за формулою:

 *р*пл = *р′*пл + ρ*gh* , (2.3)

де *р*пл – зведений пластовий тиск, Па; *р*′пл – пластовий тиск, виміряний у свердловині, що тривало простоювала, на середині інтервалу перфорації, Па; ρ – густина нафти в пластових умовах, кг/м3; *g* – прискорення вільного падіння, м/с2 (*g*= 9,8 м/с2); *h* – відстань по вертикалі від середини інтервалу перфорації до заданої площини порівняння (наприклад, в якості площини порівняння приймаємо площину початкового водонафтового контакту), м.

***Задача 2.2.*** Виміряний глибинним манометром пластовий тиск *р′*пл склав 16,3 МПа. Відомо: відстань *h* від середини інтервалу перфорації (1572-1594 м) до початкового рівня водонафтового контакту становить 133,4 м; густина нафти в пла­стових умовах ρ = 827 кг/м3. Визначити зведений пластовий тиск *р*пл .

Розв’язання. Зведений пластовий тиск

*р*пл = *р*′пл + ρ*gh*=16,3 ⋅ 106 + 827 ⋅9,8 ⋅133,4=17,38 ⋅ 106 Па = 17,38 МПа .

*Відповідь*: 17,38 МПа.

***Задача 2.3.*** Розрахувати пластовий тиск у безводній зупиненій нафтовій свердловині. Відомо: свердловина експлуатувалась за тиску на гирлі, більшого від тиску насичення нафти газом; глибина свердловини 2100 м; глибина статичного рівня 64 м; густина розгазованої нафти 876 кг/м3; густина пластової нафти 814 кг/м3.

*Розв’язання*. Оскільки свердловина безводна, то вона заповнена тільки нафтою, висота стовпа якої становить:

*h*н=2100 – 64= 2036 м.

Середня густина нафти



Тоді пластовий тиск

*р*пл = 2036 ⋅ 845 ⋅ 9,81= 16,88 ⋅106 Па.

*Відповідь*: 16,88 МПа.

***Задача 2.4.*** Визначити тиск на вибої *р*в свердловини, яка тривало простоює, коли тиск *р*′2 рідини на її гирлі, виміряний манометром, становить 2,3 МПа. Відомо: профіль свердловини має три ділянки: 1) вертикальну довжиною 1650 м; 2) похилу довжиною 842 м і з зенітним кутом похилу 12º; 3) вертикальну довжиною 417 м; густина рідини, яка заповнює свердловину, ρ = 1020 кг/м3.

*Розв’язання*. Оскільки свердловина має похилу ділянку стовбура, то її глибина (по вертикалі)

 м ,

де *L*1, *L*2, *L*3 – довжини кожної із трьох ділянок стовбура, м; α з – зенітний кут нахилу стовбура на другій ділянці (від вертикалі), градуси.

Вибійний тиск

*р*в= ρ*gH + р*′2 = 1020 ⋅9,81 ⋅2890,6 + 2,3 ⋅106 = 31,22 ⋅ 106 Па = 31,22 МПа.

*Відповідь*: 31,22 МПа.

***Задача 2.5.*** Розрахувати геотермічну температуру у свердловині на глибині 3000 м для умов Дніпровсько-Донецької западини. Відомо: геотермічний градієнт 0,027 К/м; температура нейтрального шару 16 ºС; глибина нейтрального шару 14 м.

*Розв’язання*. Геотермічну температуру розраховуємо за формулою (2.6):

*Т*= (273,15 + 16) + 0,027 (3000 – 14) = 369,8 К.

*Відповідь*: 369,8 К.

***Задача 2.6.*** Визначити пластову температуру морського нафтового родовища, яке залягає на глибині 2000 м під дном моря. Відомо, що температура надр зростає на 2,9 К з кожними 100 м їх глибини залягання.

*Розв’язання*. За умовою задачі геотермічний градієнт

*Г*т=2,9:100 = 0,029 К/м.

Середньорічну температуру на дні моря беремо рівною 4 ºС. Тоді пластову температуру розраховуємо за формулою (2.12):

*Т* = (273,15+4) + 0,029·2000 =335 К.

*Відповідь*: 335 К.

***2.Визначення гідравлічних втрат при русі рідини в свердловині***

***Задача 2.1*.** Розрахувати гідравлічні втрати напору і тиску на ділянці трубопро­воду під час руху по ньому нафти. Відомо: довжина трудопроводу 1000м; трубопровід прокладено по схилу, що має кут нахилу до горизонту 10º, причому рух нафти має місце вверх по трубопроводу; тиски на вході і кінці трубопроводу 2,6 МПа і 0,2 МПа; густина нафти 870 кг/м3.

*Розв’язання*. Для розрахунку використаємо рівняння Бернуллі (4.1) Оскільки діаметр трубопроводу незмінний, а нафту вважаємо практично нестисливою, то із рів­няння (4.1) маємо втрату напору:

,

а втрата тиску



де Δ*z*=*L*sin 10º – перевищення кінця трубопроводу над початком; *L* – довжина трубо­проводу.

 *Відповідь*: 107,5 м; 0,917 МПа.

***Задача 2.2*.** Визначити витрату води через водомір Вентурі, діаметр якого на вході становить 100 мм, а у звуженому місці 50 мм. Відомо: покази п’єзометрів до звуження 1,2 м і у звуженому місці 0,7м.

*Розв’язання*. Оскільки водомір розміщено горизонтально, то *z*1*=z*2*.* Знехтуємо втратами напору і припустимо , що α1=α2. Тоді з рівняння (4.1) маємо:



звідки

.

Так як 

то

 ,

звідки



де *h*1 , *h*2 – покази п’єзометрів до звуження та у звуженому місці; *Q –* витрата рідини; *d*1 , *d*2 – діаметри труби до звуження та у звуженому місці.

 *Відповідь*: 6,35 л/с.

***Задача 2.3*** Розрахувати втрату тиску на тертя під час руху нафти в новій зварній сталевій трубі діаметром 76 мм і довжиною 100м. Відомо: витрата нафти 100 т/доб; густина і динамічний коефіцієнт в’язкості нафти 885 кг/м3 і 2,9 мПа **.** с.

*Розв’язання*. Визначаємо:

– об’ємну швидкість руху нафти

 

– число Рейнольдса

 

що більше Reкp =2320. Отже, режим руху турбулентний.

Для нової зварної сталевої труби еквівалентна шорсткість *=*0,03–0,12 мм; беремо **= 0,07 мм. Тоді

 

Оскільки 10*d*/< Re <500*d/*, то рух відбувається у третій докритичній, змішаній зоні при турбулентному режимі. Тоді гідравлічний коефіцієнт тертя визначаємо за формулою (4.7):

 

а відтак розраховуємо втрату тиску

 

Якщо гідравлічний коефіцієнт тертя розраховуємо за формулою Блазіуса

 

то 

а це менше на 15,2%.

 *Відповідь*: 0,112 МПа.

***Задача 2.4*** Визначити втрату тиску на тертя під час руху нафти в кільцевому зазорі між не новими зварними сталевими трубами, одна з яких має внутрішній діаметр *D*в=147,12 мм, а друга – зовнішній *d*з= 88,9мм. Відомо: довжина труб *L*=100м; витрата води *Q*= 29,2 л/с (два насосних агрегати, які працюють на ІV передачі).

*Ров’язання*. Розраховуємо спочатку:

– швидкість руху води в кільцевому зазорі

 

– гідравлічний діаметр кільцевого простору

 *d=D*в *– d*з*=*147,12 – 88,9 = 58,22 мм;

– число Рейнольдса

 

 де *ν –* кінематичний коефіцієнт в’язкості води, *ν*= 10-6 м2/с.

Оскільки Re >2320, то маємо турбулентний режим руху. Для заданих труб екві­валентна шорсткість Δ= 0,5-1,5 мм; беремо Δ=1,2 мм.

Тоді розраховуємо:

 

маємо Re > , то рух відбувається у четвертій зоні квадратичного опору за турбулентного режиму; відтак визначаємо (за густини води 103 кг/м3) *Відповідь*: 1,82 МПа.

 

***Задача 2.5*.** Нафтова свердловина працює з дебітом 180 т/доб. У свердловину опущено насосно-компресорні труби з умовним діаметром 89 мм (внутрішній діаметр 75,9 мм) на глибину 1000 м.Густина нафти 850 кг/м3, динамічний коефіцієнт в’язкості нафти 10 мПа**·**с. Визначити втрати тиску на тертя. У скільки разів зміняться втрати тиску на тертя, якщо динамічний коефіцієнт в’язкості нафти буде меншим у 10 разів?

*Розв’язання*. Розраховуємо:

– кінематичні коефіцієнти в’язкості

 ;

 ν2 = 11,76 **.**10-6 : 10 =11,76 **.** 10-7 м2/с ;

– об’ємний дебіт сверловини

 ;

– середню швидкість руху рідини в трубі

 

– критерії Рейнольдса

 

 ;

– значини

 

 

(оскільки 10>Re > 2320, то режим руху турбулентний в зоні гідравлічно-гладких труб для обох випадків);

– коефіцієнти гідравлічного опору при русі рідини в трубах

 

– втрати тиску на тертя при русі рідини в трубах

 

Таким чином, якщо динамічний коефіцієнт в’язкості нафти буде меншим у 10 разів, то втрати тиску на тертя зменшуються в 1,78 рази.

*Відповідь*: 6,7 кПа; 1,78.

***Задача 2.6*.** Нехай об’ємна витрата рідини *Q* = 100 м3/доб; кінематичний коефіцієнт в’язкості *v* = 2,5**.**10-6 м2/с (нафта); діаметр труб *d* = 50,3 мм. Розрахувати коефіцієнт корисної дії процесу піднімання однорідної нафти .

*Розв’язання*. Розраховуємо:



*w* = 4*Q*/π*d*2 = 4 **.** 100 / (3,14 **.** 50,32 **.** (10-3)2 **.** 86400) = 0,58 м/с ;

 (режим турбулентний);

 



*Відповідь*: 0,993.

***3.Освоєння нафтових свердловин***

***Задача 3.1.*** Розрахувати процес освоєння свердловини методом заміни рідин. Визначити максимальний тиск, який виникне під час освоєння, і тривалість процесу. Відомо: свердловина заповнена розчином хлористого кальцію густиною ρ1 = 1230 кг/м3 і з динамічним коефіцієнтом в’язкості μ1= 0,0012 Па·с; довжина стов­бура свердловини *Н'* = 3500 м; довжина опущених у свердловину насосно-компресор­них труб (НКТ) *L*= 3100 м; середній зенітний (від вертикалі) кут нахилу свердловини αз= 5°; внутрішній діаметр експлуатаційної колони *D*в= 0,168 м; зовнішній діаметр НКТ *d*з = 0,089 м; внутрішній діаметр НКТ *d* = 0,073 м; густина води ρ2 = 1230 кг/м3; динамічний коефіцієнт в’язкості води ; подавання агрегату УН1-630ґ700А на ІV передачі *Q* = 0,0146 м3/с; пластовий тиск *р*пл= 36 МПа.

*Розв’язання*. Під час освоєння свердловини водою тиск на вибої свердловини буде таким:



тобто , а значить освоєння свердловини відбудеться.

Випадок прямої циркуляції рідини

Визначаємо:

– швидкість руху рідини в трубах

;

– число Рейнольдса для води, що рухається по трубах,

.

Так як Re > 2320, то режим руху турбулентний, і в цьому випадку коефіцієнт гідравлічного опору розраховуємо за формулою:

.

Розраховуємо гідравлічні втрати тиску на тертя в трубах:

.

Визначаємо:

– швидкість руху розчину хлористого кальцію в кільцевому просторі

;

– число Рейнольдса під час руху розчину хлористого кальцію в кільцевому просторі

.

Оскільки , то коефіцієнт гідравлічного опору розраховуємо за формулою:

.

Розраховуємо гідравлічні втрати тиску на тертя при русі рідини в кільцевому просторі:

;

Розраховуємо тиск, необхідний для врівноваження гідростатичних тисків рідин:



де *z* = 3100 м – довжина труб, заповнених промивною рідиною.

Розраховуємо тиск нагнітання:

,

де *р*з – тиск на виході із затрубного простору.

Розраховуємо тривалість нагнітання промивної рідини в труби:



Розраховуємо тривалість нагнітання рідини в кільцевий простір:



Розраховуємо тривалість процесу нагнітання промивної рідини:



Випадок зворотної циркуляції рідини

З визначеного вище швидкість руху рідини в кільцевому просторі становить 0,916 м/с.

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



Так як Reк.п > 2320, то режим руху турбулентний, і коефіцієнт гідравлічного опору розраховуємо за формулою:



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

.

Визначаємо число Рейнольдса для рідини, що рухається в НКТ:

.

Оскільки Re > 2320, то коефіцієнт гідравлічного опору розраховуємо за формулою:

.

Розраховуємо гідравлічні втрати тиску на тертя при русі рідини по НКТ:

.

Розраховуємо тиск нагнітання:

,

де *р*тр – тиск на виході із НКТ.

Розраховуємо тривалість процесу нагнітання промивної рідини:

.

*Відповідь*: 11,7 МПа; 71,2 хв.

***Задача 3.3.*** Розрахувати втрати тиску на тертя під час руху глинистого розчину в трубах. Відомо: густина глинистого розчину rгл.р.= 1210 кг/м3; подавання агрегату УН1-630ґ700А на ІІІ передачі ; внутрішній діаметр НКТ ; довжина насосно-компресорних труб *L* = 3100 м; коефіцієнт гідравлічного опору .

*Розв’язання*. Розраховуємо для глинистого розчину за формулами Філатова коефіцієнт пластичної в’язкості  і граничну динамічну напругу зсуву :

;

.

Визначаємо критичну швидкість руху рідини в трубі:

.

Розраховуємо середню швидкість руху рідини в трубах:



Оскільки *w* < *w*кр, то режим руху структурний, і втрати тиску на тертя розраховуємо за формулою:

,

де  – коефіцієнт, який залежить від параметра Сен-Венана-Іллюшина  для тру­би (див. рис. 3.1)

, тобто = 0,58.

 *Відповідь*: 0,616 МПа.



Рисунок 3.1 – Залежність коефіцієнта β від параметра Сен-Венана–Ілюшина Sen:

1 – для кругового перерізу; 2 – для кільцевого перерізу

***Задача 3.4.*** Розрахувати втрати тиску на тертя під час руху глинистого розчину в кільцевому просторі. Відомо: густина глинистого розчину в кільцевому просторі ρ гл.р.= 1210 кг/м3; внутрішній діаметр експлуатаційної колони  м; зовнішній діаметр НКТ ; довжина насосно-компресорних труб *L* = 3100 м; гранична динамічна напруга зсуву ; коефіцієнт пластичної в’язкості ; подавання агрегату УН1-630ґ700А на IV передачі ; коефіцієнт гідравлічного опору .

*Розв’язання*. Розраховуємо:

– параметр Хедстрема



– критичне число Рейнольдса



– середню швидкість руху рідини в кільцевому просторі



– фактичне число Рейнольдса



Оскільки Re > Reкр, то режим турбулентний, і втрати тиску на тертя розраховуємо за формулою:



*Відповідь*: 2,902 МПа.

***Задача 3.5.*** Розрахувати втрати тиску на тертя під час руху глинистого розчину в кільцевому просторі. Відомо: густина глинистого розчину rгл.р.=1210 кг/м3; вну­трішній діаметр експлуатаційної колони ; зовнішній діаметр НКТ *d*з = 0,089 м; довжина труб *L* = 3100 м; гранична динамічна напруга зсуву ; коефіцієнт пластичної в’язкості ; подавання агрегату УН1– 630ґ700А на IV передачі .

*Розв’язання*. Розраховуємо:

– параметр Хедстрема



– критичне число Рейнольдса



– середню швидкість руху рідини в кільцевому просторі



– фактичне число Рейнольдса



Оскільки Re < Reкр, то режим руху структурний і втрати тиску на тертя роз­раховуємо за формулою:



де  – коефіцієнт, який залежить від параметра Сен– Венана– Іллюшина Senз для кільцевого зазору (див. рис. 3.1 )

, тобто = 0,43.

*Відповідь*: 1,2 МПа.

***Задача 3.6.*** Розрахувати втрати тиску на тертя в кільцевому просторі під час руху глинистого розчину за наявності місцевих опорів (муфт). Відомо: густина гли­нистого розчину rгл.р.= 1210 кг/м3; внутрішній діаметр експлуатаційної колони ; зовнішній діаметр НКТ *d*з = 0,102 м; довжина одної внутрішньої труби *l*тр = 12 м; зовнішній діаметр муфти *d*м = 0,121 м; коефіцієнт пластичної в’язкості , гранична динамічна напруга зсуву τ0 = 3,285 Па; вико­ристовується два агрегата УН1–630ґ700А з подаванням на IV передачі .

*Розв’язання*. Розраховуємо:

– параметр Хедстрема



– критичне число Рейнольдса



– середню швидкість руху рідини в кільцевому просторі



– число Рейнольдса

;

– коефіцієнт гідравлічного опору (за Re > 2320)

;

– коефіцієнт місцевих опорів

;

– коефіцієнт збільшення опору внаслідок наявності муфтових з’єднин



– добуток

.

Оскільки , то втрати тиску на тертя в кільцевому просторі розрахо­вуємо за формулою:



Якщо не враховувати наявність муфт, то втрати тиску на тертя складатимуть:



*Відповідь*: 2,557 МПа.

***Задача 3.7.*** Розрахувати граничну глибину відтиснення газом рівня рідини в насосно–компресорних трубах (по їх довжині), об’єм газу, який запомповується, і тривалість процесу нагнітання під час освоєння фонтанної свердловини шляхом за­помповування азоту з допомогою азотного устатковання АГУ– 8К після того, як внаслідок заміни мінералізованої води на нафту свердловина не почала фонтанувати. Відомо: внутрішній діаметр обсадної колони ; зовнішній діаметр НКТ ; внутрішній діаметр НКТ ; глибина свердловини ; глибина опускання НКТ ; пластовий тиск *р*пл= 14 МПа; густина нафти ; динамічний коефіцієнт в’язкості нафти μp= 1,7·10–3Па·с; густина азоту за стандартних умов ; динамічний коефіцієнт в’язкості азоту за стандартних умов ; температура при стандартних умовах *Т*ст = 293 К; середня температура газу у свердловині ** = 305,185 К; тиск, що створюється компресором, *р*к= 8 МПа; середній коефіцієнт стисливості азоту ; подавання компресора за стандартних умов *q*ст = 8 м3/хв.

*Розв’язання*. Розраховуємо:

– поправковий термобаричний коефіцієнт для газу *b*г:

;

– густину газу у свердловині за тиску компресора *р*к і температури  у свердловині

.

Випадок прямої циркуляції

Розраховуємо:

– швидкість руху газу в трубах

;

– число Рейнольдса для газу, що рухається в трубах,

;

(оскільки , то режим турбулентний);

– коефіцієнт гідравлічного опору під час руху газу в трубах

;

– градієнт втрат тиску на тертя під час руху газу в НКТ

;

– швидкість руху рідини в кільцевому просторі

;

– число Рейнольдса для нафти, що рухається в кільцевому просторі,



(оскільки Reзр > 2320, то режим руху турбулентний);

– коефіцієнт гідравлічного опору під час руху нафти в кільцевому просторі

;

– градієнт втрат тиску на тертя під час руху рідини в кільцевому просторі

;

– граничну глибину відтиснення рівня рідини в трубах (по їх довжині)



(*р*з – тиск на виході із свердловини на затрубному просторі, що зумовлюється системою викидування, Па);

– об’єм газу, який нагнітається компресором,

;

– тривалість запомповування газу

.

Випадок зворотної циркуляції

Розраховуємо:

– швидкість руху газу в кільцевому просторі

;

– число Рейнольдса для газу, що рухається в кільцевому просторі,



(оскільки , то режим руху турбулентний);

– коефіцієнт гідравлічного опору під час руху газу в кільцевому просторі

;

– градієнт втрат тиску на тертя під час руху газу в кільцевому просторі

;

– швидкість руху рідини в трубах

;

– число Рейнольдса для рідини, що рухається по трубах,



(оскільки , то режим руху турбулентний);

– коефіцієнт гідравлічного опору під час руху рідини в трубах

;

– градієнт втрат тиску на тертя під час руху рідини в трубах

;

– граничну глибину відтиснення газом рівня рідини в кільцевому просторі



(*р*т – тиск на виході із свердловини в трубах, що зумовлюється системою викиду­вання, Па);

– об’єм газу, який нагнітається компресором,

;

– тривалість запомповування газу

.

*Відповідь*: 1038,8 м; 1092 м3; 102,9 хв.

***4.Фонтанна експлуатація свердловин***

***Задача 4.1*.** Розрахувати коефіцієнт корисної дії газорідинного піднімача. Відомо: об’ємна витрата рідини *Q*р ст = 100 м3/доб = 1,157**.**10-3 м3/с; об’ємна витрата газу *V*г ст = 12**.**103 м3/доб = 0,139 м3/с; тиск *р*1= 2,5 МПа; тиск *р*2= 0,12 МПа; довжина труб *L*= 1400 м; густина рідини ρр ст = 880 кг/м3.

Розв’язання. Розраховуємо:





*Відповідь*: 0,266.

***Задача 4.2.*** Розрахувати витрату рідини через зовнішню циліндричну насадку діаметром *d*н= 12 мм. Відомо: перепад тиску на насадці 3,6 МПа; густина рідини 865 кг/м3.

*Розв’язання*



. Розраховуємо площу поперечного перерізу насадки

 

а відтак витрату рідини, взявши для насадки коефіцієнт витрати μ = 0,82,

 

*Відповідь*: 730,1 м3/доб.

***Задача 4.3.*** Визначити діаметр штуцера на нафтовій лінії. Відомо: витрата однорідної негазованої нафти 120 м3/доб; густина нафти 854 кг/м3; на штуцері треба створити перепад тиску 4,3 МПа.

*Розв’язання*.



 Попередньо взявши для штуцера коефіцієнт витрати μ=0,62, знаходимо

 

*Відповідь*: 6,34 м.

***Задача 4.4.*** Розрахувати діаметр штуцера для експлуатації фонтанної свердловини. Відомо: об’ємна витрата рідини *Q* = 0,00146 м3/с; густина нафти ρн= 865 кг/м3; густина води ρв=1015 кг/м3; коефіцієнт обводненості продукції *n*в= 0,4; перепад тиску на штуцері Δ*р*= 2 МПа.

*Розв’язання*. Розраховуємо:

– густину рідини

 ρ = ρн(1 – *n*в)+ρв *n*в = 865(1-0,4)+1015∙0,4 = 925 кг/м3;

– безрозмірний коефіцієнт витрати для круглого отвору

 μ = ε φ = 0,64∙0,97 = 0,62,

де ε – безрозмірний коефіцієнт стиснення струменя; φ – безрозмірний коефіцієнт швидкості витікання рідини;

– діаметр отвору штуцера

 

*Відповідь*: 6,7 мм.

***Задача 4.5.***Розрахувати вибійний тиск під час артезіанського фонтанування свердловини. Відомо: довжина стовбура свердловини *H'* = 1900 м; діаметр експлуатаційної колони *D* = 0,146 м; труби опущено до вибою (*H'* = *L*); внутрішній діаметр насосно-компресорних труб *d* = 0,062 м; густина нафти ρ = 880 кг/м3; динамічний коефіцієнт в’язкості нафти μр = 1,3·10–3 Па·с; тиск на гирлі свердловини *p*г = 0,1 МПа; об’ємна витрата нафти *Q* = 0,0146 м3/с; кут нахилу свердловини αз = 6°.

*Розв’язання*. Розраховуємо:

– швидкість руху нафти в насосно-компресорних трубах

;

– число Рейнольдса для нафти, що рухається по трубах,



(так як Re > 2320, то режим руху турбулентний);

– коефіцієнт гідравлічного опору для руху нафти в трубах (обмежуємося формулою Блазіуса)

;

– втрати тиску на тертя для руху нафти в трубах



– вибійний тиск під час артезіанського фонтанування



*Відповідь*: 21 МПа.

***Задача 4.6.***Визначити мінімальний вибійний тиск артезінського фонтанування. Відомо: пластовий тиск *p*пл = 20 МПа; індикаторна лінія пряма (*n* = 1); коефіцієнт продуктивності *К*о = 16 м3/(доб·МПа); глибина свердловини *H* = 1650 м; густина і динамічний коефіцієнт в’язкості нафти ρ = 870 кг/м3 і μр = 1,3 мПа·с; внутрішній діаметр ліфтових труб *d* = 62 мм, глибина опускання ліфтових труб *L* = 900 м; тиск на гирлі свердловини 0,56 МПа; еквівалентна шорсткість труб Δ = 0,012 мм.

*Розв’язання*. Умова взаємопов’язаної спільної узгодженої роботи пласта і артезіанської свердловини має вигляд:



Для наочності розрахунок виконаємо графоаналітичним методом. Для цього позначаємо відповідно праву і ліву частини рівняння через *M*(*Q*) i *N*(*Q*); тоді маємо:

*M*(*Q*) = *N*(*Q*).

Задаємося рядом значин *Q* = 40, 50, 60, 70, 80, 90, 100 м3/доб.

Розраховуємо для значини *Q* = 40 м3/доб:

– фактичну середню швидкість рідини в ліфтових трубах



– число Рейнольдса для потоку в ліфтових трубах



(так, як Re > 2320, то режим руху турбулентний);

– коефіцієнт гідравлічного опору за руху потоку по трубах



– фактичну середню швидкість рідини в експлуатаційній колоні



– число Рейнольдса для потоку, що рухається в експлуатаційній колоні,



(так, як Re > 2320, то режим руху турбулентний);

– коефіцієнт гідравлічного опору для руху потоку в експлуатаційній колоні



– втрати тиску на тертя для руху потоку в трубах та експлуатаційній колоні



– функції





***5.Газліфтна експлуатація нафтових свердловин***

***Задача 5.1.*** Розрахувати глибину опускання і діаметр насосно-компресорних труб та витрату запомповуваного газу для газліфтної експлуатації свердловини. Відомо: масовий дебіт свердловин *Q*м= 460 т/доб; вибійний тиск *р*в = 16 МПа; глибина свердловини *Н*= 3413 м; внутрішній діаметр експлуатаційної колони *D*= 0,127 м; густина нафти ρн= 864 кг/м3; густина води ρв= 1012 кг/м3; обводненість продукції *n*в= 0,7; газовий фактор пластового газу *G*0 = 45 м3/м3; коефіцієнт розчинності газу в нафті αр= 2⋅10-6м3/(м3⋅Па); гирловий тиск на викиді *р*2 = 0,4 МПа; робочий тиск нагнітання газу *р*р = 6,1 МПа.

*Розв’язання*. Розраховуємо послідовно:

– тиск у точці введення газу в піднімальні труби

,

де *р*г*=*0,4·106 Па – втрати тиску газу на гідравлічний опір з урахуванням тиску стовпа газу;

– тиск насичення нафти газом

;

– густину рідини за поверхневих умов

;

– об’ємний дебіт рідини

;

– густину газорідинної суміші відповідно за тисків *р*в і *р*н (оскільки *р*в < *р*н)





– середню густину газорідинної суміші в інтервалі між вибоєм і башмаком піднімальних труб

;

– глибину опускання НКТ

;

– внутрішній діаметр піднімальних труб для оптимального режиму



Оскільки труби з розрахунковим діаметром неможливо опустити в задану експлуатаційну колону, то беремо НКТ з найбільшим стандартним діаметром, які можна опустити в дану експлуатаційну колону, тобто беремо *d*1 = 0,0886 м.

Розраховуємо:

– відносне занурення труб під рівень рідини

;

– об’ємну витрату рідини для максимального режиму

*Q*макс*=* 55*d*13 ε1.5= 55⋅0,08863 ⋅0,2391,5 = 0,00447 м3/с.

Оскільки *Q*макс*< Q*, то розрахунок виконуємо для центральної системи піднімача і розраховуємо:

– еквівалентний затрубному простору внутрішній діаметр труб для оптимального режиму



– внутрішній діаметр труб лінії газоподавання

*d*г *=* 2(*D* – *d*Q) *–* 0,0254 = 2 (0,127 – 0,104) – 0,0254 = 0,02м.

Оскільки *d*г *< d*г мін, то беремo *d*г мін *=* 0,038 мі розраховуємо:

– еквівалентний затрубному простору за продуктивністю діаметр

;

– об’ємну витрату рідини для оптимального режиму

*Q*макс *=* 55 *d*Q3 ε1,5= 55⋅0,09533⋅0,2391,5 = 0,00556 м3/с.

Оскільки *Q*макс*>Q*, то розраховуємо:

– об’ємну витрату рідини за оптимального режиму

*Q*опт*= Q*(1 – ε) *=*0,0055(1 – 0,239)= 0,00423м3/с;

– еквівалентний за питомою витратою газу діаметр

*d*R *=* 0,5(*D – d*г)= 0,5(0,127 – 0,038) = 0,0445м;

– допоміжну величину



– витрату газу для максимального режиму

;

– витрату газу при оптимальному режимі

*V*0 опт *= V*0(1 – ε)2 *=* 2,562⋅ (1 – 0,239)2 = 1,484м3/c;

– ефективний газовий фактор



За двома точками (*Q*опт, *V*0 опт) і (*Q*макс, *V*0 макс) будуємо частину кривої ліфтування *Q*(*V*0) і графічно оцінюємо необхідну витрату газу *V*0 для забезпечення дебіту *Q*, тобто  (рис. 6.2), а відтак розраховуємо витрату запомповуваного газу



*Відповідь*: *L* = 2338 м; *d*г = 0,038 м; *V*0зап = 2,235 м3/с.

***Задача 5.2.*** Розрахувати вибійний тиск, дебіт свердловини і витрату газу для газліфтної експлуатації. Відомо: глибина свердловини *Н*= 2600 м; газовий фактор *G*0= 130 м3/м3; коефіцієнт розчинення газу в нафті αр= 2 м3/(м3ЧМпа); густина нафти ρн= 890 кг/м3; густина води ρв= 1012 кг/м3; робочий тиск *р*р= 26 МПа; гирловий тиск *р*2= 0,8 МПа; обводненість продукції *n*в= 0,7; діаметр насосно-компресорних труб *d*= 0,062 м; коефіцієнт продуктивності *К*0= 36 м3/(добЧМПа); допустима витрата газу *R*0 доп= 500 м3/м3; пластовий тиск *р*пл= 22 МПа; атмосферний тиск *р*0= 0,1 МПа; діаметр експлуатаційної колони *D*= 0,1483 м.

*Розв’язання*. Розраховуємо:

– тиск у точці введення газу в піднімальні труби

*р*1*= р*р– ∆*р*г*=* 26·106 – 0,4·106 = 25,6·106 Па,

де ∆*р*г*=*0,4·106 Па – втрати тиску газу на гідравлічний опір з урахуванням тиску стов­па газу;

– густину рідини

ρ *=* ρн(1 – *n*в) *+* ρв*n*в= 890 (1 – 0,7) + 1012Ч0,7 = 975,4 кг/м3;

– за наближеним методом шляхом ітерації з використанням ПЕОМ, тиск *р*1 біля башмака труб знаходимо із співвідношення



або



тобто *р*1 = 5,955·106 Па, де беремо *L* = *H*.

Оскільки *р*1 » *р*в, то розраховуємо:

– дебіт свердловини

 м3/доб;

– діаметр насосно-компресорних труб



Оскільки розрахований діаметр насосно-компресорних труб перевищує макси­мально можливий діаметр для заданої експлуатаційної колони, то розрахунок ведемо для центральної системи піднімача, тобто беремо *d = d*Q і розраховуємо:

– діаметр лінії газоподавання

 м

(беремо *d*г мін*=*0,0352 м; оскільки *d*г> *d*г мін, то піднімач буде працювати за централь­ної системи на оптимальному режимі);

– витрату запомповуваного газу

*V*0 зап*= R*0 доп *Q* = 500Ч577,62 = 288810 м3/доб.

*Відповідь*: 5,955 МПа; 577,62 м3/добу; *V*0зап = 288810 м3/доб

***Задача 5.3.*** Розрахувати пусковий тиск для однорядного газліфтного піднімача кільцевої і центральної систем. Відомо: внутрішній діаметр експлуатаційної колони *D*в= 0,125 м; зовнішній діаметр нососно-компресорних труб *d*з= 0,0603 м; внутрішній діаметр нососно-компресорних труб *d*в= 0,0503 м; довжина нососно-компресорних труб *L*= 2000 м; коефіцієнт, що враховує поглинання рідини пластом = 0; густина рідини ρ = 985 кг/м3; пластовий тиск *р*пл= 18 МПа.

*Розв’язання*. Розраховуємо:

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

 м;

– пусковий тиск запомповування газу для кільцевої системи

 

– пусковий тиск запомповування газу для центральної системи

 

тобто в разі переключення на центральну систему пусковий тиск значно знижується (1,6 МПа < 7,61 МПа).

*Відповідь*: 7,6 МПа; 1,6 МПа.

***6 Глибинно-насосний спосіб експлуатації нафтових свердловин***

***Задача 6.1.*** Розрахувати коефіцієнт сепарації газу на вході у штанговий насос. Відомо: дебіт свердловини *Q* = 24 т/добу; внутрішній діаметр експлуатаційної колони  = 0,168 м; зовнішній діаметр НКТ  = 0,073 м; об’ємний коефіцієнт нафти  = 1,3; густина нафти = 892 кг/м3; обводненість продукції  = 0,4.

*Розв’язання*. Розраховуємо:

– площу поперечного перерізу затрубного простору

м2;

– площу прохідного перерізу свердловини

м2;

– умовний коефіцієнт сепарації газу при режимі нульової витрати рідини

;

– об’ємну витрату рідини

м3/с;

– коефіцієнт сепарації газу на вході у штанговий насос

,

де – відносна швидкість газових бульбашок, м/с,  = 0,02 м/с при  ≤ 0,5.

*Відповідь*:  = 0,29.

***Задача 6.2.*** Розрахувати коефіцієнт сепарації газу на вході у штанговий насос при відпомповуванні безводної нафти. Відомо: дебіт свердловини *Q* = 24 т/добу; внутрішній діаметр експлуатаційної колони  = 0,146 м; зовнішній діаметр НКТ = 0,0603 м; об’ємний коефіцієнт нафти  = 1,2; густина нафти  = 880 кг/м3; тиск *р* = 4,0 МПа; температура *Т* = 323 К; об’ємний газовий фактор  = 216 м3/м3; об’ємний коефіцієнт розчинності газу в нафті αр = 1,8·10-5 м3/(м3·Па); тиск насичення нафти газом  = 12,0 МПа; відносна густина газу  = 0,8.

*Розв’язання*. Розраховуємо:

– площу поперечного перерізу затрубного простору

м2;

– площу прохідного перерізу свердловини

м2;

– умовний коефіцієнт сепарації газу при режимі нульової витрати рідини

;

– об’ємну витрату нафти

м3/с;

– коефіцієнт стисливості газу *z*г = 0,895 (за матеріалами п. 1.1);

– об’ємну витрату вільного газу у свердловині за тиску *р* і температури *Т*



– зведену швидкість руху газу

 м/с;

– зведену швидкість руху нафти

 м/с;

– динамічний коефіцієнт в’язкості розгазованої нафти за стандартних умов

;

 мПа·с,

де  – відносна (до води) густина нафти; – динамічний коефіцієнт в’язкості води за стандартних умов;

– динамічний коефіцієнт в’язкості нафти  за температури *Т* = 323 К, попередньо розрахувавши,

– коефіцієнт *а* (див. п. 1.1), приймаючи коефіцієнти *b* = 1,44·10-3 К, *с* = 100,

;

– коефіцієнт відносної в’язкості розгазованої нафти

;

 МПа·с = 14,6·10-3 Па·с;

– поверхневий натяг системи газ-нафта

 

– число Рейнольдса для нафти

;

– відносну швидкість газових бульбашок



де  = 6°;

– коефіцієнт сепарації газу на вході у штанговий насос

.

*Відповідь*:  = 0,311.

***Задача 6.3.*** Розрахувати втрати тиску в клапанних вузлах для насоса НН1-32 при таких умовах його роботи у свердловині: об’ємна витрата газорідинної суміші = 45,6 м3/добу або 5,2·10-4 м3/с; кінематичний коефіцієнт в’язкості рідини  = 8,4·10‑7 м2/с; обводненість продукції = 0,6; густина розгазованої нафти , = 857 кг/м3; густина розгазованої води = 1175 кг/м3.

*Розв’язання*. Розраховуємо:

– максимальну швидкість газорідинної суміші в отворі сідла клапана

 м/с,

де для насоса НН1-32 діаметр сідел клапанів  =14 мм;

– число Рейнольдса

;

– коефіцієнт витрати клапана  = 0,4, який беремо залежно від числа Рейнольдса з рис. 6.2 [1];

– густину розгазованої рідини

кг/м3;

– перепад тиску в клапанах штангового насоса

.

*Відповідь*: 3,7·104 Па.

***Задача 6.4.***  Розрахувати мінімальну глибину занурення штангового насоса під динамічний рівень рідини, коли продукція свердловини не містить вільного газу. Відомо: глибина свердловини *H* = 2200 м; тиск газу в затрубному просторі  Па; вибійний тиск = 14·106 Па; довжина ходу полірованого штока *S* = 1350 мм; діаметр отвору сідла звичайного клапана (насос НВ1-43) ** = 0,025 м; витрата рідини через насос *Q* = 45 м3/добу; обводненість продукції  = 0; об’ємний коефіцієнт нафти  = 1,48; динамічний коефіцієнт в’язкості пластової нафти  = 0,0011 Па·с; тиск насичення нафти газом  = 24,5·106 Па; густина нафти в пластових умовах  = 686 кг/м3.

*Розв’язання*. Розраховуємо:

– максимальну швидкість руху продукції в отворі сідла клапана

 м/с;

– число Рейнольдса

;

– коефіцієнт витрати клапана ** = 0,4 (беремо залежно від числа Рейнольдса з рис. 6.2 [1]);

– перепад тиску в клапані

;

– мінімально необхідну глибину занурення насоса під динамічний рівень рідини, задаючи пружність пари відпомповуваної рідини = 0,7·106 Па,



*Відповідь*: 31 м.

***Задача 6.5.*** Розрахувати витікання рідини через зазор плунжерної пари. Відомо: тиск на вході в насос  = 1,5 МПа; тиск на виході із насоса  = 8,9 МПа; дебіт свердловини в умовах на вході в насос = 45,6 м3/добу або 5,2·10-4 м3/с; витрата рідини на виході  = 28,4 м3/добу або 3,2·10-4 м3/с; кінематичний коефіцієнт в’язкості рідини  = 8,4·10-7 м2/с; обводненість продукції = 0,7; густина розгазованої нафти = 847 кг/м3; густина розгазованої води = 1164 кг/м3; довжина плунжера *l* = 1,2 м.

*Розв’язання*. Розраховуємо:

– максимальну швидкість газорідинної суміші у всмоктувальному клапані

 м/с,

де для насоса НН1-43 діаметр отворів у сідлах клапанів = 20 мм;

– число Рейнольдса

;

– коефіцієнт витрати  = 0,4 (беремо залежно від числа Рейнольдса з рис. 6.2 [1]);

– густину розгазованої рідини

 кг/м3;

– перепад тиску у всмоктувальному клапані штангового насоса

;

– максимальну швидкість газорідинної суміші в нагнітальному клапані

 м/с;

– число Рейнольдса

;

– коефіцієнт витрати  = 0,4 (беремо залежно від числа Рейнольдса з рис. 6.2 [1]);

– перепад тиску в нагнітальному клапані штангового насоса

;

– тиск у циліндрі насоса при всмоктуванні

= 1,5 – 0,009 = 1,491 МПа;

– тиск у трубах при нагнітанні

 = 8,9 + 0,003 = 8,903 МПа.

Враховуючи, що насос має ІІ групу посадки, беремо зазор у плунжерній парі δ = 50 мкм = 0,5·10-4 м, відносний ексцентриситет  = 0,5, а тоді розраховуємо:

– витрату рідини через зазор плунжерної пари



або  = 1,16 м3/добу;

– число Рейнольдса

.

Оскільки отримане число Рейнольдса 119 < = 1000, то режим руху в зазорі є ламінарним і витрату рідини розраховано правильно.

*Відповідь*: 1,16 м3/добу.

***Задача 6.6.*** Розрахувати витікання рідини через зазор плунжерної пари. Відомо: тиск на вході в насос  = 1,5 МПа; тиск на виході із насоса  = 8,9 МПа; дебіт свердловини в умовах входу в насос = 25 м3/добу або 2,8·10-4 м3/с; витрата рідини на виході  = 20 м3/добу або 2,3·10-4 м3/с; кінематичний коефіцієнт в’язкості рідини  = 9,445·10‑7 м2/с; обводненість продукції  = 0,2; густина розгазованої нафти = 847 кг/м3; густина розгазованої води = 1064 кг/м3; довжина плунжера *l* = 0,6 м; кількість подвійних ходів плунжера за секунду *N* = 9.

*Розв’язання*. Розраховуємо:

– максимальну швидкість газорідинної суміші у всмоктувальному клапані

 м/с,

де для насоса НН1-28 діаметр отворів у сідлах клапанів  = 11 мм;

– число Рейнольдса

;

– коефіцієнт витрати  = 0,3 (беремо залежно від числа Рейнольдса з рис. 6.2);

– густину розгазованої рідини

 кг/м3;

– перепад тиску у всмоктувальному клапані штангового насоса

;

– максимальну швидкість газорідинної суміші у нагнітальному клапані

 м/с;

– число Рейнольдса

;

– коефіцієнт витрати  = 0,3 (беремо залежно від числа Рейнольдса з рис. 6.2 [1]);

– перепад тиску в нагнітальному клапані штангового насоса

;

– тиск у циліндрі насоса при всмоктуванні

= 1,5 – 0,045 = 1,455 МПа;

– тиск у трубах при нагнітанні

 = 8,9 + 0,029 = 8,871 МПа.

Враховуючи, що насос має ІІІ групу посадки, беремо зазор у плунжерній парі δ = 85 мкм = 0,85·10-4 м, відносний ексцентриситет  = 0,5, а тоді розраховуємо:

– витрату рідини через зазор плунжерної пари



або  = 7,92 м3/добу;

– число Рейнольдса

.

Оскільки отримане число Рейнольдса 1104 >  = 1000, то розраховуємо об’ємну витрату рідини при турбулентному режимі за формулою Пірвердяна:



а відтак уточнюємо об’ємну витрату витікання рідини

 м3/с.

*Відповідь*: 5,9·10-5 м3/с.

***Задача 6.7*** Розрахувати інерційні навантаження на головку балансира. Відомо: вага колони штанг у повітрі *Р*шт = 12·103 Н; довжина ходу сальникового штока *S* = 1,35 м; кількість подвійних ходів за хвилину *п* = 9; величина пружної деформації штанг λшт = 0,12 м; величина пружної деформації труб λтр = 0,02 м.

*Розв’язання*. Для наближених розрахунків можна брати коефіцієнти у формулах Вірновського αв = αн = *а*в = *а*н = 1. Розраховуємо:

– кутову швидкість обертання вала кривошипа

 с-1;

– допоміжні параметри

;

;

– фактор динамічності за формулою Вірновського

;

– інерційні навантаження на головку балансира

Н.

*Відповідь*: 576 Н.

***Задача 6.8***. Розрахувати вібраційні навантаження на головку балансира. Відомо: вага колони штанг *Р*шт = 12·103 Н; вага гідростатичного стовпа рідини *Р*р = 6·103 Н; довжина ходу сальникового штока *S* = 1,35 м; кількість подвійних ходів за хвилину *п* = 9; величина пружної деформації штанг λшт = 0,12 м; величина пружної деформації труб λтр = 0,02 м.

*Розв’язання*. Розраховуємо:

– кутову швидкість обертання вала кривошипа

 с-1;

– допоміжні параметри

;

;

– вібраційні навантаження на головку балансира за формулою Вірновського



де взято αв = αн = *а*в = *а*н = 1.

*Відповідь*: 2,6 кН.

***Задача 6.9***. Розрахувати динамічні навантаження на головку балансира. Відомо: вага колони штанг *Р*шт = 12·103 Н; вага гідростатичного стовпа рідини *Р*р = 6·103 Н; довжина ходу сальникового штока *S* = 1,35 м; кількість подвійних ходів за хвилину *п* = 9; величина пружної деформації штанг λшт = 0,12 м; величина пружної деформації труб λтр = 0,02 м.

*Розв’язання*. Розраховуємо:

– кутову швидкість обертання вала кривошипа

 с-1;

– допоміжні параметри

; ;

– фактор динамічності за формулою Вірновського (взято коефіцієнти αв = αн = *а*в = *а*н·= 1)

;

– інерційні навантаження на головку балансира

Н;

– вібраційні навантаження на головку балансира за формулою Вірновського



– динамічні навантаження на головку балансира

.

*Відповідь*: 3,2 кН.

***Задача 6.9.*** Підібрати колону гладких НКТ відповідно до зрушуючих навантажень. Відомо: у свердловину планується опустити УЕВН5-50-2000 на глибину 2310 м, взявши НКТ (гладкі) діаметром 73 мм (товщина стінки 5,5 мм) та довжиною 1000 м і НКТ (гладкі) діаметром 60 мм (товщина стінки 5 мм) та довжиною 1310 м.

*Розв’язання*. Розраховуємо:

– вагу УЕВН5-50-2000 і кабелю

*Р*УЕВН+каб.= (901 + 2698)·10 = 35990 Н;

– вагу НКТ діаметром 73 мм (товщина стінки 5,5 мм)

*Р*НКТ = 9,48·1000·10 = 94800 Н;

– вагу НКТ діаметром 60 мм (товщина стінки 5,5 мм)

*Р*НКТ = 6,95·1310·10 = 91050 Н;

– загальну вагу

*Р* = (35990 + 94800 + 91050)·1,3 = 288,4·103 Н = 288,4 кН,

де 1,3 – коефіцієнт, що враховує збільшення навантажень зі зміною параметрів кривини стовбура свердловини (кут нахилу, азимут); 901; 2698; 9,48; 6,95 – маси відповідно зануреного агрегата, кабелю (довжина 2310 м), 1 м труб (із урахуванням муфт), кг; 10 – прискорення (заокруглено) вільного падіння, м/с2.

Граничне зрушуюче навантаження для НКТ 73х5,5 мм групи міцності „Д” становить 278 кН (див. табл. 7.1), тобто НКТ і підвісний патрубок групи міцності „Д” не відповідають ваговим характеристикам.

Вибираємо НКТ 73х5,5 мм і підвісний патрубок групою міцності „К”, тому що граничне зрушуюче навантаження для НКТ 73х5,5 мм марки „К” становить 365 кН.

У разі потреби можна перевірити на міцність і нижній ступінь НКТ під дією відповідної ваги.

*Відповідь*: НКТ і підвісний патрубок повинні бути із сталі групи міцності „К”.

Таблиця 7.1 – Зрушуючі і розтягуючі навантаження для насосно-компресорних труб (ГОСТ 633, РД 39-136-95), кН (1 кН = 0,1 т)

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Умовний діаметр труб, мм | Товщина стінки, мм | Зрушуюче навантаження для гладких труб за групами міцності |
| Д | К | Е | Л | М |
| 33 | 3,5 | – | – | – | – | – |
| 42 | 3,5 | – | – | – | – | – |
| 48 | 4,0 | 113 | 148 | 160 | 192 | 222 |
| 60 | 5,0 | 196 | 250 | 285 | 337 | 388 |
| 73 | 5,5 | 278 | 365 | 402 | 476 | 540 |
| 7,0 | 370 | 486 | 535 | 636 | 730 |
| 89 | 6,5 | 415 | 546 | 620 | 710 | 820 |
| 8,0 | – | – | – | – | – |
| 102 | 6,5 | 440 | 580 | 640 | 755 | 870 |
| 114 | 7,0 | 545 | 717 | 833 | 932 | 1076 |
| Умовний діаметр труб, мм | Товщина стінки, мм | Розтягуюче навантаження для труб з висадженими кінцями і НКБ за групами міцності |
| Д | Д | Д | Д | Д |
| 33 | 3,5 | 122 | 122 | 122 | 122 | 122 |
| 42 | 3,5 | 157 | 157 | 157 | 157 | 157 |
| 48 | 4,0 | 210 | 210 | 210 | 210 | 210 |
| 60 | 5,0 | 322 | 322 | 322 | 322 | 322 |
| 73 | 5,5 | 435 | 435 | 435 | 435 | 435 |
| 7,0 | 540 | 540 | 540 | 540 | 540 |
| 89 | 6,5 | 632 | 632 | 632 | 632 | 632 |
| 8,0 | 754 | 754 | 754 | 754 | 754 |
| 102 | 6,5 | 723 | 723 | 723 | 723 | 723 |
| 114 | 7,0 | 880 | 880 | 880 | 880 | 880 |
| Умовний діаметр труб, мм | Товщина стінки, мм | Розтягуюче навантаження для труб НКМ за групами міцності |
| Д | Д | Д | Д | Д |
| 33 | 3,5 | – | – | – | – | – |
| 42 | 3,5 | – | – | – | – | – |
| 48 | 4,0 | – | – | – | – | – |
| 60 | 5,0 | 265 | 265 | 265 | 265 | 265 |
| 73 | 5,5 | 363 | 363 | 363 | 363 | 363 |
| 7,0 | 468 | 468 | 468 | 468 | 468 |
| 89 | 6,5 | 549 | 549 | 549 | 549 | 549 |
| 8,0 | 670 | 670 | 670 | 670 | 670 |
| 102 | 6,5 | 622 | 622 | 622 | 622 | 622 |
| 114 | 7,0 | 766 | 766 | 766 | 766 | 766 |

**ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ**

1. Довідник з нафтогазової справи / За заг.ред. докторів технічних наук В. С. Бойка, Р. М. Кондрата, Р. С. Яремійчука.

– К.: Львів, 1996. – 620 с. – ISBN 5-335-01293-5.

2.Гиматудинов Ш. К. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений [Текст] / Ш. К. Гиматудинов, Ю. П. Борисов, М. Д. Розенберг и др. – М.: Недра, 1983. – 463 с.

3. Бойко В.С. Збірник задач з технології видобування нафти: Навчальний посібник [Текст] / В. С. Бойко. – Івано-Франківськ. Держ. техн. ун-т нафти і газу, 2001. – Частина І. – 134с.

4. Мищенко И. Т. Сборник задач по технологии и технике нефтедобычи [Текст] / И. Т. Мищенко, В. А. Сахаров, В. Г. Грон, Г. И. Богомольный. – М.: Недра, 1984. – 272 с.