

Міністерство освіти і науки України
Сумський державний університет



В. О. Панченко, О. Г. Гусак, А. А. Папченко

ГІДРОАЕРОМЕХАНІКА НАФТОГАЗОВИХ КОМПЛЕКСІВ

Навчальний посібник

Рекомендовано вченою радою Сумського державного університету



Суми
Сумський державний університет
2016

УДК 532:533.1(075.8)

ББК 31.76я7

П16

Рецензенти:

П. М. Андренко – доктор технічних наук, професор, професор кафедри гідропневмоавтоматики і гідропривода Національного технічного університету «Харківський політехнічний інститут»;

В. А. Марцинковський – доктор технічних наук, професор, професор кафедри загальної механіки і динаміки машин Сумського державного університету

*Рекомендовано до видання вченою радою
Сумського державного університету як навчальний посібник
(протокол № 9 від 15 червня 2016 року)*

Панченко В. О.

П16 Гідроаеромеханіка нафтогазових комплексів :
навчальний посібник / В. О. Панченко, О. Г. Гусак,
А. А. Папченко. – Суми : Сумський державний
університет, 2016. – 151 с.

ISBN 978-966-657-628-9

У навчальному посібнику розглянуті питання, пов'язані з особливостями видобутку і транспортування нафти й газу. Наведені відомості про фізичні властивості нафти й газу, умови їх знаходження у пластовому середовищі. Розглянуті напірний та безнапірний рух рідин у пористому середовищі. Наведені особливості гідравлічного розрахунку трубопроводів при перекачуванні в'язких і високозастигаючих нафтопродуктів. Подані відомості про реологічні властивості неньютонівських рідин та особливості їх руху. Розглянутий процес літання твердих частинок у потоці газорідинної суміші під час очищення забою промивними рідинами у процесі буріння свердловин.

Для студентів вищих навчальних закладів освіти III–IV рівнів акредитації спеціальностей «Прикладна механіка», «Галузеве машинобудування», «Енергетичне машинобудування».

УДК 532:533.1(075.8)

ББК 31.76я7

© Панченко В. О., Гусак О. Г.,

Папченко А. А., 2016

ISBN978-966-657-628-9

© Сумський державний університет, 2016

Зміст

	С.
Вступ	5
Розділ 1 Нафта, газ, їх склад та фізичні властивості	7
1.1 Склад та класифікація нафт	7
1.2 Склад природних газів.....	11
1.3 Газовий конденсат	12
1.4 Основні закони газового стану	13
1.5 Властивості природних газів	15
1.6 Фазові стани вуглеводневих систем.....	17
Контрольні питання до розділу 1	23
Розділ 2 Стан рідин і газів у пластових умовах	24
2.1 Пластові тиск і температура	24
2.2 Фізичні властивості нафти та газу у пластових умовах	29
2.3 Пластові води нафтових та газових родовищ	34
2.4 Поверхневі явища під час руху нафти, води та газу у пористому середовищі.....	38
2.5 Нафтові емульсії.....	45
Контрольні питання до розділу 2	47
Розділ 3 Теорія фільтрації.....	48
3.1 Основні поняття	48
3.2 Пористе середовище та його властивості.....	50
3.3 Закон фільтрації однорідної рідини	52
3.4 Коефіцієнт фільтрації та методи його визначення	57
3.5 Безнапірний рух ґрунтових вод.....	61
3.6 Напірний рух ґрунтових вод.....	65
Контрольні питання та задачі до розділу 3.....	67
Розділ 4 Розрахунок магістральних трубопроводів	70

4.1 Вихідні дані для розрахунку нафтопроводу.....	70
4.2 Гідравлічний розрахунок магістрального трубопроводу..	73
Розділ 5 Перекачування високов'язких та високозастигаючих нафт	77
5.1 Реологічні властивості в'язких та застигаючих нафт.....	77
5.2 Перекачування нафт, що не є ньютонівськими рідинами.	84
5.3 Визначення реологічних характеристик неньютонівських рідин.....	88
Контрольні запитання та задачі до розділу 5	101
Розділ 6 Рівновага і рух твердих частинок у рідині, газі й газорідинній суміші	112
6.1 Очищення забою свердловини	112
6.2 Літання твердих частинок у потоках рідини, газу й газорідинної суміші	118
6.3 Витрата рідини, газу або газорідинної суміші для винесення шламу зі ствола свердловини	131
6.4 Розрахунок часу падіння кулі у низхідному потоці промивної рідини в колоні труб	133
Контрольні задачі до розділу 6	135
Глосарій	140
Список літератури	144
Додаток А	146
Додаток Б.....	150

Вступ

Зміст навчального посібника відповідає програмі підготовки студентів спеціальностей «Прикладна механіка» (спеціалізація «Гідравлічні машини, гідроприводи та гідропневоагрегати»), посібник також може бути корисним для студентів суміжних спеціальностей «Галузеве машинобудування» і «Енергетичне машинобудування».

Метою цього посібника є надання допомоги під час підготовки працівників нафтогазового комплексу щодо розуміння основних фізичних властивостей рідин і газів, законів їх руху та особливостей транспортування.

Навчальний посібник складається із вступу, шести розділів, списку використаної літератури та додатків.

У розділі 1 наведено класифікацію нафт і нафтових газів, описано їх склад та властивості, а також основні закони газового стану вуглеводневих систем.

У розділі 2 розглянуто питання щодо фізичних властивостей рідин та газів у пластових умовах, наведено відомості про тиск і температуру, за яких вуглеводні знаходяться у пласті, та поверхневі явища під час руху нафти, води і газу у пористому середовищі.

У розділі 3 подані питання з теорії фільтрації рідини через пористе середовище, розглянуті основні поняття про фільтрацію, закон фільтрації однорідної рідини (закон Дарсі), подане визначення коефіцієнта фільтрації, розглянутий безнапірний та напірний рух рідини через пористе середовище, наведені приклади практичного застосування теоретичних відомостей.

У розділі 4 розглянуто порядок гідравлічного розрахунку магістральних трубопроводів, призначених для перекачування нафти і нафтопродуктів.

У розділі 5 наведено відомості про особливості застосування ньютонівських рідин, дано уявлення про реологічні властивості нафт і нафтопродуктів, розглянуто

питання щодо перекачування неньютонівських рідин та визначення їх реологічних характеристик.

У розділі 6 розглянуті питання, що виникають під час очищення забою свердловини унаслідок літання у промивній рідині твердих абразивних частинок.

Наприкінці кожного розділу подані питання для самоперевірки та задачі.

Розділ 1

Нафта, газ, їх склад та фізичні властивості

1.1 Склад та класифікація нафт

Нафта та газ належать до горючих корисних копалин. Вони є складною природною сумішшю вуглеводнів різної будови з домішками неуглеводневих сполук. Залежно від складу, тиску й температури вуглеводні можуть перебувати у твердому, рідкому або газоподібному станах. За певних умов частина вуглеводнів може перебувати у рідкому стані та одночасно інша частина – у газоподібному. Суміші вуглеводнів, що як у пластових, так і у поверхневих умовах перебувають у рідкому стані, називаються нафтою.

Склад нафти надзвичайно складний та різноманітний. Він може помітно змінюватися навіть у межах одного покладу. Разом із тим усі фізико-хімічні властивості нафти визначаються її складом.

Склад нафти кожного родовища є унікальним, різними є й її властивості. Крім того, властивості нафти змінюються під час видобутку, руху у пласті, у свердловині, системах збирання і транспортування, контакту з іншими рідинами та газами. Тому докладне вивчення складу нафти, її властивостей важливе для підрахунку запасів нафти у покладі, під час проектування та контролю за розробленням родовища, вибору методів підвищення нафтовіддачі пласта тощо.

Склад нафти класифікується на елементарний, фракційний та груповий. Під елементарним складом нафти розуміють масовий вміст у ній тих чи інших елементів, виражений у відсотках. Основними елементами, що входять до складу нафти, є вуглець та водень. У більшості нафт вміст вуглецю коливається від 83 до 87 %, кількість водню рідко перевищує 12–14 %. Вміст цих елементів у нафті необхідно знати як для перероблення, так і під час проектування методів підвищення нафтовіддачі пластів. Значно менше у нафті інших елементів: сірки, кисню, азоту. Їх вміст рідко перевищує 3–4 %.

Проте компоненти нафти, що містять ці елементи, багато в чому впливають на її фізико-хімічні властивості. Так, сірчані сполуки нафти (меркаптани, сульфіді, сірководень тощо) спричиняють сильну корозію металів, знижують товарні якості нафти. До кисневмісних компонентів нафти відносять нафтенові та жирні кислоти, феноли, кетони тощо. З наявністю у нафті нафтенових та жирних кислот пов'язане використання лугів для підвищення нафтовіддачі пластів. Взаємодія лугів і нафтових кислот призводить до утворення добре розчинних у воді поверхнево-активних речовин, що знижують поверхневий натяг на межі «нафта – вода».

У дуже малих кількостях у нафті наявні й інші елементи, головним чином метали: ванадій, хром, нікель, залізо, кобальт, магній, титан, натрій, кальцій, германій, а також фосфор та кремній, які також є цінною сировиною.

Компоненти нафти, що є сумішшю високомолекулярних сполук, до складу молекул яких входять азот, сірка, кисень та метали, називають асфальтосмолистими речовинами. Їх важлива особливість – здатність адсорбуватися на поверхні порових каналів та сильно впливати на рух рідин і газів у пласті.

Розділення складних сумішей, до яких відносять і нафту, на більш прості називається *фракціонуванням*. Найбільш поширений метод фракціонування – переганяння (дистиляція), що полягає у розділенні компонентів за температури кипіння. Окремі фракції нафти, що википають у визначених температурних інтервалах, відбирають, вимірюють їх масу або об'єм і таким чином уявляють фракційний склад нафти. Фракція нафти, що має інтервал кипіння 30–205 °С, має назву *бензин*, інтервал кипіння 200–300 °С – *гас*. Фракцію, що займає за температури кипіння проміжне місце між бензином та гасом (120–240 °С), називають *лігроїном*. Усі фракції нафти, що википають до температури 300 °С, відносять до світлих нафтопродуктів. Фракція, що залишилася, це – мазут, із якого отримують масла, гудрони, бітуми.

Нафти різних родовищ значно відрізняються одна від одної. Легкі нафти складаються в основному з бензинових та гасових фракцій.

На класи нафти поділяють за вмістом у них сірки:

Клас	I	II	III
Нафта	Малосірчаста	Сірчаста	Високосірчаста
Масовий вміст сірки, %	Не більше 0,5	0,51–2	Більше 2

За виходом світлих фракцій, що переганяють до 350 °С, нафти поділяють на три типи:

Тип	Перший	Другий	Третій
Масовий вихід світлих фракцій, %	Більше 45	30–45	Менше 30

За вмістом парафіну нафти поділяють на три види:

Вид	Малопарафінові	Парафінові	Високопарафінові
Масовий вміст парафіну, %	Не більше 1,5	1,5–6	Більше 6

У нафтопромисловій практиці під час класифікації нафт ураховується ще один показник – уміст смол

Нафта	Малосмолиста	Смолиста	Високосмолиста
Масовий вміст смол, %	Не більше 18	18–35	Більше 35

Один з основних показників товарної якості нафти – густина. Густина нафти визначається її складом та змінюється за стандартних умов (температури 20 °С та атмосферного тиску) від 700 до 1 000 кг/м³.

Виміряну за даної температури густину нафти зводять до стандартних умов, використовуючи формулу

$$\rho_{20} = \rho_t + \alpha(T - 20), \quad (1.1)$$

де ρ_{20} – густина нафти за температури 20 °С;

ρ_t – виміряна густина нафти за температури t ;
 α – коефіцієнт об'ємного розширення, що становить для нафт 0,0005–0,0009 кг/(м³·К).

Важливою властивістю рідин та газів, що характеризує їх здатність чинити опір переміщенню одних частинок або шарів відносно інших, є в'язкість. На подолання сил тертя, обумовлених в'язкістю газів та рідин, витрачається основна частина енергії під час руху у пласті та по трубопроводах.

Кількісно в'язкість характеризується коефіцієнтами динамічної та кінематичної в'язкості, пов'язаними між собою густиною:

$$\nu = \frac{\mu}{\rho}, \quad (1.2)$$

де ν – коефіцієнт кінематичної в'язкості, м²/с;
 μ – коефіцієнт динамічної в'язкості, Па·с;
 ρ – густина рідини або газу.

В'язкість нафти переважно визначається її складом та змінюється в дуже широких межах: від часток одиниці до сотень, а іноді й тисяч міліпаскаль-секунд. Для порівняння зазначимо, що в'язкість води при 20 °С становить 1 мПа·с. Важкі нафти з великою густиною, що містять значну кількість асфальтосмолистих речовин, мають високу в'язкість, і, навпаки, легкі, малосмолисті нафти мають низьку в'язкість.

1.2 Склад природних газів

Природні гази, що видобуваються з чисто газових, газоконденсатних та нафтових родовищ, за якісним складом близькі між собою. Вони містять, головним чином, вуглеводні метанового ряду (алкани) та домішки неуглеводневих компонентів: азот, вуглекислий газ, сірководень, інертні гази (гелій, аргон, криптон тощо).

Гази, що видобуваються з чисто газових родовищ, складаються майже з одного метану, в них відсутні важкі фракції, здатні перейти у рідкий стан за нормальних умов, і тому їх називають сухими.

Гази із газоконденсатних родовищ містять й більш важкі компоненти, які за нормального тиску можуть бути рідиною, що має назву газового конденсату.

Гази нафтових родовищ містять значно менше метану та більшу частку пропан-бутанової фракції, яка за нормальної температури й тиску вище 0,9 МПа перебуває у рідкому стані та використовується як скраплений газ.

Рідкий газ при зниженні тиску випаровується, переходить у газоподібний стан, що робить його зручним для транспортування та використання.

Серед неуглеводневих компонентів природних газів особливе місце займають вуглекислий газ та сірководень, що є високотоксичними та кородуючими речовинами. Вміст їх у газі зазвичай коливається від частинок до декількох відсотків, проте трапляються гази, у яких кількість сірководню та вуглекислого газу перевищує 50 %. Видобуток та перероблення таких газів потребують спеціальної технології та корозієстійкого обладнання.

1.3 Газовий конденсат

Під час зниження тиску й температури природних газів частина вуглеводнів із високою молекулярною масою переходить у рідкий стан – газовий конденсат, що може містити бензинові, лігроїнові, гасові та масляні фракції. Конденсати різних родовищ помітно відрізняються за фракційним та хімічним складами. За переважним умістом тих чи інших вуглеводнів розрізняють метанові (парафінові), нафтенові та ароматичні конденсати.

Газовий конденсат – цінна сировина для виробництва моторних палив та нафтохімічного синтезу. Необхідність його зберігання і транспортування вимагає, щоб за атмосферного тиску й температури 38 °С конденсат перебував у рідкому стані. Цим умовам відповідає стабільний конденсат, що містить лише пентан (C_5H_{12}) та вищі вуглеводні. Конденсат, який містить крім того й пропан-бутанову фракцію, називають нестабільним.

1.4 Основні закони газового стану

Під час вивчення руху газу у пласті, системах транспортування газу необхідно знати, як змінюються його властивості зі зміною тиску й температури. Зв'язок між параметрами, що характеризують властивості газу, та умовами, у яких він перебуває, виражаються газовими законами. У практичних розрахунках найчастіше користуються законами Авогадро, Дальтона, Бойля-Маріотта, Гей-Люссака, Шарля.

Згідно із законом Авогадро у рівних об'ємах різних ідеальних газів за однакових тиску й температури міститься одне й те саме число молекул. Із цього закону також випливає й рівність об'ємів одного моля різних газів в однакових умовах.

Закони Дальтона та Амага виражають адитивність парціальних об'ємів і парціальних тисків суміші індивідуальних газів. Це означає, що кожен газ у суміші поводить себе так, ніби у даному об'ємі він один. *Парціальний тиск* компонента газової суміші – тиск, який мав би газ, якщо б він один займав об'єм, що дорівнює об'єму суміші за тієї самої температури. Згідно із законом Дальтона загальний тиск суміші газів p дорівнює сумі парціальних тисків компонентів p_i :

$$p = \sum_{i=1}^n p_i . \quad (1.3)$$

Парціальний об'єм – це об'єм, який займав би даний компонент суміші газів, якби з неї видалили інші компоненти за умови збереження початкового тиску й температури. Відповідно до закону Амага загальний об'єм суміші газів V за постійного тиску дорівнює сумі парціальних об'ємів компонентів V_i :

$$V = \sum_{i=1}^n V_i . \quad (1.4)$$

Із закону Авогадро разом із законами Дальтона та Амага випливають також важливі співвідношення між парціальними тисками й парціальними об'ємами компонентів та їх молярними частками:

$$p_i = y_i p, \quad V_i = g_i V, \quad (1.5)$$

де y – об'ємна частка компонента;
 g – масова частка компонента.

У нафтогазопромисловій практиці для розрахунку стану реального газу найбільш широко використовують рівняння, до якого вводять поправку, що враховує відхилення реальних газів від ідеальних та називається *коефіцієнтом надстисливості* газу. Узагальнене для реальних газів рівняння Клапейрона-Менделєєва має такий вигляд:

$$pV = z \frac{m}{M} RT, \quad (1.6)$$

де z – коефіцієнт надстисливості газу;
 m – маса газу;
 M – молекулярна маса газу;
 R – універсальна газова стала
 (8,31441 Дж/(моль·К));
 T – температура газу.

Коефіцієнт надстисливості газу визначають шляхом розрахунку або за графіками залежно від питомих тиску й температури.

1.5 Властивості природних газів

Усі фізичні властивості природних газів залежать від їх складу, тиску й температури, за якої вони перебувають.

Зв'язок між густиною газу та його молекулярною масою, тиском і температурою визначається законом стану газів, який можна записати у вигляді

$$\rho = \frac{M_{cm} p}{zRT}, \quad (1.7)$$

де ρ – густина газу;
 M_{cm} – молекулярна маса газу.

Із закону стану випливає, що більшу густину за інших рівних умов мають гази із високою молекулярною масою. З підвищенням тиску густина газу зростає та, навпаки, зменшується зі збільшенням температури.

Якщо відомі густина газу ρ_0 за тиску p_0 й температури T_0 , наприклад у стандартних умовах, то за інших умов густина того самого газу

$$\rho = \rho_0 \frac{z_0 T_0 p}{z T p_0}. \quad (1.8)$$

В'язкість газу залежить від його складу, тиску й температури. В'язкість газів обумовлена обміном кількості руху між шарами газу, що рухаються з різними відносно один одного швидкостями. Цей обмін відбувається за рахунок переходу молекул з одного шару в інший під час хаотичного руху. Оскільки великі молекули мають меншу довжину вільного пробігу (ймовірність їх зіткнення між собою відносно велика), то кількість руху, що переноситься ними з шару до шару, менша ніж невеликих за розміром молекул. Тому в'язкість газів зі збільшенням їх молекулярної маси, як правило, зменшується.

Із підвищенням температури зростає швидкість руху молекул та відповідно кількість руху, що переноситься ними з шару до шару, тому за невисоких тисків в'язкість газу з підвищенням температури зростає. За високих тисків, коли відстані між молекулами невеликі, дещо змінюється

передавання кількості руху від шару до шару. Воно відбувається в основному, як і у рідин, за рахунок тимчасового об'єднання молекул на межі шарів, що рухаються з різними швидкостями. Ймовірність такого об'єднання із зростанням температури зменшується. Тому за високих тисків із збільшенням температури в'язкість газів знижується (рис. 1.1).

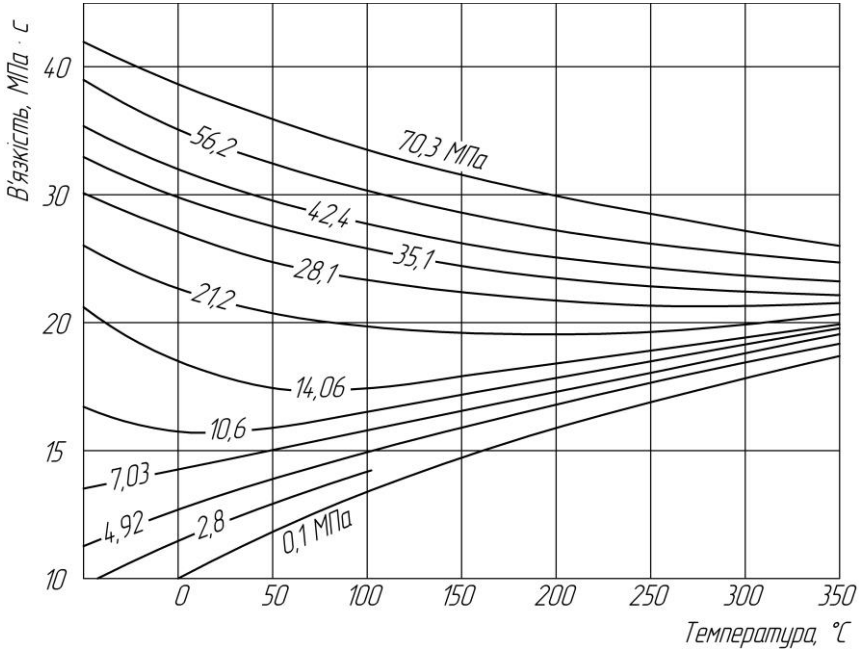


Рисунок 1.1 – В'язкість метану за різних тисків і температур

Зі збільшенням тиску в'язкість газів зростає: за низьких тисків незначною мірою та більш інтенсивно в області високих тисків.

В'язкість газу визначають експериментально, вимірюючи швидкість його руху у капілярах, швидкість падіння кульки у газі, згасання обертових коливань диска та іншими методами. Зміну в'язкості за різних тисків і температур можна визначити розрахунковим шляхом та за графіками залежно від наведених тисків і температури.

1.6 Фазові стани вуглеводневих систем

Під час руху нафти та газу у пласті, стовбурі свердловини, системах збирання та підготовки змінюються тиск і температура, що обумовлює зміну фазового стану вуглеводнів – перехід із рідкого у газоподібний стан та навпаки. Оскільки нафта й газ складаються з великої кількості різноманітних за своїми властивостями компонентів, то за визначених умов частина цих компонентів може перебувати у рідкій фазі, а інша – у паровій (газовій) фазі. Зрозуміло, що закономірності руху однофазної системи у пласті та стовбурі свердловини значною мірою відрізняються від закономірностей багатofазного руху. Умови подальшого транспортування нафти і газу та перероблення вимагають відділення компонентів, що легко випаровуються, від рідкої конденсованої фракції. Тому вибір технології розроблення родовища, системи внутрішньопромислової підготовки нафти та газу багато в чому пов'язаний із вивченням фазового стану вуглеводнів у змінних термодинамічних умовах.

Фазові перетворення вуглеводневих систем ілюструються діаграмами фазових станів, які демонструють зв'язок між тиском, температурою та питомим об'ємом речовини.

На рисунку 1.2 *a* наведена діаграма стану чистого газу (етану). Суцільними лініями на діаграмі показано зв'язок між тиском та питомим об'ємом речовини за постійних температур. Лінії, що проходять через область, обмежену пунктирною кривою, мають три характерні ділянки. Якщо розглянути одну з ліній області високих тисків, то спочатку зростання тиску супроводжується невеликим збільшенням питомого об'єму речовини, яка стискується і у цій області перебуває у рідкому стані. При деякому значенні тиску ізотерма різко зламється та має вигляд горизонтальної лінії. За постійного тиску відбувається безперервне збільшення об'єму речовини. У цій області рідина випаровується та переходить у парову фазу. Випаровування закінчується у точці другого зламу ізотерми, після якого зміна об'єму супроводжується майже пропорційним

зменшенням тиску. У цій області вся речовина перебуває у газоподібному стані (у паровій фазі). Пунктирною лінією, що поєднує точки зламу ізотерм, обмежена область переходу речовини з рідкого у паровий стан або навпаки (у бік зменшення питомих об'ємів). Ця область відповідає умовам, за яких речовина перебуває одночасно у двох станах: рідкому та газоподібному (область двофазного стану речовини). Пунктирна лінія, розміщена зліва від точки *C*, має назву *кривої точок пароутворення*. Координати точок цієї лінії – тиск і температура, за яких починається кипіння речовини. Праворуч від точки *C* знаходиться пунктирна лінія, що має назву *кривої точок конденсації*, або *точок роси*. Вона показує, за яких тисків і температур починається конденсація пари – перехід речовини у рідкий стан. Точка *C*, що знаходиться у вершині двофазної області, має назву *критичної точки*. За тиску й температури, що відповідають цій точці, властивості парової та рідкої фаз однакові. Крім того, для чистої речовини критична точка визначає найвище значення тиску й температури, за яких речовина може одночасно перебувати у двофазному стані. Якщо розглянути ізотерму, яка не перетинає двофазної області, то бачимо, що властивості речовини змінюються безперервно, і перехід речовини з рідкого стану у газоподібний або навпаки відбувається обминаючи двофазний стан.

На рисунку 1.2 б наведена діаграма стану етану, побудована у координатах тиск – температура. Оскільки чиста речовина з одного фазового стану в інший переходить за постійного тиску, то криві точок випаровування й конденсації на цій діаграмі збігаються та закінчуються критичною точкою *C*. Одержана лінія розмежовує області рідкого та пароподібного станів речовини. У двофазному стані речовина може перебувати лише за тисків і температур, що відповідають координатам цієї лінії.

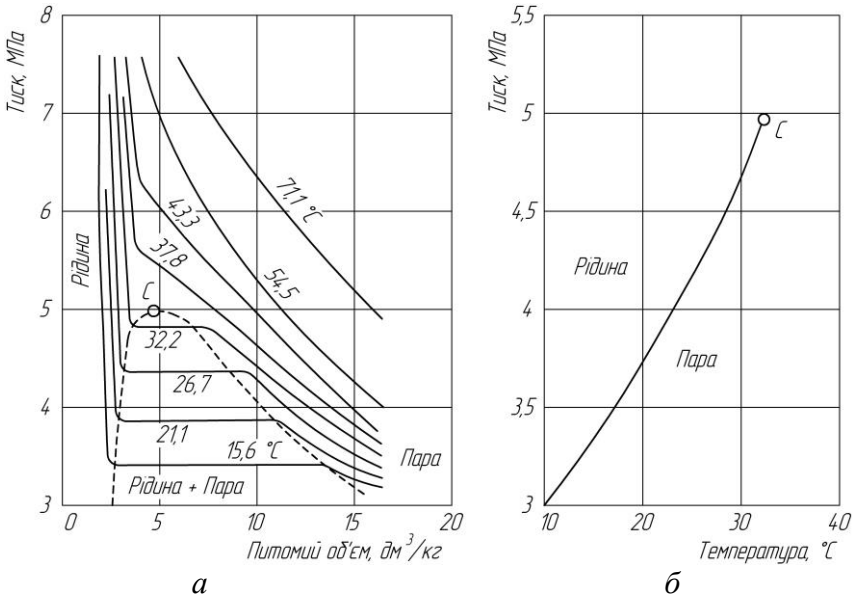


Рисунок 1.2 – Діаграма стану чистого газу

Залежності фазових переходів ще більш складні, якщо речовина є багатокомпонентною системою (рис. 1.3).

На відміну від чистої речовини для багатокомпонентних систем зміна об'єму у двофазній області супроводжується і зміною тиску (рис. 1.3 а). Для повного випаровування рідини необхідно безперервно знижувати тиск та навпаки для повної конденсації газу необхідно безперервно підвищувати тиск. Тому тиск точки початку пароутворення для багатокомпонентної системи вищий від тиску початку конденсації, та при перебудові діаграми фазових станів у координатах тиск – температура криві точок початку випаровування і точок роси не збігаються. Порівняно з фазовою діаграмою чистої речовини діаграма у цих координатах має вигляд петлі (рис. 1.3 б). Крива точок пароутворення, яка є межею, що розділяє області рідкого та двофазного станів речовини, та крива точок роси, яка відділяє двофазну область від області пароутворення, з'єднуються у критичній точці С. У цьому разі критична точка не є точкою максимального тиску й температури, за яких одночасно можуть

існувати дві фази, але як і у випадку чистої речовини у критичній точці густина та склад фаз однакові.

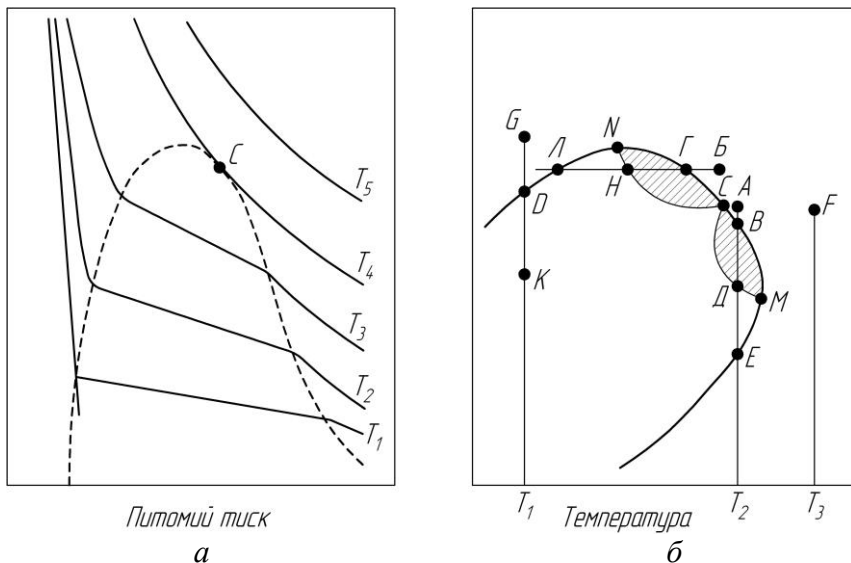


Рисунок 1.3 – Діаграма стану багатоконпонентного газу

Для багатоконпонентної системи точку M із максимальною температурою, за якої є можливим двофазний стан, називають *крикондентермою*, а точку N із відповідним тиском – *криконденбарою*. Між цими точками та критичною точкою існують дві області, у яких поведінка суміші відрізняється від поведінки чистої речовини. При ізотермічному стисненні, наприклад за температури T_2 по лінії EA , суміш після перетину у точці E лінії точок роси частково конденсується та переходить у двофазний стан. Із подальшим підвищенням тиску частка рідкої фази зростає, але лише для певного тиску, що відповідає точці D . Подальше збільшення тиску від точки D до точки B приводить до зменшення частки рідкої фази, а потім суміш знову переходить у пароподібний стан. Тиск у точці D , при якому утворюється максимальна кількість рідкої фази, називають тиском максимальної конденсації.

Аналогічні явища спостерігаються й при ізобарному нагріванні рідини по лінії $ЛНГБ$. Спочатку суміш перебуває у

однофазному рідкому стані. Після перетину лінії точок початку пароутворення в точці L у суміші з'являється парова фаза, кількість якої зростає до точки H . Подальше підвищення температури приводить до зменшення об'єму парової фази аж до повернення усієї речовини до рідкого стану в точці G .

Області, у яких конденсація та випаровування відбуваються у напрямку, зворотному фазовим перетворенням чистої речовини, одержали назву ретроградних областей (на рис. 1.3 б вони заштриховані). Явища, що відбуваються у цих областях, називають ретроградним (зворотним) випаровуванням, або ретроградною (звотною) конденсацією. Ці явища широко використовують у процесах внутрішньопромислової підготовки газу для вибору умов, за яких забезпечується максимальне відділення газового конденсату.

Петлеподібна форма діаграми фазових станів (див. рис. 1.3 б) характерна для всіх багатоконпонентних сумішей, але форма петлі, положення критичної точки та ретроградних областей залежать від складу суміші. Якщо склад пластової суміші такий, що крикондентерма розміщується лівіше від ізотерми, яка відповідає пластовій температурі (лінія FT_3), то зі зниженням тиску під час розроблення родовища ця суміш буде перебувати лише в однофазному газовому стані. Суміші вуглеводнів такого складу утворюють газові родовища.

Якщо склад суміші такий, що пластова температура знаходиться між критичною температурою крикондентерми (лінія AT_2), то такі вуглеводневі суміші утворюють газоконденсатні родовища. У процесі зниження тиску за пластової температури з них буде виділятися рідка фаза, що має назву конденсату.

Для нафтових родовищ критична точка розміщується правіше від ізотерми пластової температури (лінія GT_1). Якщо точка G із координатами, що відповідають початковому пластовому тиску та пластовій температурі, розміщена вище від лінії початку пароутворення, то нафта перебуває в однофазному рідкому стані та недонасичена газом. Лише при зменшенні

тиску нижче від тиску насичення (точка D) із нафти починає виділятися газова фаза. Нафтові родовища, склад вуглеводневої суміші яких такий, що початковий пластовий тиск (точка K) нижчий за тиск насичення, мають газову шапку, яка є газовою фракцією, що скупчується у верхній частині покладу.

Контрольні питання до розділу 1

1. Які хімічні елементи входять до складу нафти?
2. За якими принципами класифікують нафти?
3. Які речовини входять до складу природних газів?
4. Які фракції входять до складу газового конденсату?
5. Що таке парціальний тиск та парціальний об'єм?
6. Які залежності відображають газові закони?
7. Яким чином густина газу пов'язана з його температурою?
8. Яким чином відбуваються фазові переходи чистого газу та газової суміші?

Розділ 2

Стан рідин і газів у пластових умовах

2.1 Пластові тиск і температура

Нафта і газ, заповнюючи пустоти продуктивного пласта, що залягає на великих глибинах у земній корі, перебувають під дією пластових тисків і температур.

Під *пластовим* розуміють тиск, за якого нафта, газ, вода знаходяться у порожнинах колектора у природних умовах залягання. Природа та величина цього тиску обумовлені тим, що продуктивна частина пласта пов'язана або була пов'язана раніше з виходом пласта на поверхню, через який відбувалося його живлення водою. Різниця рівнів, часто значна, між областю живлення на поверхні та глибиною залягання продуктивної частини пласта, визначає наявність у поровому просторі надлишкового тиску, який називають пластовим.

Пластовий тиск вимірюють у свердловинах за допомогою свердловинних манометрів або розраховують за положенням рівня рідини у свердловині. Оскільки за рахунок ваги стовпа рідини тиск біля підшви пласта вищий, ніж у покрівлі, то визначення пластового тиску прийнято проводити у точці, що відповідає середині продуктивного пласта.

Пластовий тиск та рівень рідини вимірюють у непрацюючих або спеціально для цього зупинених свердловинах. Це дозволяє уникнути похибок, пов'язаних із процесом перерозподілу тиску під час руху рідини пластом та у свердловині.

Якщо рівень рідини у свердловині розміщений нижче за її устя, що можна визначити за відсутності тиску на усті свердловини, то пластовий тиск можна розрахувати за формулою

$$p_{пл} = \rho g H, \quad (2.1)$$

де $p_{пл}$ – пластовий тиск, Па;
 g – прискорення вільного падіння, м/с²;

ρ – густина рідини, кг/м³;

H – висота стовпа рідини у свердловині, м.

Якщо у непрацюючій свердловині є надлишковий тиск на устя, то його враховують під час розрахунку пластового тиску:

$$p_{пл} = \rho g H + p_y, \quad (2.2)$$

де H – висота стовпа рідини у свердловині, що дорівнює відстані від устя до середини пласта, м;

p_y – устевий тиск, Па.

Необхідно зазначити, що густина рідини, яка заповнює свердловину, змінюється з глибиною внаслідок зміни тиску й температури у свердловині. Тому розрахунок пластового тиску супроводжується деякою похибкою, а точне його значення можна визначити лише під час безпосереднього вимірювання.

У газових свердловинах, стовбур яких заповнений легкостисливим газом, пластовий тиск можна визначити за барометричною формулою

$$p_{пл} = p_y e^{2s}, \quad (2.3)$$

де $s = \frac{0,03415 \bar{\rho} L}{T_{сер} z_{сер}};$

p_y – устевий тиск, Па;

L – відстань від устя до середини інтервалу перфорації, м;

$\bar{\rho}$ – відносна густина газу за повітрям;

$T_{сер}$ – середня температура газу у стовбурі свердловини, К;

$z_{сер}$ – коефіцієнт надстисливості газу, що визначається за середніх тиску й температури у стовбурі свердловини.

Оскільки неможливо визначити середній тиск у стовбурі свердловини при невідомому пластовому тиску, тому середній коефіцієнт надстисливості та пластовий тиск розраховують

методом послідовних наближень. За середню беруть температуру, яку розраховують за формулою

$$T_{cp} = (T_z - T_y) \ln \frac{T_z}{T_y}, \quad (2.4)$$

де T_z, T_y – відповідно абсолютні температури на забої та усті свердловини, К.

Розрахунок за формулою (2.3) забезпечує достатню точність лише для чисто газових свердловин. Наявність рідини на забої свердловини виключає застосування цього методу.

Початковий пластовий тиск, вимірюваний до початку розроблення покладу, крім глибини залягання пласта, залежить від процесу формування покладу, особливо від переущільнення колектора, наявності гідравлічного зв'язку з іншими водонасиченими пластами.

Пластовий тиск можна виразити через висоту стовпа рідини h , що його врівноважує, за формулою

$$h = \frac{P_{nl}}{\rho g}. \quad (2.5)$$

Порівняння величини h , що називається гідростатичним напором, із глибиною залягання пласта H_{nl} дає можливість робити висновок про пластовий тиск. Якщо гідростатичний напір, обумовлений початковим пластовим тиском, становить $(0,8 - 1,3) H_{nl}$, то тиск вважають нормальним. У іншому випадку говорять про аномально високий та аномально низький пластові тиски.

Величина пластового тиску, його розподілення за площею, динаміка змін у часі мають цінну інформацію про режим роботи пласта, умови розроблення окремих ділянок покладу. Але виміряний у різних частинах покладу пластовий тиск буде відрізнятися й за рахунок різної глибини залягання пласта. Для того щоб виключити вплив глибини залягання пласта, виміряний у свердловині тиск зводять до однієї площини, за яку, як правило, беруть початкове положення

водонафтового контакту (ВНК). Пластовий тиск, зведений до однієї площини, називають *зведеним пластовим тиском*.

Наприклад, якщо пластовий тиск, виміряний у трьох свердловинах (рис. 2.1), p_1 , p_2 і p_3 , то зведений пластовий тиск визначають за формулами:

$$\begin{aligned} p_{1np} &= p_1 + \rho_H g h_1, \\ p_{2np} &= p_2 + \rho_H g h_2, \\ p_{3np} &= p_3 - \rho_B g h_3, \end{aligned} \quad (2.6)$$

де h_1, h_2, h_3 – відстані від середини пласта у свердловинах до ВНК, м;

ρ_H, ρ_B – відповідно густина нафти та води, кг/м³.

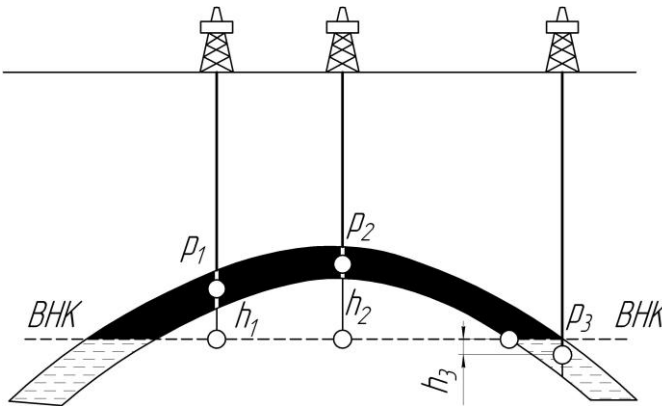


Рисунок 2.1 – Схема визначення зведеного пластового тиску

У зв'язку з наявністю потоку тепла від ядра Землі до поверхні з глибиною зростає й температура пластів. Величина, на яку зростає температура із збільшенням глибини на кожні 100 м, називається *геотермічним градієнтом*. Для різних районів залежно від теплофізичних властивостей порід, товщини осадового шару та наявності циркуляції підземних вод він може становити від 1 до 12 К на 100 м. Найбільш поширене його значення 3 К на 100 м.

За відомим геотермічним градієнтом легко оцінити пластову температуру, яку можна очікувати на даній глибині:

$$t = t_0 + \Gamma \frac{H - h_0}{100}, \quad (2.7)$$

- де t_0 – температура нейтрального шару;
 Γ – геотермічний градієнт;
 H – глибина, на якій визначають температуру t ;
 h_0 – глибина нейтрального шару.

Під нейтральним шаром розуміють шар землі, нижче якого вплив сезонних коливань температури відсутній.

Пластові тиск і температура дають інформацію про енергетичний стан покладу. Від них залежать більшість фізичних характеристик порід, рідин та газів, фазовий стан вуглеводнів у покладі.

2.2 Фізичні властивості нафти та газу у пластових умовах

Складна суміш вуглеводнів, яку ми називаємо нафтою, що перебуває за пластових температур та тисків, значно змінює свої властивості після зниження тиску й температури до нормальних. Це пов'язано з термічним розширенням нафти, її стисливістю та насамперед із переходом вуглеводнів у газоподібний стан.

Компоненти нафти, що переходять за нормальних умов у газоподібний стан, називають *нафтовим газом*, а їх вміст у нафті – газовмістом нафти. Основні компоненти нафтового газу – легкі вуглеводні (метан та етан). Порівняно з газами з чисто газових родовищ нафтові газу містять значно більше пропан-бутанової фракції, тому їх іноді називають жирними газами. Відносна густина нафтових газів, як правило, більша від одиниці.

Кількість розчиненого у нафті газу характеризують *газовмістом нафти*, під яким розуміють об'єм газу, що виділяється з одиниці об'єму пластової нафти при зниженні тиску й температури до стандартних умов (тиск 0,1 МПа і температура 20 °С). Об'єм газу, що виділився, також необхідно звести до стандартних умов. Якщо з нафти, що займає у пластових умовах об'єм V_H , виділився об'єм газу V_G , то газовміст G розраховується за формулою

$$G = \frac{V_G}{V_H}. \quad (2.8)$$

Газовміст виражають у $\text{м}^3/\text{м}^3$. Він змінюється, як правило, від 25 до 100 $\text{м}^3/\text{м}^3$, проте іноді може досягати декількох сотень кубометрів газу в кубометрі нафти.

Ступінь насиченості газом характеризує *тиск насичення*, під яким розуміють максимальний тиск, за якого газ починає виділятися з нафти при її ізотермічному розширенні.

Спочатку нафта перебуває під дією пластового тиску. Розширення її можливе лише за умови зниження тиску. Зі зниженням тиску зменшується кількість газу, що може бути потенційно розчинена в даному об'ємі нафти. За певного тиску

газ, що міститься у нафті, вже не може бути в ній повністю розчинений, і надлишкова його кількість переходить у вільний газоподібний стан. Цей тиск і береться за тиск насичення нафти газом. При подальшому зниженні тиску об'єм газу, що виділився, буде зростати аж до повної дегазації нафти.

Тиск насичення нафти газом може дорівнювати пластовому або бути нижчим за нього. У першому випадку нафта у пласті повністю насичена газом, у другому – ненасичена. Різниця між тиском насичення та пластовим може коливатися від десятих часток до десятків мегапаскалів.

Тиск насичення нафти газом залежить від складу пластової нафти, пластової температури та визначається закономірностями розчинення газів у рідинах. За великих тисків розчинність газів у рідині, зокрема й нафті, підпорядковується закону Генрі. За цим законом кількість газу V_G , що розчиняється за даної температури в об'ємі рідини V_P , прямо пропорційна тиску газу p над поверхнею рідини:

$$V_G = \alpha p V_P, \quad (2.9)$$

де α – коефіцієнт розчинності газу, 1/Па.

Коефіцієнт розчинності показує, яка кількість газу розчинюється в одиниці об'єму нафти при збільшенні тиску на одиницю. Коефіцієнт розчинності газу у нафті – величина непостійна. Залежно від компонентного складу нафти й газу, температури та інших факторів він змінюється від $0,4 \cdot 10^{-5}$ до $5 \cdot 10^{-5}$ 1/Па.

Перш за все на розчинність газу у нафті впливає склад самого газу. Легкі гази (азот, метан) гірше розчиняються у нафті, ніж гази з відносно більшою молекулярною масою (етан, пропан, вуглекислий газ). У нафтах, що містять велику кількість легких вуглеводнів, розчинність газів вища порівняно з важкими нафтами. Із зростанням температури розчинність газів у нафті зменшується.

Із закону Генрі випливає, що чим більший коефіцієнт розчинності, тим за меншого тиску в даному об'ємі нафти розчиняється один і той самий об'єм газу. Тому в нафтах із

великим вмістом метану, що перебувають за високих пластових температур, як правило, високі тиски насичення, а у важких нафтах із малим умістом метану за низьких пластових температур – низькі.

Із кількістю розчиненого газу пов'язана різниця властивостей нафти у пластових умовах та на поверхні.

Зміна об'єму нафти у результаті дії пластового тиску, температури, розчиненого газу характеризується об'ємним коефіцієнтом та усадкою нафти. *Об'ємний коефіцієнт* b – це відношення об'єму нафти у пластових умовах V_{nl} до об'єму цієї ж нафти після відділення газу (дегазації) на поверхні V_{dez} :

$$b = \frac{V_{nl}}{V_{dez}}. \quad (2.10)$$

Об'єм нафти у пластових умовах перевищує об'єм дегазованої нафти у зв'язку з підвищеною пластовою температурою та вмістом великої кількості розчиненого газу. Проте високий пластовий тиск обумовлює деяке зниження об'єму нафти внаслідок її стисливості. Тому при зниженні тиску від пластового до тиску насичення відбувається збільшення об'єму нафти. При досягненні тиску насичення з нафти починає виділятися розчинений газ, що приводить до зменшення її об'єму. На зменшення об'єму нафти впливає також зниження температури від пластової до температури на поверхні. Під час визначення об'ємного коефіцієнта об'єм дегазованої нафти визначають за стандартних умов (атмосферний тиск і температура 20 °C). Об'ємний коефіцієнт, як правило, змінюється від 1,05 до 1,4. Проте відомі нафти, в яких об'ємний коефіцієнт досягає 3 та більше.

Усадка нафти характеризує різницю між об'ємом пластової та дегазованої нафти, віднесена до об'єму нафти у пластових умовах. Усадка нафти U однозначно пов'язана з об'ємним коефіцієнтом:

$$U = \frac{V_{nl} - V_{dez}}{V_{nl}} = \frac{b - 1}{b}. \quad (2.11)$$

Для деяких нафт усадка може перевищувати 50 %, тому врахування її є обов'язковим під час перерахунку об'єму нафти, вимірюного на поверхні, на пластові умови.

За тисків, що перевищують тиск насичення, коли весь газ перебуває у розчиненому стані, вплив тиску на зміну об'єму нафти характеризують *коефіцієнтом стисливості нафти*:

$$\beta_n = \frac{1}{V} \frac{\Delta V}{\Delta p}, \quad (2.12)$$

де β_n – коефіцієнт стисливості нафти, 1/Па;
 V – початковий об'єм нафти;
 $\Delta V, \Delta p$ – відповідно зміни об'єму й тиску.

Коефіцієнт стисливості дегазованих нафт становить $4 \cdot 10^{-10} - 7 \cdot 10^{-10}$ 1/Па. Більш високі значення, що досягають $1 \cdot 10^{-8}$ 1/Па, характерні для легких, газонасичених нафт.

Зі зміною об'єму нафти пов'язана й різниця густин пластової та дегазованої нафти (рис. 2.2). Унаслідок розширення нафти її густина знижується при зменшенні тиску від пластового до тиску насичення. За тисків, нижчих від тиску насичення з виділенням розчиненого газу, густина нафти зростає значною мірою. Відомі нафти, що мають у пластових умовах густину менше 500 кг/м^3 , а у поверхневих після дегазації – понад 800 кг/м^3 .

В'язкість нафти у пластових умовах завжди значно нижча від в'язкості дегазованої нафти. Найбільш сильно на в'язкість нафти впливають наявність у ній розчиненого газу та пластова температура. Чим вищим є газовміст нафти та чим більший у газі вміст високомолекулярних компонентів, тим нижчою є її в'язкість. Зменшується в'язкість нафти і зі зростанням температури (рис. 2.3). Підвищення тиску, якщо воно не супроводжується зростанням газовмісту, викликає зростання в'язкості, але незначне. За рахунок розчиненого газу та високої пластової температури в'язкість пластової нафти може у десятки разів бути меншою за в'язкість дегазованої нафти, вимірюної за нормальних умов.

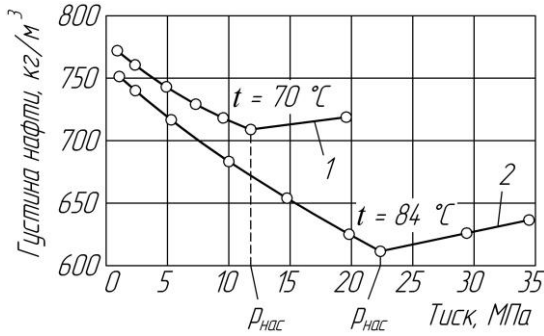


Рисунок 2.2 – Залежність густини пластової нафти від тиску:

1 – Охтирське родовище; 2 – Новодмитрієвське родовище

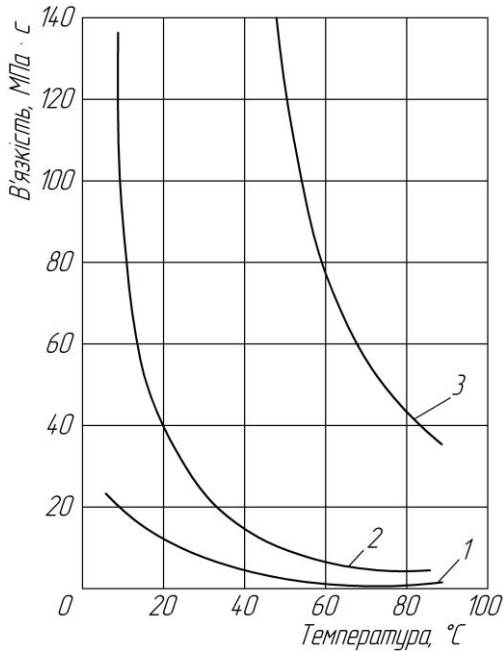


Рисунок 2.3 – Залежність в'язкості пластової нафти від температури:

1 – Тавельське родовище; 2 – Улянівське родовище;
3 – Усинське родовище

2.3 Пластові води нафтових та газових родовищ

Пластовими називають води, що належать до продуктивних пластів нафтових і газових родовищ. Залежно від положення, яке вони займають у покладі, їх прийнято класифікувати таким чином.

Крайові, або контурні, води насичують продуктивний пласт за контуром нафтогазоносності. Їх називають підшовними, якщо вони підстилають нафтогазонасичену частину пласта.

Верхніми називають води водоносних горизонтів, що залягають вище від нафтогазоносного пласта, нижніми – води горизонтів, які залягають нижче від заданого нафтогазоносного пласта. До проміжних відносять води, що належать до водоносних прошарків, розміщених у самому продуктивному пласті.

У нафтогазонасичених частинах пласта також міститься вода, що залишилася з моменту утворення покладу. Ця вода, що займає частину порової порожнини і, як правило, є нерухомою, називається залишковою, іноді зв'язаною, похованою, або реліктовою водою.

Пластові води безпосередньо впливають на процеси видобутку нафти та газу. Активні контурні й підшовні води є носіями пластової енергії, що витискують вуглеводні з пласта. Зв'язана вода, насичуючи частину порового простору, бере участь в усіх поверхневих явищах, що супроводжують рух нафти та газу у колекторі. Тому контроль, регулювання процесу розроблення родовища, проектування методів підвищення нафтовіддачі пластів вимагають вивчення властивостей пластових вод.

Пластові води є складними розчинами, у складі яких – неорганічні солі, гази, розчинні у воді органічні речовини. Усі вони перейшли до води упродовж тривалого її контакту з гірськими породами, газами та нафтою. Наявність цих компонентів обумовлює відмінність фізичних властивостей пластових та прісних вод.

Серед розчинених у пластовій воді речовин переважають неорганічні солі: хлориди, сульфати та карбонати лужних і лужноземельних металів. Солі дисоціюють у воді з утворенням відповідних іонів. Кількісні співвідношення між умістом основних іонів: K^+ , Na^+ , Ca^{2+} , Mg^{2+} , Cl^- , SO_4^{2-} , HCO_3^- , CO_3^{2-} , покладені в основу прийнятої хімічної класифікації вод за Суліним.

Загальну кількість у воді розчинених солей прийнято називати мінералізацією, величина якої коливається у широких межах. Залежно від загальної мінералізації пластові води поділяють на три класи: прісні води з умістом солей менше 0,1 %; мінералізовані – 0,1–0,5 %; розсоли – більше 5 %.

Вміст розчинених газів у пластовій воді зазвичай не перевищує $1,5\text{--}2\text{ м}^3/\text{м}^3$. У складі розчиненого газу переважають метан, азот та вуглекислий газ.

Загальна мінералізація, газовміст, температура й тиск найбільш істотно впливають на всі фізичні властивості пластових вод.

Густина пластової води зростає зі збільшенням мінералізації. Відомі пластові води, густина яких досягає $1\,450\text{ кг}/\text{м}^3$ при загальній мінералізації $642,8\text{ кг}/\text{м}^3$. У пластових умовах густина води, як правило, менша, ніж у поверхневих умовах. Це пов'язано з термічним розширенням води при зростанні температури; пластовий тиск унаслідок низької стисливості води незначно впливає на її густину.

В'язкість пластових вод залежить передусім від температури та мінералізації і у меншому ступені – від газовмісту й тиску. Здебільшого в'язкість пластових вод нафтових і газових родовищ становить $0,2\text{--}1,5\text{ МПа}\cdot\text{с}$. Зі зростанням температури в'язкість води істотно зменшується, а з підвищенням мінералізації – зростає, іноді в $1,5\text{--}2$ рази порівняно з прісною водою.

Вода, що заповнює пори й тріщини у гірських породах, може бути зв'язаною та вільною.

Зв'язана вода притягнена силами молекулярної взаємодії до мінерального скелета, вона є найбільш характерною

для глинистих порід – дрібнодисперсних систем із великою питомою поверхнею, у яких виникають зв'язки водно-колоїдного типу. Навколо негативно заряджених глинистих частинок групуються вільні катіони та дипольно орієнтовані молекули води. Вони утворюють адсорбційний шар, навколо якого розміщуються катіони дифузійного шару, більш віддалені від частинки. Йони дифузійного шару також удержують дипольно орієнтовані молекули води. Відповідно вода адсорбційного шару є міцно зв'язаною, а вода дифузійного шару – слабкозв'язаною; вона має здатність пересуватися від однієї частинки до іншої під дією молекулярних сил. Із зростанням температури й тиску товщина дифузійного шару та кількість зв'язаної води зменшуються. Товщина дифузійного шару також зменшується при заміні більш активних катіонів цього шару на менш активні.

Максимальна відносна кількість зв'язаної води в одиниці об'єму гірської породи визначається максимальною молекулярною вологомисткістю, яка у тріщинуватих породах та чистих пісках становить малу частку від загального об'єму вологи (не більше декількох відсотків), а у більшості глин практично дорівнює повній вологомисткості породи.

Величина вологомисткості істотно залежить від тиску, температури та хімічного складу води.

Зв'язана вода характеризується сильними аномальними властивостями: вона має підвищені в'язкість та густину; у загальному балансі сил, що діють на неї, сили гравітації та гідростатичного тиску (тобто сили, якими визначається насамперед рух вільної води) відіграють другорядну роль та практично не впливають на характер її переміщення.

Вільна вода характеризується практичною відсутністю зв'язків із мінеральним скелетом та може бути поділена на три категорії: гравітаційну, капілярну та іммобілізовану.

Гравітаційна вода заповнює поровий і тріщинний простори тих гірських порід у зоні насичення, які прийнято називати водоносними. Гравітаційна вода має всі основні властивості краплинно-рідкої води; зокрема, вона передає

безперервно гідростатичний тиск та рухається під впливом перепаду гідростатичних напорів.

Капілярна вода знаходиться у зоні дії капілярних сил, що виникають на контакті двох внутрішньопорових фаз – води та повітря. У водонасичених гірських породах капілярна вода заповнює пори або дрібні тріщини на ділянках, розміщених безпосередньо над рівнем вільної поверхні підземних вод завдяки здатності підійматися по тонких капілярах. Основна відмінність капілярної води від гравітаційної полягає у тому, що гідростатичний тиск тут менший за атмосферний.

До *імобілізованої води* належить та частка вільної води, для переміщення якої недостатньо будь-якого (малого) перепаду напорів.

2.4 Поверхневі явища під час руху нафти, води та газу у пористому середовищі

Насичене нафтою, водою, газом пористе середовище є багатофазною гетерогенною системою, окремі компоненти якої (мінеральний скелет пористого середовища, нафта, вода, газ) називають фазами. Значна відмінність фізико-хімічних властивостей фаз є причиною виникнення на межах їх контакту специфічних поверхневих явищ. Оскільки площа поверхневого контакту фаз дуже велика (наприклад, лише сумарна площа поверхонь пор в 1 м^3 породи колектора може становити 10^4 – 10^5 м^2), вплив поверхневих явищ на рух рідин та газів у пористих середовищах є сильним. Поверхневі явища багато в чому визначають кількість та розподілення у поровому просторі зв'язаних та залишкових нафти, води, форму кривих фазової проникності, ефективність багатьох методів підвищення нафтовіддачі пластів. Вони відіграють значну роль під час утворення та руйнування емульсій та піни в інших процесах, пов'язаних із рухом та взаємодією систем у пласті, свердловинах та поверхневих спорудах.

Серед багатьох поверхневих явищ, що відбуваються на межах поділу фаз, особливий вплив на ефективність розроблення нафтових і газових покладів мають поверхневий натяг, капілярний тиск, змочування, капілярне просочування та адсорбція.

Поверхневий натяг на межі поділу фаз виникає внаслідок того, що молекули речовини, які знаходяться поблизу поверхні поділу взаємодіють не лише між собою, а й із молекулами речовини сусідньої фази. Молекула речовини, розміщена у будь-якому положенні всередині рідини, перебуває під рівномірним впливом із боку оточуючих молекул. Тому рівнодійна усіх сил молекулярної дії дорівнює нулю, і молекула може вільно переміщуватися в об'ємі у будь-якому напрямку. Інакше відбувається з молекулами, що перебувають у поверхневому шарі. Тут сили, що діють на молекулу, спрямовані всередину рідини та вздовж поверхні розподілу, рівнодійна їх не дорівнює

нулю і спрямована всередину рідини. Тому для утворення нової поверхні, пов'язаної з переміщенням молекул з об'єму у поверхневий шар, необхідно виконати певну роботу.

Робота оберненого ізотермічного утворення одиниці нової площі поверхні поділу фаз за постійного тиску називається *поверхневим натягом*. Оскільки під час утворення поверхні виконується робота, то поверхневий шар має надлишок енергії, що називається вільною поверхневою енергією.

Величина поверхневого натягу у СІ вимірюється у Дж/м² або у Н/м. Вона залежить від природи та складу фаз, що контактують, тиску й температури. Поверхневий натяг нафти та води на межі з газом, як правило, становить від 5 до 70 мН/м та зменшується із зростанням тиску й температури. Поверхневий натяг на межі нафта – вода у багатьох випадках знаходиться у межах 20–30 мН/м, але залежно від мінералізації води, вмісту в нафті активних компонентів (смола, асфальтенів, нафтових кислот тощо), тиску, температури може змінюватися у більш широких межах.

Наявність на межах поділу фаз надлишкової поверхневої енергії обумовлює прагнення системи зайняти таке положення, при якому її площа поверхні є мінімальною. Тому термодинамічно сталою формою краплі рідини є сфера, що має за даного об'єму найменшу площу поверхні та відповідно мінімальну поверхневу енергію. Під час контакту трьох фаз, одна з яких є твердою, прагнення системи до мінімуму поверхневої енергії проявляється через змочування.

Якщо на поверхню твердого тіла нанести краплю рідини, то після настання рівноваги вона набуває лінзоподібної форми (рис. 2.4 а), що обумовлюється взаємодією трьох поверхневих натягів: на межі краплі з твердим тілом $\sigma_{1,3}$, на межі краплі з оточуючим середовищем (рідиною або газом) $\sigma_{1,2}$ і на межі твердого тіла з оточуючим середовищем $\sigma_{2,3}$.

Поверхневий натяг $\sigma_{1,3}$ на межі твердого тіла з краплею рідини прагне скоротити площу їх контакту, цьому перешкоджає поверхневий натяг $\sigma_{2,3}$ на межі тверде тіло –

оточуюче середовище, а вклад поверхневого натягу на межі з оточуючим середовищем буде залежати від кута Θ , який $\sigma_{1,2}$ утворює з поверхнею твердого тіла. Після нанесення на поверхню крапля буде розтікатися по ній доти, поки не настане рівноваги трьох поверхневих натягів. Спроектувавши вектор $\sigma_{1,2}$ на поверхню твердого тіла, одержимо рівновагу, що відповідає мінімуму поверхневої енергії під час контакту трьох фаз та має назву закону Юнга:

$$\sigma_{2,3} = \sigma_{1,3} + \sigma_{1,2} \cos \Theta. \quad (2.13)$$

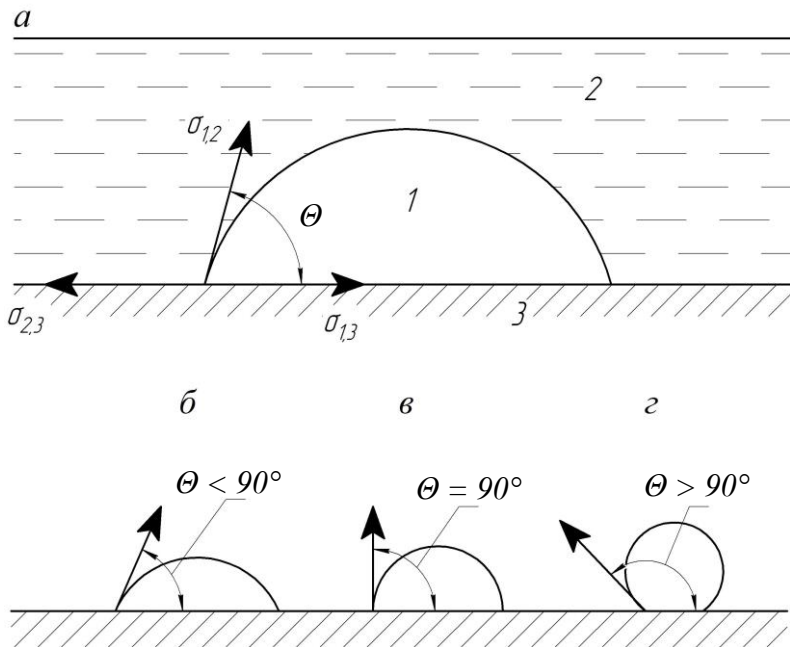


Рисунок 2.4 – Рівновага краплини рідини на твердій поверхні:

1 – краплина; 2 – оточуюче середовище; 3 – тверде тіло

Кут Θ між поверхнею твердого тіла та дотичною до краплі, що має вершину на лінії поділу трьох фаз, називається крайовим кутом змочування та є мірою змочуваності твердого тіла рідиною. Поверхня змочується рідиною, якщо $\Theta < 90^\circ$

(рис. 2.4 б), та не змочується рідиною, якщо $\Theta > 90^\circ$ (рис. 2.4 з). Якщо крайовий кут близький до 90° , то поверхня має нейтральну змочуваність (рис. 2.4 в).

На практиці кут відрховують від дотичної у бік водяної фази, а змочувану водою поверхню ($\Theta < 90^\circ$) називають *гідрофільною*, незмочувану ($\Theta > 90^\circ$) – *гідрофобною*.

У природних умовах породи-колектори неоднорідні за змочуванням. Частина поверхні пор є гідрофільною, інша – гідрофобною. Це пояснюється складним мінералогічним складом порід, різноманітною структурою поверхні самих зерен мінералів, можливістю зміни характеру змочування поверхні під час її контакту з нафтою та іншими рідинами. Чиста поверхня більшості мінералів є гідрофільною, але при адсорбції на ній активних асфальтосмолистіх компонентів нафти поверхня може стати гідрофобною.

Капілярний тиск та капілярне просочення – поверхневі явища у пористих середовищах, що виникають унаслідок наявності переважного змочування поверхні порових каналів.

Якщо капіляр контактуватиме з рідиною, що змочує його поверхню, то, прагнучи скоротити надлишкову поверхневу енергію, рідина почне мимовільно рухатися капіляром. У вертикальному капілярі рідина буде підійматися доти, поки поверхневі сили не будуть зрівноважені вагою стовпа рідини. Висоту стовпа рідини можна охарактеризувати гідростатичним тиском, відповідно поверхневі сили, які зрівноважують його у капілярі, можна подати як капілярний тиск. Капілярний тиск p_K пов'язаний із радіусом капіляра r таким співвідношенням:

$$p_K = 2\sigma \cos \frac{\Theta}{r}. \quad (2.14)$$

Капілярний тиск виражає різницю тисків у змочуваній та незмочуваній фазах. Він спрямований у бік незмочуваної фази. Залежно від характеру змочування породи капілярний тиск може сприяти витискуванню нафти з породи або перешкоджати йому.

Під дією капілярного тиску змочувана фаза може спонтанно всотуватися у пористе середовище, витискуючи з неї незмочувану фазу.

Оскільки змочувана рідина має меншу вільну поверхневу енергію, а дрібні пори – більшу питому поверхню, то змочувана та незмочувана фази спонтанно перерозподіляються у пористому середовищі таким чином, щоб змочувана фаза займала дрібні пори, а незмочувана – великі. При такому поділі фаз досягається мінімум вільної поверхневої енергії. Явище, при якому змочувана рідина надходить до пористого середовища виключно під дією капілярних сил, має назву *капілярного просочення*.

На рисунку 2.5 наведено характер витискування нафти водою з гідрофобного та гідрофільного пластів. У гідрофобній породі вода як незмочувана фаза рухається найбільш широкими порами, а нафта – змочувана фаза, покриває поверхню зерен та залишається у звуженнях порових каналів. Капілярний тиск, спрямований у бік незмочуваної фази (води), перешкоджає проникненню води у дрібні пори, зайняті нафтою. У гідрофільній породі вода під дією капілярного тиску витискує нафту із звужень у великі пори. У них нафта після витискування залишається у вигляді окремих крапель, оточених водною фазою. Загальна кількість залишкової нафти у гідрофільних колекторах значно менша порівняно з гідрофобними. Особливо важливу роль капілярне просочення відіграє у породах із сильно неоднорідними колекторними властивостями та у пористо-тріщинуватих колекторах.

Надлишкову поверхневу енергію багатофазної системи можна зменшити шляхом зниження поверхневого натягу за рахунок адсорбції на межах поділу фаз активних компонентів, що містяться у рідинах. Речовини, здатні адсорбуватися на поверхні поділу фаз, називаються *поверхнево-активними*. Молекули цих речовин складаються з полярної та неполярної груп. Знаходячись на поверхні, вони орієнтуються таким чином, щоб поверхневий натяг на межі поділу фаз був мінімальним. На поверхні поділу концентруються компоненти, які найбільше

знижують поверхневий натяг, відповідно концентрація їх в об'ємі фази стає меншою. Тому під адсорбцією розуміють спонтанний перерозподіл компонентів на поверхні та в об'ємі фази.

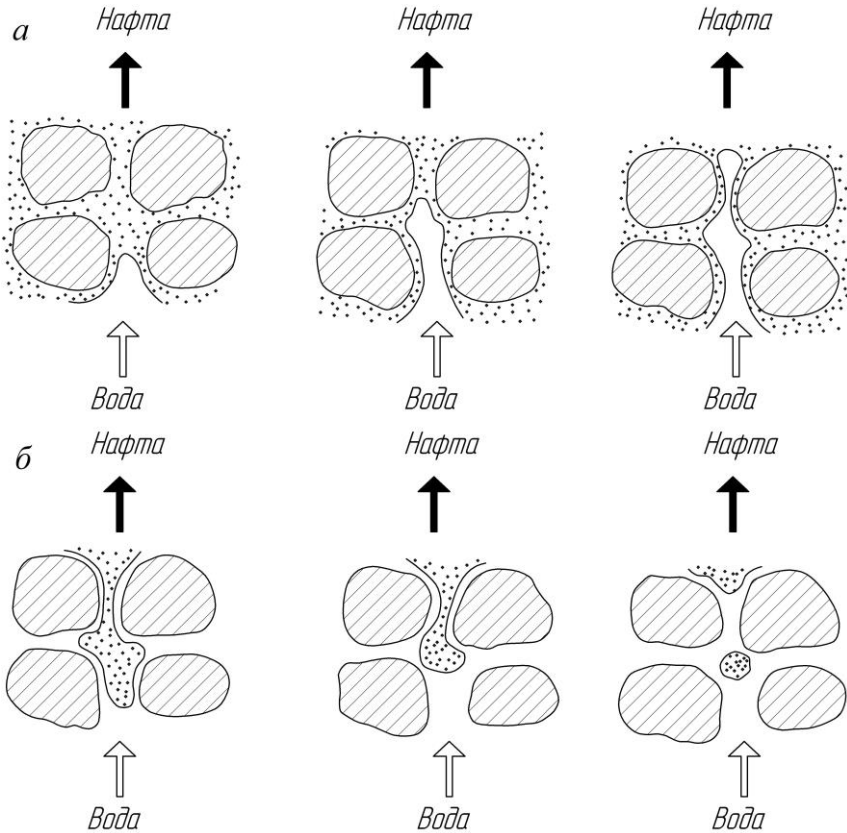


Рисунок 2.5 – Характер витискування нафти водою у гідрофобному (а) та гідрофільному (б) пластах

Нафти у тому чи іншому ступені містять поверхнево-активні речовини – нафтові кислоти, асфальтосмолисті речовини тощо. Адсорбція їх на поверхні породи може бути причиною її гідрофобного характеру змочування.

Для підвищення нафтовіддачі синтетичні поверхнево-активні речовини додають у води, які закачуються до пласта,

покращуючи тим самим характер змочування породи, знижуючи поверхневий натяг та зменшуючи дію поверхневих і капілярних сил, що перешкоджають повному витискуванню нафти.

2.5 Нафтові емульсії

Під час витискування нафти водою з продуктивних пластів у продукції свердловин на певному етапі неминуче з'являється вода. Рухаючись пластом, вода змішується з нафтою, що надходить із ще не обводнених інтервалів пласта. Під час спільного руху у пласті, свердловині, поверхневих комунікаціях водонафтова суміш постійно та інтенсивно перемішується. У результаті перемішування краплини нафти та води подрібнюються (диспергуються). На поверхні крапель адсорбуються поверхнево-активні компоненти, кристали парафінів, механічні домішки, що містяться у нафті, та утворюють оболонку, яка перешкоджає злиттю крапель між собою. Результатом диспергування та адсорбції є нафтова емульсія.

В емульсіях прийнято розрізняти дві фази: зовнішню та внутрішню. Рідину, в якій розміщуються краплі іншої рідини, називають *дисперсійним середовищем* (зовнішньою, суцільною фазою), а рідину, що знаходиться у вигляді дрібних крапель у дисперсійному середовищі, – *дисперсною* (внутрішньою, роз'єднаною) *фазою*. За характером дисперсної фази та дисперсійного середовища нафтові емульсії поділяють на прямого типу (нафта у воді), якщо дисперсною фазою є нафта, та зворотного (вода у нафті), якщо дисперсна фаза – вода. У свердловинах та промислових комунікаціях частіше утворюються емульсії зворотного типу.

Найбільш важливі показники властивостей емульсій – їх густина, в'язкість, дисперсність, стійкість. Густина нафтових емульсій визначається густиною нафти та води і легко може бути розрахованою за частковим умістом фаз. Дисперсність емульсій характеризується розподіленням у ній крапель дисперсної фази різного розміру. Чим більша густина нафти, тим більше в ній поверхнево-активних компонентів, чим меншим є поверхневий натяг на межі нафти та води, чим інтенсивнішим є перемішування водонафтової суміші під час її

руху, тим меншого розміру частинки складають основний об'єм дисперсної фази.

Стійкість емульсій багато в чому залежить від їх дисперсності. Найбільш стійкі емульсії містять краплі розміром 0,1–20 мкм, руйнування їх пов'язане зі значними технологічними й технічними труднощами. В'язкість емульсій залежить не лише від властивостей нафти і води та їх кількісного співвідношення, а й від дисперсності емульсій. Дрібнодисперсні емульсії можуть мати в'язкість, що у 100 й більше разів перевищує в'язкість нафти, яка входить до їх складу.

Контрольні питання до розділу 2

1. Що називають пластовими умовами?
2. Яким чином вимірюють пластовий тиск і рівень рідини?
3. З якою метою визначають зведений пластовий тиск?
4. Що називають геотермічним градієнтом?
5. Що характеризує газоміст нафти?
6. Що розуміють під тиском насичення?
7. Що характеризує коефіцієнт розчинності газу?
8. Що розуміють під усадкою нафти?
9. Що характеризує коефіцієнт стисливості нафти?
10. Як класифікують пластові води нафтових та газових родовищ?
11. Що входить до складу пластових вод?
12. Які поверхневі явища відбуваються під час руху нафти у пористому середовищі?
13. Чим відрізняється витискування нафти водою у гідрофобному та гідрофільному пластах?
14. Яким чином утворюються нафтові емульсії?

Розділ 3 Теорія фільтрації

3.1 Основні поняття

Фільтрація – рух рідини через пористі середовища, тобто тіла, пронизані системою сполучених між собою порожнин (пор).

Фільтрація відбувається через пори ґрунту і може бути обмежена знизу і зверху водонепроникними шарами ґрунту. Така фільтрація називається напірною (рис. 3.1). Якщо водонепроникний шар обмежує потік лише знизу, то така фільтрація має назву безнапірної (рис. 3.2). Залежно від витрати фільтраційного потоку поверхня його може займати різне положення аналогічно вільній поверхні у відкритих руслах. Поверхню фільтраційного потоку називають депресійною поверхнею, а криву вільної поверхні – кривою депресії.

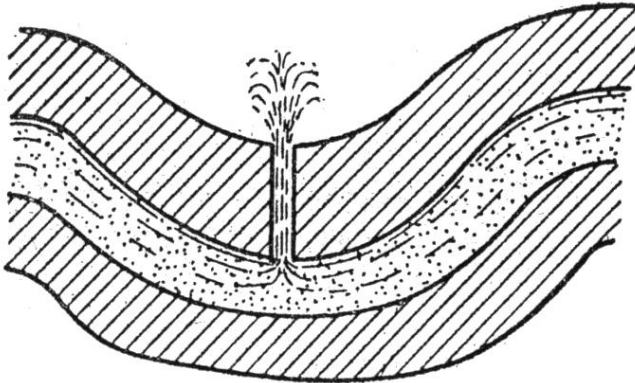


Рисунок 3.1 – Напірна фільтрація

Як і у відкритих руслах, рух води у пористому середовищі може бути усталеним та неусталеним, рівномірним і нерівномірним.

Фільтрація може бути ламінарною і турбулентною. Ламінарний рух, як і у трубах, характеризується втратами напору, прямо пропорційними швидкості фільтрації у першому ступені. Такий рух буває у дрібнозернистих ґрунтах

(водонепроникні глини, суглинки, супіски, піски). У великозернистих пісках і матеріалах (гравій, галька, щебінь) установлюється турбулентна фільтрація, при якій втрати напору пропорційні швидкості у ступені, вищому ніж перший.

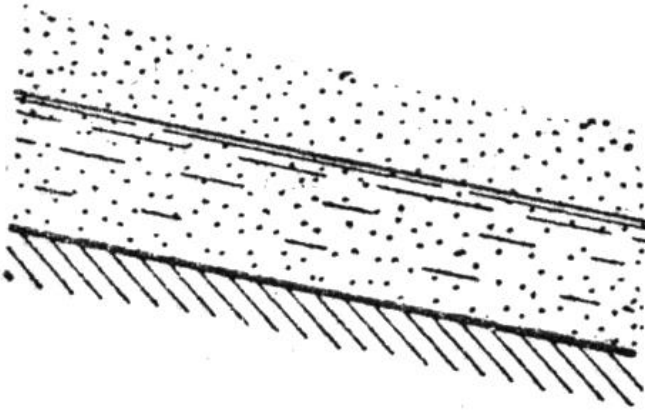


Рисунок 3.2 – Безнапірна фільтрація

3.2 Пористе середовище та його властивості

Ґрунти можна поділити на скельні та нескельні (пухкі). У скельних ґрунтах вода фільтрує головним чином через систему тріщин, і тому основною характеристикою фільтраційних властивостей скельних ґрунтів є їх тріщинуватість, що кількісно виражається через лінійні, поверхневі та об'ємні характеристики тріщин. Тріщинуватість залежить і від типу скельної породи (граніти, піщаники тощо), і від ступеня її руйнування під впливом зовнішніх факторів (перепад температур, промерзання тощо), тому вирішення завдань, пов'язаних із фільтрацією у скельних ґрунтах, вимагає специфічного підходу в кожному конкретному випадку.

Для нескельних ґрунтів властивостями, що визначають рух через них води, є розміри та форма частинок ґрунту (гранулометричний склад) і його пористість. Фракції частинок, що входять до складу, залежно від діаметра класифікують таким чином:

<i>Найменування фракцій</i>	<i>Діаметр, мм</i>
<i>Глина</i>	<i>< 0,005</i>
<i>Суглинок</i>	<i>0,005–0,05</i>
<i>Пісок дрібний</i>	<i>0,05–0,5</i>
<i>Пісок крупний</i>	<i>0,5–2,0</i>
<i>Гравій</i>	<i>2,0–4,0</i>
<i>Галька</i>	<i>4,0–200</i>
<i>Валун</i>	<i>> 200</i>

Частинки піску мають, як правило, округлу форму (лінійні розміри частинок за всіма напрямками відрізняються одна від одної незначно); глинисті частинки мають форму лусочок, що обумовляє відносно великі контактні поверхні і відповідно велику роль міжмолекулярних сил взаємодії як між частинками, так і між ними та водою.

Ґрунт називають однорідним, якщо його фільтраційні властивості однакові в усіх точках простору, який він займає; якщо його властивості залежать від просторових координат, то

грунт називають неоднорідним. Іноді неоднорідність може проявлятися у тому, що грунт складається з окремих шарів (наприклад, шар піску розміщується над шаром глини). У цьому разі, як правило, розглядають рух ґрунтової води в кожному шарі окремо, приймаючи його однорідним.

Ґрунт називають ізотропним, якщо його фільтраційні властивості не залежать від напрямку руху в ньому ґрунтової води; в іншому випадку ґрунт називають анізотропним. Як правило, пухкі ґрунти є ізотропними.

Вода у ґрунтах може перебувати у таких станах:

- водяної пари у зайнятих повітрям порах ґрунту;
- гігроскопічної води, що міститься у поверхневому шарі частинок ґрунту і може переміщуватися лише після переходу у стан пари;
- плівкової води, яка оточує частинки ґрунту під впливом електростатичних сил між молекулами ґрунту та води і може переміщуватися під дією цих сил;
- вільної води (капілярної – переміщується під впливом сили поверхневого натягу; гравітаційної – переміщається під впливом сили тяжіння).

Як відомо, висота капілярного підняття рідини залежить від роду рідини (точніше, від її коефіцієнта поверхневого натягу) і від поперечних розмірів капілярів (для ґрунтів це лінійний розмір пор).

3.3 Закон фільтрації однорідної рідини

Під час фільтрації вода проходить через пори (пустоти), що є між частинками ґрунту. Позначимо площу пор у перерізі фільтраційного потоку ω_{Π} , а всю площу перерізу – ω . Відношення площі пор до всієї площі перерізу називається коефіцієнтом поверхневої пористості ґрунту:

$$p = \frac{\omega_{\Pi}}{\omega}. \quad (3.1)$$

Для однорідного ґрунту коефіцієнт поверхневої пористості практично дорівнює об'ємній пористості, що є відношенням об'єму пор ґрунту до всього об'єму, який займає ґрунт (тобто до об'єму частинок ґрунту та пор). Для ґрунтів у природних умовах значення пористості змінюються у незначних межах:

<i>Ґрунт</i>	<i>Коефіцієнт пористості</i>
<i>Гравій, пісок</i>	<i>0,03–0,45</i>
<i>Суглинок</i>	<i>0,35–0,50</i>
<i>Глини</i>	<i>0,40–0,55</i>

Розглянемо фільтрацію води через однорідний ґрунт (наприклад, через пісок), що заповнює циліндричну трубу діаметром D (рис. 3.3). Два п'єзометри, встановлені на відстані l один від одного, демонструють зменшення напору

$$H_p = z + \frac{P}{\rho g}$$

на досліджуваній ділянці, яке позначимо h_f . У разі

руху води у трубі, не заповненій ґрунтом, за заданої витрати Q режим руху (ламінальний або турбулентний) і, отже, втрати напору по довжині визначаються умовою прилипання рідини до твердої поверхні стінок труби; ці втрати сильно залежать від діаметра труби D . За наявності у трубі ґрунту умови прилипання виконуються на поверхні кожної частинки (рис. 3.4), і тому режим руху і втрата напору визначаються лінійним розміром пор ґрунту, який, як правило, мало відрізняється від лінійного розміру d частинок ґрунту.

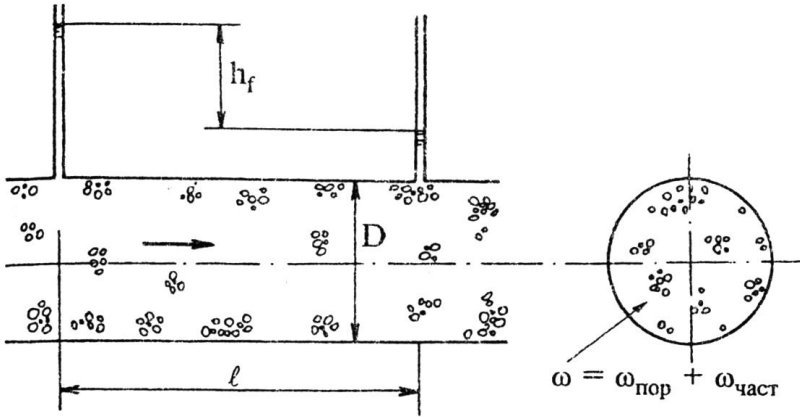


Рисунок 3.3 – Рух рідини у трубці, заповненій ґрунтом

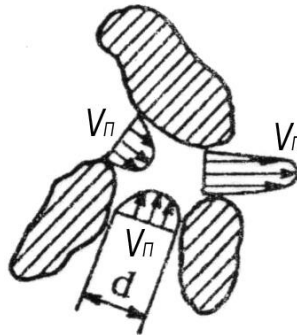


Рисунок 3.4 – Розподілення швидкості рідини у пористому середовищі

Швидкість руху води у порах ґрунту

$$V_{п} = \frac{Q}{\omega_{п}}. \quad (3.2)$$

Проте у практичних розрахунках більш зручним є використання умовної швидкості, яка має назву швидкості фільтрації та є відношенням витрати до усієї площі фільтраційного потоку:

$$V = \frac{Q}{\omega}. \quad (3.3)$$

Порівнюючи залежності (3.2) і (3.3), з урахуванням (3.1) одержуємо :

$$V = pV_{II}. \quad (3.4)$$

Оскільки $p < 1$, то швидкість фільтрації V завжди менша від швидкості руху води у порах ґрунту.

Витрата фільтраційного потоку може бути виражена емпіричною формулою, яка має назву основного закону фільтрації:

$$Q = k\omega i^m. \quad (3.5)$$

З урахуванням залежності (3.3) швидкість фільтрації

$$V = ki^m, \quad (3.6)$$

де k – коефіцієнт фільтрації, який залежить від виду ґрунту, а також від температури води;

i – гідравлічний нахил, який є втратою напору по довжині на одиницю довжини фільтраційного потоку;

m – показник ступеня, який беруть $m=1$ при ламінарній фільтрації та у межах $m=1-0,5$ при турбулентній фільтрації.

Гідравлічний ухил

$$i = \frac{h_l}{l}. \quad (3.7)$$

Із формули (3.6) випливає, що коефіцієнт фільтрації k характеризує швидкість фільтрації при гідравлічному нахилі $i=1$ і має розмірність швидкості.

При ламінарній фільтрації залежності (3.5) і (3.6) з урахуванням $m=1$ набувають виду формули Дарсі:

$$Q = \omega ki; \quad (3.8)$$

$$V = ki, \quad (3.9)$$

що мають назву основного закону ламінарної фільтрації (закону Дарсі).

Прийняття швидкості фільтрації і закону Дарсі передбачає, що для описування руху рідини у пористому середовищі використовується модель суцільного середовища.

Залежно від ґрунту коефіцієнт фільтрації k має такі значення:

Ґрунт	Коефіцієнт фільтрації k , см/с
Глина	$< 0,00001$
Суглинок	$0,0001-0,00001$
Супісок	$0,001-0,0001$
Пісок дрібнозернистий	$0,01-0,001$
Пісок великозернистий	$0,1-0,01$

Межі застосування закону Дарсі недостатньо вивчені, й у літературі трапляються різні рекомендації стосовно критерію переходу від ламінарної фільтрації до турбулентної. Одним із критеріїв є те, що при

$$\text{Re} = \frac{Vd}{\nu} < (1-7) \quad (3.10)$$

установлюється ламінарна фільтрація, а при $\text{Re} > (1-7)$ – турбулентна фільтрація. У цій формулі d – середній діаметр частинок ґрунту.

Існують й інші рекомендації стосовно визначення режиму течій при фільтрації:

$$\text{Re} = \frac{Vd}{\nu(0,75p + 0,23)} < (7-9), \quad (3.11)$$

$$\text{Re} = \frac{Vd}{\nu p^{1/3}} < 5. \quad (3.12)$$

Розглянувши залежності (3.10), (3.11) і (3.12) з урахуванням того, що коефіцієнт пористості $p = 0,3-0,5$, кінематична в'язкість води $\nu \approx 0,01 \text{ см}^2/\text{с}$ (при $t = 20^\circ\text{C}$), а розміри частинок дрібнозернистих ґрунтів мають значення 1–2 мм і менше, можна встановити, що при ламінарній фільтрації швидкості фільтрації є досить незначними і на практиці вимірюються величинами близько декількох міліметрів за

секунду і менше. У зв'язку з цим у фільтраційних розрахунках нехтують величиною швидкісного напору $\frac{\alpha V^2}{2g}$ і вважають, що повний напір дорівнює п'єзометричному ($H_0 = H$), а гідравлічний нахил дорівнює п'єзометричному нахилу ($i = i_p$).

Закон Дарсі, записаний у формі для одновимірної задачі (рух у циліндричній трубі), узагальнюється для тривимірного випадку у вигляді

$$V = k \cdot \text{grad}H, \quad (3.13)$$

де V – вектор швидкості фільтрації;
 H – потенційний напір.

Під час вивчення фільтрації відмінних від води рідин і газів (нафта, повітря тощо) у пористих середовищах, коли внеском сили тяжіння у потенційний напір можна знехтувати, використовують іншу форму запису закону Дарсі:

$$V = \frac{k_0}{\mu} \cdot \text{grad}p, \quad (3.14)$$

де p – гідродинамічний тиск;
 μ – динамічний коефіцієнт в'язкості;
 k_0 – коефіцієнт проникності пористого

середовища, що залежить лише від властивостей цього середовища, але не залежить від фізичних властивостей рідини, яка фільтрується.

Закон Дарсі виконується для ламінарної фільтрації, тобто головним чином у дрібнозернистих ґрунтах (пісках, глинах). У великозернистих ґрунтах швидкість фільтрації пропорційна градієнту напору у ступені, меншому за одиницю, а при достатньо великих швидкостях може мати місце й область залежності від квадратичних втрат напору, тобто

$$V = k\sqrt{i}.$$

3.4 Коефіцієнт фільтрації та методи його визначення

Існують різні методи визначення коефіцієнта фільтрації: польовий метод; лабораторний метод; метод використання емпіричних формул.

Польовий метод, як правило, використовується геологами та гідрологами під час проведення пошукових робіт. Сутність його полягає у штучному створенні кривої депресії шляхом відкачування води зі спеціального колодязя (шурфу) або накачування води у цей колодязь, вимірювань параметрів цієї кривої та обчислення за спеціальними формулами значення коефіцієнта фільтрації. При цьому ґрунт знаходиться у природному стані, і визначення коефіцієнта фільтрації є досить точним.

При лабораторному методі коефіцієнт фільтрації визначається на приладі Дарсі (рис. 3.5). Цей прилад є циліндром із дірчастим дном і виведеними з бічної поверхні циліндра п'єзометрами. Циліндр заповнюється ґрунтом, видобутим із шурфу при виконанні умов збереження його природної структури. Усталений рух води через прилад забезпечується підтриманням постійної відмітки поверхні води у приладі завдяки скиданню надлишків води у скидальну трубу. Витрату фільтраційного потоку вимірюють об'ємним способом після проходження води через прилад.

Втрати напору вимірюються як різниця показань п'єзометрів $h_1 = h_1 - h_2$.

Коефіцієнт фільтрації визначається за формулою

$$k = \frac{Q}{\omega i}, \quad (3.15)$$

де $\omega = \frac{\pi D^2}{4}$ – площа перерізу циліндра (D – його діаметр);

$$i = \frac{h_1 - h_2}{l} \quad \text{– гідравлічний нахил.}$$

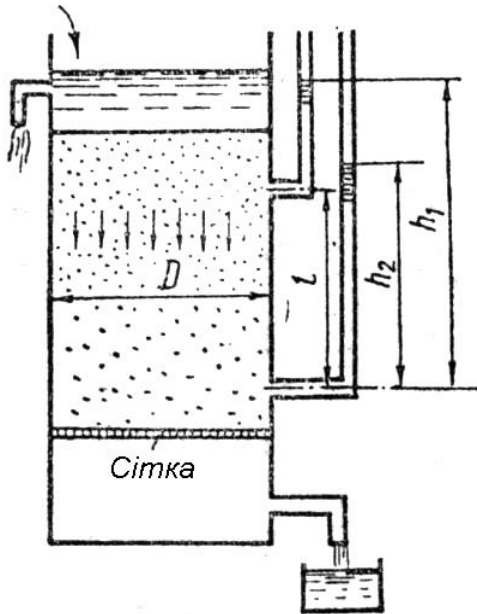


Рисунок 3.5 – Схема приладу Дарсі для визначення коефіцієнта фільтрації

Недолік цього способу визначення коефіцієнта фільтрації полягає у тому, що ґрунт у процесі перенесення з природних умов у циліндр приладу Дарсі може істотно змінити структуру, пористість і відповідно фільтраційні властивості.

Метод використання емпіричних формул базується на розрахунку фільтрації за відомими у літературі формулами. Зокрема, для різнозернистого піску застосовується формула Хезена

$$k = A c \alpha_E^2, \quad (3.16)$$

де A – коефіцієнт, який враховує розмірність коефіцієнта фільтрації k ; якщо k вимірюється у метрах за добу, то $A=1$;

c – коефіцієнт, який залежить від ступеня засміченості піску глинистими частинками і береться у межах $c=500-1000$ (зі збільшенням вмісту глинистих частинок у

піску c зменшується);

τ – коефіцієнт, який враховує зміну в'язкості зі зміною температури води,

$$\tau = 0,7 + 0,03t, \quad (3.17)$$

де t – температура води, $^{\circ}\text{C}$;

d_E – ефективний діаметр частинок ґрунту, мм, у якому міститься лише 10 % частинок (за масою) із даним або меншим діаметром.

Формула Хезена застосовується для пісків, які мають $d_E = 0,1 - 3$ мм і при коефіцієнті різнозернистості менше ніж 5, який може бути визначений за допомогою кривої гранулометричного складу ґрунту (рис. 3.6) як відношення $\frac{d_{60}}{d_E}$, де d_{60} – діаметр частинок ґрунту, мм, у якому міститься 60 % частинок із таким або меншим діаметром (за масою).

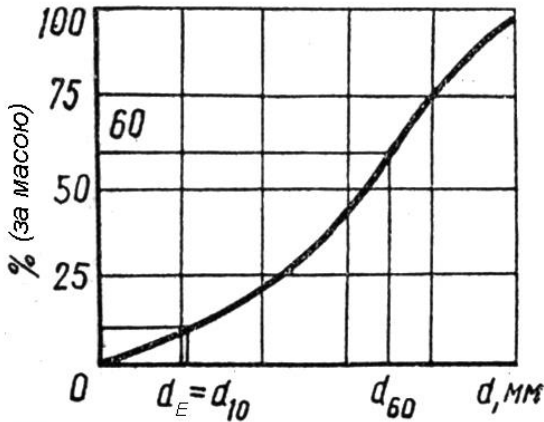


Рисунок 3.6 – Гранулометричний склад ґрунту

Існують й інші емпіричні формули для визначення коефіцієнта фільтрації k .

Орієнтовні значення коефіцієнтів фільтрації k , см/с, для деяких ґрунтів можна взяти за такими даними:

<i>Ґрунти</i>	<i>k</i>
<i>Ґлина</i>	$1 \cdot 10^{-7}$
<i>Суглинок</i>	$1 \cdot 10^{-7} - 1 \cdot 10^{-5}$
<i>Супісок</i>	$1 \cdot 10^{-5} - 1 \cdot 10^{-3}$
<i>Пісок дрібнозернистий</i>	$1 \cdot 10^{-4} - 1 \cdot 10^{-3}$
<i>Пісок середньозернистий</i>	$1 \cdot 10^{-3} - 1 \cdot 10^{-2}$
<i>Пісок великозернистий</i>	$1 \cdot 10^{-2} - 1 \cdot 10^{-1}$
<i>Ґалька і ґравій</i>	$1 \cdot 10^{-1} - 1 \cdot 10$

3.5 Безнапірний рух ґрунтових вод

Як приклад безнапірного руху ґрунтових вод розглянемо відкачування води з колодязя або свердловини, закладеної у водоносному пласті із горизонтальним непроникним підстильним шаром. До початку відкачування ґрунтові води у пласті перебувають у стані спокою і їх поверхня є горизонтальною. Якщо почати відкачування води з колодязя, у водоносному пласті почнеться рух ґрунтових вод до колодязя. При цьому рівень води у колодязі знизиться. Одночасно відбудеться зниження рівня ґрунтових вод у пласті; це зниження буде найбільшим у стінок колодязя, поступово зменшуючись при віддаленні від нього (рис. 3.7). Чим інтенсивнішим буде відкачування, тим нижче буде розміщуватися рівень води у колодязі і тим більшим буде його дебет (витрата).

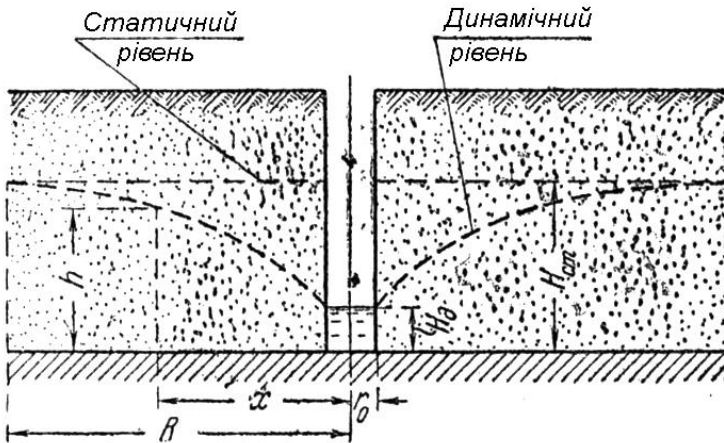


Рисунок 3.7 – Рух ґрунтових вод під час відкачування з колодязя

Рівень стану води у колодязі до початку відкачування $H_{ст}$ однаковий із рівнем в усьому водоносному пласті, називають статичним. Рівень H_d , який установлюється у колодязі у процесі відкачування, називають динамічним, а переріз відкритої поверхні рівня води у пласті вертикальною

площиною, що проходить через вісь колодязя, називають кривою депресії, або кривою зниження рівня (схематично зображена пунктиром на рис. 3.7).

Насправді крива депресії виходить на стінки колодязя дещо вище від поверхні води у ньому, утворюючи так званий «проміжок височування» (рис. 3.8). На цьому проміжку BC вода буде сочатися в атмосферу і стікати у колодязь уздовж його стінок. Дійсна крива депресії відображається кривою $ABCC'B'A$.

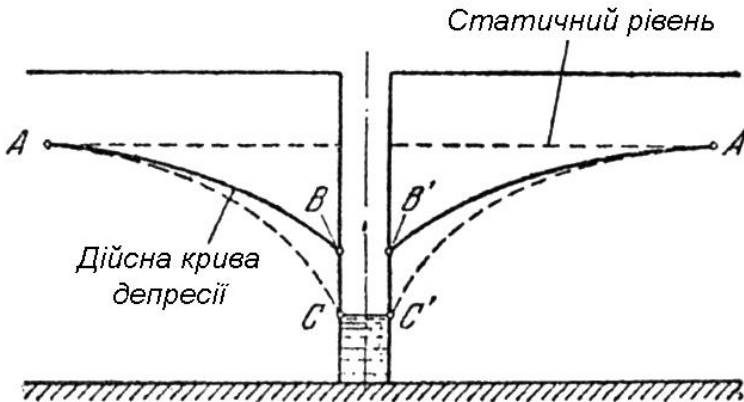


Рисунок 3.8 – Криві депресії

При відкачуванні з колодязя (свердловини) зниження рівня, викликане відкачуванням, на деякій відстані від осі колодязя практично перестає бути помітним; ця відстань має назву кривої дренажування, або радіуса впливу колодязя (свердловини). При попередніх розрахунках його можна брати таким, що дорівнює для піщаних ґрунтів від 350 до 500 м, для великозернистих ґрунтів – 700 м.

Якщо вважати величину цього радіуса відомою, знати товщину (потужність) водоносного пласта і задатися динамічним рівнем у колодязі, то можна визначити витрату води у колодязі і встановити приблизну форму депресійної кривої.

Для цього розглянемо рух води через деякий циліндричний переріз водоносного шару на відстані x від осі колодязя. Якщо глибина води у цьому перерізі h , то площа перерізу буде дорівнювати

$$F = 2\pi x h .$$

При цьому витрата фільтрації

$$Q = VF = V 2\pi x h ,$$

де V – швидкість фільтрації, яка визначається за формулою Дарсі,

$$V = ki .$$

Підставляючи це значення швидкості у вираз для витрати, одержуємо:

$$Q = k 2\pi x h i .$$

Гідравлічний ухил i у цьому виразі можна замінити через відношення нескінченно малої втрати напору, тобто зниженні рівня dh , до нескінченно малого шляху у радіальному напрямку dx :

$$i = \frac{dh}{dx} .$$

Тоді

$$Q = k 2\pi x h \frac{dh}{dx} .$$

Розділяємо змінні

$$\frac{Q dx}{k 2\pi x} = h dh$$

та інтегруємо це рівняння у межах: для x від r_0 до R (де r_0 – радіус колодязя) і відповідно для h від H_D до H_{CT} , тобто нехтуючи ділянкою височування

$$\frac{Q}{2\pi k} \int_{r_0}^R \frac{dx}{x} = \int_{H_D}^{H_{CT}} h dh ,$$

одержуємо такий вираз:

$$\frac{Q}{2\pi k} \ln \frac{R}{r_0} = H_{CT}^2 - H_D^2 , \quad (3.18)$$

відомий під назвою формули Дюпюї.

Дебет колодязя визначається за формулою

$$Q = \pi k \frac{H_{ст}^2 - H_{д}^2}{\ln \frac{R}{r_0}}. \quad (3.19)$$

Для визначення форми кривої депресії необхідно, задаючись різними значеннями x (замість R), визначити відповідні їм значення h (замість $H_{д}$) і за точками побудувати криву, яка буде параболою у координатах $\ln \frac{R}{r_0}, h$.

3.6 Напірний рух ґрунтових вод

Розглянемо випадок, коли водоносний пласт розміщений між двома водонепроникними шарами і знаходиться під надлишковим тиском.

Якщо у такому пласті закласти колодязь (свердловину) і відкачувати з нього воду, то товщина водоносного пласта, на відміну від випадку, розглянутого у попередньому розділі, змінюватися не буде, а замість цього буде змінюватися тиск у пласті, зменшуючись у напрямку до колодязя. Відзначимо, що у тих випадках, коли глибина колодязя є меншою за напір, який відповідає тиску у пласті до початку відкачування, колодязь буде фонтанувати на поверхню землі. Такі колодязі (свердловини) називають артезіанськими.

Приймаємо (рис. 3.9), що товщина водоносного шару дорівнює A , напір у пласті на відстані R (радіус впливу) від осі колодязя – H_{CT} і висота рівня у колодязі після відкачування – H_D . Тоді за аналогією із попереднім витрата води, яка проходить через циліндричний переріз водоносного пласта на відстані x від осі колодязя, буде дорівнювати

$$Q = k2\pi x A i,$$

де i – гідравлічний нахил.

Підставляємо замість i його значення, яке дорівнює $\frac{dh}{dx}$,

розділяємо змінні та інтегруємо вираз

$$dh = \frac{Q}{k2\pi A} \frac{dx}{x}$$

у межах: для x від r_0 до R і для h від H_D до H_{CT} . Одержуємо

$$H_{CT} - H_D = \frac{Q}{k2\pi A} \ln \frac{R}{r_0}.$$

При цьому дебет артезіанського колодязя при напірній фільтрації визначається виразом

$$Q = 2\pi kA \frac{H_{ст} - H_{д}}{\ln \frac{R}{r_0}}. \quad (3.20)$$

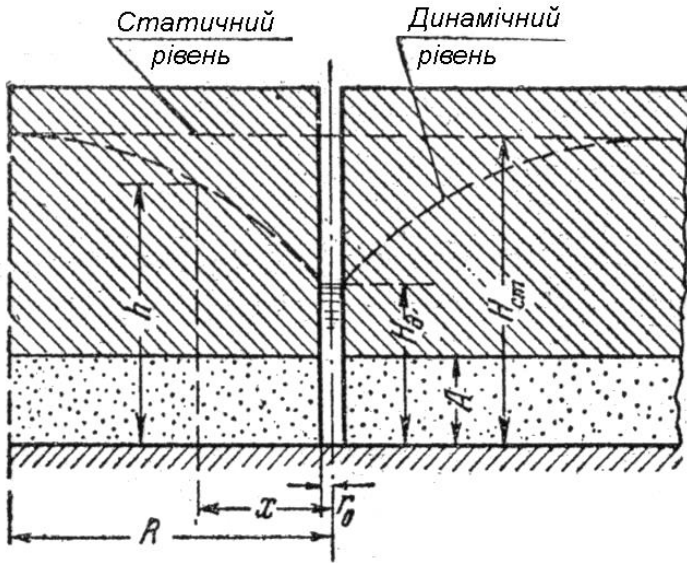


Рисунок 3.9 – Напірний рух ґрунтових вод

Оскільки останнє рівняння дає пряму лінійну залежність дебету від зниження рівня води у колодязі, для характеристики напірного водоносного пласта іноді вводять також поняття про питомий дебет, тобто дебет при зниженні рівня води у колодязі на 1 м:

$$q = \frac{Q}{H_{ст} - H_{д}}. \quad (3.21)$$

Питомий дебет, як правило, визначається дослідним шляхом на основі пробних відкачувань.

Контрольні питання та задачі до розділу 3

1. Яким чином відбувається фільтрація?
2. Що відносять до головних властивостей пористих середовищ?
3. У яких станах вода знаходиться в ґрунтах?
4. Як визначається коефіцієнт пористості ґрунту?
5. Що розуміють під швидкістю фільтрації?
6. Що описує закон Дарсі?
7. Яким чином визначається режим течії під час фільтрації?
8. Якими методами визначають коефіцієнт фільтрації?
9. Що розуміють під гранулометричним складом ґрунту?
10. Як описується безнапірний рух ґрунтових вод?
11. Як описується напірний рух ґрунтових вод?

Задача 1

Визначити величину ефективного діаметра і коефіцієнт фільтрації (для води за температури $t = 10^\circ\text{C}$) піщаного ґрунту, який має, за даними аналізу, такий склад фракцій:

Діаметр фракцій d , мм	0–0,1	0,1–0,3	0,3–0,6	0,6–1	> 1
Відсоток фракцій за вагою	5	15	30	30	20

Будуємо за точками вагову криву. Для цього по осі абсцис (рис. 3.10) у деякому масштабі відкладаємо діаметр фракцій у міліметрах, а по осі ординат – суму відсоткового вмісту, за вагою, усіх фракцій від нуля до заданого діаметра; таким чином, при $d = 0,1$ мм відкладаємо 5 %, при $d = 0,3$ мм – 20 %, при $d = 0,6$ мм – 50 %, при $d = 1$ мм – 80 %.

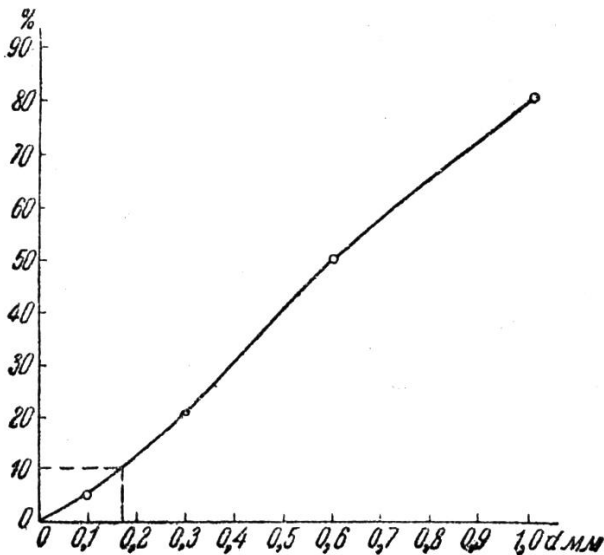


Рисунок 3.10 – Крива гранулометричного складу ґрунту

З'єднуючи зазначені точки плавною кривою, одержуємо вагову криву і за нею знаходимо діаметр, що відповідає 10 % вмісту, та є ефективним діаметром. У даному разі цей діаметр $d_E = 0,17$ мм.

Коефіцієнт фільтрації визначаємо за формулою Хезена

$$k = Ac \pi d_E^2 = 1 \cdot 500 (0,7 + 0,03 \cdot 10) 0,17 \cdot 10^{-3} = 0,085 \text{ м/добу.}$$

Задача 2

У водоносному пласті закладений колодязь діаметром 2 м. Ґрунтові води знаходяться на глибині 10 м від поверхні землі, а водонепроникний шар – на глибині 25 м. Під час відкачування води з колодязя рівень ґрунтових вод знизився до глибини 15 м. Коефіцієнт фільтрації, визначений дослідним шляхом, $k = 0,067$ см/с, радіус впливу $R = 400$ м. Визначити дебет ґрунтового колодязя.

Дебет колодязя визначається за формулою

$$Q = \pi k \frac{H_{CT}^2 - H_D^2}{\ln \frac{R}{r_0}}.$$

Оскільки у цьому разі статичний рівень $H_{CT} = 25 - 10 = 15$ м, а динамічний рівень $H_D = 25 - 15 = 10$ м, то

$$Q = 3,14 \cdot 0,00067 \frac{15^2 - 10^2}{\ln \frac{400}{1}} = 0,044 \text{ м}^3/\text{с.}$$

Розділ 4

Розрахунок магістральних трубопроводів

До технологічного розрахунку трубопроводу входить вирішення таких питань:

- визначення параметрів трубопроводу (діаметр трубопроводу, тиск на перекачувальних станціях, товщина стінки трубопроводу, число станцій);
- визначення місцезнаходжень станцій на трасі трубопроводу;
- розрахунок режимів експлуатації трубопроводу.

4.1 Вихідні дані для розрахунку нафтопроводу

Для розрахунку нафтопроводу необхідні такі дані: пропускна здатність; залежність в'язкості та густини нафти від температури; температура ґрунту на глибині закладання трубопроводу; механічні властивості матеріалу труб; креслення стиснутого профілю траси трубопроводу.

Пропускна здатність нафтопроводу задається у млн т/рік, для розрахунків вона переводиться у м³/с. При цьому вважається, що нафтопровід працює 350 діб (8 400 годин) на 1 рік.

Пропускна здатність – основний фактор, що визначає діаметр трубопроводу та тиск на станціях.

У нормах технологічного проектування значення діаметра трубопроводу та тиск на нафтоперекачувальних станціях залежно від пропускної здатності подані у табл. 4.1.

Густину та в'язкість нафти визначають за лабораторними аналізами.

Розрахункова питома подача нафти або нафтопродуктів по магістральному трубопроводу чисельно дорівнює заданій річній подачі, поділеній на розрахунковий час роботи трубопроводу впродовж 1 року, який з урахуванням зупинення на ремонт беруть таким, що дорівнює 350 дням, або 8 400 годинам. Добова подача, т/добу:

$$q_{\text{доб}} = \frac{Q}{350}; \quad (4.1)$$

годинна подача, м³/год:

$$q_{\text{год}} = \frac{Q}{8400\rho}, \quad (4.2)$$

де Q – річна подача, т/рік;

ρ – густина нафти або нафтопродукту, т/м³.

Таблиця 4.1 – Значення діаметра трубопроводу та вихідні тиски на станціях залежно від пропускної здатності

Нафтопродуктопровід			Нафтопровід		
діаметр, мм	тиск, кгс/см ²	пропускна здатність, млн т/рік	діаметр, мм	тиск, кгс/см ²	пропускна здатність, млн т/рік
219	90–100	0,7–0,9	529	54–65	6–8
273	75–85	1,3–1,6	630	52–62	10–12
325	67–75	1,8–2,3	720	50–60	14–18
377	55–65	2,5–3,2	820	48–58	22–26
426	55–65	3,5–4,8	920	46–56	32–36
529	55–65	6,5–8,5	1 020	46–56	42–50
			1 220	44–54	70–78

Таблиця 4.2 – Рекомендовані швидкості руху нафти і нафтопродуктів у магістральних трубопроводах

діаметр трубопроводу, мм	швидкість руху, м/с	діаметр трубопроводу, мм	швидкість руху, м/с
219	1,0	630	1,4
273	1,0	720	1,6
325	1,1	820	1,9
377	1,1	920	2,1
426	1,2	1 020	2,3
530	1,3	1 220	2,7

Діаметр трубопроводу, м

$$D = 0,0188 \sqrt{\frac{q_{\text{сод}}}{V}}, \quad (4.3)$$

де V – швидкість руху рідини, м/с, яку орієнтовно беруть із табл. 4.2.

4.2 Гідрравлічний розрахунок магістрального трубопроводу

За допомогою гідрравлічного розрахунку магістрального трубопроводу визначають його пропускну здатність, число нафтоперекачувальних станцій (НПС), тиск на станціях, напір основних магістральних насосів.

Вихідними даними для проведення гідрравлічного розрахунку магістрального трубопроводу є:

- розрахункова питома подача;
- діаметр трубопроводу;
- розрахунковий тиск;
- фізичні параметри нафти або нафтопродукту (температура, кінематична в'язкість, густина).

Число НПС магістральних трубопроводів

$$n = \frac{iL + \Delta z}{H_p - \Delta h}, \quad (4.4)$$

де i – гідрравлічний нахил у трубопроводі, м/км;

L – довжина трубопроводу, км;

Δz – різниця відміток початку і кінця трубопроводу, м;

H_p – розрахунковий напір у магістральному трубопроводі, що відповідає несучій здатності труб, м;

Δh – додатковий напір, який складається із втрат у комунікаціях станції і величини тиску, необхідного для забезпечення роботи основних насосів без кавітації, м.

Гідрравлічний нахил i , м/км, у трубопроводі

$$i = \frac{\lambda V^2}{d 2g}, \quad (4.5)$$

де λ – коефіцієнт гідрравлічного опору;

d – внутрішній діаметр трубопроводу, м;

V – швидкість руху рідини у трубопроводі, м/с;

g – прискорення вільного падіння.

Коефіцієнт гідрравлічного опору залежить від режиму руху рідини по трубопроводу, який, у свою чергу, визначається

числом Рейнольдса $Re = \frac{Vd}{\nu}$ (ν – кінематична в'язкість перекачуваної рідини, m^2/c).

Коефіцієнт гідравлічного опору: при $Re \leq 2040$, який характеризує ламінарний режим руху рідини, $\lambda = \frac{64}{Re}$; при $2040 < Re < 2800$, який характеризує перехідний режим від ламінарного до турбулентного, $\lambda = (0,16 Re - 13) \cdot 10^{-4}$; при $Re > 2800$, який характеризує турбулентний режим руху рідини, визначається за формулами, наведеними у табл. 4.3 залежно від граничних значень критерію Рейнольдса.

Додатковий напір Δh у формулі (4.4) необхідно взяти з табл. 4.4.

Необхідний тиск на станції за регулятором тиску під час роботи на наступну проміжну станцію

$$H_{ct} = iL + \Delta z + h_{наг} + h_{ec} + H_S, \quad (4.6)$$

де $h_{наг}$ – втрати напору у трубопроводі даної станції від регуляторів тиску до магістрального трубопроводу, м;

h_{ec} – втрати напору у трубопроводах наступної станції від магістрального трубопроводу до вхідного патрубку першого основного насоса, м;

H_S – підпір до основного насоса, що забезпечує його безкавітаційну роботу;

під час роботи на ємність наступної станції

$$H_{ct} = iL + \Delta z + h_{наг} + h + \Delta z_p, \quad (4.7)$$

де h – втрати напору у зовнішніх технологічних трубопроводах станції з ємністю від магістрального трубопроводу до найбільш віддаленого резервуара, м;

Δz_p – різниця відміток максимального заливу резервуара і магістрального трубопроводу даної станції з ємністю, м.

Таблиця 4.3 – Формули для визначення коефіцієнта гідравлічного опору при $Re > 2800$

Зовнішній діаметр труб, мм	$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}}$ при Re до	$\lambda = B + \frac{1,7}{Re^{0,25}}$ при Re до	Коефіцієнт B
108	6 000	400 000	0,0180
159	10 000	700 000	0,0164
219	13 000	1 000 000	0,0157
273	16 000	1 200 000	0,0151
325	18 000	1 600 000	0,0147
377	28 000	1 800 000	0,0143
426	56 000	2 500 000	0,0134
530	73 000	3 200 000	0,0130
630	90 000	3 900 000	0,0126
720	100 000	4 500 000	0,0124
820	110 000	5 000 000	0,0123
920	115 000	5 500 000	0,0122
1 020	120 000	6 000 000	0,0121
1 220	125 000	6 800 000	0,0120

Примітки:

1. При Re , більших від наведених у таблиці, коефіцієнт гідравлічного опору залишається постійним.
2. Розрахункові формули відповідають умовам застосування суцільнотягнутих труб діаметром до 377 мм із середньою абсолютною шорсткістю 0,125 мм і зварних труб діаметром від 426 мм із середньою абсолютною шорсткістю 0,100 мм.

Таблиця 4.4 – Додатковий напір залежно від розрахункової питомої подачі

Подача, м ³ /год	1 250	2 500	3 600	5 000	7 000	10 000	12 000
Δh , м	40	45	50	55	60	80	100

Втрати напору h_m , м, у зовнішніх технологічних трубопроводах НПС

$$h = h_{тер} + h_m + \Delta z + h_{шв}, \quad (4.8)$$

- де $h_{тер}$ – втрати напору на тертя;
 h_m – втрати напору у місцевих опорах;
 $h_{шв}$ – втрати швидкісного напору.

$$h_{тер} = iL. \quad (4.9)$$

$$h_m = \zeta \varphi \frac{V^2}{2g}. \quad (4.10)$$

де ζ – коефіцієнт місцевого опору для турбулентного режиму (див. дод. А);
 φ – поправковий коефіцієнт для ламінарного режиму (див. дод. Б).

Розділ 5

Перекачування високов'язких та високозастигаючих нафт

5.1 Реологічні властивості в'язких та застигаючих нафт

Реологія – наука, що займається вивченням текучості рідких, газоподібних та пластичних речовин, а також процесів, пов'язаних із залишковими деформаціями тіл. Властивості рідини, від яких залежить характер її течії, називають реологічними.

У трубопроводному транспорті реологічні характеристики нафт оцінюють за такими параметрами: в'язкістю (ньютонівською), пластичною в'язкістю, ефективною в'язкістю, початковим (статичним) напруженням зсуву, граничним динамічним напруженням зсуву та температурою застигання.

Характер течії рідини визначається видом залежності напруження сил тертя на поверхні контакту шарів рідини або напруження зсуву τ від градієнта швидкості за радіусом або швидкості зсуву $\frac{dw}{dr}$. Графічне відображення цієї залежності має назву кривої течії рідини.

Для світлих нафтопродуктів, нафт із низьким вмістом парафіну та парафінистих нафт за високої температури є справедливою одержана Ньютоном залежність

$$\tau = \mu \frac{dw}{dr}, \quad (5.1)$$

де μ – коефіцієнт динамічної в'язкості.

Рідини, для яких є справедливою наведена залежність τ від $\frac{dw}{dr}$ при постійній величині μ , мають назву ньютонівських, а в'язкість таких рідин – ньютонівської.

Поведінка багатьох рідин, зокрема, парафінистих нафт та нафтопродуктів за температур, близьких до температури їх застигання, не підлягає закону Ньютона. Такі рідини мають назву неньютонівських.

Існує декілька класів неньютонівських рідин, що розрізняються за виглядом кривої течії (рис. 5.1).

Криві течії описують поведінку рідин: пластичних або бінгамовських (1), псевдопластичних (2), ньютонівських (3) та дилатантних (4).

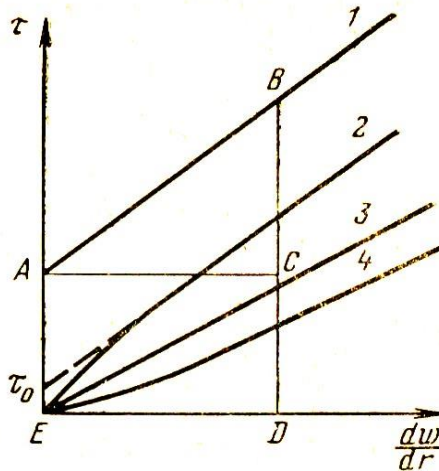


Рисунок 5.1 – Залежність напруження зсуву τ від швидкості зсуву $\frac{dw}{dr}$ для різних рідин

Як бачимо на рис. 5.1, криві течії псевдопластичних, ньютонівських та дилатантних рідин проходять через початок координат, отже, їх течія починається при найменших перепадах тиску. Течія бінгамовських рідин починається лише після створення певного напруження τ_0 . При менших, ніж τ_0 , напруженнях такі рідини поведуться як тверді тіла, а при більших напруженнях – як рідини. Реологічне рівняння бінгамовської рідини було одержане з двох рівнянь – рівняння Ньютона та реологічного рівняння пластичного тіла ($\tau = \tau_0$):

$$\tau = \tau_0 + \eta_{nl} \frac{dw}{dr}. \quad (5.2)$$

Воно містить два коефіцієнти: межу текучості τ_0 та в'язкість η_{nl} , яка має назву пластичної в'язкості.

Для псевдопластичних та дилатантних рідин у широкому діапазоні зміни швидкості зсуву у технічних розрахунках можна застосовувати ступеневу залежність напруження від швидкості зсуву

$$\tau = k \left| \frac{dw}{dr} \right|^{n-1} \frac{dw}{dr}, \quad (5.3)$$

де $\left| dw/dr \right|$ – безрозмірний модуль швидкості зсуву;
 n та k – постійні для даної рідини коефіцієнти.

Коефіцієнт n називають індексом течії, а коефіцієнт k – характеристикою консистентності. Для ньютонівської рідини $n=1$ та $k=\mu$, для псевдопластичних рідин $n<1$ і для дилатантних $n>1$.

Течія парафіністих нафт та нафтопродуктів за температур, близьких до температури їх застигання та нижче, може бути описана кривими 1 або 2 (рис. 5.1). Інакше кажучи, вони можуть бути віднесені до пластичних або псевдопластичних рідин, а при достатньо високих температурах – до ньютонівських рідин.

Ця особливість пов'язана з високим вмістом парафіну у таких нафтах. За високої температури основна кількість парафіну, що міститься у нафті, перебуває у розчиненому стані. За цих умов нафта є ньютонівською рідиною.

Під час зниження температури з нафти починає викристалізовуватися парафін. Процес кристалізації парафіну як першу стадію передбачає зміну структури рідкої фази нафти при зниженні температури. Сутність цих змін полягає у впорядкуванні розміщення молекул розчиненої речовини за рахунок зниження енергії їх теплового руху. З охолодженням розчину здатність молекул розчинника утримувати у розсіяному та ізольованому стані молекули парафіну знижується, тобто знижується здатність розчинника до розчинення. При подальшому зниженні температури концентрація парафіну у вуглеводневому середовищі досягає такого рівня, за якого розчин стає насиченим.

Проте кристалізація парафіну при цьому не починається і є необхідним деяке перенасичення розчину, що створює можливість виникнення достатньо великих кристалів парафіну з розмірами, більшими за критичні розміри центрів кристалізації.

При наближенні температури охолодження до температури застигання кількість та розміри кристалів настільки ростуть, що вони утворюють просторову структурну ґратку по усьому об'єму нафти, іммобілізують рідку фазу нафти. Нафта набуває властивостей псевдопластичних, а потім – і пластичних речовин.

Деякі високопарафіністі нафти мають також властивості тиксотропних рідин.

Тиксотропія – це властивість тіл, завдяки якій відношення дотичного напруження до швидкості деформації (зсуву) тимчасово зменшується за рахунок попередніх деформацій. Іншими словами, тиксотропія – це здатність рідини з часом відновлювати зруйновану раніше структуру.

В'язкість (ньютонівська)

Рух потоку реальної рідини завжди супроводжується втратою енергії. Причиною цих втрат є не стільки тертя об стінки трубопроводу, скільки внутрішнє тертя шарів рідини (в'язкість).

При перекачуванні в'язких рідин вплив в'язкості на величину гідравлічних втрат є досить істотним, тому у кожному реальному випадку необхідно визначати в'язкість із найбільш можливою точністю.

Якщо немає можливості одержати в лабораторії залежність в'язкості нафти від температури, то в'язкість за заданої температури можна визначити за емпіричними формулами. Найбільш поширеними є такі формули:

– американського товариства випробування матеріалів (ASTM)

$$\lg \lg(\nu + 0,8) = a + b \lg T ; \quad (5.4)$$

– Фогеля – Фульчера – Таммана

$$\nu = \nu_0 \exp\left(\frac{b_i}{t - \Theta}\right); \quad (5.5)$$

– Рейнольдса

$$\nu = \nu_0 \exp[-u(t - t_0)], \quad (5.6)$$

де ν – коефіцієнт кінематичної в'язкості за температури t , °С, або Т, К;

ν_0 – коефіцієнт кінематичної в'язкості за температури t_0 .

Інші коефіцієнти визначаються з наведених вище формул, якщо відомі в'язкості за трьома або двома температурами.

Пластична в'язкість

Пластична (бінгамівська) в'язкість характеризує пластичні властивості рідини.

Як правило, пластична в'язкість визначається за кривою руху рідини за допомогою рівняння Бінгама

$$\eta_{пл} = \frac{\tau - \tau_0}{\frac{dw}{dr}}. \quad (5.7)$$

Графічно пластичну в'язкість можна виразити відношенням відрізків BC до AC (див. рис. 5.1).

Ефективна в'язкість

Ефективною в'язкістю називають відношення напруження зсуву до швидкості зсуву:

$$\mu_E = \frac{\tau}{\frac{dw}{dr}}. \quad (5.8)$$

Для ньютонівських рідин – це постійна величина, яка дорівнює так званій ньютонівській в'язкості, а для неньютонівських рідин вона змінюється зі зміною швидкості зсуву.

Графічно величину ефективної в'язкості можна виразити як відношення BD до ED (див. рис. 5.1).

Початкове напруження зсуву

Низка реологічних параметрів парафіністих нафт змінюється у часі. Зовнішньо це проявляється у тому, що при механічному впливі (струшування, перемішування) система набирає рухомості і текучості, а за умов тривалого спокою і низьких температур відбувається її застигання та утворюється парафінова структура, міцність якої зростає у часі.

Для зсуву парафіністих нафт у трубопроводі необхідно створювати початковий тиск. Цьому тиску відповідає початкове напруження зсуву τ_H , величина якого залежить від міцності парафінової структури, яка утворюється за даних умов.

На рисунку 5.2 наведено криву залежності зміни τ_H від часу перебування нафти у спокої.

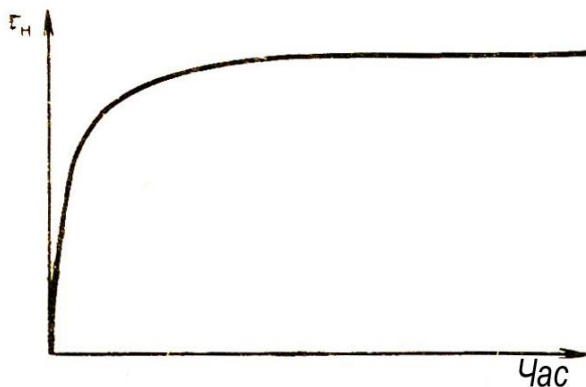


Рисунок 5.2 – Залежність початкового напруження зсуву від часу знаходження нафти у спокої

Необхідно брати до уваги, що робота магістрального трубопроводу пов'язана із неминучими зупиненнями. Необхідно враховувати здатність τ_H збільшуватися у часі, оскільки за час простою значення τ_H може досягти величини, за якої тиск,

створюваний насосною станцією, може виявитися недостатнім для зсуву нафти, і тоді нафтопровід «замерзає».

Оскільки на величину початкового напруження зсуву впливає велика кількість факторів, формул для розрахунку τ_H практично не існує. Тому у кожному конкретному випадку величину τ_H визначають експериментальним шляхом.

Граничне динамічне напруження зсуву

Одним із реологічних параметрів, що характеризує пластичні властивості парафіністих нафт, є граничне динамічне напруження зсуву τ_0 .

Для визначення τ_0 необхідно зняти реологічну криву нафти; продовження прямолінійної ділянки реологічної кривої до осі τ відсікає на ній відрізок, величина якого характеризує граничне динамічне напруження зсуву цієї нафти (див. рис. 5.1).

Необхідно зазначити, що на реологічні параметри як ньютонівських, так і неньютонівських нафт значно впливає те, яких температурних впливів зазнавала нафта перед визначенням того чи іншого реологічного параметра.

5.2 Перекачування нафт, що не є ньютонівськими рідинами

Як уже було зазначено, рух парафіністич нафт і нафтопродуктів може бути приблизно описаний рівнянням Бінгама

$$\tau = \tau_0 + \eta_{III} \frac{dw}{dr}. \quad (5.9)$$

Такі нафти є неньютонівськими рідинами та належать до класу бінгамівських рідин.

Для циліндра у потоці рідини, вісь якого збігається з віссю трубопроводу, можна записати таку залежність між силою, яка діє на циліндр, і напруженням на поверхні циліндра (рис. 5.3):

$$\Delta p \pi r^2 = 2\pi l \tau, \quad (5.10)$$

де Δp – перепад тисків, які діють на торці циліндра;
 r – радіус циліндра;
 l – довжина трубопроводу.

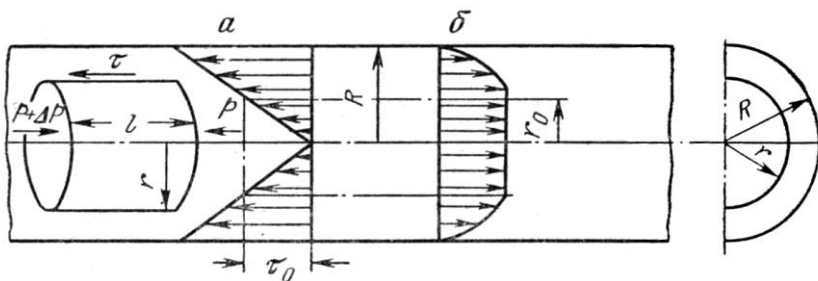


Рисунок 5.3 – Епюри дотичних напружень (а) і швидкостей (б) у поперечному перерізі потоку бінгамівської рідини

Із (5.10) випливає

$$\tau = \frac{\Delta p r}{2l}. \quad (5.11)$$

Підставивши значення τ у (5.9), після перетворення одержимо вираз для швидкості потоку на відстані r від осі трубопроводу

$$w = \int -\frac{1}{\eta_{III}} \left(\frac{\Delta p r}{2l} - \tau_0 \right) dr = -\frac{1}{\eta_{III}} \left(\frac{\Delta p r^2}{4l} - \tau_0 r \right) + C. \quad (5.12)$$

Стала інтегрування C визначається з умови прилипання рідини до стінки (відсутності ковзання), тобто при $r = R$ і $w = 0$:

$$C = \frac{1}{\eta_{III}} \left(\frac{\Delta p R^2}{4l} - \tau_0 R \right).$$

Підставивши значення C у (5.12), одержимо:

$$w = \frac{1}{\eta_{III}} \left[\frac{\Delta p (R^2 - r^2)}{4l} - \tau_0 (R - r) \right]. \quad (5.13)$$

На рисунку 5.3 наведена побудована відповідно до (5.11) епюра дотичних напружень по поперечному перерізу потоку. Ці напруження зменшуються від максимального значення на стінці трубопроводу до нуля на осі. Коли ці напруження дорівнюють або менші від межі текучості τ_0 , зсуву між концентричними шарами потоку не відбувається і відповідно ядро потоку рухається як тверде тіло. Радіус r_0 цього ядра визначається підстановкою $\tau = \tau_0$ у (5.11):

$$r_0 = \frac{2l \tau_0}{\Delta p}. \quad (5.14)$$

Швидкість ядра $w_{\text{я}}$ визначається підстановкою у (5.13) значення r_0 з (5.14):

$$w_{\text{я}} = \frac{\Delta p}{4\mu l} (R - r_0)^2.$$

На рисунку 5.3 наведено епюру швидкостей потоку бінгамівської рідини, у якій ядро рухається як тверде тіло, а рідина навколо нього тече у ламінарному режимі. Такий потік має назву структурного.

Витрату для структурного потоку можна визначити з виразу

$$Q = \int_{r_0}^R 2\pi r dr w + \pi r_0^2 w_{\text{я}}. \quad (5.15)$$

Підставивши у (5.15) знайдені раніше значення w і $w_{\text{я}}$, після інтегрування одержимо:

$$Q = \frac{\pi R^4 \Delta p}{8\eta_{\text{пл}} l} \left[1 - \frac{4}{3} \frac{2l\tau_0}{R\Delta p} + \frac{1}{3} \left(\frac{2l\tau_0}{\Delta p R} \right)^4 \right]. \quad (5.16)$$

Це рівняння було виведене Букінгемом у 1921 р.

Із (5.14) випливає, що чим меншим є перепад тисків у трубопроводі, тим більший радіус ядра r_0 . При певному перепаді тисків радіус дорівнює внутрішньому радіусу трубопроводу R – це мінімальний перепад тисків, при якому рідина ще рухається. Цей перепад тисків дорівнює

$$\Delta p_0 = \frac{2l\tau_0}{R}. \quad (5.17)$$

Із (5.16) і (5.17) одержимо інший вигляд рівняння Букінгема:

$$Q = \frac{\pi \Delta p R^4}{8\eta_{\text{пл}} l} \left[1 - \frac{4}{3} \frac{\Delta p_0}{\Delta p} + \frac{1}{3} \left(\frac{\Delta p_0}{\Delta p} \right)^4 \right].$$

Рівняння Букінгема пов'язує витрату з втратою тиску для бінгамівської рідини у горизонтальному трубопроводі. Як правило, задається витрата і необхідно визначити відповідну втрату тиску, що за формулою Букінгема можна зробити лише шляхом декількох ітерацій. Оскільки у багатьох випадках Δp_0 значно менше від Δp , третьою складовою у дужках у цих

випадках можна знехтувати, що дещо спрощує визначення втрати тиску Δp .

При $\tau_0 = \Delta p_0 = 0$ рівняння Букінгема перетворюється на розрахункову формулу для ламінарного режиму – рівняння Пуазейля:

$$\Delta p = \frac{128}{\pi g} \cdot \frac{Q_V}{D^4} l \rho g .$$

5.3 Визначення реологічних характеристик неньютонівських рідин

Для визначення реологічних характеристик рідин застосовують віскозиметри трьох типів: ротаційні, капілярні і прилади, що базуються на вимірюванні сили опору при переміщенні твердого тіла у досліджуваній рідині. Останні використовуються головним чином для визначення напруження зсуву, а також різних пружних характеристик рідини. Як правило, прилади, призначені для вимірювання в'язкості ньютонівських рідин, називають віскозиметрами, а реометрами, або пластомірами називають прилади для вимірювання реологічних характеристик неньютонівських рідин.

Капілярні віскозиметри давно та успішно застосовуються для визначення в'язкості неньютонівських рідин завдяки простоті вимірювальних систем. Проте вони мають такі недоліки:

- втрачається можливість урахування поля швидкостей потоку як по перерізу, так і по довжині капіляра;
- ускладнюється визначення ступеня руйнування структури розчину при течії;
- ускладнюється вимірювання перепаду тиску на вимірювальній ділянці у зв'язку із закупорюванням імпульсних трубок або похибок, що виникають у зв'язку із застосуванням розділювачів;
- необхідно враховувати відповідні поправки на пристінне ковзання, втрати енергії на створення поля швидкостей на початковій ділянці;
- віскозиметри громіздкі, потребують великого об'єму досліджуваної рідини.

На відміну від капілярних ротаційні прилади створюють однорідне поле швидкостей і деформацій, у якому безпосередньо вимірюють досліджувані характеристики, що підвищує точність і відтворюваність вимірів. Ротаційні прилади компактні, дають можливість приводити тривалі експерименти з невеликою пробою досліджуваної рідини. Крім того, ці прилади

дозволяють поєднувати визначення характеристик в'язкості з багатьма іншими реологічними дослідженнями (пружності, повзучості, релаксації напружень, міцності на зсув, тиксотропії) пружних рідин і матеріалів, що займають проміжне положення між рідкими і твердими тілами.

Незважаючи на вищезазначені позитивні властивості ротаційних приладів, що сприяють їх використанню під час роботи з неньютонівськими рідинами, вони також мають недоліки, з яких назвемо основні:

- розшарування зразка досліджуваної рідини під дією відцентрових сил у кільцевому зазорі;
- необхідність ретельної попередньої підготовки зразка для одержання стабільних і відтворюваних результатів вимірювань;
- можливість виникнення пристінного ковзання випробуваної рідини по поверхні вимірювальних циліндрів;
- недостатньо швидкий темп зростання дотичних напружень у випробуваній рідині при малій жорсткості закручувальної системи, що може призвести до значних похибок у визначенні дотичних напружень.

Методика визначення реологічних характеристик залежить від типу рідини. Так, для визначення динамічного коефіцієнта в'язкості μ ньютонівської рідини достатньо провести один експеримент на одному з віскозиметрів. Для визначення динамічного напруження зсуву τ_0 і коефіцієнта пластичної в'язкості η в'язкопластичної рідини або параметрів k (консистенція) і n (індекс течії) ступеневої рідини необхідні мінімум два експерименти. Для визначення характеристик реологічно нестационарних рідин поки що не розроблені прийняті методики.

Гірські породи за певних умов поводять себе як рідини. Наприклад, при великих, що повільно змінюються, або сталих навантаженнях багато порід (зокрема, солі і глини) течуть, тобто деформуються з певними швидкостями, що властиве рідинам. Ці швидкості малі, а значення реологічних характеристик великі порівняно із аналогічними для глиняних розчинів. Тому для

визначення реологічних характеристик гірських порід, як правило, використовують досліди на одноосьове стиснення.

Ротаційний віскозиметр – це прилад, основою якого є два вертикально розміщених коаксіальних циліндри (рис. 5.4). Один із циліндрів, як правило, зовнішній, може обертатися з певними швидкостями. Рідина, що випробовується, заливається у зазор між циліндрами. Щілини між цими поверхнями по можливості повинні бути досить малими для забезпечення сприятливих умов теплообміну між металевими поверхнями, що утворюють щілину, та матеріалом, який у ній знаходиться. Основні закономірності течії в'язкої рідини між двома коаксіальними циліндрами знайдені М. Маргулесом. При обертанні зовнішнього циліндра із заданою кутовою швидкістю ω_2 через рідину, що знаходиться у зазорі, передається момент M , який може бути вимірним. Припускаємо, що торці циліндрів істотно не впливають на течію у зазорі.

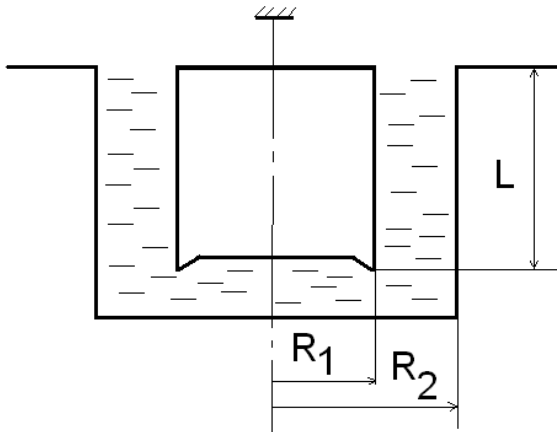


Рисунок 5.4 – Схема ротаційного віскозиметра

Момент тертя на нерухомому внутрішньому циліндрі

$$M = \tau_1 \cdot 2\pi R_1 L \cdot R_1, \quad (5.1)$$

де τ_1 – дотичні напруження на внутрішньому циліндрі.

Тобто

$$\tau_1 = \frac{M}{2\pi R_1^2 \cdot L}. \quad (5.2)$$

Як правило, віскозиметри виготовляють з достатньо вузьким зазором, тобто

$$\frac{R_2 - R_1}{R_2} \ll 1.$$

Тому в розрахунках можна оперувати значеннями параметрів на середньому радіусі:

$$\tau_c = \frac{\tau_1(1 + \delta^2)}{2} = \frac{M(1 + \delta^2)}{4\pi R_1^2 \cdot L}; \quad (5.3)$$

$$\dot{\gamma}_c = \frac{\omega_2(1 + \delta^2)}{1 - \delta^2}, \quad (5.4)$$

де τ_c – дотичні напруження на середньому радіусі, Па;

$\dot{\gamma}_c$ – швидкість деформації зсуву на середньому радіусі, с^{-1} ;

$$\delta = \frac{R_1}{R_2} \quad \text{– відносний радіус.}$$

Таким чином, задаючи кутові швидкості ω_2 і вимірюючи при них моменти M , можна знайти відповідний набір значень τ_c і $\dot{\gamma}_c$, за якими буде утворюватися залежність $\tau_c = f(\dot{\gamma}_c)$. Ця залежність береться за реологічне рівняння.

Капілярний віскозиметр

Основою капілярного віскозиметра є трубка з внутрішнім діаметром d (рис. 5.5). По трубці пропускається досліджувана рідина з відомою витратою Q . На робочій ділянці трубки вимірюється перепад тиску $\Delta p = p_1 - p_2$. Робоча ділянка повинна знаходитись на певній відстані від кінців, щоб виключити їх вплив. Як правило, загальна довжина трубки

$L > 100d$. Робоча ділянка l повинна знаходитись на такій відстані від кінців, щоб на ній виконувалась умова

$$\frac{\partial p}{\partial l} = \text{const.}$$

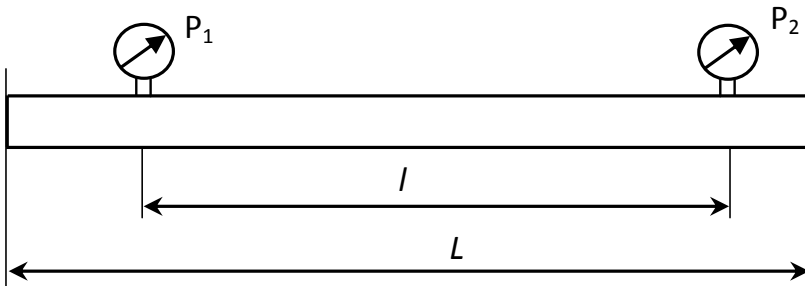


Рисунок 5.5 – Схема капілярного віскозиметра

Під час течії рідини по трубках між дотичними напруженнями і перепадом тиску Δp існує залежність

$$\tau = -\frac{r\Delta p}{2l}. \quad (5.5)$$

При $r = R$ одержуємо дотичне напруження τ_{cm} на стінці трубки

$$\tau_{cm} = -\frac{R\Delta p}{2l}. \quad (5.6)$$

Дотичні напруження розподілені по перерізу трубки за лінійним законом

$$\tau = \tau_{cm} \frac{r}{R}. \quad (5.7)$$

Реологічне рівняння має вигляд

$$\tau = \tau(\dot{\gamma}). \quad (5.8)$$

Вважаємо, що з (5.8) можна одержати однозначну залежність

$$\dot{\gamma} = \dot{\gamma}(\tau) = F(\tau). \quad (5.9)$$

Для течії у трубках

$$\dot{\gamma} = \frac{\partial U}{\partial r}. \quad (5.10)$$

Витрата рідини через поперечний переріз трубки

$$Q = 2\pi \int_0^R U(r) r dr. \quad (5.11)$$

Згідно з правилом інтегрування за частинами одержуємо

$$Q = \frac{2\pi r^2}{2} U(r) \Big|_0^R - \frac{2\pi}{2} \int_0^R \frac{\partial U}{\partial r} r^2 dr. \quad (5.12)$$

Беремо швидкість рідини на стінці трубки такою, що дорівнює нулю: $U(R) = 0$. Тоді з урахуванням (5.9) знаходимо

$$Q = -\pi \int_0^R F(\tau) r^2 dr. \quad (5.13)$$

У подальшому, щоб оперувати додатними величинами, значення τ і τ_{cm} будемо брати за модулем і знехтуємо знаком мінус у формулі (5.13).

Замінімо r у (5.13) його виразом через τ з (5.7). У результаті одержимо формулу

$$Q = \frac{\pi R^3}{\tau_{cm}^3} \int_0^R \tau^2 F(\tau) d\tau. \quad (5.14)$$

Взявши похідну за τ_{cm} від Q , одержимо співвідношення Муні – Рабіновича

$$\frac{dQ}{d\tau_{cm}} = \frac{3Q}{\tau_{cm}} + \frac{\pi R^3}{\tau_{cm}} F(\tau_{cm}). \quad (5.15)$$

Звідси з урахуванням (5.9)

$$\dot{\gamma}_{cm} = F(\tau_{cm}) = \frac{1}{\tau_{cm}^2} \cdot \frac{d}{d\tau} \left(\tau_{cm}^3 \frac{Q}{\pi R^3} \right). \quad (5.16)$$

Таким чином, вимірюючи Δp при заданих витратах Q , за формулою (5.6) знаходимо відповідне значення τ_{cm} . За значеннями Q і τ_{cm} можна побудувати криву

$$\frac{Q}{\pi R^3} = f(\tau_{cm}). \quad (5.17)$$

Апроксимуючи її відповідною аналітичною функцією і підставляючи у (5.16), одержуємо градієнт швидкості зсуву на стінці $\dot{\gamma}_{cm}$. За значеннями τ_{cm} і $\dot{\gamma}_{cm}$ будемо реологічну криву $\tau_{cm} = \tau_{cm}(\dot{\gamma}_{cm})$, яку беремо як вихідну. Таку криву можна одержати для довільної реологічної стаціонарної рідини.

У випадку, коли вид рідини (в'язка, в'язкопластична, степенева) задалегідь відомий, немає необхідності у побудові кривої $\tau_{cm} = \tau_{cm}(\dot{\gamma}_{cm})$. Дійсно, у разі в'язкої рідини реологічне рівняння має вигляд $\dot{\gamma} = \frac{\tau}{\mu}$. Згідно з (5.9) $F(\tau) = \frac{\tau}{\mu}$. Таким чином, з (5.14) одержуємо рівняння Пуазейля для течії в трубках:

$$Q = \frac{\tau_{cm} \pi R^3}{4\mu} = \frac{8\mu l}{\pi R^4 \Delta p}. \quad (5.18)$$

У випадку бінгамівської рідини маємо:

$$F(\tau) = \dot{\gamma} = \frac{\tau - \tau_0}{\eta} \quad \text{при } \tau > \tau_0, \quad (5.19)$$

$$F(\tau) = \dot{\gamma} = 0 \quad \text{при } 0 \leq \tau \leq \tau_0.$$

Підстановка (5.19) у (5.14) дає формулу Букінгама:

$$Q = \frac{\pi R^4 \Delta p}{8\eta l} \left[1 - \frac{4}{3} \frac{2\tau_0 l}{R \Delta p} + \frac{1}{3} \left(\frac{2\tau_0 l}{R \Delta p} \right)^4 \right]. \quad (5.20)$$

Для степеневі рідини з урахуванням (5.9) маємо:

$$F(\tau) = \left(\frac{\tau}{k} \right)^{\frac{1}{n}}. \quad (5.21)$$

Підстановка цієї функції у (5.14) дає формулу для визначення витрати степеневі рідини:

$$Q = \frac{\pi n}{3n+1} \left(\frac{d}{2} \right)^{\frac{1}{n}+3} \left(\frac{\Delta p}{2lk} \right)^{\frac{1}{n}}. \quad (5.22)$$

Розглянемо методи визначення реологічних констант. Якщо рідина ньютонівська, то для визначення в'язкості достатньо провести одне вимірювання Q і Δp .

$$\mu = \frac{\pi R^4 \cdot \Delta p}{8lQ}. \quad (5.23)$$

У разі в'язкопластичної рідини достатньо провести два вимірювання Q і Δp , щоб знайти динамічне напруження зсуву τ_0 і пластичну в'язкість η . При цьому одержуємо систему рівнянь для визначення двох невідомих η і τ_0 за результатами двох вимірювань $(Q_1, \Delta p_1)$ і $(Q_2, \Delta p_2)$:

$$\eta = \frac{\pi R^4 \Delta p_1}{8lQ_1} \left[1 - \frac{4}{3} \frac{2\tau_0 l}{R \cdot \Delta p_1} + \frac{1}{3} \left(\frac{2\tau_0 l}{R \cdot \Delta p_1} \right)^4 \right], \quad (5.24)$$

$$\eta = \frac{\pi R^4 \Delta p_2}{8lQ_2} \left[1 - \frac{4}{3} \frac{2\tau_0 l}{R \cdot \Delta p_2} + \frac{1}{3} \left(\frac{2\tau_0 l}{R \cdot \Delta p_2} \right)^4 \right]. \quad (5.25)$$

Система рівнянь замкнена, але не має явного розв'язання. Розв'язання можна знайти графічним способом як перетин двох кривих (5.24, 5.25).

Якщо провести три вимірювання, то параметри η і τ_0 визначаються у явному вигляді за формулами:

$$\tau_0 = \frac{3}{4} \frac{R}{2l} \frac{Q_1 a_1 + Q_2 b_1 + Q_3 c_1}{Q_1 + bQ_2 + cQ_3}, \quad (5.26)$$

$$\eta = \frac{\pi R^4}{8l} \frac{\Delta p_1 + b\Delta p_2 + c\Delta p_3}{Q_1 + bQ_2 + cQ_3}, \quad (5.27)$$

де

$$a_1 = \Delta p_3 \frac{1 - \left(\frac{\Delta p_2}{\Delta p_3} \right)^4}{1 - \left(\frac{\Delta p_2}{\Delta p_3} \right)^3},$$

$$b_1 = \Delta p_1 \frac{\left(\frac{\Delta p_3}{\Delta p_1}\right)^4 - 1}{1 - \left(\frac{\Delta p_2}{\Delta p_3}\right)^3},$$

$$c_1 = \Delta p_1 \frac{1 - \left(\frac{\Delta p_2}{\Delta p_1}\right)^4}{\left(\frac{\Delta p_2}{\Delta p_3}\right)^3 - 1},$$

$$b = \Delta p_3 \frac{\left(\frac{\Delta p_3}{\Delta p_1}\right)^3 - 1}{1 - \left(\frac{\Delta p_2}{\Delta p_3}\right)^3},$$

$$c = \Delta p_3 \frac{\left(\frac{\Delta p_2}{\Delta p_1}\right)^3 - 1}{1 - \left(\frac{\Delta p_2}{\Delta p_3}\right)^3}.$$

Для степеневі рідини достатньо провести два вимірювання, щоб визначити параметри n і k :

$$n = \frac{\lg\left(\frac{\Delta p_1}{\Delta p_2}\right)}{\lg\left(\frac{Q_1}{Q_2}\right)}, \quad (5.28)$$

$$k = \frac{\left(\frac{\pi n}{3n+1}\right)^n \left(\frac{d}{2}\right)^{1+3n} \cdot \Delta p_1}{2lQ_1^n}. \quad (5.29)$$

Метод конічного пластоміра

Якщо для характеристики гідросуміші необхідно визначити механічну міцність структури, тобто динамічне напруження зсуву τ_0 при невеликих швидкостях деформації (для початку течії), то використовують спосіб занурення конуса, який у літературі називають методом конічного пластоміра (рис. 5.6).

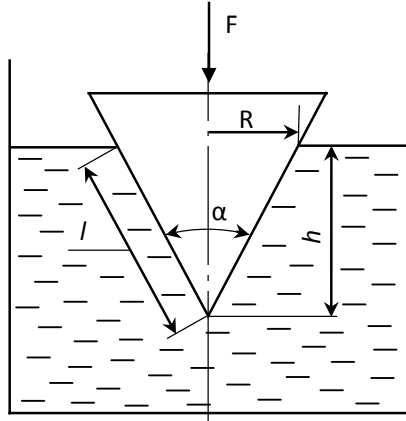


Рисунок 5.6 – Схема випробування методом конічного пластоміра

В основу методу покладено визначення параметрів занурення конуса під дією сталого навантаження F , що і дає умовну реологічну характеристику – криву течії, що показує залежність швидкості $\frac{dh}{dt}$ від дотичного напруження τ при зсуві, яка послідовно зменшується у міру занурення внаслідок збільшення площі контакту конуса з гідросумішкою.

Значення τ_0 визначають за граничним заглибленням конуса під дією навантаження F . При цьому припускають, що при зануренні конуса має місце течія шару вздовж бічної поверхні конуса. Ця умова досягається у достатньо пластичних системах, тому напруження τ_0 при зсуві, що викликає цю течію, визначається проекцією сили F , яка діє на конус, на твірну l

конуса, віднесена до одиниці площі S дотику конуса до середовища.

$$\tau = \frac{F_s}{S} = \frac{F \cos\left(\frac{\alpha}{2}\right)}{\pi R l}. \quad (5.30)$$

З геометричних співвідношень випливає:

$$r = h \cdot \operatorname{tg}\left(\frac{\alpha}{2}\right), \quad l = \frac{h}{\cos\left(\frac{\alpha}{2}\right)}, \quad S = \pi R l = \frac{\pi h^2 \operatorname{tg}\left(\frac{\alpha}{2}\right)}{\cos\left(\frac{\alpha}{2}\right)}. \quad (5.31)$$

З урахуванням формул (5.31) рівняння (5.30) набирає вигляду

$$\tau = \tau_0 = K_\alpha \left(\frac{F}{h^2}\right), \quad (5.32)$$

де K_α – константа конуса, яка залежить від кута α при його вершині,

$$K_\alpha = \frac{1}{\pi \cos^2\left(\frac{\alpha}{2}\right) \operatorname{ctg}\left(\frac{\alpha}{2}\right)}.$$

Для усунення випадкових похибок при визначенні τ_0 використовують конуси з різним кутом α . Для виключення крайових ефектів досліджуване середовище розміщують у посудину достатньо великого об'єму.

Визначення реологічних характеристик гірських порід

При розгляді течій гірських порід є необхідним знання їх реологічних рівнянь. Скористатися ротаційним або капілярним віскозиметром у цьому разі неможливо, оскільки гірські породи мають високу межу текучості. Тому гірські породи, як правило, досліджують при одноосьовому стисненні (рис. 5.7). Задаючи стале навантаження на торець циліндричного зразка, висота якого, як правило, дорівнює двом діаметрам, обчислюють

нормальні напруження τ_n і вимірюють швидкість деформації

$$\dot{\varepsilon} = \frac{\partial U}{\partial z}.$$

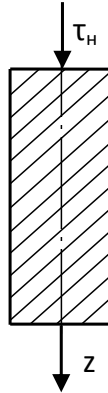


Рисунок 5.7 – Схема випробування зразка породи на одноосьове стиснення

Розглянемо гірські породи як реологічні стаціонарні рідини. Це означає, що у дослідах на стиснення при сталому навантаженні швидкість деформації $\dot{\varepsilon}$ стала і відмінна для різних τ_n , тобто

$$\tau_n = \tau_n(\dot{\varepsilon}). \quad (5.33)$$

Таким чином, припускаємо, що в умовах дослідів на одноосьове стиснення інші напруження відсутні. Знання конкретного виду залежності (5.33) дає можливість одержати реологічне рівняння для дотичних напружень τ (чистий зсув) при одновимірних течіях у трубах, щілинах тієї самої гірської породи

$$\tau = \tau(\dot{\gamma}). \quad (5.34)$$

Розрахунок дотичних напружень проводиться за формулами:

$$\tau(\dot{\gamma}) = \frac{\tau_n(\dot{\varepsilon})}{\sqrt{3}}, \quad \dot{\varepsilon} = \sqrt{3}\dot{\gamma}. \quad (5.35)$$

Наприклад, коли при одноосьовому стисненні одержана лінійна залежність

$$\tau_n = \tau_{n0} + \eta' \dot{\varepsilon}, \quad (5.36)$$

то відповідне реологічне рівняння для дотичних напружень в'язкопластичної рідини буде

$$\tau = \tau_0 + \eta \dot{\gamma}. \quad (5.37)$$

Згідно із (5.35) динамічне напруження зсуву і пластичну в'язкість визначаємо за формулами:

$$\tau_0 = \frac{\tau_0}{\sqrt{3}}, \quad \eta = \frac{\eta'}{3}. \quad (5.38)$$

Якщо при одноосьовому стисненні одержана нелінійна залежність виду

$$\tau_n = k' \dot{\varepsilon}^{n'}, \quad (5.39)$$

то відповідне рівняння для дотичних напружень степеневі рідини буде

$$\tau = k(\dot{\gamma}^n), \quad (5.40)$$

де

$$k = \frac{k}{3^{(n+1)/2}}, \quad n = n'. \quad (5.41)$$

Контрольні запитання та задачі до розділу 5

1. Що вивчає наука реологія?
2. За якими параметрами оцінюють реологічні характеристики нафти?
3. Що називають кривою течії рідини?
4. Як класифікують рідини, що не підлягають закону Ньютона?
5. Яким чином відбувається течія неньютонівських рідин?
6. Що таке тиксотропія?
7. Що описує рівняння Бінгама?
8. Що описує рівняння Букінгема?
9. Яким чином визначаються реологічні характеристики неньютонівських рідин?
10. Які недоліки має спосіб вимірювання реологічних характеристик за допомогою капілярних віскозиметрів?
11. Які недоліки має спосіб вимірювання реологічних характеристик за допомогою ротаційних віскозиметрів?

Приклади визначення реологічних характеристик рідин

Для апроксимації експериментальних даних аналітичною залежністю, як правило, використовують метод найменших квадратів. Розглянемо цей метод на прикладі апроксимації реологічною кривою. Нехай для ряду значень $\dot{\gamma}_i$ одержано шляхом вимірювань ряд значень τ_i ($i = 1, 2, 3 \dots, m$). Припустимо, що залежність τ від $\dot{\gamma}$ виражається лінійною функцією $\tau = \tau_0 + \eta\dot{\gamma}$, і знайдемо такі значення τ_0 і η , щоб сума квадратів відхилень від вибраної функції в експериментальних точках була мінімальною.

Позначимо середньоквадратичне відхилення

$$\sigma = \sum (\tau_i - \tau_0 - \eta\dot{\gamma}_i)^2 \quad (5.42)$$

і знайдемо $\min \sigma$, розглядаючи σ як функцію τ_0 і η . Це приводить до системи рівнянь

$$\frac{\partial \sigma}{\partial \tau_0} = 0, \quad \frac{\partial \sigma}{\partial \eta} = 0. \quad (5.43)$$

Підставляючи у цю систему вираз для σ і розв'язуючи відносно τ_0 і η , одержуємо

$$\begin{aligned} \tau_0 &= \frac{\sum \tau_i \cdot \sum \dot{\gamma}_i^2 - \sum \tau_i \cdot \dot{\gamma}_i \cdot \sum \dot{\gamma}_i}{m \sum \dot{\gamma}_i^2 - (\sum \dot{\gamma}_i)^2}, \\ \eta &= \frac{m \sum \tau_i \dot{\gamma}_i - \sum \dot{\gamma}_i \cdot \sum \tau_i}{m \sum \dot{\gamma}_i^2 - (\sum \dot{\gamma}_i)^2}. \end{aligned} \quad (5.44)$$

Для апроксимації експериментальних даних степеневій функції зручно застосовувати такий підхід. Логарифмуючи залежність $\tau = k\dot{\gamma}^n$, одержуємо

$$\lg \tau = \lg k + n \lg \dot{\gamma},$$

або

$$T = k_1 + n\Gamma, \quad (5.45)$$

де $T = \lg \tau$; $k_1 = \lg k$; $\Gamma = \lg \dot{\gamma}$.

Якщо маємо m вимірних значень $T_i = \lg \tau_i$ і $\Gamma_i = \lg \dot{\gamma}_i$, то можна записати:

$$k_1 = \frac{\sum T_i \cdot \sum \Gamma_i^2 - \sum T_i \Gamma_i \cdot \sum \Gamma_i}{m \sum \Gamma_i^2 - (\sum \Gamma_i)^2}, \quad (5.46)$$

$$n = \frac{m \sum T_i \Gamma_i - \sum T_i \cdot \sum \Gamma_i}{m \sum \Gamma_i^2 - (\sum \Gamma_i)^2},$$

$$k = 10^{k_1}.$$

Задача 1

Знайти реологічну криву $\tau = \tau(\dot{\gamma})$ розчину за такими даними, що одержані на ротаційному віскозиметрі ($\delta = R_1/R_2 = 0,9$).

Таблиця 1 – Вихідні дані для розрахунку

$\omega_2, 1/c$	1	2	4	8
$\tau_1, Па$	5,5	9,5	18	28

Розв'язання

Згідно із (5.3) і (5.4) маємо:

$$\dot{\gamma}_c = \omega_2 \frac{1 + \delta^2}{1 - \delta^2} = \omega_2 \frac{1 + 0,9^2}{1 - 0,9^2} = 9,53 \omega_2,$$

$$\tau_c = \tau_1 \frac{1 + \delta^2}{2} = \tau_1 \frac{1 + 0,9^2}{2} = 0,905 \tau_1.$$

Підставляючи показання віскозиметра, одержуємо значення, що наведені в табл. 2.

Таблиця 2 – Результати розрахунку $\dot{\gamma}_c$ і τ_c

$\dot{\gamma}_c, 1/c$	9,53	19,06	38,12	76,24
$\tau_c, \text{Па}$	4,98	8,6	16,29	25,34

Ці дослідні дані показані точками на рис. 5.5. Апроксимуємо експериментальні дані спочатку лінійною залежністю $\tau = \tau_0 + \eta\dot{\gamma}$ і знайдемо τ_0 і η за допомогою методу найменших квадратів. Для цього попередньо підрахуємо такі суми:

$$\sum \dot{\gamma}_c = 9,53 + 19,06 + 38,12 + 76,24 = 142,95;$$

$$\sum \tau_i = 4,98 + 8,6 + 16,29 + 25,34 = 55,21;$$

$$\sum \tau_i \cdot \dot{\gamma}_i = 4,98 \cdot 9,53 + 8,6 \cdot 19,06 + 16,29 \cdot 38,12 + 25,34 \cdot 76,24 = 2764,27;$$

$$\sum \dot{\gamma}_i^2 = 9,53^2 + 19,06^2 + 38,12^2 + 76,24^2 = 7719,78.$$

За формулами (5.44) знаходимо:

$$\eta = \frac{4 \cdot 2764,27 - 142,95 \cdot 55,21}{4 \cdot 7719,78 - 142,95^2} = 0,3 \text{ Па} \cdot \text{с};$$

$$\tau_0 = \frac{55,21 \cdot 7719,78 - 2764,27 \cdot 142,95}{4 \cdot 7719,78 - 142,95^2} = 2,97 \text{ Па}.$$

Таким чином,

$$\tau = 2,97 + 0,3\dot{\gamma}. \quad (5.47)$$

Результати розрахунку за формулою (5.47) наведені в табл. 3, а графічне зображення – прямою 1 на рис. 5.5.

Таблиця 3 – Результати розрахунку за формулою (5.47)

$\dot{\gamma}, 1/c$	9,53	19,06	38,12	76,24
τ , Па	5,83	8,69	14,41	25,84

Визначимо середньоквадратичне відхилення

$$\sigma = \sum_{i=1}^m (\tau(\dot{\gamma}_i) - \tau_i)^2 = (4,98 - 5,83)^2 + (8,6 - 8,69)^2 + (16,29 - 14,41)^2 + (25,34 - 25,84)^2 = 4,52.$$

Апроксимуємо експериментальні дані степеневую залежністю $\tau = k\dot{\gamma}^n$. Результати розрахунку T_i і Γ_i наведені в табл. 5.4.

Таблиця 4 – Значення параметрів T_i і Γ_i

T_i	0,77	0,94	1,16	1,41
Γ_i	0,98	1,28	1,58	1,88

Визначимо такі суми:

$$\sum T_i = 0,77 + 0,94 + 1,16 + 1,41 = 4,28,$$

$$\sum \Gamma_i = 0,98 + 1,28 + 1,58 + 1,88 = 5,72,$$

$$\sum \Gamma_i^2 = 0,98^2 + 1,28^2 + 1,58^2 + 1,88^2 = 8,63,$$

$$\sum T_i \cdot \Gamma_i = 0,77 \cdot 0,98 + 0,94 \cdot 1,28 + 1,16 \cdot 1,58 + 1,41 \cdot 1,88 = 6,44.$$

За формулами (5.46) знаходимо:

$$k_1 = \frac{4,28 \cdot 8,63 - 6,44 \cdot 5,72}{4 \cdot 8,63 - 5,72^2} = 0,0553,$$

$$n = \frac{4 \cdot 6,44 - 4,28 \cdot 5,72}{4 \cdot 8,63 - 5,72^2} = 0,71,$$

$$k = 10^{0,0553} = 1,136.$$

Таким чином,

$$\tau = 1,136 \dot{\gamma}^{0,71}. \quad (5.48)$$

Результати розрахунку за формулою (5.48) наведені в табл. 5.5, а графічне зображення – кривою 2 на рис. 5.5.

Таблиця 5 – Результати розрахунку за формулою (5.48)

$\dot{\gamma}, 1/c$	9,53	19,06	38,12	76,24
$\tau_i, Па$	5,63	9,21	15,07	24,65

Визначимо середньоквадратичне відхилення

$$\sigma = \sum (\tau(\dot{\gamma}_i) - \tau_i)^2 = (4,98 - 5,63)^2 + (8,6 - 9,21)^2 + (16,3 - 15,084)^2 + (25,3 - 24,65)^2 = 2,76.$$

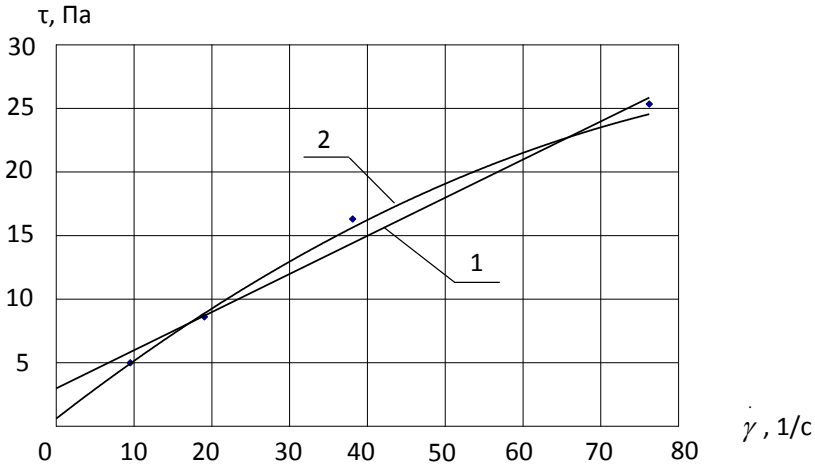


Рисунок 5.5 – Залежність дотичних напружень від швидкості зсуву на ротаційному віскозиметрі:
 1 – апроксимація лінійною залежністю (модель ВПР);
 2 – апроксимація степеневою залежністю (модель степеневої рідини)

Таким чином, у розглядуваному випадку степенева залежність краще апроксимує експериментальні дані, ніж лінійна.

Задача 2

Визначити реологічну криву рідини за даними Q і Δp , одержаними на капілярному віскозиметрі.

Таблиця 6 – Вихідні дані для розрахунку

$\frac{Q}{\pi R^3}, \frac{1}{c}$	0,98	5,9	11,8	18,2
$\tau_{cm}, \text{Па}$	2,5	10,5	18,3	26

Розв'язання

Застосовуючи інтерполяційну формулу Лагранжа, знаходимо зв'язок між $\frac{Q}{\pi R^3}$ і τ_{cm} :

$$\frac{Q}{\pi R^3} = -0,0002\tau_{cm}^3 + 0,0144\tau_{cm}^2 + 0,4523\tau_{cm} - 0,2382.$$

Підставляючи цей вираз у (5.16), знаходимо

$$\dot{\gamma}_{cm} = -6 \cdot 0,0002\tau_{cm}^3 + 5 \cdot 0,0144\tau_{cm}^2 + 4 \cdot 0,4523\tau_{cm} - 3 \cdot 0,2382 = -0,0012\tau_{cm}^3 + 0,072\tau_{cm}^2 + 1,8092\tau_{cm} - 0,7146$$

Підставляючи у формулу дані віскозиметра, знаходимо $\dot{\gamma}_{cm}$. Результати розрахунку наведені в табл. 5.7.

Таблиця 7 – Розрахунок швидкості зсуву $\dot{\gamma}_{cm}$

τ, Pa	2,5	10,5	18,3	26
$\dot{\gamma}_{cm}, \frac{1}{c}$	4,24	24,83	49,15	73,91

Ці результати показані точками на рис. 6. Апроксимуємо дані табл. 5.7 спочатку лінійною залежністю $\tau = \tau_0 + \eta\dot{\gamma}_{cm}$ і знайдемо τ_0 і η за допомогою методу найменших квадратів. Для цього попередньо обчислюємо такі суми:

$$\sum \dot{\gamma}_i = 4,24 + 24,83 + 49,15 + 73,91 = 152,13;$$

$$\sum \tau_i = 2,5 + 10,5 + 18,3 + 26 = 57,3;$$

$$\sum \tau_i \cdot \dot{\gamma}_i = 2,5 \cdot 4,24 + 10,5 \cdot 24,83 + 18,3 \cdot 49,15 + 26 \cdot 73,91 = 3092,42;$$

$$\sum \dot{\gamma}_i^2 = 4,24^2 + 24,83^2 + 49,15^2 + 73,91^2 = 8512,92.$$

За формулами (5.44) знаходимо

$$\tau_0 = \frac{57,3 \cdot 8512,92 - 3092,42 \cdot 152,13}{4 \cdot 8512,92 - 152,13^2} = 1,59 \text{ Па},$$

$$\eta = \frac{4 \cdot 3092,42 - 152,13 \cdot 57,3}{4 \cdot 8512,92 - 152,13^2} = 0,335 \text{ Па}\cdot\text{с}.$$

Таким чином,

$$\tau = 1,59 + 0,335\dot{\gamma}. \quad (5.49)$$

Результати розрахунку за формулою (5.49) наведені в табл. 8, а графічне зображення – прямою 1 на рис. 5.6.

Таблиця 8 – Результати розрахунку за формулою (5.49)

$\dot{\gamma}_i, \frac{1}{\text{с}}$	4,24	24,83	49,15	73,91
$\tau_i, \text{Па}$	3,01	9,91	18,06	26,35

Визначимо середньоквадратичне відхилення

$$\sigma = \sum_{i=1}^m (\tau(\dot{\gamma}_i) - \tau_i)^2 = (2,5 - 3,01)^2 + (10,5 - 9,91)^2 + (18,3 - 18,06)^2 + (26 - 26,35)^2 = 0,778.$$

Апроксимуємо експериментальні дані степеневою залежністю $\tau = k\dot{\gamma}^n$. Результати розрахунку T_i і Γ_i наведені в табл. 9.

Таблиця 9 – Значення параметрів T_i і Γ_i

T_i	0,398	1,021	1,262	1,415
Γ_i	0,627	1,395	1,692	1,869

Визначимо такі суми:

$$\sum \Gamma_i = 0,627 + 1,395 + 1,692 + 1,869 = 5,583;$$

$$\begin{aligned}\sum T_i &= 0,398 + 1,021 + 1,262 + 1,415 = 4,096; \\ \sum \Gamma_i^2 &= 0,627^2 + 1,395^2 + 1,692^2 + 1,869^2 = 8,695; \\ \sum T_i \cdot \Gamma_i &= 0,398 \cdot 0,627 + 1,021 \cdot 1,395 + \\ &+ 1,262 \cdot 1,692 + 1,415 \cdot 1,869 = 6,454.\end{aligned}$$

За формулами (5.46) знаходимо

$$\begin{aligned}k_1 &= \frac{4,096 \cdot 8,695 - 6,454 \cdot 5,583}{4 \cdot 8,695 - 5,583^2} = -0,116, \\ n &= \frac{4 \cdot 6,454 - 4,096 \cdot 5,583}{4 \cdot 8,695 - 5,583^2} = 0,817, \\ k &= 10^{k_1} = 10^{-0,116} = 0,766.\end{aligned}$$

Таким чином,

$$\tau = 0,766 \dot{\gamma}^{0,817}. \quad (5.50)$$

Результати розрахунку за формулою (5.50) наведені в табл. 10, а графічне зображення – кривою 2 на рис. 5.6.

Таблиця 10 – Результати розрахунку за формулою (5.50)

$\dot{\gamma}_i, \frac{1}{c}$	4,24	24,83	49,15	73,91
$\tau_i, Па$	2,49	10,57	18,46	25,76

Визначимо середньоквадратичне відхилення

$$\begin{aligned}\sigma &= \sum_{i=1}^m (\tau(\dot{\gamma}_i) - \tau_i)^2 = (2,5 - 2,49)^2 + (10,5 - 10,57)^2 + \\ &+ (18,3 - 18,46)^2 + (26 - 25,76)^2 = 0,088.\end{aligned}$$

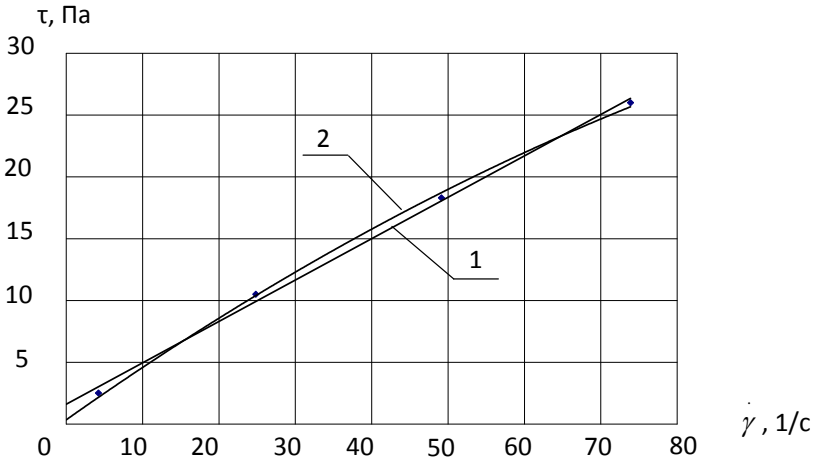


Рисунок 5.6 – Залежність дотичних напружень від швидкості зсуву на капілярному віскозиметрі:
 1 – апроксимація лінійною залежністю (модель ВПР);
 2 – апроксимація степеневою залежністю (модель степеневої залежності (модель степеневої рідини))

Таким чином, у розглядуваному випадку степенева залежність краще апроксимує експериментальні дані, ніж лінійна.

Розділ 6

Рівновага і рух твердих частинок у рідині, газі й газорідинній суміші

6.1 Очищення забою свердловини

Тверді частинки гірських порід, що надходять із забою і стінок свердловини, виносяться потоком промивної рідини, газу або газорідинної суміші.

Розглянемо механізм відриву і переміщення частинок у забої. На рис. 6.1 показані два характерні положення частинок у забої при бурінні шарошковими долотами у момент відриву при об'ємному руйнуванні (а) і русі по поверхні забою (б).

Інтенсивність руйнування породи і винесення її із забою визначаються полем тисків (напружень) у призабійній зоні, що формується від механічного впливу оснащення долота, потоків рідини зі свердловини і пласта через забій і гірського тиску.

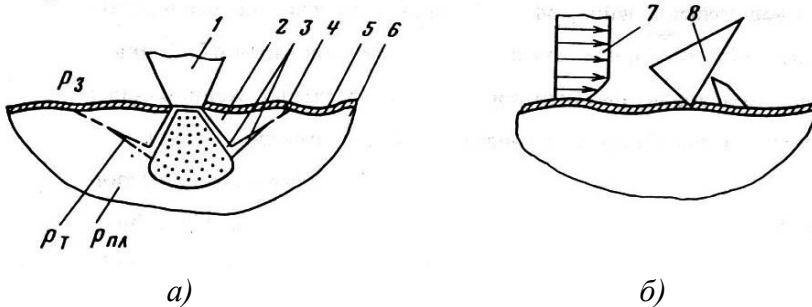


Рисунок 6.1 – Схема положення частинки в момент відриву:

- а) при об'ємному руйнуванні: 1 – зуб шарошки;
2 – частинка при відриві; 3 – тріщинки; 4 – ділянка породи, що не має тріщин; 5 – глиняна кірка;
б – материнська порода;
б) під час руху по поверхні забою:
7 – профіль швидкості потоку, що обтікає частинку;
8 – частинка під час руху у потоці

Відділенню частинки від материнської породи передують утворення під нею тріщин, у яких тиск p_T нижчий від забійного p_3 і пластового (порогового) $p_{пл}$. Притискний тиск $(p_3 - p_T)$ на частинку перешкоджає її відриву.

Виникнення тріщин супроводжується заповненням їх промивною рідиною або фільтратом, а також пластовим флюїдом. Із часом тиск навколо частинки вирівнюється. Глиняна кірка, що утворюється на поверхні забою, перешкоджає припливу рідини із свердловини в тріщину. При розбурюванні добре проникних порід вплив кірки на відновлення тиску в тріщинах слабший завдяки більш інтенсивному припливу в неї пластового флюїду. Крім притискної сили, відриву частинки від материнської породи перешкоджають сили зчеплення її на ділянках, що не перетинаються тріщинами, і сили тертя на ділянках дотику із глиняною кіркою, а також сила ваги самої частинки.

Після відриву частинки сила зчеплення її із породою і притискна сила дорівнюють нулю, і переміщенню її по забою в основному перешкоджають сили ваги і тертя частинки об глиняну кірку, породу на забої, інші частинки і шарошки долота. Заважати переміщенню частинок із забою в бік кільцевого простору може також динамічний тиск потоків рідини, спрямованих проти основного потоку, що виносить зруйновану породу.

Таким чином, умова відриву і потім стисненого руху частинки рідини в призабійній зоні – це перевищення зсувної складової результуючої сил тиску на частинку, яка в подальшому називається виносною силою, над утримувальною силою, яка визначається сумою сил зчеплення і тертя частинки з породою, кіркою, притискною силою і силою ваги частинки.

Утримувальна і виносна сили, які управляються при бурінні, в основному залежать:

- від тиску і швидкості дії зубів долота;
- диференціального тиску $(p_3 - p_{пл})$;
- динамічного тиску потоку промивної рідини на частинку;

- напряму потоку, що обтікає частинку;
- сил тертя, що виникають на поверхні частинки під час руху її у бік кільцевого простору.

Вплив перелічених складових на формування утримувальної і виносної сил різний при відриванні й русі частинок. Якщо, як правило, на відрив частинок від материнської породи переважно впливають сили, зумовлені дією зубців, то рух підвішених частинок у призабійній зоні в основному залежить від динамічного тиску і напрямку потоку промивної рідини.

Підвищення диференціального тиску приводить до збільшення:

- утримувальної сили при відриванні частинки внаслідок збільшення притискного тиску і зміцнення породи, підвищуючи напруження стиснення її на забої;
- виносної сили, підвищуючи швидкість поновлення тиску в тріщинах під частинками, тобто скорочуючи час притискання частинок.

Це два протилежних фактори: перший перешкоджає, а другий сприяє відриву частинок від материнської породи. Проте багато промислових спостережень і лабораторних дослідів показали, що перший фактор превалює над другим.

Виносну силу при відділенні частинок збільшують, а утримувальну відповідно зменшують, підвищуючи швидкість зменшення притискного тиску на частинки збільшенням проникності і зменшенням товщини глиняних кірок, реологічних властивостей розчину та його фільтрату.

Застосовуючи змашувальні добавки, утримувальну силу знижують зменшенням сил тертя частинок з іншими частинками, із глиняною кіркою, із поверхнею долота і забою.

Підвищення динамічного тиску потоку рідини на частинки сприяє збільшенню виносної сили. Її збільшують, підвищуючи відношення гідравлічної потужності N , що підводиться до долота, до площі поверхні забою.

Як відомо, потужність визначається залежністю

$$N = Q \cdot \Delta p_d. \quad (6.1)$$

Підставляючи перепад тиску Δp_d у формулу (6.1) у вигляді $\Delta p = \frac{\rho V^2}{2\varphi^2}$ і розділивши обидві частини рівняння на площу забою F , одержуємо відношення

$$\frac{N}{F} = \frac{Q}{F} \frac{\rho V^2}{2\varphi^2}, \quad (6.2)$$

де Q, ρ – відповідно витрата і густина рідини;
 V – швидкість витікання рідини з насадок;
 φ – коефіцієнт швидкості.

Експериментальні дослідження показали, що краще очищення настає за певних значень множників Q/F і V у правій частині формули (6.2). Рекомендуються швидкості $V = 80 - 120$ м/с і питомі витрати $Q/F = 0,35 - 0,7$ м³/(м²с). При цьому перепад тисків, що спрацьовується у насадках серійних доліт, може досягти значень 12–13 МПа, що зумовлено міцністю долота. У високонапірних струминних долотах перепад тиску становить 30–40 МПа. Діапазон зміни Q/F у багатьох випадках збігається із його значенням, необхідним для успішного транспортування шлама кільцевим каналом на поверхню.

У якісному плані роль струмини рідини у формуванні виносної сили можна оцінити за допомогою схеми затопленої струмини, що витікає у циліндричний тупик під кутом α до його осі Z у фіксований момент часу.

Під дією струмини на поверхні забою тупика виникають нормальні σ (крива 3) і дотичні τ (крива 4) напруження, нерівномірні по радіусу забою r . Із часом нерівномірність поглиблюється обертанням сопла навколо осі тупика. При різних відстанях і кутах нахилу сопла до забою α від 0 до 90⁰

значення напружень σ і τ не повинні перевищувати максимального перепаду тиску в насадку, що дорівнює 12–13 МПа. Ця величина майже на порядок нижча від твердості навіть м'яких гірських порід і порівнянна зі значенням міцності порід на зсув. Тому у формуванні виносної сили нормальні напруження в породі від гальмування струмини виконують другорядну роль порівняно з дотичними, що виникають під дією потоку, паралельного забою при розтіканні струмини. Особливо важлива роль потоку вздовж забою у змиванні частинок, попередньо відділених від материнської породи зубами долота.

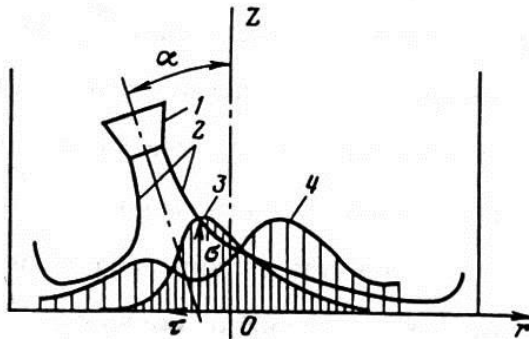


Рисунок 6.2 – Схема поширення затопленої струмини в тупику:

1 – сопло; 2 – межа струмини; 3, 4 – епюри нормальних і дотичних напружень на забої

Для зниження втрат кінетичної енергії на шляху руху затопленої струмини від зрізу насадки до забою і вздовж нього у стиснених умовах важливе значення має конструкція долота. Остання також визначає поле динамічних тисків потоків рідини у призабійній зоні. Найкраще розміщення потоків для різних типів доліт поки що не встановлене. Обнадійливі результати щодо впорядкування течій одержані при застосуванні доліт із асиметричною схемою розміщення насадок. У них основний потік, паралельний забою і такий, що змиває з нього частинки, меншою мірою гальмується шкідливими зустрічними потоками.

Зокрема, перспективними є тришарашкові долота, в яких потік через цапфу і вершину однієї шарашки із гідромоніторною насадкою спрямовується під кутом у декілька градусів до забою. Цей потік цілеспрямовано і упорядковано транспортує шлам від центра забою до периферії у залишений відкритим протилежний проріз між лапами і в наддолотний простір. При цьому два інших прорізи між лапами в конструкції намагаються його перекрити.

6.2 Літання твердих частинок у потоках рідини, газу й газорідної суміші

Розглянемо рух твердої частинки із середньою швидкістю V_c у висхідному вертикальному потоці рідини, що тече зі швидкістю V_n . У загальному випадку швидкості потоку і частинки щодо нерухомих стінок свердловини різні, тобто $V_n \neq V_c$. Як правило, густина частинок гірських порід більша від густини рідини, тому відносна швидкість

$$V_{від} = V_n - V_c. \quad (6.3)$$

Для частинки, що літає в потоці, беремо швидкість $V_c = 0$. Тоді швидкість потоку в (6.3) при $V_c = 0$ називають швидкістю витання

$$V_n = V_c. \quad (6.4)$$

Таким чином, щоб вибрати середню швидкість потоку, яка забезпечує транспортування частинок у кільцевому каналі, потрібно вміти визначити швидкості V_c і V_n (див. рис. 6.3 а).

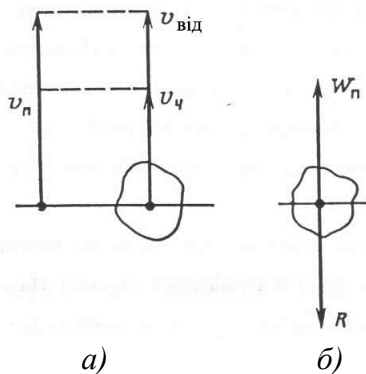


Рисунок 6.3 – Визначення швидкості літання частинки в рідині (а) і сил, що на неї діють (б)

Рівновага частинки у висхідному потоці забезпечується однаковістю сил, що діють на неї і схематично показані на рис. 3 б.

На частинку діє рівнодійна виштовхувальної сили і сили ваги:

$$R = V(\rho_c - \rho_p)g, \quad (6.5)$$

де V – об'єм частинки;
 ρ_c, ρ_p – густини відповідно частинки і рідини;
 g – прискорення вільного падіння.

Сила R урівноважується силою опору W_n , що залежить від реологічних властивостей рідини, режиму обтікання, концентрації і форми частинок. У подальшому будемо розглядати частинку з еквівалентним діаметром $d_c = (6V/\pi)^{1/3}$ у необмеженому середовищі.

Експериментально встановлено, що в цьому випадку частинка при обтіканні має найбільший опір. Формула для визначення сили опору частинки при обтіканні її в'язкою рідиною згідно з формулою Стокса має вигляд

$$W_n = 3\pi\mu d_c \cdot V_c, \quad (6.6)$$

де μ – динамічний коефіцієнт в'язкості рідини, Па·с.

Ця формула справедлива для чисел Рейнольдса

$$\text{Re} = \frac{V_c \cdot d_c \cdot \rho_c}{\mu} < 1.$$

При будь-яких значеннях Re сила опору визначається залежністю

$$W_n = C_w \cdot \rho_p \frac{V_c^2}{2} S, \quad (6.7)$$

де C_w – коефіцієнт опору, що визначається за графіком (рис. 6.4);

S – площа найбільшого перерізу частинки, перпендикулярного до потоку.

Формула (6.7) переходить у формулу (6.6) при

$$C_w = 24/\text{Re}. \quad (6.8)$$

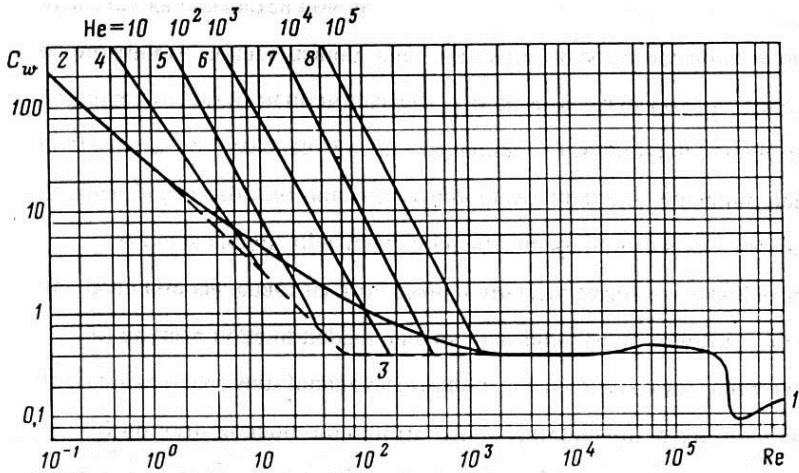


Рисунок 6.4 – Залежність коефіцієнта опору при обтіканні частинки в'язкою і в'язкопластичною рідиною (перехідні процеси не враховані) від чисел Хедстрема і Рейнольдса

Порівнюючи (6.5) і (6.7) і підставляючи $V = \frac{\pi d_c^3}{6}$ і

$S = \frac{\pi d_c^2}{4}$, одержуємо швидкість літання сферичної частинки

$$V_g = \sqrt{\frac{4(\rho_c - \rho_p)d_c \cdot g}{3\rho_p \cdot C_w}}. \quad (6.9)$$

При $C_w = 24/Re$ вираз (6.9) перетворюється на формулу

$$V_g = \frac{1}{18} d_c^2 \frac{(\rho_c - \rho_p)g}{\mu}. \quad (6.10)$$

Формула (6.10) справедлива при $Re < 1$.

В області $1 < Re < 10^3$ необхідно використовувати формулу

$$C_w = \frac{24}{Re} (1 + 0,17 Re^{0,665}). \quad (6.11)$$

Для області $10^3 \leq Re < 2 \cdot 10^5$ Ньютоном був запропонований коефіцієнт

$$C_w = const = 0,44. \quad (6.12)$$

Нагадаємо, що формула (6.10) справедлива для чисел $Re < 1$. Для розрахунків винесення шламу будемо використовувати її до числа $Re = 60$, оскільки вона дає при цьому дещо завищені значення швидкості V_g . Формулу (6.9) можна записати у вигляді

$$V_g = k \sqrt{d_c \left(\frac{\rho_c}{\rho_p} - 1 \right)}, \quad (6.13)$$

де $k = \sqrt{4g/3C_w}$ – стала Рітінгера.

Згідно з численними даними при обтіканні сфери потоком з числом $Re > 60$ беремо $C_w = 0,4$, тоді

$$k = \sqrt{\frac{4g}{3C_w}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 9,81}{3 \cdot 0,4}} = 5,72 \frac{m^{1/2}}{c}. \quad (6.14)$$

Для того щоб вибрати для розрахунку швидкості літання частинки відповідну формулу, необхідно знати число Re , в яке також входить швидкість V_g . Тому формули (6.11), (6.10) і (6.13) необхідно взяти для розрахунку V_g методом послідовних наближень. Розрахунки проводять так. Визначаючи за однією з формул швидкість V_g і потім число Re , необхідно перевірити, чи знаходиться це число Re в області застосування цієї формули. При незбігові результатів необхідно використати іншу формулу.

На відміну від в'язкої у в'язкопластичній рідині різні сфери можуть перебувати в рівновазі і при швидкості $V_g = 0$. Стан кулі, що передує її руху, характеризується граничною рівновагою. У цьому випадку сила ваги зрівноважується силою W_n від дії напруження по всій поверхні об'єму V . Припустимо, що залежність для W_n має вигляд

$$W_n = \pi d_c^2 \cdot \tau_o. \quad (6.15)$$

Порівнюючи W_n і R (див. формулу 6.5), знайдемо, що при швидкості $V_g = 0$ максимальний розмір частинки, що може перебувати в рівновазі у в'язкопластичній рідині, визначається формулою

$$d_c = \frac{6 \cdot \tau_o}{(\rho_c - \rho_p)g}, \quad (6.16)$$

де τ_o – динамічне напруження зсуву, Па.

Необхідно зазначити, що при розрахунках за формулою (6.16) на практиці замість τ_o часто підставляють статичне напруження зсуву θ для того, що багато розчинів не відповідають моделі в'язкопластичної рідини в усій області зміни градієнтів швидкостей. Під час руху ($V_g \neq 0$) кулі у в'язкопластичній рідині припускаємо, що складаються опори, зумовлені властивостями в'язкості і пластичності. Тому формулу для сили опору під час руху рідини можна записати так:

$$W_n = \pi d_c^2 \cdot \tau_o + 3\pi\mu' d_c \cdot V_g, \quad (6.17)$$

де μ' – коефіцієнт пластичної в'язкості, Па·с.

Порівнюючи (6.17) і (6.5), одержуємо швидкість літання частинки

$$V_g = \frac{d_c}{3\mu'} \left(\frac{(\rho_c - \rho_p)gd_c}{6} - \tau_o \right). \quad (6.18)$$

Із формули (6.18) при $\tau_o = 0$ одержуємо формулу (6.10) для обтікання частинок в'язкою рідиною. Силу опору при різних режимах обтікання в'язкопластичною рідиною можна подати також у вигляді (6.7), де коефіцієнт опору C_w різний для кожного режиму.

Для формули (6.16)

$$W_g = \pi d_c^2 \cdot \tau_o + 3\pi\mu' d_c \cdot V_g = C_w \cdot \rho_p \frac{V_g^2}{2} \frac{\pi d_c^2}{4}. \quad (6.19)$$

Звідси

$$C_w = \frac{\pi d_c^2 \cdot \tau_o + 3\pi \mu' \cdot d_c \cdot V_e}{\rho_p \frac{V_e^2}{2} \frac{\pi d_c^2}{4}} = \frac{8\tau_o}{\rho_p \cdot V_e^2} + \frac{24}{Re},$$

або

$$C_w = \frac{24}{Re} \left(1 + \frac{He}{3Re} \right) = \frac{24}{Re} \left(1 + \frac{S}{3} \right), \quad (6.20)$$

де $He = \frac{\rho_p \cdot \tau_o \cdot d_c^2}{(\mu')^2}$, $S = \frac{\tau_o \cdot d_c}{\mu' V_e}$ – число Сен-Венана.

На рис. 6.4 суцільною лінією 1 подана залежність коефіцієнта опору C_w від Re при $He = 0$, що побудована за численними експериментальними даними.

Лінія 2 разом із пунктирним її продовженням описується формулою Стокса (6.6). Пунктирна лінія 3 побудована при $C_w = 0,4$. Закон Стокса справедливий для $Re < 1$, при $1 < Re < 10$ починають відігравати більш помітну роль інерційні сили і закон Стокса (пунктирна частина лінії 2) не узгоджується з експериментальними даними. При $Re \approx 10$ виникає відрив примежового шару, утворюється вихрове кільце кормової частини сфери, тобто починається перехідний режим від ламінарного до турбулентного обтікання. При $Re = 100$ система вихорів поширюється навколо сфери на відстані одного діаметра. При $Re \approx 150$, яке називають нижнім критичним числом Рейнольдса, вплив інерційних сил збільшується, і система вихорів утворює слід. При $Re \approx 10^5$, яке називається верхнім критичним числом Рейнольдса, ламінарний примежовий шар повністю переходить у турбулентний.

Для практичних розрахунків використовують наближену апроксимацію експериментальної кривої 1, тобто прями 2 – 8. Це виправдане тим, що, беручи за основу розрахунків менший опір і використовуючи формули (6.10), (6.13) і (6.18) для швидкості літання, одержуємо дещо завищені значення. Область застосування формул (6.10), (6.13) і (6.18) розширюється, і ними можна користуватись, особливо у зв'язку з невизначеністю

інформації про форму, концентрацію частинок та реологічні властивості рідини.

Розглянута апроксимація потребує введення критичного числа Рейнольдса $Re_{кр}$ для в'язкої рідини, критичні ж числа для в'язкопластичних рідин одержуються при перетині кривих 2, 4 – 8 і т. д., що відповідають визначеним числам He , з прямою 3. При цих числах із достатнім ступенем точності для розрахунків можна припустити, що всі неньютонівські властивості розчинів зникають.

Визначимо, при яких числах $Re_{кр}$ справедлива формула (6.18). Вважаємо, що при числах $Re > Re_{кр}$ коефіцієнт опору залишається постійним і дорівнює $C_w = 0,4$.

Підставляючи $C_w = 0,4$ у формулу (6.20), знаходимо значення $Re_{кр}$ залежно від He :

$$Re_{кр} = 30 \left(1 + \sqrt{1 + \frac{He}{45}} \right). \quad (6.21)$$

Таким чином, для розрахунку швидкості витання при числах $Re < Re_{кр}$ рекомендується формула (6.18); при $Re > Re_{кр}$ – формула (6.13). При $\tau_o = 0$ за формулою (6.21) для в'язкої рідини одержуємо $Re_{кр} = 60$.

Зазначимо, що формули (6.10), (6.13) і (6.18) зручні для розрахунків, коли попередньо відомий режим обтікання, тобто відоме число Re . Проте при розрахунку швидкості літання неможливо відразу визначити число Рейнольдса, оскільки в нього також входить невідома швидкість літання. Тому перетворимо формулу (6.9), що справедлива для розрахунку швидкості літання у будь-якій рідині, підставляючи в неї

$$V_g = \frac{Re \cdot \mu}{d_q \cdot \rho}, \quad (6.22)$$

у результаті одержуємо

$$C_w \cdot Re^2 = \frac{4}{3} Ar, \quad (6.23)$$

де Ar – критерій Архімеда:

$$Ar = \frac{d_c^3 \cdot g}{\mu^2} \rho_p (\rho_c - \rho_p). \quad (6.24)$$

Підставляючи (6.7) в (6.23), для кривої 2 знаходимо (рис. 4):

$$Re = \frac{Ar}{18}. \quad (6.25)$$

При підстановці $C_w = 0,4$ в (6.23) для кривої 3 одержуємо (рис. 6.4):

$$Re = 1,83Ar^{0,5}. \quad (6.26)$$

Підставивши (6.20) в (6.23), одержуємо

$$Re = \frac{Ar}{18} - \frac{He}{3}. \quad (6.27)$$

Уведемо критичне число Архімеда. Для цього в (6.25) і (6.27) необхідно підставити значення $Re_{кр} = 60$ і $Re_{кр}$ за формулою (6.21). Для в'язкої рідини одержуємо

$$Ar_{кр} = 1080, \quad (6.28)$$

для в'язкопластичної рідини

$$Ar_{кр} = 18 \left(Re_{кр} + \frac{He}{3} \right). \quad (6.29)$$

У практичних розрахунках необхідно знаходити швидкість літання так: визначити числа He , $Re_{кр}$, $Ar_{кр}$ і Ar й порівняти $Ar_{кр}$ і Ar . Якщо $Ar < Ar_{кр}$, то визначити швидкість літання за формулою (6.22) із використанням (6.27). Якщо $Ar > Ar_{кр}$, необхідно використати формулу (6.26).

Для ступеневої рідини можна вважати, що сила опору підкоряється закону Стокса із поправкою, що враховує показник ступеня і визначається експериментально:

$$W_n = \pi d_c^2 \cdot k \left(\frac{3V_g}{d_c} \right)^n, \quad (6.30)$$

де k – показник консистенції;
 n – індекс течії.

Порівнюючи (6.30) і (6.5) для сферичної частинки, одержуємо швидкість літання

$$V_g = \frac{1}{3} \left(\frac{d_u (\rho_u - \rho_p) g}{6k} \right)^{1/n} \cdot d_u. \quad (6.31)$$

Порівнюючи (6.30) і (6.7), знаходимо вираз для коефіцієнта опору ступеневої рідини

$$C_w = \frac{\pi d_u^2 \cdot k \left(\frac{3V_g}{d_u} \right)}{\rho_p \frac{V_g^2}{2} \frac{\pi d_u^2}{4}} = \frac{8(3)^n}{\text{Re}}, \quad (6.32)$$

$$\text{де } \text{Re} = \frac{\rho_p \cdot V_g^{2-n} \cdot d_u^n}{k}.$$

При $n=1$ формула (6.32) переходить у формулу для в'язкої рідини (6.8). Критичне число $\text{Re}_{\text{кр}}$ одержуємо з (6.32), якщо в ній взяти $C_w = 0,4$:

$$\text{Re}_{\text{кр}} = 20(3)^n. \quad (6.33)$$

Необхідно зазначити, що формули (6.10), (6.13), (6.18) і (6.31) придатні для визначення швидкості спливання пухирця газу в рідині при значенні різниці густин, взятих за абсолютною величиною.

Наведені вище наближені формули справедливі для середовищ, що відповідають моделям в'язкої, в'язкопластичної і ступеневої рідин. Для тиксотропних розчинів застосування цих формул можливе за допомогою поправкового коефіцієнта k' . Тоді замість формули (6.16) необхідно записати

$$d_u = \frac{6}{(\rho_u - \rho_p) g k'}, \quad (6.34)$$

де θ вимірюють на приладі типу СНС-2.

Для сферичної частини $k' \approx 0,3-0,6$. Це значення коефіцієнта пов'язане із вимірюванням напруження θ не при

рівновазі, а при певних швидкостях зсуву. Коефіцієнт k' можна ввести і в формулу (6.18), замінюючи τ_o на величину θ :

$$V_g = \frac{d_c}{3\mu'} \left(\frac{(\rho_c - \rho_p)d_c g}{6} - \frac{\theta}{k'} \right). \quad (6.35)$$

На відміну від однофазного середовища літання частинок у двофазній (газорідинній) суміші визначається не однією, а двома швидкостями літання: швидкістю газу V_g і рідини V_p .

Силу опору W_n при обтіканні частинки вертикальним висхідним двофазним потоком можна подати у вигляді залежності

$$W_n = f(\rho_g, \rho_p, \rho_c, V_g, V_p, d_c, g), \quad (6.36)$$

а коефіцієнт опору знайти, порівнюючи (6.36) і (6.5) і використовуючи аналіз розмірностей, у вигляді

$$C_w = f\left(F_{w_g}, F_{w_p}, \rho_g/\rho_c, \rho_p/\rho_c\right), \quad (6.37)$$

де $F_{w_g} = \frac{V_g^2}{gd_c}$, $F_{w_p} = \frac{V_p^2}{gd_c}$ – число Фруда газу і рідини.

Одержане критеріальне рівняння (6.37) дає можливість провести безрозмірне опрацювання експериментальних даних щодо літання частинок у турбулентному двофазному потоці і побудувати залежність $\frac{F_{w_g} \cdot \rho_g}{\rho_c}$ від $\frac{F_{w_p} \cdot \rho_p}{\rho_c}$ на рис. 6.5.

Крива на цьому рисунку апроксимується формулою

$$\left(F_{w_g} \frac{\rho_g}{\rho_c} + 0,008 \right) \left(F_{w_p} \frac{\rho_p}{\rho_c} + 0,008 \right) = 0,011. \quad (6.38)$$

Розв'язуючи (6.38) з урахуванням $p = \rho_g g z R T$ і $\rho_p = const$ щодо однієї зі швидкостей (наприклад, швидкості газу), в умовах ізотропного процесу одержуємо розрахункову формулу для визначення швидкості літання в одній із фаз при заданні іншої:

$$V_{\Gamma} = \sqrt{\frac{g \cdot d_c \cdot \rho_c \cdot p_0}{\rho_0 \cdot p} \left(\frac{0,011 d_c \cdot \rho_c \cdot g}{V_p^2 \cdot \rho_p + 0,008 d_c \cdot \rho_c \cdot g} - 0,008 \right)}, \quad (6.39)$$

де V_{Γ} – швидкість газу при тиску p ;

ρ_0 – густина газу при нормальному тиску p_0 .

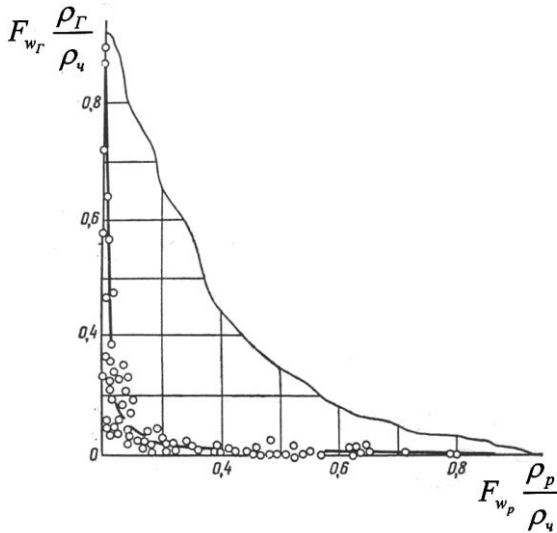


Рисунок 6.5 – Залежність $\frac{F_{w\Gamma} \cdot \rho_{\Gamma}}{\rho_c}$ від $\frac{F_{w_p} \cdot \rho_p}{\rho_c}$ при літанні частинок у вертикальному висхідному потоці аерованої рідини (о – експериментальні дані)

На рис. 6.6 ця залежність показана для частинок різних діаметрів.

Із (6.39) знайдемо швидкість витікання V_g в потоці газу за нормальних умов ($p = p_0$). Дійсно, беручи в (6.39) $V_p = 0$, одержуємо

$$V_{\Gamma} = V_g = \sqrt{1,39 \frac{g \cdot d_c \cdot \rho_c}{\rho_0}}.$$

Для умов прикладу 2 швидкість витання

$$V_{\Gamma} = V_{\epsilon} = \sqrt{1,39 \frac{9,81 \cdot 0,01 \cdot 2500}{1,29}} = 16,3 \text{ м/с.}$$

Так само можна визначити швидкість літання в потоці чистої рідини. Для умов прикладу 1 швидкість $V_p = V_{\epsilon} = 0,584 \text{ м/с.}$

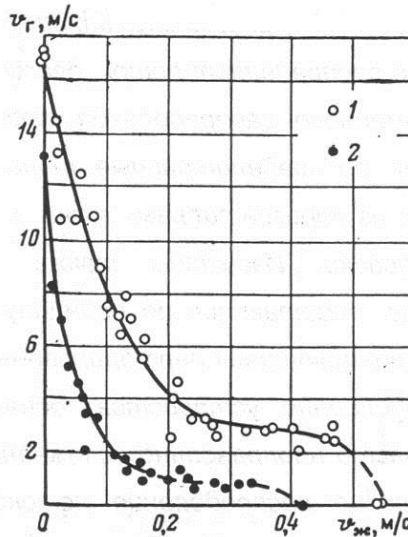


Рисунок 6.6 – Залежність швидкості газу від швидкості рідини при літтанні частинок у потоці аерованої рідини

Експериментальні дані для сферичних дюралюмінієвих частинок діаметром, мм: 1 – 10; 2 – 4

Порівнюючи результати розрахунків у прикладах (6.1) і (6.2) і за формулою (6.39), бачимо, що за останньою формулою вони менші. Це пояснюємо тим, що формула (6.39) одержана за експериментальними даними у стиснених умовах, а формула

(6.13) є апроксимацією із завищенням числового значення швидкості в результаті того, що $C_w = const = 0,4$ при $Re > 60$.

При роторному бурінні винесення породи здійснюється при обертанні труб, тому частинка шламу має не лише вертикальну складову швидкості обертання, а й горизонтальну. При цьому експериментально встановлено, що умови винесення шламу покращуються.

6.3 Витрата рідини, газу або газорідинної суміші для винесення шламу зі ствола свердловини

Під час вибору витрат, необхідних для винесення шламу з кільцевого простору, необхідно знайти швидкість потоку, що не перевищує швидкість літання, тобто щоб швидкість V_v була більшою від нуля. Базуючись на практичних даних, цю швидкість беруть такою, що дорівнює 20 – 30 % від швидкості літання, тобто

$$V_v = (0,2 - 0,3)V_g, \quad (6.40)$$

де V_g розраховують за однією із формул (6.10), (6.13), (6.18) або (6.22).

При бурінні шарошковими долотами порід, здатних до крихкого руйнування, в основному утворюються частинки з еквівалентним діаметром менше 10 мм. Тому в цих формулах діаметр частинки, яка виноситься, беруть таким: $d_v = 0,01$ м. Частинки із меншим діаметром легко виносяться, а з більшим діаметром (їх лише декілька відсотків) повторно подрібнюються долотом. Досить часто розраховують швидкість V_v , використовуючи формулу (6.13), попередньо вважаючи, що $Re > 60$.

Виходячи зі специфіки досвіду буріння в кожному районі, швидкість потоку V_n вибирають у межах 0,4 – 1,4 м/с. Ближче до нижньої межі значення V_n одержують при використанні важких глиняних розчинів із підвищеними реологічними характеристиками. При застосуванні технічної води та інших рідин із заниженими реологічними властивостями, особливо при розбурюванні глиняних порід для усунення сальнікоутворення, швидкість V_n підвищується.

Витрату рідини в кільцевому просторі, необхідної для винесення шламу, розраховують за формулою

$$Q = V_n \cdot F_k, \quad (6.41)$$

де F_k – площа поперечного перерізу кільцевого

простору.

Наприклад, при бурінні із продуванням газом для умов прикладу 2

$$V_q = 0,3 \cdot 25,2 = 7,56 \text{ м/с},$$

тоді швидкість потоку

$$V_n = 7,56 + 25,2 = 32,8 \text{ м/с}.$$

Подача компресора при нормальному тиску повинна бути не меншою

$$Q = V_n F_\kappa = 32,8 F_\kappa.$$

При бурінні із промиванням газорідинною сумішшю витрати фаз потоку, що забезпечує літання частинки, вибирають згідно із рівнянням (6.39), яке стосовно витрати записують у вигляді

$$Q_0 = F_\kappa \sqrt{\frac{g \cdot d_c \cdot \rho_c \cdot p}{\rho_0 \cdot p_0} \left(\frac{0,108 F_\kappa^2 \cdot d_c \cdot \rho_c}{Q_p^2 \cdot \rho_p + 0,0785 F_\kappa^2 \cdot d_c \cdot \rho_c} - 0,008 \right)}. \quad (6.42)$$

6.4 Розрахунок часу падіння кулі у низхідному потоці промивної рідини в колоні труб

За формулами розділу 6.2 можна також визначити швидкість падіння кулі у вертикальних трубах, виходячи з того, що куля тоне зі швидкістю V_g в рідині, що перебуває у стані спокою. Проте під час руху кулі діаметром, більшим від 0,1 діаметра труби, необхідно враховувати вплив стінок труб (стиснене падіння) за допомогою експериментально одержаних коефіцієнтів стиснення κ_c на рис. 6.7 при різних режимах течії.

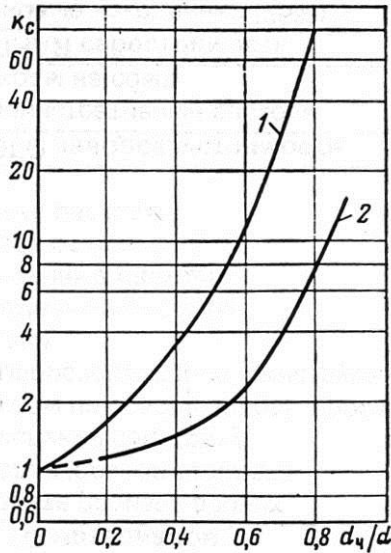


Рисунок 6.7 – Залежність коефіцієнта стиснення від відношення $d_{ч}/d$ при ламінарному (1) і турбулентному (2) обтіканні

Таким чином, швидкість падіння V_n розраховується за формулою

$$V_n = \frac{V_g}{\kappa_c}. \quad (6.43)$$

Вважаючи, що швидкість переміщення кулі щодо стінок труби є сумою швидкостей низхідного потоку V_n і швидкості падіння кулі в рідині, що перебуває у стані спокою V_n , одержуємо формулу для часу падіння кулі

$$T = \frac{L}{V_n + V_n}, \quad (6.44)$$

де L – довжина колони труб.

$$V_n = \frac{4Q}{\pi d^2}, \quad (6.45)$$

де d – внутрішній діаметр труб.

Контрольні задачі до розділу 6**Задача 1**

Розрахувати швидкість літання сферичної частинки діаметром $d_c = 0,01$ м, густиною $\rho_p = 1000$ кг/м³ і динамічним коефіцієнтом в'язкості $\mu = 0,001$ Па·с.

Розв'язання

За формулою (6.13)

$$V_g = k \sqrt{d_c \left(\frac{\rho_c}{\rho_p} - 1 \right)} = 5,72 \sqrt{0,01 \left(\frac{2500}{1000} - 1 \right)} = 0,701 \text{ м/с.}$$

При цьому число Рейнольдса

$$\text{Re} = \frac{V_g \cdot d_c \cdot \rho_p}{\mu} = \frac{0,701 \cdot 0,01 \cdot 1000}{0,001} = 7,01 \cdot 10^3$$

знаходиться в області, що описується формулою (6.13).

Задача 2

Розрахувати швидкість літання тієї самої частинки, що і в прикладі 1, яка обтікається потоком повітря із динамічним коефіцієнтом в'язкості $\mu = 0,2 \cdot 10^{-4}$ Па·с і густиною $\rho_p = 1,29$ кг/м³.

Розв'язання

За формулою (6.13)

$$V_g = k \sqrt{d_c \left(\frac{\rho_c}{\rho_p} - 1 \right)} = 5,72 \sqrt{0,01 \left(\frac{2500}{1,29} - 1 \right)} = 25,2 \text{ м/с.}$$

При цьому число Рейнольдса

$$Re = \frac{V_e \cdot d_c \cdot \rho_p}{\mu} = \frac{25,2 \cdot 0,01 \cdot 1,29}{0,2 \cdot 10^{-4}} = 1,62 \cdot 10^4$$

знаходиться в області, що описується формулою (6.13).

Задача 3

Визначити швидкість літання частинки діаметром $d_c = 0,01$ м, густиною $\rho_p = 2300$ кг/м³ у в'язкопластичній рідині густиною $\rho_p = 1300$ кг/м³, динамічним напруженням зсуву $\tau_0 = 5$ Па, пластичною в'язкістю $\mu' = 0,015$ Па·с.

Розв'язання

Визначимо число Архімеда за формулою (6.24)

$$Ar = \frac{d_c^3 \cdot g}{\mu^2} \rho_p (\rho_c - \rho_p) = \frac{0,01^3 \cdot 9,81}{0,015^2} 1300(2300 - 1300) = 5,67 \cdot 10^4.$$

Визначимо критичне число Архімеда, попередньо знайшовши He і $Re_{кр}$ за формулою (6.21):

$$He = \frac{\rho_p \cdot \tau_0 \cdot d_c^2}{(\mu')^2} = \frac{1300 \cdot 5 \cdot 0,01^2}{0,015^2} = 2889;$$

$$Re_{кр} = 30 \left(1 + \sqrt{1 + \frac{He}{45}} \right) = 30 \left(1 + \sqrt{1 + \frac{2889}{45}} \right) = 2,72 \cdot 10^2.$$

За формулою (6.29)

$$Ar_{кр} = 18 \left(Re_{кр} + \frac{He}{3} \right) = 18 \left(2,72 \cdot 10^2 + \frac{2889}{3} \right) = 2,22 \cdot 10^4.$$

Оскільки

$$Ar = 5,67 \cdot 10^4 > Ar_{кр} = 2,22 \cdot 10^4,$$

швидкість літання розраховуємо за формулою (6.22) із використанням (6.26):

$$V_6 = \frac{Re \cdot \mu'}{d_u \cdot \rho_p} = \frac{1,83 \cdot Ar^{0,5} \cdot \mu'}{d_u \cdot \rho_p} = \frac{1,83(5,67 \cdot 10^4)^{0,5} \cdot 0,15}{0,01 \cdot 1300} = 0,503 \text{ м/с.}$$

Задача 4

Для промивання аерованою рідиною визначити мінімально необхідну при нормальному тиску $p = p_0$ подачу компресорів для винесення шламу з $d_u = 0,01$ м, $\rho_u = 2500$ кг/м³ із кільцевого простору з $F_\kappa = 0,053$ м², якщо подача насосів $Q_p = 0,01$ м³/с, густина розчину $\rho_p = 1200$ кг/м³.

Розв'язання

Для літання шламу за формулою (6.42) потрібна витрата повітря

$$\begin{aligned} Q_0 &= F_\kappa \sqrt{\frac{g \cdot d_u \cdot \rho_u \cdot p}{\rho_0 \cdot p_0} \left(\frac{0,108 F_\kappa^2 \cdot d_u \cdot \rho_u}{Q_p^2 \cdot \rho_p + 0,0785 F_\kappa^2 \cdot d_u \cdot \rho_u} - 0,008 \right)} = \\ &= 0,053 \sqrt{\frac{9,81 \cdot 0,01 \cdot 2500}{1,29} \left(\frac{0,108 \cdot 0,053^2 \cdot 0,01 \cdot 2500}{0,01^2 \cdot 1200 + 0,0785 \cdot 0,053^2 \cdot 0,01 \cdot 2500} - 0,008 \right)} = \\ &= 0,167 \text{ м}^3/\text{с.} \end{aligned}$$

де $\rho_0 = 1,29 \text{ кг/м}^3$ – густина повітря при нормальному тиску.

Задача 5

Розрахувати час падіння кулі у низхідному потоці промивної рідини в трубах за таких умов: $L = 4800 \text{ м}$; $d = 0,094 \text{ м}$, $\rho_c = 7800 \text{ кг/м}^3$; $\rho_p = 1260 \text{ кг/м}^3$; $\tau_0 = 6,66 \text{ Па}$, $\mu' = 0,015 \text{ Па} \cdot \text{с}$; $Q = 0,00625 \text{ м}^3/\text{с}$; $d_c = 0,05 \text{ м}$.

Розв'язання

Визначимо числа He , $Re_{кр}$, $Ar_{кр}$ і Ar . За формулою (6.24)

$$Ar = \frac{d_c^3 \cdot g}{\mu'^2} \rho_p (\rho_c - \rho_p) = \frac{0,05^3 \cdot 9,81}{0,015^2} 1260 (7800 - 1260) = 4,49 \cdot 10^7.$$

За формулою (6.21), попередньо знайшовши число He , одержуємо

$$He = \frac{\rho_p \cdot \tau_0 \cdot d_c^2}{(\mu')^2} = \frac{1260 \cdot 6,66 \cdot 0,05^2}{0,015^2} = 9,33 \cdot 10^4,$$

$$Re_{кр} = 30 \left(1 + \sqrt{1 + \frac{He}{45}} \right) = 30 \left(1 + \sqrt{1 + \frac{9,33 \cdot 10^4}{45}} \right) = 1,4 \cdot 10^3.$$

За формулою (6.29)

$$Ar_{кр} = 18 \left(Re_{кр} + \frac{He}{3} \right) = 18 \left(1,4 \cdot 10^2 + \frac{9,33 \cdot 10^4}{3} \right) = 5,85 \cdot 10^5.$$

Оскільки

$$Ar = 4,49 \cdot 10^7 > Ar_{кр} = 5,85 \cdot 10^5,$$

то V_6 розраховуємо за формулою (6.22) із використанням (6.26):

$$V_6 = \frac{Re \cdot \mu}{d_u \cdot \rho_p}, \quad Re = 1,83 Ar^{0,5},$$

$$V_6 = \frac{1,83 \cdot Ar^{0,5} \cdot \mu'}{d_u \cdot \rho_p} = \frac{1,83 (4,49 \cdot 10^7)^{0,5} \cdot 0,015}{0,05 \cdot 1260} = 2,92 \text{ м/с.}$$

Розраховуємо відношення

$$\frac{d_u}{d} = \frac{0,05}{0,096} = 0,521.$$

Із рис. 6.7 (крива 2) при $\frac{d_u}{d} = 0,521$ одержуємо $\kappa_c = 1,6$. За формулою (6.43)

$$V_n = \frac{V_6}{\kappa_c} = \frac{2,92}{1,6} = 1,83 \text{ м/с.}$$

Розраховуємо V_n за формулою (6.45):

$$V_n = \frac{4Q}{\pi d^2} = \frac{4 \cdot 0,00625}{3,14 \cdot 0,094^2} = 0,901 \text{ м/с.}$$

За формулою (6.44) час падіння буде дорівнювати

$$T = \frac{L}{V_n + V_n} = \frac{4800}{0,901 + 1,83} = 1756 \text{ с.}$$

Глосарій

А

Адитивність – властивість величин, що полягає в тому, що значення величини, яка відповідає цілому об'єкту, дорівнює сумі значень величин, що відповідають його частинам, незалежно від того, як поділено об'єкт.

Адсорбція – вибіркове поглинання речовини з газового чи рідкого середовища поверхневим шаром твердого тіла (адсорбенту) чи рідини.

Артезіанська свердловина – бурова свердловина, яку пробурено для експлуатації підземних вод, причому вода якої піднімається від водоносного горизонту під природним тиском.

Г

Геотермічний градієнт – величина, на яку зростає температура пласта на кожні 100 м глибини.

Гідралічний нахил – величина спаду лінії повного напору потоку рідини на одиницю довжини потоку, характеристика втрати напору (питомої механічної енергії) на одиниці довжини.

Гранулометричний склад — кількісний розподіл зерен (грудок, шматків) за розмірними класами. Визначається для гірських порід, корисних копалин, ґрунтів, інших матеріалів.

Д

Динамічний рівень свердловини – рівень пластової рідини, що встановлюється в затрубному просторі свердловини в процесі її роботи.

Е

Емульсія – дисперсна система з рідким дисперсійним середовищем та рідкою дисперсною фазою. Складається з двох взаємно нерозчинних речовин, одна з яких рівномірно розподілена в другій у вигляді найдрібніших крапель.

З

Закон Авогадро – однакові об'єми будь-яких газів при однаковому тиску і температурі, що містять однакову кількість молекул.

Закон Амага – загальний об'єм газової суміші, що дорівнює сумі парціальних об'ємів компонентів при температурі та тиску системи.

Закон Бойля-Маріотта – добуток тиску на об'єм незмінної маси ідеального газу при сталій температурі, що є сталою величиною.

Закон Гей-Люссака (закон теплового розширення газів) – при сталому тиску відношення об'єму газу до температури є сталою величиною.

Закон Дальтона (закон парціальних тисків) – загальний тиск суміші ідеальних газів дорівнює сумі парціальних тисків компонентів у суміші.

Закон Шарля (закон теплового розширення газів) – при сталому об'ємі відношення тиску газу до температури є сталою величиною.

Н

Нафта – горюча корисна копалина, складна суміш вуглеводнів різних класів із невеликою кількістю органічних кисневих, сірчистих та азотних сполук, що являє собою густу маслянисту рідину.

Нафтовий газ – газ, розчинений у нафті за пластових умов; виділяється при експлуатації нафтових покладів унаслідок зниження пластового тиску, нижчого за тиск насичення нафти.

П

Парціальний об'єм – об'єм і-го компонента суміші, який мав би цей компонент, якби його тиск дорівнював тиску суміші.

Парціальний тиск – внесок газу певного роду в загальний тиск суміші газів, що відповідає тиску, під яким перебував би газ, що входить до складу газової суміші, коли б

він один займає об'єм, що дорівнює об'ємові суміші при тій самій температурі.

Пласт – геологічне тіло, що має плоску форму, при якій його товщина в багато разів менша за розмір його поширення, характеризується однорідними ознаками і обмежене паралельними поверхнями: верхньою – покрівлею та нижньою – підшовою.

Поверхневий натяг – фізичне явище, суть якого в намаганні рідини скоротити площу поверхні при незмінному об'ємі. Виникає як у випадку поверхні поділу між рідиною й газом, так і у випадку поверхні поділу двох різних рідин.

Поверхнево-активні речовини – хімічні речовини, що знижують поверхневий натяг рідини, полегшуючи розтікання, зокрема знижуючи поверхневий натяг на межі двох рідин. Це речовини, молекули або іони яких концентруються під дією молекулярних сил (адсорбуються) біля поверхні поділу фаз і знижують поверхневу енергію.

Р

Реологія – наука про текучість і деформацію суцільних середовищ (наприклад, звичайних в'язких рідин і рідин аномальної в'язкості, гірських порід, суспензій, гідросумішей тощо).

С

Статичний рівень свердловини – рівень рідини у свердловині, яка тривало простоє, коли після припинення відбору (закачування) його зміна уже не спостерігається.

Т

Термостатування – підтримання сталої температури.

Тиксотропія (тиксотропність) – здатність деяких структурованих дисперсних систем мимоволі відновлювати зруйновану механічною дією початкову структуру. Тиксотропія виявляється в розрідженні при досить інтенсивному струшуванні або перемішуванні гелів, паст, суспензій та ін.

систем із коагуляційною дисперсною структурою та їхньому загусненні (твердінні) після припинення механічної дії.

Тиск насичення пластової нафти газом – тиск, за якого в процесі ізотермічного розширення однофазної пластової нафти в умовах термодинамічної рівноваги з’являються перші пухирці газу, і газ починає переходити із розчинного в нафті стану у вільний, що приводить до перетворення однофазної системи на двофазну.

Точка роси – температура, при якій повітря досягає стану насиченості водяною парою при незмінному тиску і даному стані вологоутримання.

Ф

Фільтрація (у гірських породах) – рух рідини (води, нафти) чи газу (повітря, природного газу) крізь пористе чи тріщинувате середовище гірських порід.

Список літератури

1. Константинов Ю. М. Гидравлика : учебник для вузов / Ю. М. Константинов. – Киев : Вища школа, 1981. – 360 с.
2. Гиргидов А. Д. Механика жидкости и газа (гидравлика) : учебник для вузов / А. Д. Гиргидов. – 3-е изд., испр. и доп. – СПб. : Изд-во Политехн. ун-та, 2007. – 545 с.
3. Рабинович Е. З. Гидравлика : учебник для вузов / Е. З. Рабинович. – М. : Государственное издательство физико-математической литературы, 1963. – 420 с.
4. Киселев П. Г. Основы механики жидкости : учеб. пособие для вузов / П. Г. Киселев. – М. : Энергия, 1980. – 360 с., ил.
5. Яблонский В. С. Сборник задач и упражнений по технической гидромеханике / В. С. Яблонский, И. А. Исаев. – М. : Государственное издательство физико-математической литературы, 1963. – 200 с.
6. Дерцакян А. К. Справочник по проектированию магистральных трубопроводов / А. К. Дерцакян, М. Н. Шпотаковский, Б. Г. Волков и др. – Л. : Недра, 1977. – 519 с.
7. Альтшуль А. Д. Примеры расчетов по гидравлике : учеб. пособие для вузов / А. Д. Альтшуль, В. И. Калицун, Ф. Г. Майрановский, П. П. Пальгунов. – М. : Стройиздат, 1976. – 255 с.
8. Белоусов В. Д. Трубопроводный транспорт нефти и газа : учебник для вузов / В. Д. Белоусов, Э. М. Блейхер, А. Г. Немудров, В. А. Юфин, Е. И. Яковлев. – М. : Недра, 1978. – 407 с.
9. Леонов Е. Г. Гидроаэромеханика в бурении / Е. Г. Леонов, В. И. Исаев. – М. : Недра, 1987. – 300 с.
10. Шищенко Р. И. Гидравлика промысловых жидкостей / Р. И. Шищенко, Б. И. Есьман, П. И. Кондратенко. – М. : Недра, 1976. – 294 с.
11. Методичні вказівки до практичних занять із дисципліни «Реологія робочих рідин» на тему «Визначення реологічних характеристик неньютонівських рідин» і виконання контрольної

роботи з дисципліни «Гідроаеромеханіка нафтових і газових комплексів» для студентів напряму 0902 «Інженерна механіка» усіх форм навчання / укладачі: О. Г. Гусак, С. П. Кулініч. – Суми : Вид-во СумДУ, 2008. – 35 с.

12. Методичні вказівки до самостійного вивчення теми «Рівновага і рух твердих частинок у рідині, газі і газорідній суміші» з дисципліни «Гідроаеромеханіка нафтових і газових комплексів» : для студ. спец. 090209 «Гідравлічні і пневматичні машини» заочної форми навчання / О. Г. Гусак, С. П. Кулініч. – Суми : СумДУ, 2010. – 33 с.

Додаток А
(довідковий)

Таблиця А.1 – Коефіцієнти місцевих опорів для турбулентного режиму

Місцевий опір	Схема	ζ
Вихід із резервуара		0,50
Вихід із резервуара через хлопавку		0,85
Відвід крутовигнутий 90°		0,35
Відвід крутовигнутий 60°		0,25
Відвід крутовигнутий 45°		0,15
Відвід зварний під 90° при $R/d = 1$		1,00
Відвід зварний під 90° при $R/d = 1,5$		0,70
Відвід зварний під 60° при $R/d = 1 - 1,5$		0,55
Відвід зварний під 45° при $R/d = 1 - 1,5$		0,50
Дифузор		0,20
Конфузор		0,10
Трійник із поворотом		1,20
Трійник із поворотом		Див. рис. А.1
Трійник із поворотом і на прохід		Див. рис. А.2
Трійник із поворотом і на прохід		Див. рис. А.3
Засувка відкрита		0,15
Засувка прикрита		Див. рис. А.4
Вентиль		3,50
Кран		0,10
Зворотний клапан		Див. рис. А.5
Компенсатор сальниковий		0,20
Компенсатор лінзовий		Див. табл. А.1

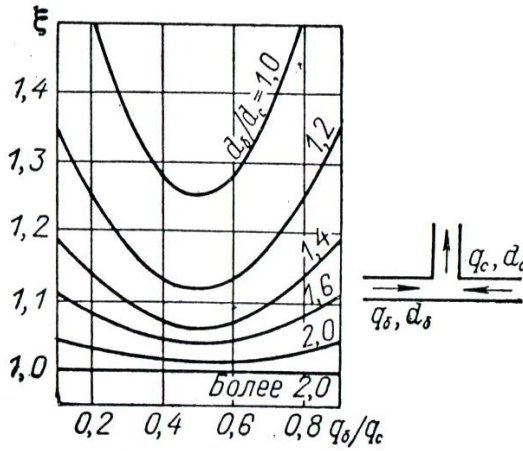


Рисунок А.1 – Залежність коефіцієнта ζ від відношення $\frac{q_b}{q_c}$ для трійника з поворотом

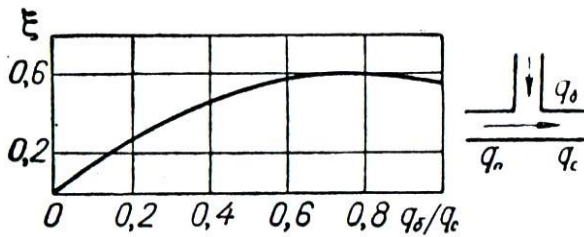


Рисунок А.2 – Залежність коефіцієнта ζ від відношення $\frac{q_b}{q_c}$ для трійника на прохід

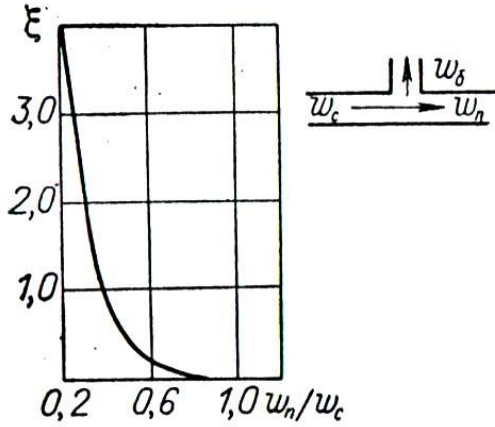


Рисунок А.3 – Залежність коефіцієнта ζ від відношення $\frac{V_n}{V_c}$ для трійника

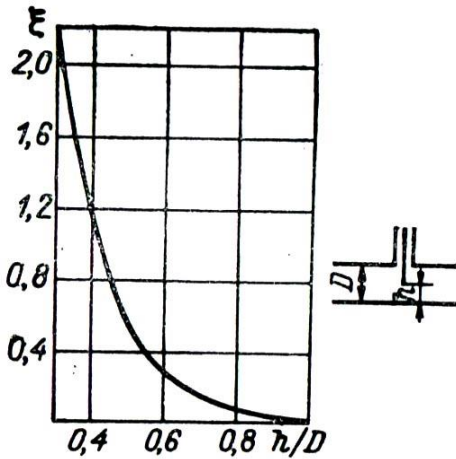


Рисунок А.4 – Залежність коефіцієнта ζ від відношення $\frac{h}{D}$ для не повністю відкритої засувки

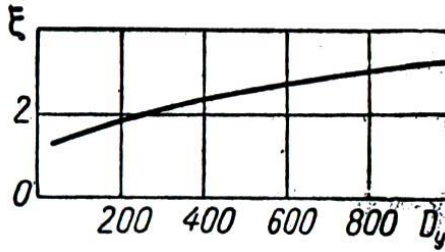


Рисунок А.5 – Залежність коефіцієнта ζ від D_y зворотного клапана

Таблиця А.2 – Коефіцієнт місцевого опору ζ лінзового компенсатора залежно від D_y

D_y , мм	50	100	200	300	400	500	600	700
ζ	1,7	1,6	1,6	1,8	2,1	2,3	2,5	2,7

Додаток Б
(довідковий)

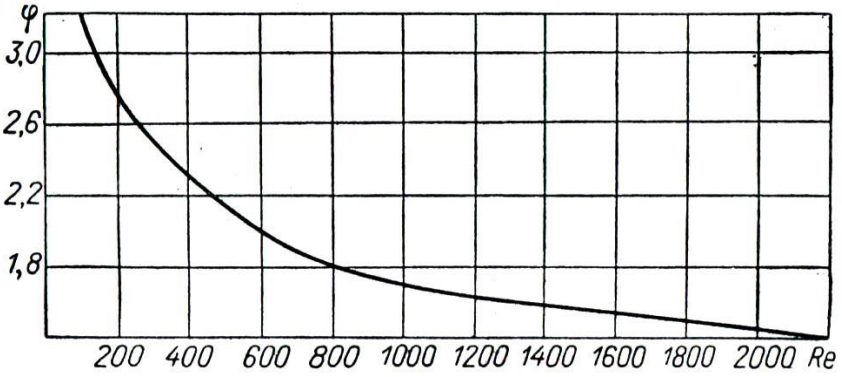


Рисунок Б.1 – Залежність коефіцієнта φ від Re при ламінарному режимі

Навчальне видання

Панченко Віталій Олександрович,
Гусак Олександр Григорович,
Папченко Андрій Анатолійович

ГІДРОАЕРОМЕХАНІКА НАФТОГАЗОВИХ КОМПЛЕКСІВ

Навчальний посібник

Художнє оформлення обкладинки В. О. Панченка
Редактори: Н. З. Клочко, Н. В. Лисогуб, С. М. Симоненко
Комп'ютерне верстання В. О. Панченка

Формат 60×84/16. Ум. друк. арк. 8,84. Обл.-вид. арк. 8,15. Тираж 300 пр. Зам. №

Видавець і виготовлювач
Сумський державний університет,
вул. Римського-Корсакова, 2, м. Суми, 40007
Свідоцтво суб'єкта видавничої справи ДК № 3062 від 17.12.2007.