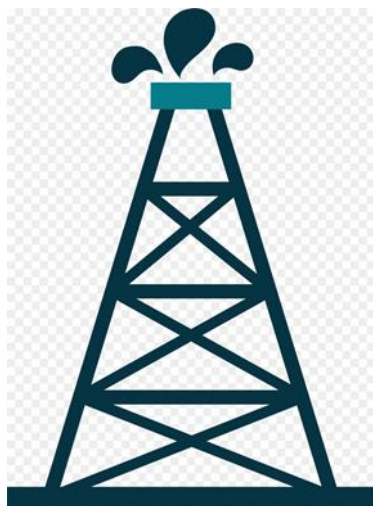


МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

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



МЕТОДИЧНІ РЕКОМЕНДАЦІЇ

до виконання практичних робіт та організації самостійної роботи
з навчальної дисципліни

«ОСНОВНІ ПАРАМЕТРИ БУРОВИХ РОЗЧИНІВ ТА ПРОМИВАЛЬНИХ РІДИН»

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

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

Методичні рекомендації до виконання практичних робіт та організації самостійної роботи з навчальної дисципліни «Основні параметри бурових розчинів та промивальних рідин» (для здобувачів першого (бакалаврського) рівня вищої освіти денної форми навчання зі спеціальності 185 – Нафтогазова інженерія та технології) / Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова ; уклад. : В. М. Орловський, О. В. Бобловський, К. М. Палєєва. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2025. – 74 с.

Укладачі: канд. техн. наук, доц. В. М. Орловський,
асист. О. В. Бобловський,
ст. викл. К. М. Палєєва

Рецензент

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

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

ЗМІСТ

Вступ	4
ПРАКТИЧНІ РОБОТИ	5
Практична робота № 1 Застосування бурових промивних рідин та їхній склад	5
Практична робота № 2 Типи бурових промивальних рідин та їхній склад	9
Практична робота № 3 Визначення вмісту колоїдної фази у промивальній рідині	13
Практична робота № 4 Визначення технологічних властивостей промивальних рідин	16
Практична робота № 5 Визначення об'ємної концентрації твердої фази у промивальній рідині	23
Практична робота № 6 Визначення вмісту обважнювача у промивальній рідині	27
Практична робота № 7 Розрахунок та обґрунтування параметрів бурових промивальних рідин	33
Практична робота № 8 Розрахунок та обґрунтування параметрів бурових промивальних рідин	37
Практична робота № 9 Розрахунки в процесі приготування та обважнення промивальних рідин.....	41
Практична робота № 10 Розрахунки в процесі приготування промивальних рідин	45
Практична робота № 11 Розрахунки в процесі приготування промивальних рідин	49
Практична робота № 12 Розрахунки в процесі приготування промивальних рідин	53
Практична робота № 13 Розрахунки в процесі приготування промивальних рідин	57
Практична робота № 14 Розрахунки в процесі приготування промивальних рідин	61
Практична робота № 15 Розрахунки в процесі приготування промивальних рідин	65
Практична робота № 16 Визначення необхідної кількості промивальної рідини	69
СПИСОК РЕКОМЕНДОВАНИХ ДЖЕРЕЛ	73

ВСТУП

У методичних рекомендаціях із навчальної дисципліни «Основні параметри бурових рідин та промивальних розчинів» розглядаються практичні задачі щодо промивальних рідин для буріння нафтових і газових свердловин. Методичні рекомендації призначені для викладачів, які проводять практичні заняття, а також для студентів денної форми навчання.

Метою цих методичних рекомендацій є оволодіння студентами теоретичних положень проведення технологічних розрахунків при бурінні нафтових і газових свердловин.

Завданням практичних занять є поглиблення знань, отриманих студентами на лекціях та під час проходження виробничої практики. Паралельно із засвоєнням теоретичних засад технології буріння нафтових і газових свердловин, що подаються в лекційній частині, студенти, які вивчають цю дисципліну, повинні оволодіти методиками і практичними навичками розрахування процесу промивання свердловини під час її буріння.

Порядок оформлення практичних робіт такий:

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

ПРАКТИЧНІ РОБОТИ

Практична робота № 1

ЗАСТОСУВАННЯ БУРОВИХ ПРОМИВНИХ РІДИН ТА ЇХНІЙ СКЛАД

1 Мета роботи

Вивчити призначення промивальних рідин та їхній склад.

2 Основні теоретичні положення

Промивальні рідини виконують низку функцій, без яких неможливий процес обертowego буріння. Основними з них є такі функції:

- гідродинамічні, які здійснюються при циркуляції промивальної рідини у свердловині: винесення вибуреної породи (шламу) із свердловини, передача енергії від бурових насосів до вибійних двигунів, розмивання породи на вибої свердловини, охолодження долота у процесі буріння;

- гідростатичні функції, які здійснюються нерухомим стовпом рідини: створення гідростатичної рівноваги у системі стовбур свердловини–пласт, утримування частинок вибуреної породи та обважнювача при припиненні циркуляції;

- функції пов'язані з процесом кіркоутворення, які реалізуються у наслідок кальматації (закупорювання) стінок свердловини: зменшення проникності поруватих стінок свердловини, утримування від обвалювання чи зміцнення слабо зцементованих порід, зменшення коефіцієнта опору тертя бурильних та обсадних труб об стінки свердловини;

- фізико-хімічні функції, які досягаються при введенні у промивальні рідини спеціальних хімічних реагентів, що змінюють їх властивості: запобігання корозії бурильних труб, збереження проникності продуктивних горизонтів, забезпечення необхідних характеристик промивальної рідини у процесі буріння;

- інші функції: зменшення ваги колони бурильних та обсадних труб, сприяння встановленню геологічного розрізу свердловин за складом винесеного шламу тощо.

При ускладнених умовах буріння оброблені хімічними реагентами промивальні рідини запобігають набуханню глинистих порід, сприяють зменшенню розчинності солей, закупорюють канали поглинаючих горизонтів.

На сьогодні нараховується близько 25 типів промивальних рідин, що застосовуються при бурінні свердловин на нафту і газ. Вибір рецептури і типу промивальної рідини залежить від конкретних умов буріння та функцій, які має виконувати промивальна рідина.

Для прикладу розглянемо інгібуючи промивальну рідину як найбільш розповсюджену у практиці буріння.

До складу інгібуючої промивальної рідини входять такі складові:

- вода (H_2O) – дисперсійне середовище;

– порошок бентонітовий (ПБ) – структуроутворювач, який частково зв'язує вільну воду;

– регулятор рН – NaOH (каустична сода), KOH (їдкий калій), Ca(OH)₂ (гашене вапно);

– понижувач фільтрації – КМЦ (карбоксометилцелюлоза), ЕКР (екструзивний крохмаль), ПВЛР (порошкоподібний вуглелужний реагент), гіпан (гідролізований полі акрилонітрил), КССБ (конденсована сульфїт-спиртова барда) тощо;

– понижувач умовної в'язкості – ССБ (сульфїт-спиртова барда), 10–20 % водний розчин ФХЛС (фероохромлігносульфонат), 10 %-вий водний розчин КССБ (конденсована сульфїт-спиртова барда), окзил;

– інгібітор – CaCl₂ (хлористий кальцій), KCl (хлористий калій), CaSO₄·2H₂O (гіпс), CaO (вапно) та ін.

Приведені речовини та хімічні реагенти є головними компонентами, які регулюють основні властивості промивальної рідини. Більш детальна характеристика хімічних реагентів наведена в таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 – Хімічні реагенти, які застосовуються для обробки промивальних рідин

Ч. ч.	Реагент	Товарний вигляд	Основне призначення	Область застосування
1	2	3	4	5
1	КМЦ – карбокси-метилцелюлоза	Порошок білого або кремового кольору	Понижувач фільтрації прісних і мінералізованих рідин	Температура – до 150 °С, вміст NaCl – до 10 %, CaCl ₂ – до 2 %
2	Карбофен	Порошок	Понижувач фільтрації прісних і мінералізованих рідин	Температура – до 170 °С, вміст NaCl – до 10 %, CaCl ₂ – до 2 %
3	ММЦ – модифікована метилцелюлоза	Порошок білого кольору	Понижувач фільтрації прісних і мінералізованих рідин	Температура – до 60 °С, вміст NaCl – до 15 %, CaCl ₂ до 5 %
4	КССБ – конденсована сульфїт-спиртова барда	Порошок або рідина із вмістом 30 % основної речовини, густиною 1120–1140 кг/м ³	Понижувач фільтрації мінералізованих рідин	Температура – до 200 °С, вміст NaCl – до 5–8 %, CaCl ₂ до 2 %
5	Крохмал	Порошок білого або жовтуватого кольору	Понижувач фільтрації мінералізованих рідин	Температура – до 130 °С, вміст NaCl – до насичення, CaCl ₂ до насичення
6	Гіпан – гідролізований поліакрилонітрил	В'язка рідина, 8–10 % концентрації, темно-жовтуватого кольору	Понижувач фільтрації прісних і мінералізованих рідин	Температура – до 250 °С, вміст NaCl – до насичення, Ca ⁺⁺ , Mg ⁺⁺ утворюють нерозчинні сполуки
7	Метас – метакриловий сополімер	Порошок білого або жовтуватого кольору	Понижувач фільтрації прісних і мінералізованих рідин	Температура – до 200 °С, вміст NaCl – до насичення, Ca ⁺⁺ , Mg ⁺⁺
8	ВЛР – вуглелужний реагент	Порошок бурого кольору	Понижувач фільтрації та умовної в'язкості рідин	Температура – до 140 °С, вміст NaCl – до 3 %, CaCl ₂ до 0,1 %

Продовження таблиці 1.1

1	2	3	4	5
9	ССБ – сульфит-спиртова барда	Темно-бура густа рідина, 50 % концентрації з густиною 1260–1280 кг/м ³	Понижувач умовної в'язкості мінералізованих рідин	Температура – до 150 °С, вміст NaCl і CaCl ₂ – до насичення
10	Окзил – окислений заміщений лігносульфонат	Рідина 25–27 % концентрації з густиною 1 120–1 150 кг/м ³	Понижувач умовної в'язкості прісних і мінералізованих рідин	Температура – до 200 °С, вміст NaCl – до насичення, CaCl ₂ – до 0,15 %
11	ФХЛС – ферохромлігносульфонат	Порошок коричневого кольору	Понижувач умовної в'язкості прісних, мінералізованих і гіпсових рідин. Підвищує їх термостійкість	Температура – до 200 °С, вміст NaCl – до 15 %, Ca ⁺⁺ – до 1200 мг-екв/л
12	Нітролігнін	Жовто-бурий зернистий порошок	Понижувач умовної в'язкості прісних і мінералізованих рідин	Температура – до 130 °С, вміст NaCl – до 15 %, CaCl ₂ – до 0,1 %
13	ПФЛХ – поліфенол-лісохімічний реагент	Тверда речовина темно-коричневого кольору	Понижувач умовної в'язкості прісних рідин	Температура – до 80 °С, вміст NaCl – до 3 %, CaCl ₂ – до 0,1 %
14	Кальцинована сода	Порошок білого кольору	Зв'язування іонів кальцію і магнію	Температура – без обмежень
15	Хлористий натрій	Кристалічна речовина білого кольору	Структуроутворювач	Температура – без обмежень
16	СМАД-1	В'язка рідина	Масильна домішка	Температура – без обмежень, вміст Ca ⁺⁺ – до 20 мг-екв/л

Додатково до складу промивальних рідин додаються такі реагенти:

- піногасник (МАС-200 – модифікований аеросил з питомою поверхнею 200 м²/кг, ГС – гумова суспензія, ПЕС – поліетиленова суспензія та інші);
- масильна домішка (нафта, СМАД-1, кофос, лабрикол та інші);
- обважнювач (CaCO₃ – крейда, Fe₂O₃ – гематит, Fe₃O₄ – магнетит, BaSO₄ – барит, КБ – концентрат бариту, ОБПМ – обважнювач баритовий модифікований).

Оптимальні домішки найбільш поширених реагентів подані у таблиці 1.2.

Таблиця 1.2 – Оптимальні домішки деяких хімічних реагентів

Формула (назва) хімічного реагента	Оптимальна домішка
1	2
NaOH, KOH, Ca(OH) ₂	до 5 кг/м ³
КМЦ	2–20 кг/м ³
ЕКР	10–30 кг/м ³
ПВЛР	10–50 кг/м ³
Гіпан	20–200 л/м ³ (10% водного розчину)
КССБ	10–50 кг/м ³
ССБ	10–50 кг/м ³
ФХЛС	20–30 кг/м ³
Окзил	10–40 л/м ³ (10% водного розчину)
CaCl ₂	10–20 кг/м ³

Продовження таблиці 1.2

1	2
KCl	30–70 кг/м ³
CaSO ₄ ·2H ₂ O	10–25 кг/м ³
Na ₂ SiO ₃	40–100 л/м ³ (50 % товарного продукту)
МАС-200, ГС, ПЕС	1–5 л/м ³ (5 % розчину у дизельному паливі)
Нафта	60–80 л/м ³
Кофос	30–40 л/м ³
Лабрикол	20–50 кг/м ³
CaCO ₃ , Fe ₂ O ₃ , Fe ₃ O ₄ , КБ, ОБМП	За розрахунком

На основі теоретичного матеріалу до практичної роботи, можна записати склад і рецептуру будь-якого інгібуючого розчину. Для прикладу розглянемо склад і рецептуру хлоркальцієвого розчину із розрахунку на 1 м³:

- Н₂O – решта з розрахунку на 1 м³ приготовленої промивальної рідини;
- порошок бентонітовий (ПБ) – 60–70 кг/м³;
- NaOH – до 5 кг/м³;
- КМЦ – 8–10 кг/м³;
- КССБ – 30–50 кг/м³;
- CaCl₂ – 15 кг/м³;
- МАС-200 – 5 л;
- Нафта – 70 л;
- ОБПМ-1 – за розрахунком.

3 Завдання

3.1. Вивчити теоретичну частину роботи.

3.2. Надати відповідь на запитання до практичної роботи.

Контрольні запитання

1. Назвіть основні функції промивальних рідин.
2. Назвіть склад інгібуючої промивальної рідини?
3. Які реагенти вводять до бурових промивальних рідин для пониження фільтрації?
4. Які реагенти вводять до бурових промивальних рідин для пониження умовної в'язкості?
5. Назвіть реагенти-інгібітори.
6. Назвіть реагенти, що застосовуються для покращення мастильних властивостей промивальних рідин.
7. Назвіть реагенти-піногасники.
8. Назвіть реагенти-регулятори рН промивальних рідин.
9. Назвіть обважнювачі промивальних рідин.

Практична робота № 2

ТИПИ БУРОВИХ ПРОМИВАЛЬНИХ РІДИН ТА ЇХНІЙ СКЛАД

1 Мета роботи

Ознайомлення з типами бурових промивальних рідин та їх складом.

2 Основні теоретичні положення

Промивальна рідина, складається, як правило, з дисперсійного середовища, рівномірно розподіленої у ньому дисперсної фази і невеликої кількості хімічних реагентів, які призначені для регулювання тих чи інших властивостей.

Дисперсна фаза складається з двох або більше компонентів. Найважливішим її компонентом є невелика кількість колоїдного матеріалу, необхідного для забезпечення стабільності промивальної рідини, здатності утримувати у спокою у змуленому стані грубодисперсні частинки важчих або легших матеріалів, ніж дисперсійне середовище, колювати пори і мікротріщини у породі. Другим компонентом дисперсійної фази служать дрібні частинки важких (глина, крейда, барит і т. п.) або легких (повітря) матеріалів, які використовуються для надання промивальній рідині необхідної густини, регулювання тиску, що створюється нею на стінки свердловини, а також для надання здатності закупорювати великі порові канали і тріщини. Як третій компонент, використовують невелику кількість речовин для покращення мастильних властивостей промивальних рідин.

За складом дисперсійного середовища промивальні рідини можна розділити на такі групи:

I Рідини на водній основі:

а) без твердої фази;

б) з дисперговою твердою фазою:

1) природні суспензії;

2) глинисті суспензії:

– диспергуючі глинисті породи (хімічно не оброблені, гуматні, лігносульфонатні, хромлігносульфонатні);

– інгібіруючі глинисті породи (гідрофобізуючі, кальцієві, калієві, силікатні, хлормagneєві, хлорнатрієві, оброблені солями тривалентних металів);

в) з конденсованою твердою фазою;

г) полімерні:

1) безглинисті;

2) малоглинисті;

д) нафтоемальсійні;

е) міцелярні.

II Рідини на вуглеводневій основі:

а) практично безводні;

б) емульсії типу «вода в маслі» (інверторні);

III Аеровані промивальні рідини:

- а) аерована вода;
- б) аеровані глинисті суспензії;
- в) піни;

IV Газоподібні агенти:

- а) повітря;
- б) природні гази;
- в) азот;
- г) викидні гази від двигунів внутрішнього згорання (ДВЗ);
- д) суміші викидних газів ДВЗ з повітрям або природним газом.

Найширше в бурінні використовують рідини на водній основі. Рідини на вуглеводневій основі застосовують значно рідше, хоч вони дають дуже добрі результати при розкритті нафтових пластів, розбурюванні нестійких глинистих і хемогенних порід. Об'єм застосування аерованих рідин в останні роки дещо збільшився, проте в цілому він залишається ще недостатньо великим. Застосування газоподібних агентів обмежується геологічними умовами та глибиною буріння.

Розглянемо деякі види промивальних рідин.

Полімерні промивальні рідини з низьким вмістом глинистої фази

Такі рідини застосовують для розбурювання відносно стійких, грубо дисперсних, слабонабухаючих, карбонатно-глинисто-піщаних порід. Найбільше розповсюдження отримали полімерні рідини з низьким вмістом глинистої фази на основі КМЦ і ПАА.

Для приготування 1 м³ промивальної рідини необхідно:

- нафти – 80–100 л;
- ПАА – 25–50 л (0,5 %-го водного розчину);
- КМЦ – 4–5 кг;
- бентонітового порошку – 40–50 кг;
- вода – решта.

Переваги полімерних промивальних рідин:

- низький вміст твердої фази у рідині сприяє покращенню показників буріння свердловини;
- рідина володіє псевдопластичною в'язкістю, яка покращує умови руйнування гірських порід і винесення вибуреної породи на денну поверхню;
- при невеликій загальній фільтрації рідина має відносно велику миттєву фільтрацію, яка сприяє збільшенню проходки на долото та механічної швидкості буріння.

Недоліки полімерних промивальних рідин:

- обмежена область застосування рідини (для розбурювання відносно стійких порід);
- при тривалому використанні зростає умовна в'язкість рідини, тобто промивальна рідина загусас.

Лігносульфонатні промивальні рідини

Таку промивальну рідину рекомендується застосовувати для розбурювання гіпсів, ангідритів, карбонатних і глинистих порід.

Особливістю лігносульфонатних промивальних рідин є ефективне зменшення умовної в'язкості, яке відбувається у результаті комбінації стабілізуючої та інгібуючої дії ССБ та ПВЛР. Промивальна рідина стійкіша до сольової агресії порівняно з гуматними рідинами.

Для приготування 1 м³ лігносульфонатної промивальної рідини використовується:

- МАС – 200 – до 5 л (5 %-вої вуглеводневої суспензії);
- NaOH – 5–10 кг;
- ПВЛР – 10–50 кг;
- ССБ – 30–40 кг;
- ПБ – 60–70 кг;
- вода – решта.

Підвищення вмісту каустичної соди у промивальній рідині порівняно з іншими типами рідин пов'язано із додатковими витратами NaOH на переведення кислоти ССБ у лужну.

Регулювання параметрів промивальних лігносульфонатних рідин. При бурінні свердловини промивальна рідина має властивість у більшості випадків загущуватись, а концентрація хімічних реагентів у ній зменшується. Для підтримання параметрів бурової промивальної рідини у заданих межах необхідно проводити повторні хімічні обробки.

Реологічні характеристики лігносульфонатної промивальної рідини знижують введенням 10 %-го водно-лужного розчину ССБ, попередньо нейтралізованого до $pH = 9$ у кількості 20–30 л/м³. Якщо промивальна рідина не розріджується до заданих меж, то в неї додають у такій же кількості реагенти ССБ + ВЛР або воду.

Для підвищення реологічних властивостей у промивальну рідину вводять глинисту пасту або глинопорошок.

Для зниження фільтрації у промивальну рідину вводять 10–20 кг/м³ сухого реагенту ВЛР. Якщо фільтрація не зменшується до заданої величини, то у рідину необхідно додатково ввести КМЦ у вигляді 5–10 %-го водного розчину.

Лужність лігносульфонатної рідини регулюють каустичною або кальцинованою содою.

Перевагою лігносульфонатної рідини є те, що ця рідина при розбурюванні глинистих відкладів менше загущується і більш солестійка до сольової агресії, особливо до солей одновалентних металів, на відміну від гуматної рідини.

Лігносульфонатна промивальна рідина має такі недоліки:

- рідина спінюється, особливо при введенні у неї лігносульфонатів; введення піногасників у рідину не завжди дає бажаний ефект, тому необхідно включати в роботу двокамерний вакуумний сепаратор (ДВС-2);
- регулювати фільтраційні властивості у лігносульфонатній промивальній рідині складно, для цього необхідно застосовувати понижувачі фільтрації, які не входять до складу цієї рідини.

3 Завдання

- 3.1. Вивчити теоретичну частину роботи.
- 3.2. Надати відповідь на запитання до практичної роботи.

Контрольні запитання

- 1. Який склад має промивальна рідина?*
- 2. З чого складається дисперсна фаза промивальної рідини?*
- 3. Як поділяються промивальні рідини за складом дисперсійного середовища?*
- 4. Який склад мають полімерні розчини з низьким вмістом глинистої фази?*
- 5. Назвіть склад лігносульфонатних розчинів.*

Практична робота № 3

ВИЗНАЧЕННЯ ВМІСТУ КОЛОЇДНОЇ ФАЗИ У ПРОМИВАЛЬНІЙ РІДИНІ

1 Мета роботи

Навчитись визначати концентрацію колоїдної фази у промивальній рідині.

2 Основні теоретичні положення

Глинисті частинки, що мають розмір менше 2 мкм називаються *колоїдними* або активною складовою глинистої фази. При взаємодії із водою ці частинки утворюють навколо себе гідратну оболонку, тобто утворюють міцели – скупчення правильно розміщених молекул, асоціацію в агрегати молекул, які утримуються, переважно, дисперсійними силами.

Частинки колоїдної фази завдяки утворенню гідратних оболонок істотно впливають на реологічні і у меншій мірі на фільтраційні властивості бурової промивальної рідини. Зі збільшенням вмісту колоїдної фази реологічні властивості промивальної рідини зростають. З метою недопущення різкого згущення промивальної рідини концентрацію колоїдної фази підтримують у межах 1,5–2,4 % від об'єму розчину. Найбільше значення концентрації колоїдної фази характерне для необважнених ($\rho \approx 1\,050\text{ кг/м}^3$) і найменше – для обважнених промивних рідин ($\rho \approx 2\,100\text{ кг/м}^3$).

Із збільшенням глибини буріння свердловини, вміст твердої фази у промивальній рідині зростає, а це у свою чергу призводить до підвищення структурно-механічних властивостей промивальної рідини, зниження показників роботи доліт та створення передумов до виникнення різних ускладнень у свердловині.

В основу визначення концентрації колоїдних частинок у промивальній рідині покладено властивість тонкодисперсної фази адсорбувати на своїй поверхні метиленову синь (МС). У середньому 1 г колоїдних частинок бентоніту (діаметр < 2 мкм) адсорбує 59 см³ МС 0,45 %-вої концентрації. Цей показник прийнятий стандартним при порівняльній оцінці активності твердої фази промивальних рідин.

Для визначення вмісту колоїдної фази у промивальній рідині необхідні такі реактиви і обладнання:

- 0,45 %-вий водний розчин МС. Для його приготування необхідно 4,5 г порошку МС розчинити у 300 мл теплої дистильованої води, потім розчин охолодити до кімнатної температури і розбавити до 1 000 мл; розчин зберігають у закритій посудині;

- 5 %-й нормальний розчин (5Н) хімічно чистої сірчаної кислоти, для приготування якого необхідно при повільному перемішуванні влити 14 мл концентрованої сірчаної кислоти у ємність з 50 мл дистильованої води і розбавити водою до 100 мл;

- 3 %-вий перекис водню;

– конічна колба ємністю 250 мл, мірні циліндри 25 і 50 мл, аптечний шприц на 2 мл з великим отвором, скляна паличка та фільтрувальний папір.

Визначення вмісту колоїдної фази у промивальній рідині проводять наступним чином:

– шприцом набирають 2 мл попередньо перемішаної бурової промивальної рідини і переносять у чисту конічну колбу об'ємом 250 мл, додають 15 мл 3 %-го розчину перекису водню і 0,5 мл 5Н розчину сірчаної кислоти; суміш ретельно перемішують і кип'ятять 4 хв у колбі з оберненим клапаном (скляною воронкою); домішка перекису водню дозволяє виключити вплив на результати дослідів хімічних реагентів, таких як гумати, КМЦ, акрилові полімери та лігносульфонати; домішка сірчаної кислоти дозволяє чітко зафіксувати кінець титрування;

– після охолодження вимірюють об'єм суміші, розбавляють дистильованою водою до 50 мл і титрують метиленовою синню; після кожної домішки МС розчин ретельно перемішують шляхом струшування. Потім скляною паличкою з колби відбирають каплю суміші і наносять її на фільтрувальний папір. Якщо глиниста фаза повністю поглинає МС, то на фільтрувальному папері з'явиться жовтий круг (або вода) з голубою облямівкою;

– титрування ведуть до тих пір, поки від каплі на фільтрувальному папері не з'явиться у центрі круга синя пляма, а на периферії вода;

– через 2 хв, після легкого всмоктування суміші, повторно відбирають пробу; якщо синя пляма не зникає, то вважають, що досягнуто границі поглинання і закінчують титрування, якщо синя пляма зникла, то титрування продовжують шляхом домішки до 0,1–1,0 мл МС;

– об'ємна концентрація колоїдних частинок у буровій промивальній рідині визначається за формулою

$$B_{\text{к.ф.}} = 0,33 \cdot V_{\text{м.с.}}, \quad (3.1)$$

де $B_{\text{к.ф.}}$ – вміст колоїдної фази у промивальній рідині, % від об'єму рідини;

$V_{\text{м.с.}}$ – об'єм МС, який затрачений на титрування 2 мл бурової промивальної рідини, мл;

– значення концентрації колоїдних частинок у масових відсотках знаходять за формулою

$$B_{\text{к.ф.}} = 0,86 \cdot V_{\text{м.с.}} \quad (3.2)$$

Титрування – процес визначення титру досліджуваної речовини. Хімічний метод об'ємного аналізу – поступове додавання розчину якої-небудь речовини з титром певної концентрації до розчину досліджуваної речовини, кількість якої треба встановити.

3 Завдання

3.1. Вивчити теоретичну частину роботи.

3.2. Дати відповідь на питання до практичної роботи.

Контрольні запитання

1. Як впливає концентрація колоїдної фази на показники роботи долота при бурінні?
2. Як визначають вміст колоїдної фази у промивальній рідині?
3. В яких одиницях визначається вміст колоїдної фази у промивальній рідині?
4. В яких концентраціях підтримують вміст колоїдної фази у промивальній рідині?
5. Які хімічні реактиви необхідні для визначення вмісту колоїдної фази?
6. Опишіть методику проведення дослідів з визначення вмісту колоїдної фази.
7. За якою формулою визначається об'ємна концентрація колоїдних частинок у буровій промивальній рідині?
8. За якою формулою знаходять значення концентрації колоїдних частинок у масових відсотках?

Практична робота № 4

ВИЗНАЧЕННЯ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ ПРОМИВАЛЬНИХ РІДИН

1 Мета роботи

Ознайомитись з технологічними властивостями промивальних рідин та приладами для визначення властивостей промивальних рідин.

2 Основні теоретичні положення

При бурінні свердловин промивальні рідини повинні виконувати такі основні функції:

- 1) ефективно очищувати вибій від частинок розбурюваних порід та видаляти їх на денну поверхню;
- 2) створювати гідростатичний тиск для попередження флюїдопроявлень у процесі буріння та при зупинці промивання;
- 3) утримувати частинки розбурюваної породи від її осідання на вибій;
- 4) забезпечувати охолодження і змащування доліт, вибійних двигунів, бурильної колони;
- 5) попереджувати спонтанне осипання порід, що формують стінки свердловини;
- 6) передавати потужність до гідравлічних вибійних двигунів;
- 7) не погіршувати колекторські властивості продуктивних пластів у пристовбуровій зоні свердловини.

Такі функції може виконувати багатокомпонентна рідина, яка повинна:

- 1) володіти тиксотропними властивостями: легко прокачуватись, швидко переходити в гелеподібний стан при зупинці прокачування;
- 2) бути інертною до гірських порід: не розчиняти їх, не сприяти пептизації вибурених частинок, не знижувати міцності стінок свердловини;
- 3) мати широкий діапазон регулювання густини;
- 4) кольматувати пори і тріщини у стінках свердловини та створювати у них тонку непроникну кірку;
- 5) зберігати стабільність властивостей при зміні температур;
- 6) володіти мастильною здатністю і теплофізичними властивостями, для відведення тепла від деталей, що труться;
- 7) нейтралізовувати компоненти порід і пластових рідин, які викликають корозію труб і обладнання та токсичні речовини;
- 8) не заважати проведенню геофізичних досліджень у свердловині;
- 9) складатися з недефіцитних та дешевих матеріалів.

Для виконання службових функцій, промивальні рідини повинні мати певні технологічні властивості, які визначаються за допомогою спеціальних лабораторних приладів.

Основні властивості та параметри промивальних рідин, методи їхнього контролю

Густина – це маса одиниці об'єму промивальної рідини (ρ , кг/м³). Вона характеризує здатність промивальної рідини здійснювати у свердловині гідродинамічні та гідростатичні функції:

а) утримувати у змуленому стані і виносити із свердловини частинки породи найбільшого розміру;

б) створювати гідростатичний тиск на стінки свердловини з метою попередження нафтогазопроявів і збереження цілісності стінок свердловини;

в) забезпечувати зниження ваги колони бурильних та обсадних труб, що сприяє зменшенню навантаження на талеву систему.

Густина промивальної рідини, що вміщує газ, називається *уявною*, а густина рідини без вмісту газу – *дійсною*.

У лабораторних умовах густина вимірюється з допомогою пікнометрів, а на буровій – з допомогою ареометрів і важільних ваг.

Ареометр для вимірювання густини промивальної рідини АГ-ЗПП складається з мірного стакана, який заповнюється рідиною при замірюванні і прикріплюється до поплавка. На поверхні циліндричної частини поплавка, герметизованого пробкою, нанесені дві шкали для заміру густини у межах 900–1 700 кг/м³ і 1 600–2 400 кг/м³ (рис. 4.1). Прилад зберігають у футлярі-відрі, який закривається кришкою, що служить відерцем для відбору проби.

Прилад занурюють у воду, що знаходиться у відрі, за шкалою (900–1 700 кг/м³) відраховують величину відносної густини. При повному зануренні ареометра відкручують зніманий тягарець, і за рівнем води знову визначають відносну густина за іншою шкалою (1 600–2 400 кг/м³) для більшої густини.

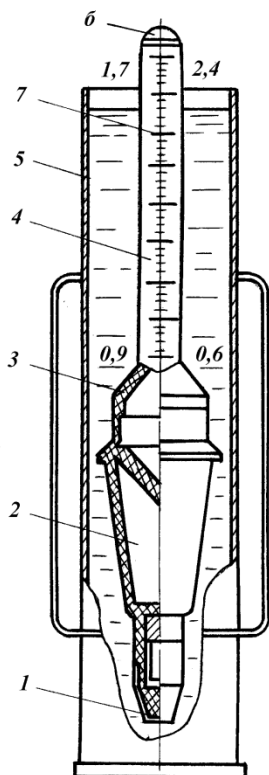
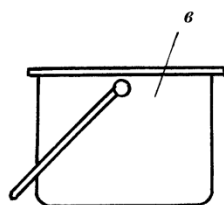


Рисунок 4.1 – Ареометр АГ-ЗПП:

- 1 – зніманий тягарець;
2 – стакан; 3 – поплавок;
4 – циліндрична частина поплавка;
5 – відро-футляр; 6 – герметизуючий корок; 7 – шкала; 8 – кришка



Умовна в'язкість – це умовна характеристика гідравлічного опору прокачування промивальної рідини. Із збільшенням умовної в'язкості гідравлічні опори зростають, у зв'язку з чим погіршуються умови очищення вибою від вибуреної породи,

утруднюється перенесення енергії від насосу до вибійного двигуна, послаблюється інтенсивність розмиву породи на вибої свердловини. Величина умовної в'язкості залежить від розміру і форми використовуваного приладу.

Для оперативного якісного оцінювання умовної в'язкості промивальної рідини на свердловині, що буриться, використовують польовий віскозиметр ПВ-5 (рис. 4.2). Під умовною в'язкістю розуміють тривалість витікання 500 см^3 ретельно перемішаної промивальної рідини через калібровану трубку з внутрішнім діаметром 5 мм і довжиною 100 мм приладу ПВ-5, в який наливо 700 см^3 . Для перевірки приладу заміряють умовну в'язкість прісної води. Час витікання 500 см^3 прісної води повинен бути $(15 \pm 0,5) \text{ с}$.

Для кількісної оцінки характеру руху промислових рідин використовують різні реологічні моделі. Для визначення реологічних характеристик використовують ротаційні віскозиметри.

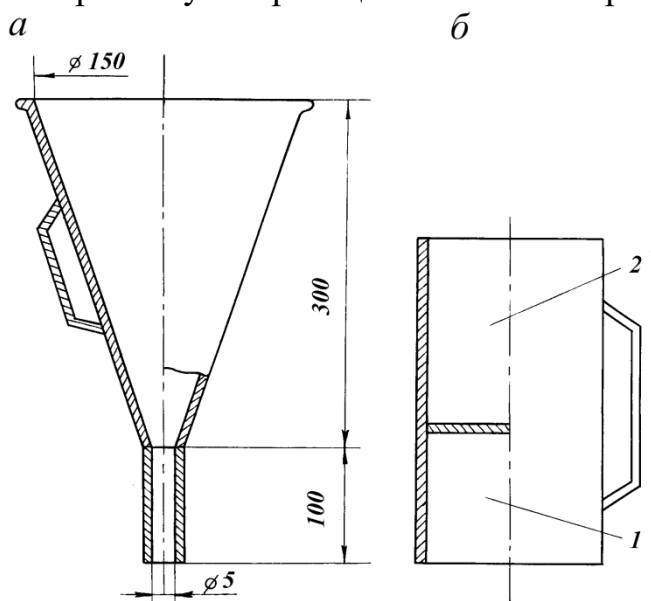


Рисунок 4.2 – Польовий віскозиметр ПВ-5:

а – віскозиметр; б – мірний кухоль;

1 – об'єм 200 см^3 ; 2 – об'єм 500 см^3

Тиксотропні властивості.

Тиксотропією називають здатність суспензії утворювати структуру у стані спокою (гель) і втрачати її при

перемішуванні. Міцність утворюваної суспензією структури у стані спокою називають *статичним напруженням зсуву (СНЗ)*. СНЗ – це напруження, яке необхідно створити, щоб зруйнувати структуру і відновити текучість системи. У спокої міцність структури зростає в часі, асимптотично наближаючись до верхньої межі. Промивальна рідина характеризується двома значеннями статичного напруження зсуву: початковим (θ_1), яке заміряють через 1 хв спокою після інтенсивного перемішування, і другим (θ_{10}), яке заміряють після 10 хв спокою. Перша величина (θ_1) характеризує утримувальну здатність промивальної рідини.

Статичне напруження зсуву вимірюють у *Па* з допомогою приладу СНС-2 (рис. 4.3) або ротаційних віскозиметрів.

Про ступінь тиксотропності судять за різницею $\theta_{10} - \theta_1$, або їх відношенням. Чим більша різниця (відношення), тим тиксотропніша суспензія. Для буріння у більшості випадків бажано використовувати низькотиксотропні рідини, в яких θ_1 достатнє для утримання у змуленому стані вибурених частинок після припинення циркуляції.

Фільтраційні властивості. Фільтрація (Φ) вимірюється у $\text{см}^3/30 \text{ хв}$ і характеризує здатність промивальної рідини фільтруватись у стінки свердловини під впливом перепаду тиску з утворенням малопроникної фільтраційної кірки. За величину фільтрації беруть об'єм фільтрату, який відділяється від промивальної рідини протягом 30 хв при фільтруванні через паперовий фільтр площею 44 см^2 (діаметром 75 мм) при визначеному перепаді тиску. Цей параметр називають *показником фільтровіддачі Φ_{30}* (якщо рідина на водній основі – *водовіддачею*).

Фільтрація залежить від складу промивальної рідини, дисперсності твердих частинок, перепаду тиску, температури та деяких інших чинників. Фільтрація зменшується із збільшенням вмісту колоїдних частинок, зростає при збільшенні концентрації грубодисперсних частинок (наприклад, обважнювача), а також з підвищенням температури. При збільшенні перепаду тиску фільтрація зазвичай зростає.

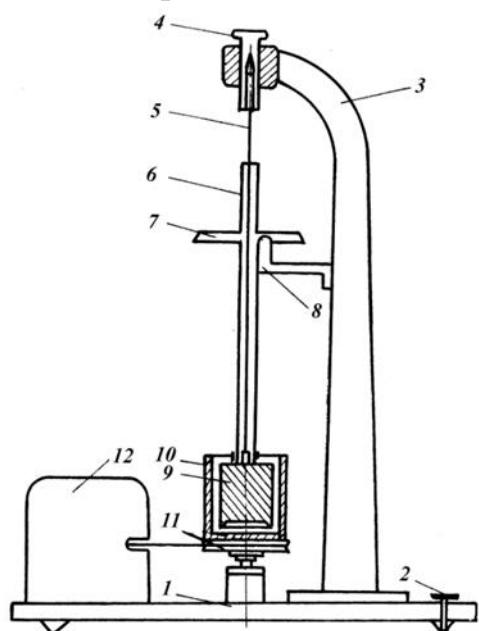


Рисунок 4.3 – Схема приладу СНС-2:

- 1 – плита; 2 – гвинт; 3 – стійка;
4 – крутильна головка; 5 – пружна нитка;
6 – трубка; 7 – диск зі шкалою; 8 – прозорий візир;
9 – підвісний циліндр; 10 – стакан;
11 – обертовий столик; 12 – електродвигун

Фільтрація у статичних умовах завжди суттєво менша, ніж при русі промивальної рідини. Це пояснюється тим, що у спокою проникність фільтраційної кірки зменшується у міру утворення нових її шарів, з часом процес фільтрування дисперсійного середовища може взагалі припинитись. При русі промивальної рідини в якийсь момент настає рівновага між відкладенням нових шарів кірки і змиву їх потоком рідини, що рухається вздовж поверхні фільтру, і швидкість фільтрування дисперсійного середовища стабілізується. Чим більша швидкість руху, тим вища (за інших рівних умов) фільтровіддача.

Фільтраційні властивості вимірюють у статичних умовах з допомогою приладу ВМ-6 (рис. 4.4). Прилад ВМ-6 складається з напірного і фільтраційного вузлів. Процес фільтрації здійснюється через паперовий фільтр, який розміщений на дні спеціального пристосування.

До напірного вузла входить циліндр, плунжер і шкала, яка закріплена на плунжері. На верхньому кінці циліндра нанесена відлікова мітка. Для встановлення шкали на «нуль» і спуску надлишкового мастила з циліндра у нижній його частині є отвір, який перекривається голковим клапаном.

Фільтраційний вузол складається з фільтраційного стакана і підставки. У нижній частині підставки є отвір, який перекривається перед заповненням фільтраційного стакана гумовим корком. Досліджувану промивальну рідину заливають у фільтраційний стакан з попередньо змоченим водою паперовим фільтром на підставці. На фільтраційний стакан, закритий клапаном, нагвинчений циліндр, заповнений поверх розчину машинним мастилом. У цей циліндр входить плунжер зі шкалою, який створює тиск фільтрації, рівний 0,1 МПа. Фільтрація починається після відкриття отвору у підставці.

При фільтрації дисперсійного середовища з промивальної рідини на стінках свердловини (фільтраційному папері) утворюється фільтраційна кірка, яка є однією з характеристик фільтраційних властивостей рідини. Фільтраційна кірка повинна запобігати руйнуванню стінок свердловини і попереджувати інтенсивну фільтрацію у пласт. Водночас утворення грубої, пухкої кірки обумовлює виникнення ускладнень у процесі буріння. Чим тонша кірка, тим менша її проникність і краща кіркоутворювальна здатність.

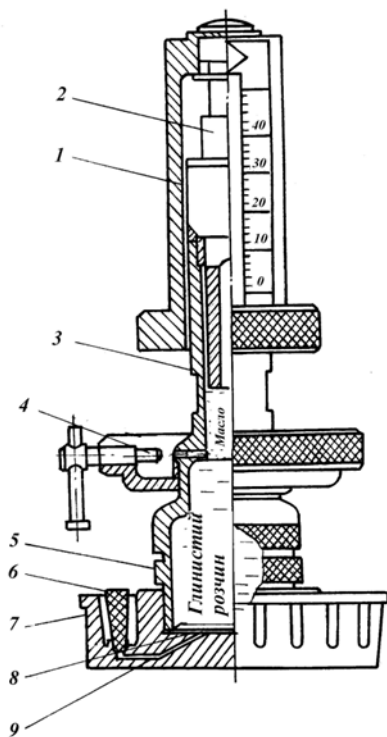


Рисунок 4.4 – Схема приладу ВМ-6:

- 1 – плунжер; 2 – втулка; 3 – напірний циліндр;
4 – голковий клапан; 5 – фільтраційний стакан;
6 – гумовий корок; 7 – підставка; 8 – паперовий
фільтр; 9 – отвір для надходження фільтрату

Водневий показник pH – це логарифм концентрації водневих іонів у фільтраті промивальної рідини, взятий з протилежним знаком. Водневий показник електрично нейтрального середовища $pH = 7$, лужного середовища $7 < pH \leq 14$, кислого середовища $1 \leq pH < 7$. Водневий показник має дуже важливе значення для оцінки якості промивальних рідин на водній основі. Деякі види хімічно оброблених рідин стабільні лише у визначеному діапазоні pH . При $pH < 7$ суттєво інтенсифікується корозія сталей, а при $pH \geq 10$ інтенсифікується корозія труб із алюмінієвих сплавів.

Седиментаційна стійкість характеризується двома показниками: добовим відстоєм і стабільністю.

Добовий відстій – це об'єм дисперсійного середовища, який виділився за одну добу спокою із 100 см³ промивальної рідини, наливої у мірний циліндр.

Стабільність – це різниця густин промивальної рідини, що знаходиться у нижній і верхній половині спеціального циліндра (ЦС-1), після доби спокою. В

якісних промивальних рідинах добовий відстій дорівнює нулю, а показник стабільності не перевищує $(20-30) \text{ кг/м}^3$.

Вміст піску. Вміст піску – це відношення об'єму осаду, який утворюється при відстоюванні протягом 1 хв промивальної рідини, розведеної водою, до об'єму вихідної промивальної рідини. Для заміру використовують скляний (відстійник Лисенка) або металевий відстійник (ОМ-2).

Відстійник ОМ-2 (рис. 4.5) становить циліндричну посудину, в якій внизу вмонтована мензурка. Посудина закривається кришкою, об'єм якої 50 см^3 . Відстійник заповнюють водою до половини і наливають у нього 50 см^3 промивальної рідини. Потім заповнюють решту об'єму водою до отвору (450 см^3 води і 50 см^3 розчину). Після інтенсивного збовтування відстійник встановлюють вертикально і залишають у спокою на 1 хв. Відсотковий вміст піску чисельно дорівнює подвоєному об'єму осаду у мензурці, що нагромадився за час перебування у спокою.

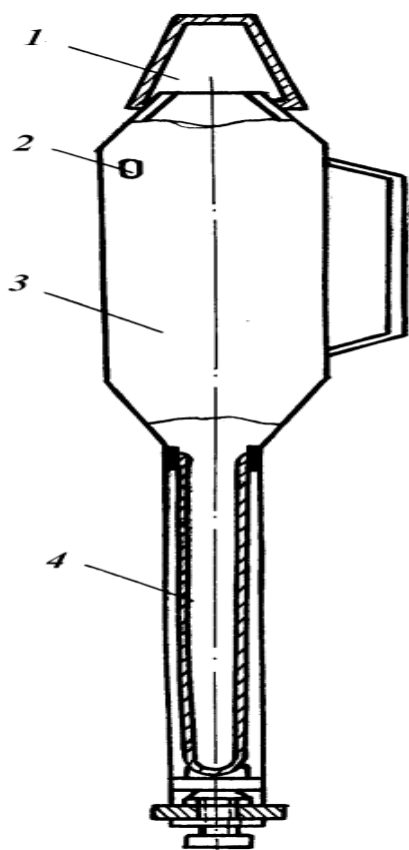


Рисунок 4.5 – Відстійник ОМ-2:

1 – кришка; 2 – отвір;
3 – циліндрична посудина; 4 – мензурка

Вміст газу. Вміст газу контролюють для того, щоб виявити початок газопроявлення у свердловині. Присутність газу погіршує роботу насосів, збільшує в'язкість промивальної рідини, призводить до зменшення гідростатичного тиску у свердловині. Вміст газу у промивальній рідині визначають методом розведення або з допомогою приладів ВГ-1, ПГР-1.

Для визначення вмісту газу проби промивальної рідини необхідно відбирати як на початку жолобної системи, так і з приймальної ємності бурових насосів.

Дослідження першої проби дозволяє оцінити вміст газу у потоці, який виходить із свердловини. За різницею вмісту газу у першій та другій пробах можна визначитись про ефективність дегазації промивальної рідини в очисній системі.

Електричні властивості. Здатність промивальної рідини перешкоджати протіканню електричного струму характеризується величиною питомого опору. Для оцінювання питомого опору у промивальну рідину занурюють спеціальний зонд, який складається з двох електродів.

Питомий опір промивальної рідини на водній основі зменшується із збільшенням ступеня її мінералізації і температури і залежить від складу солей у водному середовищі. Для успішного проведення геофізичних досліджень у

свердловині, які основані на замірі електричного опору порід, питомий опір рідини повинен бути не меншим, ніж 0,8–1,0 Ом · м.

Промивальні рідини на водній основі вважаються неелектропровідними. Проте, якщо у промивальну рідину опустити два електроди і поступово збільшувати різницю потенціалів, то між електродами виникає електричний розряд. Різниця потенціалів, при якій виникає розряд, називається *напругою електропробивання*. Напруга електропробивання є важливою характеристикою таких рідин.

Термостабільність. Властивості промивальних рідин суттєво змінюються при зміні температури і тривалому їх нагріванні. Для кожного виду промивальної рідини і кожного реагента існують критичні температури, при перевищенні яких у рідині відбуваються необоротні зміни властивостей, а реагенти розкладаються. Цю температуру беруть за межу термостабільності.

Мастильні властивості характеризують здатність промивальної рідини зменшувати втрати енергії на тертя. Показником мастильних властивостей є *коефіцієнт тертя*.

Показники мастильних властивостей промивальних рідин заміряються з допомогою різних машин тертя: чотирикулачкових, Амслера, МКВ-К, Тімкен, АИ-3, ПТ-2 та інших.

3 Завдання

3.1. Вивчити теоретичну частину роботи.

3.2. Надати відповідь на запитання до практичної роботи.

Контрольні запитання

1. Назвіть основні функції промивальної рідини при бурінні?
2. Назвіть основні властивості та параметри промивальних рідин?
3. Яку здатність промивальної рідини характеризує густина?
4. Яким приладом вимірюється густина промивальної рідини?
5. Що розуміють під умовною в'язкістю промивальної рідини?
6. Які прилади застосовуються для вимірювання умовної в'язкості?
7. Що розуміють під тиксотропними властивостями промивальної рідини?
8. Яким приладом вимірюють тиксотропні властивості промивальних рідин?
9. Що розуміють під фільтрацією промивальної рідини?
10. Якими приладами вимірюються фільтраційні властивості промивальної рідини?
11. Що розуміють під водневим показником промивальної рідини?
12. Що розуміють під седиментаційною стійкістю промивальної рідини?
13. За допомогою якого приладу визначається вміст піску у промивальній рідині?

Практична робота № 5

ВИЗНАЧЕННЯ ОБ'ЄМНОЇ КОНЦЕНТРАЦІЇ ТВЕРДОЇ ФАЗИ У ПРОМИВАЛЬНІЙ РІДИНІ

1 Мета роботи

Навчитись визначати об'ємну концентрацію твердої фази у промивальній рідині.

2 Основні теоретичні положення

У промивальних рідинах на водній основі до складу твердої фази входять: глиниста фаза, вибурена порода, обважнювач і солі. Глинисту фазу поділяють на активну та інертну складові. Активну частину ще називають колоїдною фазою.

У промивальних рідинах на нафтовій основі до твердої фази відносять окислений бітум і вапно.

Залежно від типу промивальної рідини компонентний склад твердої фази змінюється.

Вплив вмісту і складу твердої фази на показники буріння

У процесі буріння свердловин промивальна рідина безперервно збагачується дисперсними частинками вибуреної породи, що призводить до інтенсивного зростання реологічних властивостей, зниження швидкості буріння, посилення зношування гідравлічного обладнання, виникнення аварій та ускладнень у свердловині.

Вміст твердої фази у промивальній рідині істотно впливає на показники буріння. На графіку (рис. 5.1), де вміст твердої фази у промивальній рідині ($B_{т.ф.}$) менший 7 %, спостерігається інтенсивна зміна кривих показників

буріння, у правій, де $B_{т.ф.} > 7\%$ – повільне зменшення або зростання наведених залежностей. Дослідники вважають, що зменшення вмісту твердої фази у промивальній рідині, у лівій частині графіка на 1 % призводить до зростання показників роботи доліт на (7–10) %; у правій частині цей приріст значно менший.

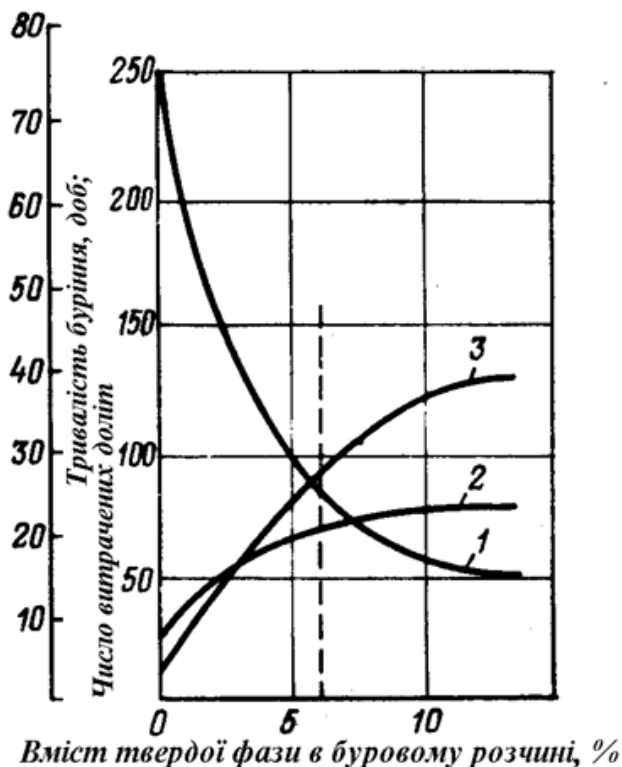


Рисунок 5.1 – Залежність проходки на долото (1) часу буріння (2) і кількості використаних доліт (3) від вмісту твердої фази у промивальній рідині

Тверда фаза у промивальній рідині неоднорідна, тому вплив її складових на показники буріння не однаковий. Найбільший вплив на швидкість буріння має активна складова глинистої фази (рис. 5.2, крива 2), менший – буровий шлам (крива 1) і незначний – баритовий обважнювач (крива 3).

В умовах високих температур і тиску вплив надлишку твердої фази у промивальній рідині посилюється тому, що більш інтенсивно проходять процеси пептизації, диспергації та коагуляції глинистих частинок, ніж у звичайних умовах.

Вміст і склад твердої фази у промивальній рідині є визначальним чинником при регулюванні технологічних показників промивальної рідини і у

значній мірі впливає на техніко-економічні показники буріння свердловини, тому у промисловій практиці велику увагу приділяють контролю і регулюванню вмісту твердої фази у промивальній рідині.

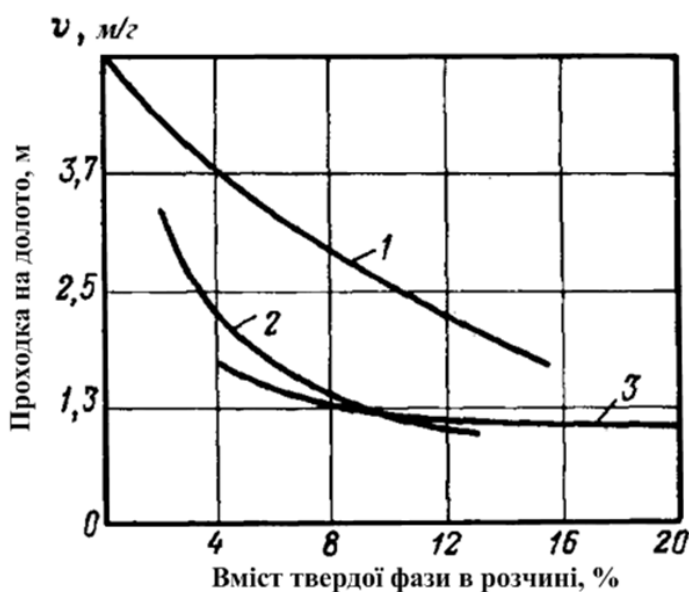


Рисунок 5.2 – Залежність механічної швидкості проходки від вмісту твердої фази в промивній рідині

Визначення вмісту твердої фази у промивальній рідині

Наближено концентрацію твердої фази у промивальній рідині визначають, виходячи із матеріального (компонентного) балансу промивальної рідини, і розраховують за формулою

$$B_{\text{т.ф.}} = \frac{100 \cdot (\rho_{\text{п.р.}} - \rho_{\text{в.ф.}}) + B_{\text{н.}} \cdot (\rho_{\text{в.ф.}} - \rho_{\text{н.}}) - B_{\text{с.}} \cdot (\rho_{\text{с.}} - \rho_{\text{в.}})}{\rho_{\text{т.ф.}} - \rho_{\text{в.ф.}}}, \quad (5.1)$$

де $B_{\text{т.ф.}}$, $B_{\text{н.}}$, $B_{\text{с.}}$ – об'ємна концентрація відповідно твердої фази, нафти і солі, %;

$\rho_{\text{т.ф.}}$, $\rho_{\text{п.р.}}$, $\rho_{\text{в.ф.}}$, $\rho_{\text{н.}}$, $\rho_{\text{с.}}$, $\rho_{\text{в.}}$ – густина відповідно твердої фази, промивальної рідини, водної фази, нафти, солі і води, кг/м³.

Якщо густина водної фази дорівнює густині води ($\rho_{\text{в.}} = 1000$ кг/м³), густина нафти $\rho_{\text{н.}} = 800$ кг/м³, густина солі (NaCl) $\rho_{\text{с.}} = 2850$ кг/м³, то формула (5.1) матиме такий вигляд:

$$B_{\text{т.ф.}} = \frac{100 \cdot (\rho_{\text{п.р.}} - 1000) + B_{\text{н.}} \cdot 200 - B_{\text{с.}} \cdot 1850}{\rho_{\text{т.ф.}} - 1000}. \quad (5.2)$$

Переведення об'ємної концентрації твердої фази у масову здійснюють за формулою

$$B_{\text{т.ф.}}^{\text{м.}} = \frac{B_{\text{т.ф.}} \cdot \rho_{\text{т.ф.}}}{\rho_{\text{п.р.}}}. \quad (5.3)$$

Для промивальних рідин, які складаються тільки з води і глини ($\rho_{т.ф.} = \rho_{гл.}$), формула (5.2) спрощується:

$$B_{т.ф.} = \frac{100 \cdot (\rho_{п.р.} - 1000)}{\rho_{гл.} - 1000}. \quad (5.4)$$

3 Завдання

3.1. Вивчити текст роботи.

3.2. Визначити об'ємну концентрацію твердої фази. Відповісти на поставлені питання.

4 Порядок виконання роботи

Визначаємо об'ємну концентрацію твердої фази використовуючи формули з теоретичної частини практичної роботи.

5 Приклад

Вихідні дані.

Визначити об'ємну концентрацію твердої фази, якщо промивна рідина густиною 1 270 кг/м³ містить 5 % об'єму нафти. Густина фільтрату – 1 020 кг/м³.

Розв'язання:

1. З таблиці 5.2 знаходимо, що при $\rho_{ф.} = 1\,020$ кг/м³ промивальна рідина містить приблизно 3 % масових або 1,07 % об'ємних відсотків солі. Підставивши відповідні дані в формулу (5.1), отримаємо величину вмісту твердої фази:

$$\begin{aligned} B_{т.ф.} &= \frac{100 \cdot (\rho_{п.р.} - \rho_{в.ф.}) + B_{н.} \cdot (\rho_{в.ф.} - \rho_{н.}) - B_{с.} \cdot (\rho_{с.} - \rho_{в.})}{\rho_{т.ф.} - \rho_{в.ф.}} = \\ &= \frac{100 \cdot (1270 - 1020) + 5 \cdot (1020 - 800) - 1,07 \cdot (2160 - 1000)}{2600 - 1020} = \\ &= 15,7 \% \end{aligned}$$

Відповідь: $B_{т.ф.} = 15,7 \%$.

6 Вихідні дані для виконання практичної роботи

Таблиця 5.1 – Вихідні дані

Варіант	$\rho_{п.р.}$	$\rho_{в.ф.}$	$B_{н.}$
1	2	3	4
1	1 200	1 005	3
2	1 210	1 010	4
3	1 220	1 015	5
4	1 230	1 020	6
5	1 240	1 025	3
6	1 250	1 005	4
7	1 260	1 010	5
8	1 270	1 015	6

Продовження таблиці 5.1

1	2	3	4
9	1 280	1 020	3
10	1 290	1 025	4
11	1 300	1 005	5
12	1 200	1 010	6
13	1 210	1 015	3
14	1 220	1 020	4
15	1 230	1 025	5
16	1 240	1 005	6
17	1 250	1 010	3
18	1 260	1 015	4
19	1 270	1 020	5
20	1 280	1 025	6
21	1 290	1 005	3
22	1 300	1 010	4
23	1 200	1 015	5
24	1 210	1 020	6
25	1 220	1 025	3

Таблиця 5.2 – Густина водного фільтрату при різних концентраціях солі NaCl

Густина, кг/м ³	Масовий вміст солей, %	Об'ємний вміст солей, %
1 005	1	1,06
1 013	3	1,07
1 027	4	1,08
1 041	6	1,10
1 056	8	1,12
1 071	10	1,13
1 086	12	1,15

Контрольні запитання

1. Що входить до складу твердої фази у промивальних рідинах на водній основі?
2. Що називають колоїдною фазою промивальної рідини ?
3. Що входить до складу твердої фази у промивальних рідинах на нафтовій?
4. Як впливає вміст твердої фази у промивальній рідині на показники буріння свердловин?

Практична робота № 6

ВИЗНАЧЕННЯ ВМІСТУ ОБВАЖНЮВАЧА У ПРОМИВАЛЬНІЙ РІДИНІ

1 Мета роботи

Навчитись визначати вміст обважнювача у промивальній рідині.

2 Основні теоретичні положення

У промивальних рідинах на водній основі до складу твердої фази входять: глиниста фаза, вибурена порода, обважнювач і солі. Глинисту фазу поділяють на активну та інертну складові. Активну частину ще називають колоїдною фазою.

У промивальних рідинах на нафтовій основі до твердої фази відносять окислений бітум і вапно.

Залежно від типу промивальної рідини компонентний склад твердої фази змінюється.

Вплив вмісту і складу твердої фази на показники буріння

У процесі буріння свердловин промивальна рідина безперервно збагачується дисперсними частинками вибуреної породи, що призводить до інтенсивного зростання реологічних властивостей, зниження швидкості буріння, посилення зношування гідравлічного обладнання, виникнення аварій та ускладнень у свердловині.

Вміст твердої фази у промивальній рідині істотно впливає на показники буріння. На графіку (рис. 6.1), де вміст твердої фази у промивальній рідині

($B_{т.ф.}$) менший 7 %, спостерігається інтенсивна зміна кривих показників буріння, у правій, де $B_{т.ф.} > 7\%$ – повільне зменшення або зростання наведених залежностей. Дослідники вважають, що зменшення вмісту твердої фази у промивальній рідині, у лівій частині графіка на 1 % призводить до зростання показників роботи доліт на (7÷10) %; у правій частині цей приріст значно менший.

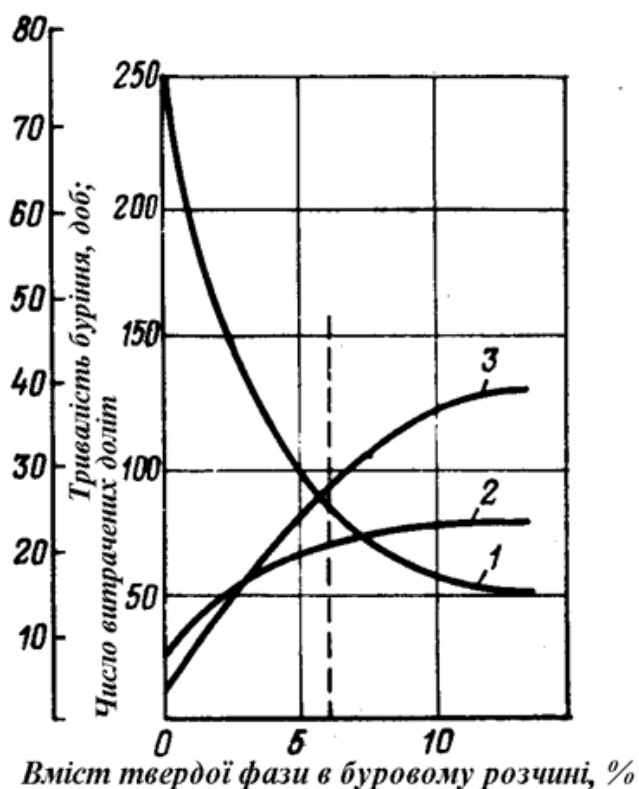


Рисунок 6.1 – Залежність проходки на долото (1) часу буріння (2) і кількості використаних доліт (3) від вмісту твердої фази у промивальній рідині

Тверда фаза у промивальній рідині неоднорідна, тому вплив її складових на показники буріння не однаковий. Найбільший вплив на швидкість буріння має активна складова глинистої фази (рис. 6.2, крива 2), менший – буровий шлам (крива 1) і незначний – баритовий обважнювач (крива 3).

В умовах високих температур і тиску вплив надлишку твердої фази у промивальній рідині посилюється тому, що більш інтенсивно проходять процеси пептизації, диспергації та коагуляції глинистих частинок, ніж у звичайних умовах.

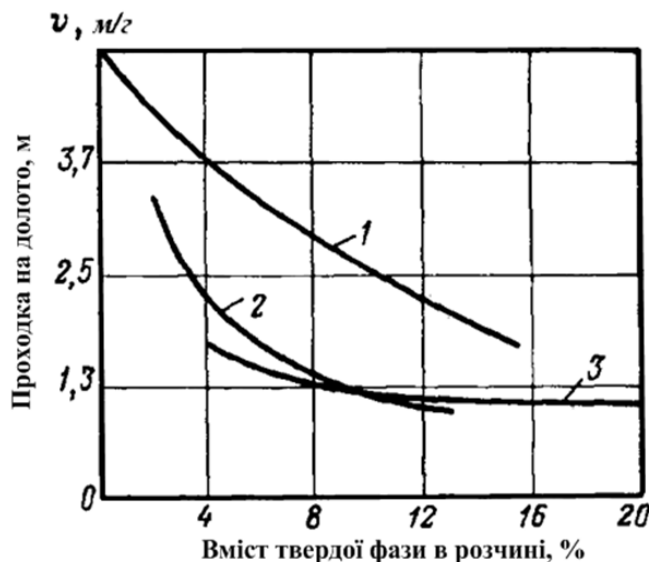


Рисунок 6.2 – Залежність механічної швидкості проходки від вмісту твердої фази в промивній рідині

Вміст і склад твердої фази у промивальній рідині є визначальним чинником при регулюванні технологічних показників промивальної рідини і у значній мірі впливає

на техніко-економічні показники буріння свердловини. Тому у промисловій практиці велику увагу приділяють контролю і регулюванню вмісту твердої фази у промивальній рідині.

Визначення вмісту твердої фази у промивальній рідині

Наближено концентрацію твердої фази у промивальній рідині визначають, виходячи із матеріального (компонентного) балансу промивальної рідини, і розраховують за формулою

$$B_{\text{т.ф.}} = \frac{100 \cdot (\rho_{\text{п.р.}} - \rho_{\text{в.ф.}}) + B_{\text{н.}} \cdot (\rho_{\text{в.ф.}} - \rho_{\text{н.}}) - B_{\text{с.}} \cdot (\rho_{\text{с.}} - \rho_{\text{в.}})}{\rho_{\text{т.ф.}} - \rho_{\text{в.ф.}}}, \quad (6.1)$$

де $B_{\text{т.ф.}}$, $B_{\text{н.}}$, $B_{\text{с.}}$ – об’ємна концентрація відповідно твердої фази, нафти і солі, %;

$\rho_{\text{т.ф.}}$, $\rho_{\text{п.р.}}$, $\rho_{\text{в.ф.}}$, $\rho_{\text{н.}}$, $\rho_{\text{с.}}$, $\rho_{\text{в.}}$ – густина відповідно твердої фази, промивальної рідини, водної фази, нафти, солі і води, кг/м^3 .

Якщо густина водної фази дорівнює густині води ($\rho_{\text{в.}} = 1000 \text{ кг/м}^3$), густина нафти $\rho_{\text{н.}} = 800 \text{ кг/м}^3$, густина солі (NaCl) $\rho_{\text{с.}} = 2850 \text{ кг/м}^3$, то формула (6.1) матиме такий вигляд:

$$B_{\text{т.ф.}} = \frac{100 \cdot (\rho_{\text{п.р.}} - 1000) + B_{\text{н.}} \cdot 200 - B_{\text{с.}} \cdot 1850}{\rho_{\text{т.ф.}} - 1000}. \quad (6.2)$$

Переведення об’ємної концентрації твердої фази у масову здійснюють за формулою

$$B_{\text{т.ф.}}^{\text{м.}} = \frac{B_{\text{т.ф.}} \cdot \rho_{\text{т.ф.}}}{\rho_{\text{п.р.}}}. \quad (6.3)$$

Для промивальних рідин, які складаються тільки з води і глини ($\rho_{т.ф.} = \rho_{гл.}$), формула (6.2) спрощується:

$$B_{т.ф.} = \frac{100 \cdot (\rho_{п.р.} - 1000)}{\rho_{гл.} - 1000}. \quad (6.4)$$

Для складних систем бурових промивальних рідин, які містять обважнювач, сіль, нафту і глину, концентрацію твердої фази, мастильної домішки й інших компонентів визначають з допомогою установки ТФН-1 (тверда фаза, нафта). Принцип роботи цієї установки ґрунтується на випарюванні рідкої фази і конденсації парів з наступним вимірюванням вмісту рідкої фази.

Випарувавши пробу промивальної рідини, вміст твердої фази визначають з допомогою об'ємного та вагового способів. Більш широко розповсюджений об'ємний спосіб. Концентрацію та склад твердої фази, згідно з цим способом, визначають у такій послідовності:

- з допомогою пікнометра визначають густину промивальної рідини, яку беруть для аналізу;

- заповнюють нижню камеру випаровувача промивальною рідиною, закривають її накривкою, збирають випаровувач з конденсатором і вставляють у термостат. Вимірний циліндр ставлять напроти зливного отвору конденсатора і включають установку на «нагрівання»;

- після закінчення випаровування, конденсації, прогрівання і закінчення стікання крапель конденсату установку виключають з електромережі;

- випаровувач і конденсатор виймають із термостата і охолоджують;

- визначають з точністю до 0,1 см³ отримані у вимірному циліндрі конденсовані об'єми води і нафти.

Розрахунок вмісту твердої фази проводять у такому порядку.

Густину твердої фази визначають за формулою

$$\rho_{т.ф.} = \frac{M_{т.ф.}}{V_{т.ф.}}, \quad (6.5)$$

де $M_{т.ф.}$ – маса твердої фази, кг;

$V_{т.ф.}$ – об'єм твердої фази, м³.

Масу твердої фази розраховують за формулою

$$M_{т.ф.} = 10 \cdot 10^{-6} \cdot \rho_{п.р.} - V_{в.} \cdot \rho_{в.} - V_{н.} \cdot \rho_{н.} - V_{с.} \cdot \rho_{с.}, \quad (6.6)$$

де $V_{в.}$, $V_{н.}$, $V_{с.}$ – об'єми відповідно води, нафти і солі, м³;

$\rho_{п.р.}$, $\rho_{в.}$, $\rho_{н.}$, $\rho_{с.}$ – густина, відповідно, промивної рідини, води, нафти і солі, кг/м³.

Вміст солі у пробі промивальної рідини у м³ визначають за формулою

$$V_{с.} = B_{с.} \cdot 10^{-7}, \quad (6.7)$$

де $B_{с.}$ – вміст солі у промивальній рідині в об'ємних відсотках (знаходять з таблиці за густиною фільтрату (додаток А)).

Об'єм твердої фази визначають як різницю між об'ємами проби промивальної рідини та її складовими:

$$V_{т.ф} = 10 \cdot 10^{-6} - V_B - V_H - V_C. \quad (6.8)$$

Вміст твердої фази в об'ємних відсотках знаходять за формулою (6.1), а вміст обважнювача визначають із залежності

$$B_{обв} = \frac{\rho_{обв} \cdot (\rho_{т.ф} - \rho_{гл}) \cdot B_{т.ф}}{\rho_{т.ф} \cdot (\rho_{обв} - \rho_{гл})}, \quad (6.9)$$

де $B_{обв}$, $B_{т.ф}$ – концентрація, відповідно, обважнювача і твердої фази в об'ємних відсотках;

$\rho_{обв}$, $\rho_{т.ф}$, $\rho_{гл}$ – густина відповідно обважнювача, твердої фази та глини, кг/м³.

Вміст глини у промивальній рідині в об'ємних відсотках, визначають за формулою

$$B_{гл} = B_{т.ф} - B_{обв}. \quad (6.10)$$

3 Завдання

3.1. Вивчити текст роботи.

3.2. Визначити вміст обважнювача використовуючи формули з теоретичної частини практичної роботи.

3.3. Відповісти на поставлені питання.

4 Порядок виконання роботи

Визначаємо вміст обважнювача використовуючи формули з теоретичної частини практичної роботи.

5 Приклад

Вихідні дані.

Визначити вміст обважнювача (бариту), якщо промивальна рідина густиною 1 670 кг/м³ містить 5 % об'єму нафти. Густина фільтрату – 1 020 кг/м³, густина твердої фази – 2 700 кг/м³.

Розв'язання:

1. З таблиці 6.2 знаходимо, що при $\rho_{ф} = 1020$ кг/м³ промивальна рідина містить приблизно 3 % масових або 1,07 % об'ємних відсотків солі. Підставивши відповідні дані в формулу (6.1), отримаємо величину вмісту твердої фази:

$$\begin{aligned} B_{т.ф.} &= \frac{100 \cdot (\rho_{п.р.} - \rho_{в.ф.}) + B_H \cdot (\rho_{в.ф.} - \rho_H) - B_C \cdot (\rho_C - \rho_B)}{\rho_{т.ф.} - \rho_{в.ф.}} = \\ &= \frac{100 \cdot (1670 - 1020) + 5 \cdot (1020 - 800) - 1,07 \cdot (2160 - 1000)}{2700 - 1020} = \\ &= 38,61 \% \end{aligned}$$

2. Визначаємо вміст обважнювача у промивальній рідині використовуючи залежність (6.9):

$$B_{\text{обв}} = \frac{\rho_{\text{обв}} \cdot (\rho_{\text{т.ф}} - \rho_{\text{гл}}) \cdot B_{\text{т.ф}}}{\rho_{\text{т.ф}} \cdot (\rho_{\text{обв}} - \rho_{\text{гл}})} = \frac{4480 \cdot (2700 - 2600) \cdot 38,61}{2700 \cdot (4480 - 2600)} = 3,4 \, \%.$$

Відповідь: $B_{\text{обв}} = 3,4 \, \%$.

6 Вихідні дані для виконання практичної роботи

Таблиця 6.1 – Вихідні дані

Варіант	$\rho_{\text{п.р.}}$	$\rho_{\text{т.ф.}}$	$\rho_{\text{в.ф.}}$	$B_{\text{н}}$
1	1 600	2 700	1 005	3
2	1 610	2 710	1 010	4
3	1 620	2 720	1 015	5
4	1 630	2 730	1 020	6
5	1 640	2 740	1 025	3
6	1 650	2 750	1 005	4
7	1 660	2 760	1 010	5
8	1 670	2 700	1 015	6
9	1 680	2 710	1 020	3
10	1 690	2 720	1 025	4
11	1 700	2 730	1 005	5
12	1 710	2 740	1 010	6
13	1 720	2 750	1 015	3
14	1 730	2 760	1 020	4
15	1 740	2 700	1 025	5
16	1 750	2 710	1 005	6
17	1 600	2 720	1 010	3
18	1 610	2 730	1 015	4
19	1 620	2 740	1 020	5
20	1 630	2 750	1 025	6
21	1 640	2 760	1 005	3
22	1 650	2 700	1 010	4
23	1 660	2 710	1 015	5
24	1 670	2 720	1 020	6
25	1 680	2 730	1 025	3

Таблиця 6.2 – Густина водного фільтрату при різних концентраціях солі NaCl

Густина, кг/м ³	Масовий вміст солей, %	Об'ємний вміст солей, %
1 005	1	1,06
1 013	3	1,07
1 027	4	1,08
1 041	6	1,10
1 056	8	1,12
1 071	10	1,13
1 086	12	1,15

Контрольні запитання

- 1. З якою метою обважнюють промивальні рідини?*
- 2. Які обважнювачі застосовуються для обважнення промивальних рідин?*
- 3. Як впливає обважнювач на густину твердої фази промивальної рідини?*
- 4. З якою метою добавляють нафту до промивальної рідини?*

Практична робота № 7

РОЗРАХУНОК ТА ОБҐРУНТУВАННЯ ПАРАМЕТРІВ БУРОВИХ ПРОМИВАЛЬНИХ РІДИН

1 Мета роботи

Навчитись визначати та обґрунтовувати параметри промивальної рідини при бурінні у стійких породах.

2 Основні теоретичні положення

Параметри промивальної рідини встановлюють поінтервально відповідно до геолого-технічних умов буріння:

1. *Густину* промивальної рідини обчислюють за формулою:

$$\rho_{\text{пр}} = \frac{P + \Delta P}{g \cdot H}, \quad (7.1)$$

де P – пластовий тиск, МПа;

ΔP – максимально допустиме перевищення гідростатичного тиску над пластовим, МПа;

g – прискорення вільного падіння, м/с²;

H – глибина, на якій розраховують густину, м.

$\Delta P = (0,1-0,15) \cdot P_{\text{пл}}$ при $H < 1200$ м, але не більше 1,5 МПа;

$\Delta P = (0,05-0,10) \cdot P_{\text{пл}}$ при $1200 \text{ м} < H < 2500$ м, але не більше 2,5 МПа;

$\Delta P = (0,04-0,07) \cdot P_{\text{пл}}$ при $H \geq 2500$ м, але не більше 3,5 МПа.

В інтервалах, де зниження гідростатичного тиску не призведе до викиду чи втрати стійкості стінок свердловини, буріння можна вести при збалансованому або від'ємному диференційному тисках відповідно до технічного проекту чи за програмою, затвердженою головним інженером бурової організації.

В інтервалах, де породи схильні до пластичної течії чи інтенсивного обвалювання ΔP збільшують вище рекомендованих норм на 10–25 %.

Решта параметрів тісно пов'язані з густиною та вмістом колоїдної фази, тому їх доцільно обчислювати за такими емпіричними залежностями:

2. *Умовна в'язкість*, с:

$$\text{нормальні умови: } T = 24 \cdot \rho \cdot 10^{-3}, \quad (7.2)$$

$$\text{ускладнені умови: } T = 25 \cdot \rho \cdot 10^{-3}. \quad (7.3)$$

3. *Пластична в'язкість*, мПа·с:

$$\text{нормальні умови: } \eta_{\text{пл}} = 12 \cdot \rho \cdot 10^{-3}, \quad (7.4)$$

$$\text{ускладнені умови: } \eta_{\text{пл}} = 19 \cdot \rho \cdot 10^{-3}. \quad (7.5)$$

4. *Динамічне напруження зсуву*, дПа:

для нормальних і ускладнених умов:

$$\tau_0 = 2 \cdot \eta_{\text{пл}}. \quad (7.6)$$

5. *Статичне напруження зсуву*, дПа:

$$\text{нормальні умови: } \theta_1 = 10 \cdot \rho \cdot 10^{-3}, \quad (7.7)$$

$$\text{ускладнені умови: } \theta_1 = 15 \cdot \rho \cdot 10^{-3}, \quad (7.8)$$

$$\theta_{10} = (1,05 - 1,1) \cdot \theta_1. \quad (7.9)$$

6. Показник фільтрації, $\text{см}^3/30 \text{ хв}$:

$$\text{нормальні умови: } \Phi = 20 / B_{\text{к.ф}}; \quad (7.10)$$

$$\text{ускладнені умови } \Phi = 10 / B_{\text{к.ф}}, \quad (7.11)$$

де $B_{\text{к.ф}}$ – вміст колоїдної фази, %.

7. Вміст колоїдної фази, %, обчислюємо за формулами залежно від густини промивальної рідини:

$$\begin{aligned} &\text{для } \rho \leq 1\,200 \text{ кг/м}^3 \\ &B_{\text{к.ф}} = 2,38 - 1,53 \cdot (\rho - 1\,050) \cdot 10^{-3}, \end{aligned} \quad (7.12)$$

$$\begin{aligned} &\text{для } \rho > 1\,200 \text{ кг/м}^3 \\ &B_{\text{к.ф}} = 2,15 - 0,68 \cdot (\rho - 1\,200) \cdot 10^{-3}. \end{aligned} \quad (7.13)$$

8. Решту параметрів промивальних рідин (товщина фільтраційної кірки K , концентрація іонів водню pH та відсотковий вміст піску P) обґрунтовують виходячи із конкретних умов буріння. Їх орієнтовні значення такі:

$$pH = 8-10,$$

$$K = 1-3 \text{ мм},$$

$$P \leq 2 \% \text{ для турбінного буріння},$$

$$P \leq 4 \% \text{ для роторного способу буріння}.$$

Для запобігання газонафтоводопроявів бажано зменшити умовну в'язкість і збільшити густину промивальної рідини у межах допустимих значень.

Для запобігання можливих прихоплень бурильної колони рекомендують додавати у промивальну рідину мастильні домішки, наприклад: нафта – до 8 %; графіт – 0,4–0,5 %, кофос – 3–4 %, лубрикол – 2–5 % та ін.

При виникненні поглинань промивальної рідини рекомендують збільшувати умовну в'язкість і статичне напруження зсуву на незначних глибинах ($H \leq 800-2\,000 \text{ м}$) та зменшити густину промивальної рідини у межах допустимих значень.

3 Завдання

3.1. Вивчити текст роботи.

3.2. Визначити та обґрунтувати параметри промивальної рідини при бурінні у стійких породах.

3.3 Відповісти на запитання до практичної роботи.

4 Порядок виконання роботи

Обчислюємо параметри промивальної рідини за формулами (7.1) – (7.13).

5 Приклад

Вихідні дані.

Визначити та обґрунтувати параметри промивальної рідини при бурінні у стійких породах на глибині $H = 3000 \text{ м}$ при пластовому тиску $P_{\text{пл}} = 36,6 \text{ МПа}$.

Розв'язання.

Обчислюємо параметри промивальної рідини за формулами (7.1) – (7.13):

1. Густина:

$$\rho_{\text{пр}} = \frac{P + \Delta P}{g \cdot H} = \frac{36,6 + ((0,04 + 0,07) \cdot 36,6) \cdot 10^6}{9,81 \cdot 3000} \approx 1293 - 1331 \text{ кг/м}^3.$$

2. Умовна в'язкість:

$$T = 24 \cdot \rho \cdot 10^{-3} = 24 \cdot (1293 - 1331) \cdot 10^{-3} = (31 - 32) \text{ с.}$$

3. Статичне напруження зсуву:

$$\theta_1 = 10 \cdot \rho \cdot 10^{-3} = 10 \cdot (1293 - 1331) \cdot 10^{-3} = (12,9 - 13,3) \text{ дПа,}$$

$$\theta_{10} = (1,05 - 1,1) \cdot \theta_1 = (1,05 - 1,1) \cdot (12,9 - 13,3) = (13,5 - 14,6) \text{ дПа.}$$

4. Фільтрація:

$$B_{\text{кф}} = 2,15 - 0,68 \cdot (\rho - 1200) \cdot 10^{-3} = 2,15 - 0,68 \cdot (1331 - 1200) \cdot 10^{-3} = 2,1 \%,$$

$$\Phi = 20/B_{\text{кф}} = 20/2,1 = 9,5 \text{ см}^3/30 \text{ хв.}$$

Приймаємо фільтрацію $\Phi = 10 \text{ см}^3/30 \text{ хв.}$

5. Пластична в'язкість:

$$\eta_{\text{пл}} = 12 \cdot \rho \cdot 10^{-3} = 12 \cdot (1293 - 1331) \cdot 10^{-3} = (15,5 - 16,0) \text{ мПа} \cdot \text{с.}$$

6. Динамічне напруження зсуву

$$\tau_o = 2 \cdot \eta_{\text{пл}} = 2 \cdot (15,5 - 16,0) = (31 - 32) \text{ дПа.}$$

7. Товщину фільтраційної кірки приймаємо $K = 2 \text{ мм}$, концентрація іонів водню $pH = 9,0$, вміст побічних твердих домішок $P = 2 \%$.

Відповідь: $\rho_{\text{пр}} = 1293 - 1331 \text{ кг/м}^3$; $T = 31 - 32 \text{ с}$; $\theta_1 = 12,9 - 13,3 \text{ дПа}$; $\theta_{10} = 13,5 - 14,6 \text{ дПа}$; $\Phi = 10 \text{ см}^3/30 \text{ хв}$; $\eta_{\text{пл}} = 15,5 - 16,0 \text{ мПа} \cdot \text{с}$; $\tau_o = 31 - 32 \text{ дПа}$; $pH = 9,0$; $P = 2 \%$.

6 Вихідні дані для виконання практичної роботи

Таблиця 7.1 – Вихідні дані

Варіант	$H, \text{ м}$	$P_{\text{пл}}, \text{ МПа}$
1	2	3
1	2 000	20,0
2	2 010	20,1
3	2 020	20,2
4	2 030	20,3
5	2 040	20,4
6	2 050	20,5
7	2 060	20,6
8	2 070	20,7
9	2 080	20,8
10	2 090	20,9
11	2 100	21,0
12	2 110	21,1
13	2 120	21,2
14	2 130	21,3
15	2 140	21,4
16	2 150	21,5

Продовження таблиці 7.1

1	2	3
17	2 160	21,6
18	2 170	21,7
19	2 180	21,8
20	2 190	21,9
21	2 200	22,0
22	2 210	22,1
23	2 220	22,2
24	2 230	22,3
25	2 240	22,4

Контрольні запитання

1. Що розуміють під густиною промивальної рідини?
2. На яких приладах визначають умовну в'язкість?
3. На яких приладах визначають пластичну в'язкість і динамічне напруження зсуву?
4. На яких приладах визначають показник фільтрації?

Практична робота № 8

РОЗРАХУНОК ТА ОБҐРУНТУВАННЯ ПАРАМЕТРІВ БУРОВИХ ПРОМИВАЛЬНИХ РІДИН

1 Мета роботи

Навчитись визначати та обґрунтовувати параметри промивальної рідини при бурінні в ускладнених умовах.

2 Основні теоретичні положення

Параметри промивальної рідини встановлюють поінтервально, відповідно до геолого-технічних умов буріння:

1. *Густину* промивальної рідини обчислюють за формулою

$$\rho_{\text{пр}} = \frac{P + \Delta P}{g \cdot H}, \quad (8.1)$$

де P – пластовий тиск, МПа;

ΔP – максимально допустиме перевищення гідростатичного тиску над пластовим, МПа;

g – прискорення вільного падіння, м/с²;

H – глибина, на якій розраховують густину, м;

$\Delta P = (0, 1 - 0,15) \cdot P_{\text{пл}}$ при $H < 1200$ м, але не більше 1,5 МПа;

$\Delta P = (0,05 - 0,10) \cdot P_{\text{пл}}$ при $1200 \text{ м} < H < 2500$ м, але не більше 2,5 МПа;

$\Delta P = (0,04 - 0,07) \cdot P_{\text{пл}}$ при $H \geq 2500$ м, але не більше 3,5 МПа.

В інтервалах, де зниження гідростатичного тиску не призведе до викиду чи втрати стійкості стінок свердловини, буріння можна вести при збалансованому або від'ємному диференційному тисках відповідно до технічного проекту чи за програмою, затвердженою головним інженером бурової організації.

В інтервалах, де породи схильні до пластичної течії чи інтенсивного обвалювання ΔP збільшують вище рекомендованих норм на 10–25 %.

Решта параметрів тісно пов'язані з густиною та вмістом колоїдної фази, тому їх доцільно обчислювати за такими емпіричними залежностями:

2. *Умовна в'язкість*, с:

$$\text{нормальні умови: } T = 24 \cdot \rho \cdot 10^{-3}, \quad (8.2)$$

$$\text{ускладнені умови: } T = 25 \cdot \rho \cdot 10^{-3}. \quad (8.3)$$

3. *Пластична в'язкість*, мПа·с:

$$\text{нормальні умови: } \eta_{\text{пл}} = 12 \cdot \rho \cdot 10^{-3}, \quad (8.4)$$

$$\text{ускладнені умови: } \eta_{\text{пл}} = 19 \cdot \rho \cdot 10^{-3}. \quad (8.5)$$

4. *Динамічне напруження зсуву*, дПа:

для нормальних і ускладнених умов:

$$\tau_0 = 2 \cdot \eta_{\text{пл}}. \quad (8.6)$$

5. *Статичне напруження зсуву*, дПа:

$$\text{нормальні умови: } \theta_1 = 10 \cdot \rho \cdot 10^{-3}, \quad (8.7)$$

$$\text{ускладнені умови: } \theta_1 = 15 \cdot \rho \cdot 10^{-3}, \quad (8.8)$$

$$\theta_{10} = (1,05 - 1,1) \cdot \theta_1. \quad (8.9)$$

6. Показник фільтрації, $\text{см}^3/30 \text{ хв}$:

$$\text{нормальні умови: } \Phi = 20 / B_{\text{к.ф}}; \quad (8.10)$$

$$\text{ускладнені умови } \Phi = 10 / B_{\text{к.ф}}, \quad (8.11)$$

де $B_{\text{к.ф}}$ – вміст колоїдної фази, %.

7. Вміст колоїдної фази, %, обчислюємо за формулами залежно від густини промивальної рідини:

$$\begin{aligned} &\text{для } \rho \leq 1200 \text{ кг/м}^3 \\ &B_{\text{к.ф}} = 2,38 - 1,53 \cdot (\rho - 1050) \cdot 10^{-3}, \end{aligned} \quad (8.12)$$

$$\begin{aligned} &\text{для } \rho > 1200 \text{ кг/м}^3 \\ &B_{\text{к.ф}} = 2,15 - 0,68 \cdot (\rho - 1200) \cdot 10^{-3}. \end{aligned} \quad (8.13)$$

8. Решту параметрів промивальних рідин (товщина фільтраційної кірки K , концентрація іонів водню pH та процентний вміст піску Π) обґрунтовують, виходячи із конкретних умов буріння. Їх орієнтовні значення такі:

$$pH = 8-10,$$

$$K = 1-3 \text{ мм},$$

$$\Pi \leq 2 \% \text{ для турбінного буріння},$$

$$\Pi \leq 4 \% \text{ для роторного способу буріння}.$$

Для запобігання газонафтоводопроявів бажано зменшити умовну в'язкість і збільшити густину промивальної рідини у межах допустимих значень.

Для запобігання можливих прихоплень бурильної колони рекомендують додавати у промивальну рідину мастильні домішки, наприклад: нафта – до 8 %; графіт – 0,4–0,5 %, кофос – 3–4 %, лубрикол – 2–5 % та ін.

При виникненні поглинань промивальної рідини рекомендують збільшувати умовну в'язкість і статичне напруження зсуву на незначних глибинах ($H \leq 800 - 2000 \text{ м}$) та зменшити густину промивальної рідини у межах допустимих значень.

3 Завдання

3.1. Вивчити текст роботи.

3.2. Визначити та обґрунтувати параметри промивальної рідини при бурінні в ускладнених умовах.

3.3 Відповісти на запитання до практичної роботи.

4 Порядок виконання роботи

Обчислюємо параметри промивальної рідини за формулами 8.1–8.13.

5 Приклад

Вихідні дані.

Визначити та обґрунтувати параметри промивальної рідини при бурінні в ускладнених умовах на глибині $H = 3000 \text{ м}$ при пластовому тиску $P_{\text{пл}} = 36,6 \text{ МПа}$.

Розв'язання.

Обчислюємо параметри промивальної рідини за формулами (8.1) – (8.13):

1. Густина:

$$\rho_{\text{пр}} = \frac{P + \Delta P}{g \cdot H} = \frac{36,6 + ((0,04 \div 0,07) \cdot 36,6) \cdot 10^6}{9,81 \cdot 3000} \approx 1293 - 1331 \text{ кг/м}^3.$$

2. Умовна в'язкість:

$$T = 25 \cdot \rho \cdot 10^{-3} = 25 \cdot (1293 - 1331) \cdot 10^{-3} = (32 - 33) \text{ с.}$$

3. Статичне напруження зсуву:

$$\theta_1 = 15 \cdot \rho \cdot 10^{-3} = 15 \cdot (1293 - 1331) \cdot 10^{-3} = (19,4 - 19,9) \text{ дПа,}$$

$$\theta_{10} = (1,05 - 1,1) \cdot \theta_1 = (1,05 - 1,1) \cdot (19,4 - 19,9) = (20,4 - 21,9) \text{ дПа.}$$

4. Фільтрація:

$$B_{\text{кф}} = 2,15 - 0,68 \cdot (\rho - 1200) \cdot 10^{-3} = 2,15 - 0,68 \cdot (1331 - 1200) \cdot 10^{-3} = 2,1 \text{ \%,}$$

$$\Phi = 10 / B_{\text{кф}} = 10 / 2,1 = 4,8 \text{ см}^3/30 \text{ хв.}$$

Приймаємо фільтрацію $\Phi = 5 \text{ см}^3/30 \text{ хв.}$

5. Пластична в'язкість:

$$\eta_{\text{пл}} = 19 \cdot \rho \cdot 10^{-3} = 19 \cdot (1293 - 1331) \cdot 10^{-3} = (24,5 - 25,3) \text{ мПа} \cdot \text{с.}$$

6. Динамічне напруження зсуву

$$\tau_o = 2 \cdot \eta_{\text{пл}} = 2 \cdot (24,5 - 25,3) = (49,0 - 50,6) \text{ дПа.}$$

7. Товщину фільтраційної кірки приймаємо $K = 2 \text{ мм}$, концентрація іонів водню $pH = 9,0$, вміст побічних твердих домішок $\Pi = 2 \text{ \%}$.

Відповідь: $\rho_{\text{пр}} = 1293 - 1331 \text{ кг/м}^3$; $T = 32 - 33 \text{ с}$; $\theta_1 = 19,4 - 19,9 \text{ дПа}$; $\theta_{10} = 20,4 - 21,9 \text{ дПа}$; $\Phi = 5 \text{ см}^3/30 \text{ хв}$; $\eta_{\text{пл}} = 24,5 - 25,3 \text{ мПа} \cdot \text{с}$; $\tau_o = 49,0 - 50,6 \text{ дПа}$; $pH = 9,0$; $\Pi = 2 \text{ \%}$.

6 Вихідні дані для виконання практичної роботи

Таблиця 8.1 – Вихідні дані

Варіант	$H, \text{ м}$	$P_{\text{пл}}, \text{ МПа}$
1	2	3
1	2 000	20,0
2	2 010	20,1
3	2 020	20,2
4	2 030	20,3
5	2 040	20,4
6	2 050	20,5
7	2 060	20,6
8	2 070	20,7
9	2 080	20,8
10	2 090	20,9
11	2 100	21,0
12	2 110	21,1
13	2 120	21,2
14	2 130	21,3

Продовження таблиці 8.1

1	2	3
18	2 170	21,7
15	2 140	21,4
16	2 150	21,5
17	2 160	21,6
19	2 180	21,8
20	2 190	21,9
21	2 200	22,0
22	2 210	22,1
23	2 220	22,2
24	2 230	22,3
25	2 240	22,4

Контрольні запитання

- 1. Назвіть основні параметри промивальної рідини.*
- 2. Що розуміють під тиксотропними властивостями промивальної рідини?*
- 3. Якими приладами визначають тиксотропні властивості промивальної рідини?*
- 4. Що розуміють під реологічними властивостями промивальної рідини?*
- 5. Якими приладами визначають реологічні властивості промивальної рідини?*

Практична робота № 9

РОЗРАХУНКИ В ПРОЦЕСІ ПРИГОТУВАННЯ ТА ОБВАЖНЕННЯ ПРОМИВАЛЬНИХ РІДИН

1 Мета роботи

Набуття практичних навичок розрахунків при приготуванні та обважненні промивальних рідин.

2 Основні теоретичні положення

Кількість глинопорошку для приготування промивальної рідини обчислюють за формулою

$$G_{\text{г.п.}} = V_{\text{п.р.}} \cdot \frac{\rho_{\text{г.п.}} \cdot (\rho_{\text{п.р.}} - \rho_{\text{в.}})}{\rho_{\text{г.п.}} - \rho_{\text{в.}}}, \quad (9.1)$$

де $G_{\text{г.п.}}$ – кількість глинопорошку, кг;

$V_{\text{п.р.}}$ – об'єм промивальної рідини, м³;

$\rho_{\text{г.п.}}$ – густина глинопорошку, кг/м³, для практичних розрахунків приймаємо $\rho_{\text{г.п.}} = 2\,600$ кг/м³;

$\rho_{\text{п.р.}}$ – густина промивальної рідини, яку можна отримати без обважнювача, на глині, кг/м³, максимальне її значення дорівнює 1 200 кг/м³;

$\rho_{\text{в.}}$ – густина води на якій готується промивальна рідина, кг/м³.

Кількість глинопорошку для приготування промивальної рідини з урахуванням вологості обчислюємо за формулою

$$G_{\text{г.п.}} = V_{\text{п.р.}} \cdot \frac{\rho_{\text{г.п.}} \cdot (\rho_{\text{п.р.}} - \rho_{\text{в.}})}{(\rho_{\text{г.п.}} - \rho_{\text{в.}}) \cdot (1 - n_{\text{в.}})}, \quad (9.2)$$

де $n_{\text{в.}}$ – вологість глинопорошку у долях одиниці.

Згідно з технічними умовами виробництва для бентонітових глинопорошків допускається вологість 6–10 %, для палигорськітових глинопорошків – до 25 %.

Об'єм води для приготування бурової промивальної рідини визначають за формулою

$$V_{\text{в.}} = V_{\text{п.р.}} \cdot \frac{\rho_{\text{г.п.}} - \rho_{\text{п.р.}}}{\rho_{\text{г.п.}} - \rho_{\text{в.}}}. \quad (9.3)$$

Для перевірки проведених розрахунків можна використати рівняння

$$V_{\text{п.р.}} = V_{\text{в.}} + V_{\text{г.п.}}, \quad (9.4)$$

де $V_{\text{г.п.}}$ – об'єм глинопорошку, м³,

$$V_{\text{г.п.}} = \frac{G_{\text{г.п.}}}{\rho_{\text{г.п.}}}, \quad (9.5)$$

Кількість обважнювача, необхідного для обважнення промивальної рідини, визначають за формулою

$$G_{\text{обв.}} = V_{\text{п.р.}} \cdot \frac{\rho_{\text{обв.}} \cdot (\rho_{\text{об.п.р.}} - \rho_{\text{п.р.}})}{\rho_{\text{обв.}} - \rho_{\text{об.п.р.}}}, \quad \text{кг}, \quad (9.6)$$

де $\rho_{\text{обв.}}$ – густина обважнювача, кг/м³;

$\rho_{\text{об.п.р.}}$ – густина обважненої промивальної рідини, кг/м³.

$\rho_{\text{п.р.}}$ – густина промивальної рідини, яку необхідно обважнити, кг/м³.

Кількість обважнювача, необхідного для обважнення промивальної рідини, з урахуванням вологості визначають за формулою

$$G_{\text{обв}} = V_{\text{п.р.}} \cdot \frac{\rho_{\text{обв}} \cdot (\rho_{\text{об.п.р.}} - \rho_{\text{п.р.}})}{(\rho_{\text{обв.}} - \rho_{\text{об.п.р.}}) \cdot (1 - n_{\text{в}})} \text{ кг}, \quad (9.7)$$

де $n_{\text{в}}$ – вологість обважнювача у частках одиниці.

Вологість обважнювача коливається в межах 0,05–0,12.

Збільшення об'єму бурової промивальної рідини після обважнення визначають за формулою

$$\Delta V = \frac{G_{\text{обв}}}{\rho_{\text{обв}}} \quad (9.8)$$

У практиці буріння свердловин дуже часто густину промивальної рідини регулюють розбавленням її обважненою чи облегшеною промивальною рідиною. У цьому випадку об'єми введеної рідини визначають за такими формулами:

для обважнення рідини:

$$V_{\text{в.п.р.}} = \frac{V_{\text{ц.п.р.}} \cdot (\rho_{\text{зм.п.р.}} - \rho_{\text{ц.п.р.}})}{\rho_{\text{в.п.р.}} - \rho_{\text{зм.п.р.}}} \text{ м}^3; \quad (9.9)$$

для зменшення густини промивальної рідини:

$$V_{\text{в.п.р.}} = \frac{V_{\text{ц.п.р.}} \cdot (\rho_{\text{зм.п.р.}} - \rho_{\text{в.п.р.}})}{\rho_{\text{ц.п.р.}} - \rho_{\text{в.п.р.}}} \text{ м}^3; \quad (9.10)$$

де $V_{\text{в.п.р.}}$ – об'єм промивальної рідини, який необхідно додати до циркулюючої рідини у свердловині, м³;

$\rho_{\text{зм.п.р.}}$ – густина промивальної рідини після змішування, кг/м³;

$\rho_{\text{ц.п.р.}}$ – густина циркулюючої промивальної рідини у свердловині, кг/м³;

$\rho_{\text{в.п.р.}}$ – густина введеної рідини, кг/м³.

$V_{\text{ц.п.р.}}$ – об'єм циркулюючої рідини у свердловині, м³.

Загальний об'єм промивальної рідини

$$V_{\text{заг}} = V_{\text{в.п.р.}} + V_{\text{ц.п.р.}} \text{ м}^3. \quad (9.11)$$

3 Завдання

3.1. Вивчити текст роботи.

3.2. Визначити необхідну кількість глини, обважнювача і води для приготування промивальної.

4 Порядок виконання роботи

Використовуючи формули з теоретичної частини визначити необхідну кількість глини, обважнювача і води для приготування промивальної рідини, згідно з вихідними даними (табл. 9.1).

5 Приклад

Вихідні дані.

Визначити необхідну кількість глини, обважнювача і води для приготування 20 м³ промивальної рідини густиною 1 650 кг/м³.

Розв'язання:

1. Обчислюємо необхідну кількість компонентів для приготування заданого об'єму розчину та заданої густини, прийнявши густину бурового розчину, приготовленого на глині, 1 200 кг/м³, розчин будемо обважнювати баритом, густина якого коливається в межах від 4 050 кг/м³ до 4 250 кг/м³.

За формулою (9.7) обчислюємо масу обважнювача:

$$G_{\text{обв}} = 20 \cdot \frac{4150 \cdot (1650 - 1200)}{(4150 - 1650)} = 14\,940 \text{ кг.}$$

Об'єм обважнювача:

$$V_{\text{обв}} = \frac{14940}{4150} = 3,6 \text{ м}^3.$$

2. Обчислюємо об'єм бурового розчину, який необхідно приготувати на глині без обважнювача:

$$V_{\text{п.р.}} = 20 - 3,6 = 16,4 \text{ м}^3.$$

3. За формулами (9.2) та (9.3) обчислюємо масу глини та об'єм води для приготування промивальної рідини:

$$G_{\text{г.п.}} = 16,4 \cdot \frac{2600 \cdot (1200 - 1000)}{(2600 - 1000)} = 5330 \text{ кг}$$

$$V_{\text{в}} = 16,4 \cdot \frac{2600 - 1200}{2600 - 1000} = 14,35 \text{ м}^3.$$

Об'єм глини:

$$V_{\text{г.п.}} = \frac{5330}{2600} = 2,05 \text{ м}^3.$$

Перевірка:

$$V_{\text{п.р.}} = V_{\text{в.}} + V_{\text{г.п.}} + V_{\text{обв.}} = 14,35 + 2,05 + 3,6 = 20 \text{ м}^3.$$

Відповідь: $G_{\text{обв}} = 14\,940$ кг; $V_{\text{п.р.}} = 16,4$ м³; $G_{\text{г.п.}} = 5\,330$ кг; $V_{\text{в.}} = 14,35$ м³.

6 Вихідні дані для виконання практичної роботи

Таблиця 9.1 – Вихідні дані

Варіант	$V_{\text{п.р.}}$	$\rho_{\text{п.р.}}$
1	2	3
1	30	1 400
2	35	1 410
3	40	1 420
4	45	1 430
5	50	1 440
6	55	1 450

Продовження таблиці 9.1

1	2	3
7	60	1 460
8	65	1 470
9	70	1 480
10	30	1 490
11	35	1 500
12	40	1 510
13	45	1 520
14	50	1 530
15	55	1 540
16	60	1 550
17	65	1 560
18	70	1 570
19	30	1 580
20	35	1 590
21	40	1 600
22	45	1 610
23	50	1 620
24	55	1 630
25	60	1 640

Контрольні запитання

1. Які типи глинопорошків застосовуються для промивальних рідин?
2. Яку максимальну густину промивальної рідини можна одержати при використанні бентонітової глини?
3. Назвіть типи обважнювачів промивальних рідин.

Практична робота № 10

РОЗРАХУНКИ В ПРОЦЕСІ ПРИГОТУВАННЯ ПРОМИВАЛЬНИХ РІДИН

1 Мета роботи

Набуття практичних навичок розрахунків під час приготування промивальних рідин.

2 Основні теоретичні положення

Кількість глинопорошку для приготування промивальної рідини обчислюють за формулою

$$G_{\text{г.п.}} = V_{\text{п.р.}} \cdot \frac{\rho_{\text{г.п.}} \cdot (\rho_{\text{п.р.}} - \rho_{\text{в.}})}{\rho_{\text{г.п.}} - \rho_{\text{в.}}}, \quad (10.1)$$

де $G_{\text{г.п.}}$ – кількість глинопорошку, кг;

$V_{\text{п.р.}}$ – об'єм промивальної рідини, м³;

$\rho_{\text{г.п.}}$ – густина глинопорошку, кг/м³, для практичних розрахунків приймаємо $\rho_{\text{г.п.}} = 2\,600$ кг/м³;

$\rho_{\text{п.р.}}$ – густина промивальної рідини, яку можна отримати без обважнювача, на глині, кг/м³, максимальне її значення дорівнює 1 200 кг/м³;

$\rho_{\text{в.}}$ – густина води на якій готується промивальна рідина, кг/м³.

Кількість глинопорошку для приготування промивальної рідини з врахуванням вологості обчислюємо за формулою

$$G_{\text{г.п.}} = V_{\text{п.р.}} \cdot \frac{\rho_{\text{г.п.}} \cdot (\rho_{\text{п.р.}} - \rho_{\text{в.}})}{(\rho_{\text{г.п.}} - \rho_{\text{в.}}) \cdot (1 - n_{\text{в.}})}, \quad (10.2)$$

де $n_{\text{в.}}$ – вологість глинопорошку у частках одиниці.

Згідно з технічними умовами виробництва для бентонітових глинопорошків допускається вологість 6–10 %, для палигорськітових глинопорошків – до 25 %.

Об'єм води для приготування бурової промивальної рідини визначають за формулою

$$V_{\text{в.}} = V_{\text{п.р.}} \cdot \frac{\rho_{\text{г.п.}} - \rho_{\text{п.р.}}}{\rho_{\text{г.п.}} - \rho_{\text{в.}}}. \quad (10.3)$$

Для перевірки проведених розрахунків можна використати рівняння

$$V_{\text{п.р.}} = V_{\text{в.}} + V_{\text{г.п.}}, \quad (10.4)$$

де $V_{\text{г.п.}}$ – об'єм глинопорошку, м³,

$$V_{\text{г.п.}} = \frac{G_{\text{г.п.}}}{\rho_{\text{г.п.}}}, \text{ м}^3. \quad (10.5)$$

Кількість обважнювача, необхідного для обважнення промивальної рідини, визначають за формулою

$$G_{\text{обв.}} = V_{\text{п.р.}} \cdot \frac{\rho_{\text{обв.}} \cdot (\rho_{\text{об.п.р.}} - \rho_{\text{п.р.}})}{\rho_{\text{обв.}} - \rho_{\text{об.п.р.}}}, \text{ кг}, \quad (10.6)$$

де $\rho_{\text{обв.}}$ – густина обважнювача, кг/м³;

$\rho_{\text{об.п.р.}}$ – густина обважненої промивальної рідини, кг/м³.

$\rho_{\text{п.р.}}$ – густина промивальної рідини, яку необхідно обважнити, кг/м³.

Кількість обважнювача, необхідного для обважнення промивальної рідини з урахуванням вологості визначають за формулою

$$G_{\text{обв}} = V_{\text{п.р.}} \cdot \frac{\rho_{\text{обв}} \cdot (\rho_{\text{об.п.р.}} - \rho_{\text{п.р.}})}{(\rho_{\text{обв.}} - \rho_{\text{об.п.р.}}) \cdot (1 - n_{\text{в}})} \text{ кг}, \quad (10.7)$$

де $n_{\text{в}}$ – вологість обважнювача у частках одиниці.

Вологість обважнювача коливається в межах 0,05–0,12.

Збільшення об'єму бурової промивальної рідини після обважнення визначають за формулою

$$\Delta V = \frac{G_{\text{обв}}}{\rho_{\text{обв}}}. \quad (10.8)$$

У практиці буріння свердловин дуже часто густину промивальної рідини регулюють розбавленням її обважненою чи облегшеною промивальною рідиною. У цьому випадку об'єми введеної рідини визначають за такими формулами:

для обважнення рідини:

$$V_{\text{в.п.р.}} = \frac{V_{\text{ц.п.р.}} \cdot (\rho_{\text{зм.п.р.}} - \rho_{\text{ц.п.р.}})}{\rho_{\text{в.п.р.}} - \rho_{\text{зм.п.р.}}} \text{ м}^3; \quad (10.9)$$

для зменшення густини промивальної рідини:

$$V_{\text{в.п.р.}} = \frac{V_{\text{ц.п.р.}} \cdot (\rho_{\text{зм.п.р.}} - \rho_{\text{в.п.р.}})}{\rho_{\text{ц.п.р.}} - \rho_{\text{в.п.р.}}} \text{ м}^3, \quad (10.10)$$

де $V_{\text{в.п.р.}}$ – об'єм промивальної рідини, який необхідно додати до циркулюючої рідини у свердловині, м³;

$\rho_{\text{зм.п.р.}}$ – густина промивальної рідини після змішування, кг/м³;

$\rho_{\text{ц.п.р.}}$ – густина циркулюючої промивальної рідини у свердловині, кг/м³;

$\rho_{\text{в.п.р.}}$ – густина введеної рідини, кг/м³.

$V_{\text{ц.п.р.}}$ – об'єм циркулюючої рідини у свердловині, м³.

Загальний об'єм промивальної рідини

$$V_{\text{заг}} = V_{\text{в.п.р.}} + V_{\text{ц.п.р.}} \text{ м}^3. \quad (10.11)$$

3 Завдання

3.1. Вивчити текст роботи.

3.2. Визначити необхідну кількість глини і води для приготування промивальної рідини.

4 Порядок виконання роботи

Використовуючи формули з теоретичної частини, визначити необхідну кількість глини і води для приготування промивальної рідини, згідно з вихідними даними (табл. 10.1).

5 Приклад

Вихідні дані.

Визначити кількість глини і води для приготування 50 м³ промивальної рідини густиною 1 150 кг/м³ при вологості глини 8 %.

Розв'язання.

За формулами (10.2) і (10.3) обчислюємо масу глини та об'єм води для приготування промивальної рідини:

$$G_{\text{г.п.}} = V_{\text{п.р.}} \cdot \frac{\rho_{\text{г.п.}}(\rho_{\text{п.р.}} - \rho_{\text{в.}})}{(\rho_{\text{г.п.}} - \rho_{\text{в.}})(1 - n_{\text{в.}})} = 50 \cdot \frac{2600 \cdot (1150 - 1000)}{(2600 - 1000) \cdot (1 - 0,08)} = 13247,5 \text{ кг.}$$

$$V_{\text{в.}} = V_{\text{п.р.}} \cdot \frac{\rho_{\text{г.п.}} - \rho_{\text{п.р.}}}{\rho_{\text{г.п.}} - \rho_{\text{в.}}} = 50 \cdot \frac{2600 - 1150}{2600 - 1000} = 45,31 \text{ м}^3.$$

Об'єм глини:

$$V_{\text{г.п.}} = \frac{G_{\text{г.п.}}}{\rho_{\text{г.п.}}} = \frac{13247,5}{2600} = 5,1 \text{ м}^3.$$

Перевірка:

$$V_{\text{п.р.}} = V_{\text{в.}} + V_{\text{г.п.}} = 45,31 + 5,1 \approx 50 \text{ м}^3.$$

Відповідь: $G_{\text{гл}} = 13\,247,5 \text{ кг}$; $V_{\text{в}} = 45,32 \text{ м}^3$.

6 Вихідні дані для виконання практичної роботи

Таблиця 10.1 – Вихідні дані

Варіант	$V_{\text{п.р.}}$	$\rho_{\text{п.р.}}$
1	2	3
1	20	1 150
2	25	1 160
3	30	1 170
4	35	1 180
5	40	1 190
6	45	1 200
7	50	1 150
8	55	1 160
9	60	1 170
10	65	1 180
11	70	1 190
12	75	1 200
13	20	1 150
14	25	1 160
15	30	1 170
16	35	1 180
17	40	1 190
18	45	1 200
19	50	1 150

Продовження таблиці 10.1

1	2	3
20	55	1 160
21	60	1 170
22	65	1 180
23	70	1 190
24	75	1 200
25	80	1 150

Контрольні запитання

- 1. Яку густину промивальної рідини можна отримати на бентонітовому глинопокрошкy?*
- 2. Які способи обважнення промивальної рідини застосовуються?*
- 3. Як зменшують густину промивальної рідини?*

Практична робота № 11

РОЗРАХУНКИ В ПРОЦЕСІ ПРИГОТУВАННЯ ПРОМИВАЛЬНИХ РІДИН

1 Мета роботи

Набуття практичних навичок розрахунків при приготуванні та обважненні промивальних рідин.

2 Основні теоретичні положення

Кількість глинопорошку для приготування промивальної рідини обчислюють за формулою

$$G_{\text{г.п.}} = V_{\text{п.р.}} \cdot \frac{\rho_{\text{г.п.}} \cdot (\rho_{\text{п.р.}} - \rho_{\text{в.}})}{\rho_{\text{г.п.}} - \rho_{\text{в.}}}, \quad (11.1)$$

де $G_{\text{г.п.}}$ – кількість глинопорошку, кг;

$V_{\text{п.р.}}$ – об'єм промивальної рідини, м³;

$\rho_{\text{г.п.}}$ – густина глинопорошку, кг/м³, для практичних розрахунків приймаємо $\rho_{\text{г.п.}} = 2\,600$ кг/м³;

$\rho_{\text{п.р.}}$ – густина промивальної рідини, яку можна отримати без обважнювача, на глині, кг/м³, максимальне її значення дорівнює 1 200 кг/м³;

$\rho_{\text{в.}}$ – густина води на якій готується промивальна рідина, кг/м³.

Кількість глинопорошку для приготування промивальної рідини з урахуванням вологості обчислюємо за формулою

$$G_{\text{г.п.}} = V_{\text{п.р.}} \cdot \frac{\rho_{\text{г.п.}} \cdot (\rho_{\text{п.р.}} - \rho_{\text{в.}})}{(\rho_{\text{г.п.}} - \rho_{\text{в.}}) \cdot (1 - n_{\text{в.}})}, \quad (11.2)$$

де $n_{\text{в.}}$ – вологість глинопорошку у частках одиниці.

Згідно з технічними умовами виробництва для бентонітових глинопорошків допускається вологість 6–10 %, для палигорськітових глинопорошків – до 25 %.

Об'єм води для приготування бурової промивальної рідини визначають за формулою

$$V_{\text{в.}} = V_{\text{п.р.}} \cdot \frac{\rho_{\text{г.п.}} - \rho_{\text{п.р.}}}{\rho_{\text{г.п.}} - \rho_{\text{в.}}}. \quad (11.3)$$

Для перевірки проведених розрахунків можна використати рівняння

$$V_{\text{п.р.}} = V_{\text{в.}} + V_{\text{г.п.}}, \quad (11.4)$$

де $V_{\text{г.п.}}$ – об'єм глинопорошку, м³,

$$V_{\text{г.п.}} = \frac{G_{\text{г.п.}}}{\rho_{\text{г.п.}}}, \text{ м}^3. \quad (11.5)$$

Кількість обважнювача, необхідного для обважнення промивальної рідини, визначають за формулою

$$G_{\text{обв.}} = V_{\text{п.р.}} \cdot \frac{\rho_{\text{обв.}} \cdot (\rho_{\text{об.п.р.}} - \rho_{\text{п.р.}})}{\rho_{\text{обв.}} - \rho_{\text{об.п.р.}}}, \text{ кг}, \quad (11.6)$$

де $\rho_{\text{обв.}}$ – густина обважнювача, кг/м³;

$\rho_{\text{об.п.р.}}$ – густина обважненої промивальної рідини, кг/м³.

$\rho_{\text{п.р.}}$ – густина промивальної рідини, яку необхідно обважнити, кг/м³.

Кількість обважнювача, необхідного для обважнення промивальної рідини, з урахуванням вологості визначають за формулою

$$G_{\text{обв}} = V_{\text{п.р.}} \cdot \frac{\rho_{\text{обв}} \cdot (\rho_{\text{об.п.р.}} - \rho_{\text{п.р.}})}{(\rho_{\text{обв.}} - \rho_{\text{об.п.р.}}) \cdot (1 - n_{\text{в}})} \text{ кг}, \quad (11.7)$$

де $n_{\text{в}}$ – вологість обважнювача у долях одиниці.

Вологість обважнювача коливається в межах 0,05–0,12.

Збільшення об'єму бурової промивальної рідини після обважнення визначають за формулою

$$\Delta V = \frac{G_{\text{обв}}}{\rho_{\text{обв}}}. \quad (11.8)$$

У практиці буріння свердловин дуже часто густину промивальної рідини регулюють розбавленням її обважненою чи облегшеною промивальною рідиною. У цьому випадку об'єми введеної рідини визначають за такими формулами:

для обважнення рідини:

$$V_{\text{в.п.р.}} = \frac{V_{\text{ц.п.р.}} \cdot (\rho_{\text{зм.п.р.}} - \rho_{\text{ц.п.р.}})}{\rho_{\text{в.п.р.}} - \rho_{\text{зм.п.р.}}} \text{ м}^3; \quad (11.9)$$

для зменшення густини промивальної рідини:

$$V_{\text{в.п.р.}} = \frac{V_{\text{ц.п.р.}} \cdot (\rho_{\text{зм.п.р.}} - \rho_{\text{в.п.р.}})}{\rho_{\text{ц.п.р.}} - \rho_{\text{в.п.р.}}} \text{ м}^3; \quad (11.10)$$

де $V_{\text{в.п.р.}}$ – об'єм промивальної рідини, який необхідно додати до циркулюючої рідини у свердловині, м³;

$\rho_{\text{зм.п.р.}}$ – густина промивальної рідини після змішування, кг/м³;

$\rho_{\text{ц.п.р.}}$ – густина циркулюючої промивальної рідини у свердловині, кг/м³;

$\rho_{\text{в.п.р.}}$ – густина введеної рідини, кг/м³.

$V_{\text{ц.п.р.}}$ – об'єм циркулюючої рідини у свердловині, м³.

Загальний об'єм промивальної рідини

$$V_{\text{заг}} = V_{\text{в.п.р.}} + V_{\text{ц.п.р.}} \text{ м}^3. \quad (11.11)$$

3 Завдання

3.1. Вивчити текст роботи.

3.2. Визначити кінцевий об'єм промивальної рідини після додавання в неї бариту.

4 Порядок виконання роботи

Використовуючи формули з теоретичної частини визначити кінцевий об'єм промивальної рідини після додавання в неї 10 т бариту при об'ємі вихідного розчину 80 м³.

5 Приклад

Вихідні дані.

Визначити кінцевий об'єм промивальної рідини густиною $1\,200\text{ кг/м}^3$ після додавання в неї 10 т бариту. Об'єм вихідного розчину – 80 м^3 .

Розв'язання:

1. Визначаємо збільшення об'єму бурової промивальної рідини після обважнення:

$$\Delta V = \frac{G_{\text{обв}}}{\rho_{\text{обв}}} = \frac{10000}{4150} = 2,41\text{ м}^3.$$

2. Визначаємо кінцевий об'єм промивальної рідини після додавання в неї 10 т бариту:

$$V_{\text{п.р.}} = V_{\text{п.р.}} + \Delta V = 80,0 + 2,41 = 82,41\text{ м}^3.$$

Відповідь: $V_{\text{п.р.}} = 82,41\text{ м}^3$.

6 Вихідні дані для виконання практичної роботи

Таблиця 11.1 – Вихідні дані

Варіант	$V_{\text{п.р.}}$	$G_{\text{обв}}$
1	100	5,0
2	105	5,5
3	110	6,0
4	115	6,5
5	120	7,0
6	100	7,5
7	105	8,0
8	110	8,5
9	115	9,0
10	120	5,0
11	100	5,5
12	105	6,0
13	110	6,5
14	115	7,0
15	120	7,5
16	100	8,0
17	105	8,5
18	110	9,0
19	115	5,0
20	120	5,5
21	100	6,0
22	105	6,5
23	110	7,0
24	115	7,5
25	120	8,0

Контрольні запитання

- 1. Яку максимальну густину промивальної рідини можна одержати при використанні бентоніту?*
- 2. Що розуміють під густиною промивальної рідини?*
- 3. Як вимірюють густину промивальних рідин?*

Практична робота № 12

РОЗРАХУНКИ В ПРОЦЕСІ ПРИГОТУВАННЯ ПРОМИВАЛЬНИХ РІДИН

1 Мета роботи

Набуття практичних навичок розрахунків при приготуванні та обважненні промивальних рідин.

2 Основні теоретичні положення

Кількість глинопорошку для приготування промивальної рідини обчислюють за формулою

$$G_{\text{г.п.}} = V_{\text{п.р.}} \cdot \frac{\rho_{\text{г.п.}} \cdot (\rho_{\text{п.р.}} - \rho_{\text{в.}})}{\rho_{\text{г.п.}} - \rho_{\text{в.}}}, \quad (12.1)$$

де $G_{\text{г.п.}}$ – кількість глинопорошку, кг;

$V_{\text{п.р.}}$ – об'єм промивальної рідини, м³;

$\rho_{\text{г.п.}}$ – густина глинопорошку, кг/м³, для практичних розрахунків приймаємо $\rho_{\text{г.п.}} = 2600$ кг/м³;

$\rho_{\text{п.р.}}$ – густина промивальної рідини, яку можна отримати без обважнювача, на глині, кг/м³, максимальне її значення дорівнює 1200 кг/м³;

$\rho_{\text{в.}}$ – густина води на якій готується промивальна рідина, кг/м³.

Кількість глинопорошку для приготування промивальної рідини з урахуванням вологості обчислюємо за формулою

$$G_{\text{г.п.}} = V_{\text{п.р.}} \cdot \frac{\rho_{\text{г.п.}} \cdot (\rho_{\text{п.р.}} - \rho_{\text{в.}})}{(\rho_{\text{г.п.}} - \rho_{\text{в.}}) \cdot (1 - n_{\text{в.}})}, \quad (12.2)$$

де $n_{\text{в.}}$ – вологість глинопорошку у долях одиниці.

Згідно з технічними умовами виробництва для бентонітових глинопорошків допускається вологість 6–10 %, для палигорськітових глинопорошків – до 25 %.

Об'єм води для приготування бурової промивальної рідини визначають за формулою

$$V_{\text{в.}} = V_{\text{п.р.}} \cdot \frac{\rho_{\text{г.п.}} - \rho_{\text{п.р.}}}{\rho_{\text{г.п.}} - \rho_{\text{в.}}}. \quad (12.3)$$

Для перевірки проведених розрахунків можна використати рівняння

$$V_{\text{п.р.}} = V_{\text{в.}} + V_{\text{г.п.}}, \quad (12.4)$$

де $V_{\text{г.п.}}$ – об'єм глинопорошку, м³,

$$V_{\text{г.п.}} = \frac{G_{\text{г.п.}}}{\rho_{\text{г.п.}}}, \text{ м}^3. \quad (12.5)$$

Кількість обважнювача, необхідного для обважнення промивальної рідини, визначають за формулою

$$G_{\text{обв.}} = V_{\text{п.р.}} \cdot \frac{\rho_{\text{обв.}} \cdot (\rho_{\text{об.п.р.}} - \rho_{\text{п.р.}})}{\rho_{\text{обв.}} - \rho_{\text{об.п.р.}}}, \text{ кг}, \quad (12.6)$$

де $\rho_{\text{обв.}}$ – густина обважнювача, кг/м³;

$\rho_{\text{об.п.р.}}$ – густина обважненої промивальної рідини, кг/м³.

$\rho_{\text{п.р.}}$ – густина промивальної рідини, яку необхідно обважнити, кг/м³.

Кількість обважнювача, необхідного для обважнення промивальної рідини з урахуванням вологості визначають за формулою

$$G_{\text{обв}} = V_{\text{п.р.}} \cdot \frac{\rho_{\text{обв}} \cdot (\rho_{\text{об.п.р.}} - \rho_{\text{п.р.}})}{(\rho_{\text{обв.}} - \rho_{\text{об.п.р.}}) \cdot (1 - n_{\text{в}})} \text{ кг}, \quad (12.7)$$

де $n_{\text{в}}$ – вологість обважнювача у частках одиниці.

Вологість обважнювача коливається в межах 0,05–0,12.

Збільшення об'єму бурової промивальної рідини після обважнення визначають за формулою

$$\Delta V = \frac{G_{\text{обв}}}{\rho_{\text{обв}}} \quad (12.8)$$

У практиці буріння свердловин дуже часто густину промивальної рідини регулюють розбавленням її обважненою чи облегшеною промивальною рідиною. У цьому випадку об'єми введеної рідини визначають за такими формулами:

для обважнення рідини:

$$V_{\text{в.п.р.}} = \frac{V_{\text{ц.п.р.}} \cdot (\rho_{\text{зм.п.р.}} - \rho_{\text{ц.п.р.}})}{\rho_{\text{в.п.р.}} - \rho_{\text{зм.п.р.}}} \text{ м}^3; \quad (12.9)$$

для зменшення густини промивальної рідини:

$$V_{\text{в.п.р.}} = \frac{V_{\text{ц.п.р.}} \cdot (\rho_{\text{зм.п.р.}} - \rho_{\text{в.п.р.}})}{\rho_{\text{ц.п.р.}} - \rho_{\text{в.п.р.}}} \text{ м}^3, \quad (12.10)$$

де $V_{\text{в.п.р.}}$ – об'єм промивальної рідини, який необхідно додати до циркулюючої рідини у свердловині, м³;

$\rho_{\text{зм.п.р.}}$ – густина промивальної рідини після змішування, кг/м³;

$\rho_{\text{ц.п.р.}}$ – густина циркулюючої промивальної рідини у свердловині, кг/м³;

$\rho_{\text{в.п.р.}}$ – густина введеної рідини, кг/м³.

$V_{\text{ц.п.р.}}$ – об'єм циркулюючої рідини у свердловині, м³.

Загальний об'єм промивальної рідини

$$V_{\text{заг}} = V_{\text{в.п.р.}} + V_{\text{ц.п.р.}} \text{ м}^3. \quad (12.11)$$

3 Завдання

3.1. Вивчити текст роботи.

3.2. Визначити кількість обважненої промивальної рідини яку слід додати до промивальної рідини для збільшення її густини згідно з вихідними даними.

3.3. Надати відповідь на запитання.

4 Порядок виконання роботи

Використовуючи формулу (12.9), визначити кількість обважненої промивальної рідини, яку потрібно додати до промивальної рідини для збільшення її густини згідно з вихідними даними.

5 Приклад

Вихідні дані.

Визначити кількість обважненої промивальної рідини густиною 1 700 кг/м³, яку потрібно додати до промивальної рідини густиною 1 200 кг/м³ для збільшення її густини до 1 300 кг/м³, якщо об'єм циркулюючої промивальної рідини становить 75 м³.

Розв'язання:

1. Визначаємо об'єм промивальної рідини густиною 1 700 кг/м³, яку слід додати до промивальної рідини густиною 1 200 кг/м³ для збільшення її густини до 1 300 кг/м³:

$$V_{\text{в.п.р.}} = \frac{V_{\text{ц.п.р.}} \cdot (\rho_{\text{зм.п.р.}} - \rho_{\text{ц.п.р.}})}{\rho_{\text{в.п.р.}} - \rho_{\text{зм.п.р.}}} = \frac{75 \cdot (1300 - 1200)}{1700 - 1300} = 18,75 \text{ м}^3.$$

Відповідь: $V_{\text{в.п.р.}} = 18,75 \text{ м}^3$.

6 Вихідні дані для виконання практичної роботи

Таблиця 12.1 – Вихідні дані

Варіант	$\rho_{\text{ц.п.р.}}$	$\rho_{\text{в.п.р.}}$	$\rho_{\text{зм.п.р.}}$	$V_{\text{ц.п.р.}}$
1	1 150	1 600	1 400	60
2	1 160	1 610	1 410	65
3	1 170	1 620	1 420	70
4	1 180	1 630	1 430	75
5	1 190	1 640	1 440	80
6	1 200	1 650	1 450	85
7	1 150	1 660	1 460	90
8	1 160	1 670	1 470	95
9	1 170	1 680	1 480	100
10	1 180	1 690	1 490	60
11	1 190	1 700	1 500	65
12	1 200	1 600	1 400	70
13	1 150	1 610	1 410	75
14	1 160	1 620	1 420	80
15	1 170	1 630	1 430	85
16	1 180	1 640	1 440	90
17	1 190	1 650	1 450	95
18	1 200	1 660	1 460	100
19	1 150	1 670	1 470	60
20	1 160	1 680	1 480	65
21	1 170	1 690	1 490	70
22	1 180	1 700	1 500	75
23	1 190	1 600	1 400	80
24	1 200	1 610	1 410	85
25	1 150	1 620	1 420	90

Контрольні запитання

- 1. Яка мета обважнення промивальної рідини?*
- 2. Якими способами обважнюють промивальну рідину?*
- 3. Які Ви знаєте обважнювачі промивальної рідини?*

Практична робота № 13

РОЗРАХУНКИ В ПРОЦЕСІ ПРИГОТУВАННЯ ПРОМИВАЛЬНИХ РІДИН

1 Мета роботи

Набуття практичних навичок розрахунків при приготуванні та облегшенні промивальних рідин.

2 Основні теоретичні положення

Кількість глинопорошку для приготування промивальної рідини обчислюють за формулою

$$G_{\text{г.п.}} = V_{\text{п.р.}} \cdot \frac{\rho_{\text{г.п.}} \cdot (\rho_{\text{п.р.}} - \rho_{\text{в.}})}{\rho_{\text{г.п.}} - \rho_{\text{в.}}}, \quad (13.1)$$

де $G_{\text{г.п.}}$ – кількість глинопорошку, кг;

$V_{\text{п.р.}}$ – об'єм промивальної рідини, м³;

$\rho_{\text{г.п.}}$ – густина глинопорошку, кг/м³, для практичних розрахунків приймаємо $\rho_{\text{г.п.}} = 2\,600$ кг/м³;

$\rho_{\text{п.р.}}$ – густина промивальної рідини, яку можна отримати без обважнювача, на глині, кг/м³, максимальне її значення дорівнює 1 200 кг/м³;

$\rho_{\text{в.}}$ – густина води на якій готується промивальна рідина, кг/м³.

Кількість глинопорошку для приготування промивальної рідини з врахуванням вологості обчислюємо за формулою

$$G_{\text{г.п.}} = V_{\text{п.р.}} \cdot \frac{\rho_{\text{г.п.}} \cdot (\rho_{\text{п.р.}} - \rho_{\text{в.}})}{(\rho_{\text{г.п.}} - \rho_{\text{в.}}) \cdot (1 - n_{\text{в.}})}, \quad (13.2)$$

де $n_{\text{в.}}$ – вологість глинопорошку у частках одиниці.

Згідно з технічними умовами виробництва для бентонітових глинопорошків допускається вологість 6–10 %, для палигорськітових глинопорошків – до 25 %.

Об'єм води для приготування бурової промивальної рідини визначають за формулою

$$V_{\text{в.}} = V_{\text{п.р.}} \cdot \frac{\rho_{\text{г.п.}} - \rho_{\text{п.р.}}}{\rho_{\text{г.п.}} - \rho_{\text{в.}}}. \quad (13.3)$$

Для перевірки проведених розрахунків можна використати рівняння

$$V_{\text{п.р.}} = V_{\text{в.}} + V_{\text{г.п.}}, \quad (13.4)$$

де $V_{\text{г.п.}}$ – об'єм глинопорошку, м³,

$$V_{\text{г.п.}} = \frac{G_{\text{г.п.}}}{\rho_{\text{г.п.}}}, \quad (13.5)$$

Кількість обважнювача, необхідного для обважнення промивальної рідини, визначають за формулою

$$G_{\text{обв.}} = V_{\text{п.р.}} \cdot \frac{\rho_{\text{обв.}} \cdot (\rho_{\text{об.п.р.}} - \rho_{\text{п.р.}})}{\rho_{\text{обв.}} - \rho_{\text{об.п.р.}}}, \quad \text{кг}, \quad (13.6)$$

де $\rho_{\text{обв.}}$ – густина обважнювача, кг/м³;

$\rho_{\text{об.п.р.}}$ – густина обважненої промивальної рідини, кг/м³;

$\rho_{\text{п.р.}}$ – густина промивальної рідини, яку необхідно обважнити, кг/м³.

Кількість обважнювача, необхідного для обважнення промивальної рідини з урахуванням вологості визначають за формулою

$$G_{\text{обв}} = V_{\text{п.р.}} \cdot \frac{\rho_{\text{обв}} \cdot (\rho_{\text{об.п.р.}} - \rho_{\text{п.р.}})}{(\rho_{\text{обв.}} - \rho_{\text{об.п.р.}}) \cdot (1 - n_{\text{в}})} \text{ кг}, \quad (13.7)$$

де $n_{\text{в}}$ – вологість обважнювача у частках одиниці.

Вологість обважнювача коливається в межах 0,05–0,12.

Збільшення об'єму бурової промивальної рідини після обважнення визначають за формулою

$$\Delta V = \frac{G_{\text{обв}}}{\rho_{\text{обв}}}. \quad (13.8)$$

У практиці буріння свердловин дуже часто густину промивальної рідини регулюють розбавленням її обважненою чи полегшеною промивальною рідиною. У цьому випадку об'єми введеної рідини визначають за такими формулами:

для обважнення рідини:

$$V_{\text{в.п.р.}} = \frac{V_{\text{ц.п.р.}} \cdot (\rho_{\text{зм.п.р.}} - \rho_{\text{ц.п.р.}})}{\rho_{\text{в.п.р.}} - \rho_{\text{зм.п.р.}}} \text{ м}^3; \quad (13.9)$$

для зменшення густини промивальної рідини:

$$V_{\text{в.п.р.}} = \frac{V_{\text{ц.п.р.}} \cdot (\rho_{\text{зм.п.р.}} - \rho_{\text{в.п.р.}})}{\rho_{\text{ц.п.р.}} - \rho_{\text{в.п.р.}}} \text{ м}^3, \quad (13.10)$$

де $V_{\text{в.п.р.}}$ – об'єм промивальної рідини, який необхідно додати до циркулюючої рідини у свердловині, м³;

$\rho_{\text{зм.п.р.}}$ – густина промивальної рідини після змішування, кг/м³;

$\rho_{\text{ц.п.р.}}$ – густина циркулюючої промивальної рідини у свердловині, кг/м³;

$\rho_{\text{в.п.р.}}$ – густина введеної рідини, кг/м³.

$V_{\text{ц.п.р.}}$ – об'єм циркулюючої рідини у свердловині, м³.

Загальний об'єм промивальної рідини

$$V_{\text{заг}} = V_{\text{в.п.р.}} + V_{\text{ц.п.р.}} \text{ м}^3. \quad (13.11)$$

3 Завдання

3.1. Вивчити текст роботи.

3.2. Визначити кількість полегшеної промивальної рідини яку слід додати до циркулюючої промивальної рідини для зменшення її густини згідно з вихідними даними.

4 Порядок виконання роботи

Використовуючи формулу (13.10), визначаємо кількість облегшеної промивальної рідини густиною 1 050 кг/м³, яку необхідно додати до циркулюючої промивальної рідини густиною 1 300 кг/м³ і об'ємом 50 м³ для зменшення її густини до 1 250 кг/м³.

5 Приклад

Вихідні дані.

Визначити кількість об'ємної промивальної рідини густиною 1 050 кг/м³, яку слід додати до промивальної рідини густиною 1 300 кг/м³ для зменшення її густини до 1 250 кг/м³, якщо об'єм циркулюючої рідини становить 50 м³.

Розв'язання:

1. Визначаємо об'єм об'ємної промивальної рідини густиною 1 050 кг/м³, яку необхідно додати до циркулюючої промивальної рідини густиною 1 300 кг/м³ для зменшення її густини до 1 250 кг/м³ згідно з вихідними даними:

$$V_{\text{в.п.р.}} = \frac{V_{\text{ц.п.р.}} \cdot (\rho_{\text{зм.п.р.}} - \rho_{\text{в.п.р.}})}{\rho_{\text{ц.п.р.}} - \rho_{\text{в.п.р.}}} = \frac{50 \cdot (1\,250 - 1\,050)}{1\,300 - 1\,050} = 40 \text{ м}^3$$

Відповідь: $V_{\text{в.п.р.}} = 40 \text{ м}^3$.

6 Вихідні дані для виконання практичної роботи

Таблиця 13.1 – Вихідні дані

Варіант	$\rho_{\text{ц.п.р.}}$	$\rho_{\text{в.п.р.}}$	$\rho_{\text{зм.п.р.}}$	$V_{\text{ц.п.р.}}$
1	2	3	4	5
1	1 400	1 150	1 200	40
2	1 410	1 160	1 210	45
3	1 420	1 170	1 220	50
4	1 430	1 180	1 230	55
5	1 440	1 190	1 240	60
6	1 450	1 200	1 250	65
7	1 460	1 210	1 260	70
8	1 470	1 220	1 270	75
9	1 480	1 230	1 280	80
10	1 490	1 240	1 290	75
11	1 500	1 250	1 300	80
12	1 510	1 260	1 310	85
13	1 520	1 270	1 320	40
14	1 530	1 280	1 330	45
15	1 540	1 290	1 340	50
16	1 550	1 300	1 350	55
17	1 560	1 310	1 360	60
18	1 570	1 320	1 370	65
19	1 580	1 330	1 380	70
20	1 590	1 340	1 390	75
21	1 600	1 350	1 400	80

Продовження таблиці 13.1

1	2	3	4	5
22	1 400	1 150	1 200	85
23	1 410	1 160	1 210	40
24	1 420	1 170	1 220	45
25	1 430	1 180	1 230	50

Контрольні запитання

- 1. Яку максимальну густину промивальної рідини можна одержати при використанні бентонітового глинопорошку без обважнювача?*
- 2. Яка мета облегшення промивальних рідин?*
- 3. Які існують методи облегшення промивальних рідин?*

Практична робота № 14

РОЗРАХУНКИ В ПРОЦЕСІ ПРИГОТУВАННЯ ПРОМИВАЛЬНИХ РІДИН

1 Мета роботи

Набуття практичних навичок розрахунків при приготуванні та облегшенні промивальних рідин.

2 Основні теоретичні положення

Кількість глинопорошку для приготування промивальної рідини обчислюють за формулою

$$G_{\text{г.п.}} = V_{\text{п.р.}} \cdot \frac{\rho_{\text{г.п.}} \cdot (\rho_{\text{п.р.}} - \rho_{\text{в.}})}{\rho_{\text{г.п.}} - \rho_{\text{в.}}}, \quad (14.1)$$

де $G_{\text{г.п.}}$ – кількість глинопорошку, кг;

$V_{\text{п.р.}}$ – об'єм промивальної рідини, м³;

$\rho_{\text{г.п.}}$ – густина глинопорошку, кг/м³, для практичних розрахунків приймаємо $\rho_{\text{г.п.}} = 2600$ кг/м³;

$\rho_{\text{п.р.}}$ – густина промивальної рідини, яку можна отримати без обважнювача, на глині, кг/м³, максимальне її значення дорівнює 1200 кг/м³;

$\rho_{\text{в.}}$ – густина води на якій готується промивальна рідина, кг/м³.

Кількість глинопорошку для приготування промивальної рідини з врахуванням вологості обчислюємо за формулою

$$G_{\text{г.п.}} = V_{\text{п.р.}} \cdot \frac{\rho_{\text{г.п.}} \cdot (\rho_{\text{п.р.}} - \rho_{\text{в.}})}{(\rho_{\text{г.п.}} - \rho_{\text{в.}}) \cdot (1 - n_{\text{в.}})}, \quad (14.2)$$

де $n_{\text{в.}}$ – вологість глинопорошку у частках одиниці.

Згідно з технічними умовами виробництва для бентонітових глинопорошків допускається вологість 6–10 %, для палигорськітових глинопорошків – до 25 %.

Об'єм води для приготування бурової промивальної рідини визначають за формулою

$$V_{\text{в.}} = V_{\text{п.р.}} \cdot \frac{\rho_{\text{г.п.}} - \rho_{\text{п.р.}}}{\rho_{\text{г.п.}} - \rho_{\text{в.}}}. \quad (14.3)$$

Для перевірки проведених розрахунків можна використати рівняння

$$V_{\text{п.р.}} = V_{\text{в.}} + V_{\text{г.п.}}, \quad (14.4)$$

де $V_{\text{г.п.}}$ – об'єм глинопорошку, м³,

$$V_{\text{г.п.}} = \frac{G_{\text{г.п.}}}{\rho_{\text{г.п.}}}, \text{ м}^3. \quad (14.5)$$

Кількість обважнювача, необхідного для обважнення промивальної рідини, визначають за формулою

$$G_{\text{обв.}} = V_{\text{п.р.}} \cdot \frac{\rho_{\text{обв.}} \cdot (\rho_{\text{об.п.р.}} - \rho_{\text{п.р.}})}{\rho_{\text{обв.}} - \rho_{\text{об.п.р.}}}, \text{ кг}, \quad (14.6)$$

де $\rho_{\text{обв.}}$ – густина обважнювача, кг/м³;

$\rho_{\text{об.п.р.}}$ – густина обважненої промивальної рідини, кг/м³.

$\rho_{п.р.}$ – густина промивальної рідини, яку необхідно обважнити, кг/м³.

Кількість обважнювача, необхідного для обважнення промивальної рідини з урахуванням вологості визначають за формулою

$$G_{обв} = V_{п.р.} \cdot \frac{\rho_{обв} \cdot (\rho_{об.п.р.} - \rho_{п.р.})}{(\rho_{обв.} - \rho_{об.п.р.}) \cdot (1 - n_v)} \text{ кг}, \quad (14.7)$$

де n_v – вологість обважнювача у частках одиниці.

Вологість обважнювача коливається в межах 0,05–0,12.

Збільшення об'єму бурової промивальної рідини після обважнення визначають за формулою

$$\Delta V = \frac{G_{обв}}{\rho_{обв}}. \quad (14.8)$$

У практиці буріння свердловин дуже часто густину промивальної рідини регулюють розбавленням її обважненою чи облегшеною промивальною рідиною. У цьому випадку об'єми введеної рідини визначають за такими формулами:

для обважнення рідини:

$$V_{в.п.р.} = \frac{V_{ц.п.р.} \cdot (\rho_{зм.п.р.} - \rho_{ц.п.р.})}{\rho_{в.п.р.} - \rho_{зм.п.р.}} \text{ м}^3; \quad (14.9)$$

для зменшення густини промивальної рідини:

$$V_{в.п.р.} = \frac{V_{ц.п.р.} \cdot (\rho_{зм.п.р.} - \rho_{в.п.р.})}{\rho_{ц.п.р.} - \rho_{в.п.р.}} \text{ м}^3; \quad (14.10)$$

де $V_{в.п.р.}$ – об'єм промивальної рідини, який необхідно додати до циркулюючої рідини у свердловині, м³;

$\rho_{зм.п.р.}$ – густина промивальної рідини після змішування, кг/м³;

$\rho_{ц.п.р.}$ – густина циркулюючої промивальної рідини у свердловині, кг/м³;

$\rho_{в.п.р.}$ – густина введеної рідини, кг/м³.

$V_{ц.п.р.}$ – об'єм циркулюючої рідини у свердловині, м³.

Загальний об'єм промивальної рідини

$$V_{заг} = V_{в.п.р.} + V_{ц.п.р.} \text{ м}^3. \quad (14.11)$$

3 Завдання

3.1. Вивчити текст роботи.

3.2. Визначити густину змішаної промивальної рідини, якщо до циркулюючої промивальної рідини додати певну кількість промивальної рідини з меншою густиною.

4 Порядок виконання роботи

Використовуючи формули (14.1) – (14.11) визначаємо густину змішаної промивальної рідини, якщо до циркулюючої промивальної рідини додати певну кількість промивальної рідини з меншою густиною.

5 Приклад

Вихідні дані.

Визначити густину промивальної рідини, якщо до промивальної рідини об'ємом 40 м³ та густиною 1 400 кг/м³ додати 20 м³ промивальної рідини густиною 1 150 кг/м³.

Розв'язання:

1. Визначаємо густину промивальної рідини, якщо до промивальної рідини об'ємом 40 м³ та густиною 1 400 кг/м³ додати 20 м³ промивальної рідини густиною 1 150 кг/м³:

$$\rho_{\text{зм.п.р}} = \frac{V_{\text{в.п.р}} \cdot (\rho_{\text{ц.п.р}} - \rho_{\text{в.п.р}})}{V_{\text{ц.п.р.}}} + \rho_{\text{в.п.р}} = \frac{20 \cdot (1\,400 - 1\,150)}{40} + 1150 = 1\,275 \text{ кг/м}^3$$

Відповідь: $V_{\text{зм.п.р.}} = 1\,275 \text{ м}^3$.

6 Вихідні дані для виконання практичної роботи

Таблиця 14.1 – Вихідні дані

Варіант	$V_{\text{ц.п.р.}}$	$\rho_{\text{ц.п.р.}}$	$V_{\text{в.п.р.}}$	$\rho_{\text{в.п.р.}}$
1	20	1 400	10	1 200
2	25	1 410	15	1 210
3	30	1 420	10	1 220
4	35	1 430	15	1 230
5	40	1 440	20	1 240
6	45	1 450	25	1 250
7	50	1 460	20	1 260
8	55	1 470	25	1 270
9	60	1 480	35	1 280
10	65	1 490	35	1 290
11	70	1 500	30	1 300
12	75	1 510	35	1 310
13	80	1 520	40	1 320
14	85	1 530	45	1 330
15	40	1 540	10	1 340
16	45	1 550	15	1 350
17	50	1 560	10	1 360
18	55	1 570	15	1 370
19	60	1 580	20	1 380
20	65	1 590	25	1 390
21	70	1 600	20	1 400
22	75	1 400	20	1 200
23	80	1 410	25	1 210
24	85	1 420	30	1 220
25	40	1 430	10	1 230

Контрольні запитання

- 1. Які Ви знаєте способи зниження густини промивальної рідини?*
- 2. Як впливає величина густини промивальної рідини на механічну швидкість буріння свердловини?*
- 3. Якими приладами вимірюється густина промивальної рідини?*

Практична робота № 15

РОЗРАХУНКИ В ПРОЦЕСІ ПРИГОТУВАННЯ ПРОМИВАЛЬНИХ РІДИН

1 Мета роботи

Набуття практичних навичок розрахунків при приготуванні та облегшенні промивальних рідин.

2 Основні теоретичні положення

Кількість глинопорошку для приготування промивальної рідини обчислюють за формулою

$$G_{\text{г.п.}} = V_{\text{п.р.}} \cdot \frac{\rho_{\text{г.п.}} \cdot (\rho_{\text{п.р.}} - \rho_{\text{в.}})}{\rho_{\text{г.п.}} - \rho_{\text{в.}}}, \quad (15.1)$$

де $G_{\text{г.п.}}$ – кількість глинопорошку, кг;

$V_{\text{п.р.}}$ – об'єм промивальної рідини, м³;

$\rho_{\text{г.п.}}$ – густина глинопорошку, кг/м³, для практичних розрахунків приймаємо $\rho_{\text{г.п.}} = 2\,600$ кг/м³;

$\rho_{\text{п.р.}}$ – густина промивальної рідини, яку можна отримати без обважнювача, на глині, кг/м³, максимальне її значення дорівнює 1 200 кг/м³;

$\rho_{\text{в.}}$ – густина води, на якій готується промивальна рідина, кг/м³.

Кількість глинопорошку для приготування промивальної рідини з урахуванням вологості обчислюємо за формулою

$$G_{\text{г.п.}} = V_{\text{п.р.}} \cdot \frac{\rho_{\text{г.п.}} \cdot (\rho_{\text{п.р.}} - \rho_{\text{в.}})}{(\rho_{\text{г.п.}} - \rho_{\text{в.}}) \cdot (1 - n_{\text{в.}})}, \quad (15.2)$$

де $n_{\text{в.}}$ – вологість глинопорошку у частках одиниці.

Згідно з технічними умовами виробництва для бентонітових глинопорошків допускається вологість 6–10 %, для палигорськітових глинопорошків – до 25 %.

Об'єм води для приготування бурової промивальної рідини визначають за формулою

$$V_{\text{в.}} = V_{\text{п.р.}} \cdot \frac{\rho_{\text{г.п.}} - \rho_{\text{п.р.}}}{\rho_{\text{г.п.}} - \rho_{\text{в.}}}. \quad (15.3)$$

Для перевірки проведених розрахунків можна використати рівняння

$$V_{\text{п.р.}} = V_{\text{в.}} + V_{\text{г.п.}}, \quad (15.4)$$

де $V_{\text{г.п.}}$ – об'єм глинопорошку, м³,

$$V_{\text{г.п.}} = \frac{G_{\text{г.п.}}}{\rho_{\text{г.п.}}}, \quad (15.5)$$

Кількість обважнювача, необхідного для обважнення промивальної рідини, визначають за формулою

$$G_{\text{обв.}} = V_{\text{п.р.}} \cdot \frac{\rho_{\text{обв.}} \cdot (\rho_{\text{об.п.р.}} - \rho_{\text{п.р.}})}{\rho_{\text{обв.}} - \rho_{\text{об.п.р.}}}, \quad \text{кг}, \quad (15.6)$$

де $\rho_{\text{обв.}}$ – густина обважнювача, кг/м³;

$\rho_{\text{об.п.р.}}$ – густина обважненої промивальної рідини, кг/м³.

$\rho_{\text{п.р.}}$ – густина промивальної рідини, яку необхідно обважнити, кг/м³.

Кількість обважнювача, необхідного для обважнення промивальної рідини, з урахуванням вологості визначають за формулою

$$G_{\text{обв}} = V_{\text{п.р.}} \cdot \frac{\rho_{\text{обв}} \cdot (\rho_{\text{об.п.р.}} - \rho_{\text{п.р.}})}{(\rho_{\text{обв.}} - \rho_{\text{об.п.р.}}) \cdot (1 - n_{\text{в}})} \text{ кг}, \quad (15.7)$$

де $n_{\text{в}}$ – вологість обважнювача у частках одиниці.

Вологість обважнювача коливається в межах 0,05–0,12.

Збільшення об'єму бурової промивальної рідини після обважнення визначають за формулою

$$\Delta V = \frac{G_{\text{обв}}}{\rho_{\text{обв}}}. \quad (15.8)$$

У практиці буріння свердловин дуже часто густину промивальної рідини регулюють розбавленням її обважненою чи полегшеною промивальною рідиною. У цьому випадку об'єми введеної рідини визначають за такими формулами:

для обважнення рідини:

$$V_{\text{в.п.р.}} = \frac{V_{\text{ц.п.р.}} \cdot (\rho_{\text{зм.п.р.}} - \rho_{\text{ц.п.р.}})}{\rho_{\text{в.п.р.}} - \rho_{\text{зм.п.р.}}} \text{ м}^3; \quad (15.9)$$

для зменшення густини промивальної рідини:

$$V_{\text{в.п.р.}} = \frac{V_{\text{ц.п.р.}} \cdot (\rho_{\text{зм.п.р.}} - \rho_{\text{в.п.р.}})}{\rho_{\text{ц.п.р.}} - \rho_{\text{в.п.р.}}} \text{ м}^3, \quad (15.10)$$

де $V_{\text{в.п.р.}}$ – об'єм промивальної рідини, який необхідно додати до циркулюючої рідини у свердловині, м³;

$\rho_{\text{зм.п.р.}}$ – густина промивальної рідини після змішування, кг/м³;

$\rho_{\text{ц.п.р.}}$ – густина циркулюючої промивальної рідини у свердловині, кг/м³;

$\rho_{\text{в.п.р.}}$ – густина введеної рідини, кг/м³.

$V_{\text{ц.п.р.}}$ – об'єм циркулюючої рідини у свердловині, м³.

Загальний об'єм промивальної рідини

$$V_{\text{заг}} = V_{\text{в.п.р.}} + V_{\text{ц.п.р.}} \text{ м}^3. \quad (15.11)$$

3 Завдання

3.1. Вивчити текст роботи.

3.2. Визначити масу обважнювача для обважнення промивальної рідини.

3.3. Визначити загальний об'єм отриманої промивальної рідини.

4 Порядок виконання роботи

Використовуючи формули (15.1) – (15.11), визначаємо:

4.1. Об'єм нафти, яка вводиться у промивальну рідину.

4.2. Об'єм промивальної рідини після введення у неї 8 % нафти.

4.3. Густину промивальної рідини після введення в неї 8 % нафти.

4.4. Масу обважнювача, необхідного для обважнення промивальної рідини.

4.5. Збільшення об'єму бурової промивальної рідини після обважнення.

4.6. Загальний об'єм отриманої промивальної рідини.

5 Приклад

Вихідні дані.

Визначити масу обважнювача, для обважнення 120 м³ промивальної рідини густиною 1 450 кг/м³, щоб після введення 8 % нафти густина розчину не змінилась. Обчислити загальний об'єм отриманої промивальної рідини.

Розв'язання:

1. Визначаємо об'єм нафти, яка вводиться у промивальну рідину:

$$V_{\text{н}} = \frac{V_{\text{п.р.}} \cdot V_{\text{н}} \%}{100 \%} = \frac{120 \cdot 8 \%}{100 \%} = 9,6 \text{ м}^3.$$

2. Визначаємо об'єм промивальної рідини після введення у неї 8 % нафти:

$$\Sigma V_{\text{п.р.}} = V_{\text{п.р.}} + V_{\text{н}} = 120 + 9,6 = 129,6 \text{ м}^3.$$

3. Визначаємо густину промивальної рідини після введення в неї 8 % нафти:

$$\rho_{\text{зм.п.р.}} = \frac{V_{\text{н}} \cdot (\rho_{\text{ц.п.р.}} - \rho_{\text{н}})}{V_{\text{ц.п.р.}}} + \rho_{\text{н}} = \frac{9,6 \cdot (1450 - 850)}{120} + 850 = 898 \text{ кг/м}^3.$$

4. Визначаємо масу обважнювача, необхідного для обважнення промивальної рідини:

$$\begin{aligned} G_{\text{обв}} &= \Sigma V_{\text{п.р.}} \cdot \frac{\rho_{\text{обв.}} \cdot (\rho_{\text{об.п.р.}} - \rho_{\text{зм.п.р.}})}{\rho_{\text{обв.}} - \rho_{\text{об.п.р.}}} G_{\text{обв}} = 129,6 \cdot \frac{4150 \cdot (1450 - 898)}{4150 - 1450} = \\ &= 109958,4 \text{ кг.} \end{aligned}$$

5. Визначаємо збільшення об'єму бурової промивальної рідини після обважнення:

$$\Delta V = \frac{G_{\text{обв}}}{\rho_{\text{обв}}} = \frac{109958,6}{4150} = 26,5 \text{ м}^3.$$

6. Обчислюємо загальний об'єм отриманої промивальної рідини:

$$V_{\text{заг}} = \Sigma V_{\text{п.р.}} + \Delta V = 129,6 + 26,5 = 156,1 \text{ м}^3$$

Відповідь: $G_{\text{обв}} = 109\,958,6 \text{ кг}$; $V_{\text{заг}} = 156,1 \text{ м}^3$.

6 Вихідні дані для виконання практичної роботи

Таблиця 15.1 – Вихідні дані

Варіант	$V_{п.р.}, \text{м}^3$	$\rho_{п.р.}, \text{кг/м}^3$	$V_{н.}, \%$
1	90	1 300	4
2	95	1 310	6
3	100	1 320	8
4	105	1 330	10
5	115	1 340	4
6	120	1 350	6
7	125	1 360	8
8	130	1 370	10
9	135	1 380	4
10	140	1 390	6
11	90	1 400	8
12	95	1 410	10
13	100	1 420	4
14	105	1 430	6
15	115	1 440	8
16	120	1 450	10
17	125	1 460	4
18	130	1 470	6
19	135	1 480	8
20	140	1 490	10
21	90	1 500	4
22	95	1 300	6
23	100	1 310	8
24	105	1 320	10
25	110	1 330	4

Контрольні запитання

- 1. Які типи обважнювачів використовуються для обважнення промивальних рідин?*
- 2. Які способи обважнення промивальних рідин застосовуються?*
- 3. З якою метою вводять нафту у промивальну рідину?*

Практична робота № 16

ВИЗНАЧЕННЯ НЕОБХІДНОЇ КІЛЬКОСТІ ПРОМИВАЛЬНОЇ РІДИНИ

1 Мета роботи

Набуття практичних навичок розрахунків при приготуванні та обважненні промивальних рідин.

2 Основні теоретичні положення

Загальний об'єм бурової промивальної рідини із врахуванням запасу, потрібний для буріння свердловини, визначають за формулою

$$V_{\text{п.р}} = V_{\text{п.є}} + V_{\text{ж}} + \sum n_i \cdot l_i + a \cdot V_{\text{св}}, \quad (16.1)$$

де $V_{\text{п.є}}$ – об'єм приймальних ємностей ($V_{\text{п.є}} = 10\text{--}40 \text{ м}^3$, при бурінні на морі або при безамбарному способі буріння об'єм приймальних ємностей може бути значно більший і досягає від 100 м^3 до 150 м^3);

$V_{\text{ж}}$ – об'єм жолобної системи, $V_{\text{ж}} = 4\text{--}7 \text{ м}^3$;

$V_{\text{св}}$ – об'єм промивальної рідини, який знаходиться у свердловині при проектній глибині, м^3 ;

n_i – норми витрат промивальної рідини на 1 м проходки;

l_i – інтервали буріння свердловини при використанні долота одного діаметру та однаковій комерційній швидкості, м;

a – коефіцієнт запасу промивальної рідини, $a = 1,0\text{--}1,5$.

Для нафтових свердловин $a = 1,0$, для газових та розвідувальних $a = 1,5$.

$$V_{\text{св}} = \frac{\pi}{4} \cdot (d_{\text{вн}} \cdot H_{\text{п}} + k \cdot D_{\text{д}}^2 \cdot l_{\text{ек}}), \quad (16.2)$$

де $d_{\text{вн}}$ – внутрішній діаметр попередньої колони, м;

$H_{\text{п}}$ – глибина спуску попередньої колони, м;

k – коефіцієнт кавернометрії;

$D_{\text{д}}$ – діаметр долота, м;

$l_{\text{ек}}$ – інтервал буріння під експлуатаційну колону, м.

Кількість глини та води для приготування 1 м^3 промивальної рідини заданої густини визначають за такими формулами:

$$g_{\text{гл}} = \frac{\rho_{\text{гл}} \cdot (\rho_{\text{п.р}} - \rho_{\text{в}})}{(\rho_{\text{гл}} - \rho_{\text{в}}) \cdot (1 - n_{\text{в}})}, \quad (16.3)$$

$$g_{\text{в}} = \frac{\rho_{\text{гл}} - \rho_{\text{п.р}}}{\rho_{\text{гл}} - \rho_{\text{в}}}. \quad (16.4)$$

Кількість глини та води для приготування необхідного об'єму промивальної рідини

$$Q_{\text{гл}} = V_{\text{п.р}} \cdot g_{\text{гл}}, \quad (16.5)$$

$$V_{\text{в}} = V_{\text{п.р}} \cdot g_{\text{в}}. \quad (16.6)$$

3 Завдання

3.1. Вивчити текст роботи.

3.2. Визначити кількість хімічно не обробленої промивальної рідини приготовленої на прісній воді, при бурінні розвідувальної свердловини.

4 Порядок виконання роботи

1. За таблицею 16.2 визначаємо норми витрати промивальної рідини.
2. Обчислюємо об'єм промивальної рідини за формулою (16.2), який міститься у свердловині при проєктній глибині.
3. Обчислюємо загальний об'єм бурової промивальної рідини із врахуванням запасу, потрібного для буріння свердловини, за формулою (16.1).

5 Приклад

Вихідні дані.

Визначити кількість хімічно не обробленої промивальної рідини густиною $1\,120\text{ кг/м}^3$, приготовленої на прісній воді, при бурінні розвідувальної свердловини такої конструкції: кондуктор $324\text{ мм} \times 150\text{ м}$; проміжна колона $219\text{ мм} \times 2000\text{ м}$; експлуатаційна колона $146\text{ мм} \times 3\,000\text{ м}$.

Діаметри доліт при бурінні під кондуктор, проміжну та експлуатаційну колони відповідно дорівнюють $444,5\text{ мм}$, $295,3\text{ мм}$; $190,5\text{ мм}$.

Значення комерційної швидкості при бурінні під кондуктор, проміжну та експлуатаційну колони відповідно дорівнюють 700 ; 500 ; $250\text{ м/верстато.міс}$.

Розв'язання:

1. За таблицею 16.2 визначаємо норми витрати промивальної рідини:
інтервал $0\text{--}150\text{ м}$, $n = 0,66\text{ м}^3/\text{м}$;
інтервал $150\text{--}2\,000\text{ м}$, $n = 0,36\text{ м}^3/\text{м}$;
інтервал $2\,000\text{--}3\,000\text{ м}$, $n = 0,20\text{ м}^3/\text{м}$.
2. Обчислюємо об'єм промивальної рідини за формулою (16.2), який знаходиться у свердловині при проєктній глибині:

$$V_{\text{св}} = \frac{\pi}{4} \cdot (d_{\text{вн}} \cdot H_{\text{п}} + k \cdot D_{\text{д}}^2 \cdot l_{\text{ек}}) = \frac{3,14}{4} \cdot (0,199^2 \cdot 2000 + 0,1905^2 \cdot 1000) = 91\text{ м}^3.$$

3. Обчислюємо загальний об'єм бурової промивальної рідини із врахуванням запасу, потрібного для буріння свердловини, за формулою (16.1):

$$V_{\text{п.р}} = V_{\text{п.е}} + V_{\text{ж}} + \sum n_i \cdot l_i + a \cdot V_{\text{св}} = 40 + 5 + 0,66 \cdot 150 + 0,36 \cdot 1850 + 0,2 \cdot 1000 + 1,5 \cdot 91 = 1146\text{ м}^3.$$

Відповідь: $V_{\text{св}} = 91\text{ м}^3$; $V_{\text{п.р}} = 1\,146\text{ м}^3$.

6 Вихідні дані для виконання практичної роботи

Таблиця 16.1 – Вихідні дані

Варіант	ρ , кг/м ³	324 мм – м	219 мм – м	146 мм – м
1	1 100	100	1 000	3 000
2	1 110	110	1 100	3 100
3	1 120	120	1 200	3 200
4	1 130	130	1 300	3 300
5	1 140	140	1 400	3 400
6	1 150	150	1 500	3 500
7	1 160	160	1 600	3 600
8	1 170	170	1 700	3 700
9	1 180	180	1 800	3 800
10	1 190	190	1 900	3 900
11	1 200	200	2 000	4 000
12	1 100	210	1 000	3 000
13	1 110	220	1 100	3 100
14	1 120	230	1 200	3 200
15	1 130	240	1 300	3 300
16	1 140	250	1 400	3 400
17	1 150	260	1 500	3 500
18	1 160	270	1 600	3 600
19	1 170	280	1 700	3 700
20	1 180	290	1 800	3 800
21	1 190	300	1 900	3 900
22	1 200	310	2 000	4 000
23	1 100	320	1 000	3 000
24	1 110	330	1 100	3 100
25	1 120	340	1 200	3 200

Таблиця 16.2 – Норми витрат промивальної рідини на 1 м проходки свердловини

Швидкість буріння, м/верст.міс	Діаметр долота, мм													
	530		490		444,5		393,7		374,6		349,2		320	
	I	II	I	II	I	II	I	II	I	II	I	II	I	II
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
100	2,33	1,76	1,84	1,38	1,44	1,08	1,08	0,81	0,97	0,73	0,86	0,65	0,72	0,54
150	2,12	1,59	1,67	1,25	1,31	0,98	0,98	0,74	0,88	0,66	0,78	0,59	0,66	0,50
200	1,94	1,46	1,53	1,15	1,20	0,90	0,90	0,68	0,81	0,60	0,72	0,54	0,59	0,45
250	1,79	1,35	1,41	1,06	1,11	0,83	0,83	0,62	0,75	0,57	0,67	0,50	0,56	0,42
300	1,66	1,24	1,31	0,98	1,03	0,77	0,77	0,59	0,68	0,51	0,61	0,46	0,48	0,39
350	1,56	1,17	1,23	0,92	0,96	0,72	0,72	0,54	0,65	0,49	0,58	0,43	0,49	0,36
400	1,46	1,09	1,15	0,86	0,90	0,68	0,6	0,50	0,60	0,46	0,54	0,40	0,45	0,34
450	1,37	1,03	1,08	0,81	0,85	0,64	0,64	0,48	0,57	0,42	0,50	0,38	0,42	0,32
500	1,32	0,99	1,04	0,78	0,81	0,61	0,61	0,46	0,55	0,41	0,49	0,37	0,40	0,31
600	1,17	0,88	0,92	0,69	0,72	0,54	0,54	0,40	0,49	0,37	0,43	0,32	0,36	0,27

Продовження таблиці 16.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
700	1,07	0,80	0,84	0,63	0,66	0,50	0,49	0,37	0,44	0,33	0,40	0,30	0,33	0,25
800	0,98	0,74	0,77	0,58	0,60	0,47	0,45	0,34	0,40	0,31	0,36	0,27	0,31	0,23
900	0,90	0,67	0,71	0,53	0,56	0,42	0,42	0,31	0,38	0,28	0,33	0,25	0,28	0,22
1 000	0,84	0,63	0,66	0,50	0,51	0,38	0,39	0,29	0,34	0,26	0,31	0,23	0,26	0,20
1 100	0,77	0,58	0,61	0,46	0,48	0,36								
1 200	0,73	0,56	0,58	0,44	0,45	0,34	0,34	0,26	0,31	0,23	0,27	0,21	0,23	0,17
1 300 і більше	0,68	0,52	0,54	0,41	0,42	0,32	0,31	0,23	0,29	0,22	0,25	0,19	0,22	0,16
Швидкість буріння, м/верст.міс	Діаметр долота, мм													
	295,3		269,9		244,5		215,9		190,5		158,7		139,7	
	I	II	I	II	I	II	I	II	I	II	I	II	I	II
100	0,58	0,43	0,43	0,32	0,36	0,27	0,28	0,23	0,23	0,18	0,19	0,14	0,14	0,11
150	0,52	0,40	0,4	0,30	0,32	0,24	0,27	0,20	0,21	0,15	0,17	0,13	0,13	0,10
200	0,48	0,36	0,36	0,27	0,30	0,22	0,24	0,19	0,19	0,14	0,15	0,12	0,12	0,09
250	0,39	0,33	0,33	0,25	0,28	0,21	0,23	0,17	0,18	0,13	0,14	0,11	0,11	0,08
300	0,41	0,31	0,31	0,23	0,26	0,20	0,22	0,16	0,16	0,13	0,13	0,10	0,10	0,07
350	0,3	0,29	0,29	0,22	0,24	0,18	0,20	0,15	0,15	0,12	0,13	0,10	0,10	0,07
400	0,36	0,27	0,27	0,21	0,22	0,17	0,19	0,14	0,14	0,11	0,12	0,09	0,09	0,07
450	0,34	0,26	0,25	0,20	0,22	0,16	0,17	0,13	0,13	0,10	0,11	0,08	0,08	0,06
500	0,32	0,24	0,24	0,18	0,21	0,15	0,17	0,13	0,13	0,10	0,11	0,08	0,08	0,06
600	0,29	0,22	0,22	0,16	0,18	0,13	0,15	0,12						
700	0,26	0,20	0,20	0,15	0,16	0,13	0,13	0,11	0,11	0,08	0,09	0,06	0,06	0,04
800	0,24	0,18	0,18	0,13	0,15	0,12	0,13	0,10	0,10	0,07	0,08	0,06	0,06	0,04
900	0,22	0,16	0,16	0,13	0,14	0,11	0,12	0,09	0,08	0,06	0,07	0,05	0,05	0,04
1 000	0,21	0,15	0,15	0,12	0,13	0,10	0,11	0,08	0,08	0,06	0,06	0,05	0,05	0,04
1 100	0,19	0,14	0,14	0,11	0,12	0,10	0,11	0,07	0,07	0,05	0,06	0,05	0,04	0,04
1 200	0,18	0,13	0,13	0,10	0,12	0,10	0,09	0,07	0,07	0,05	0,06	0,04	0,04	0,03
1 300 і більше	0,17	0,13	0,13	0,10	0,11	0,08	0,09	0,06	0,07	0,05	0,06	0,04	0,04	0,03
Примітки. У графі I наведені норми витрат хімічно не обробленої промивальної рідини. У графі II наведені норми витрат промивальної рідини, яка обробляється хімреагентами.														

Контрольні запитання

1. Які типи промивальних рідин застосовуються при бурінні свердловин?
2. Які функції виконують промивальні рідини?
3. З якою метою враховують запас промивальної рідини при її приготуванні?

СПИСОК РЕКОМЕНДОВАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Білецький В. С. Основи нафтогазової інженерії [Електрон. ресурс] : підруч. для студ. спец. 185 «Нафтогазова інженерія та технології» / В. С. Білецький, В. М. Орловський, В. Г. Вітрик ; НТУ «ХПІ» ; ХНУМГ ім. О. М. Бекетова. – Електрон. текст. дані. – Полтава : АСМІ, 2018. – 415 с. – Режим доступу: <http://repository.kpi.kharkov.ua/bitstream/KhPI-Press/39098>, вільний (дата звернення 05.05.2025). – Назва з екрана.
2. Коцкулич Я. С. Бурові промивні рідини : підручник / Я. С. Коцкулич, М. І. Оринчак, М. М. Оринчак. – Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2008. – 500 с.
3. Коцкулич Я. С. Буріння нафтових і газових свердловин / Я. С. Коцкулич, Я. М. Кочкодан. – Коломия, 1999. – 504 с.
4. Мислюк М. А. Буріння свердловин [Електрон. ресурс] : довідник. У 5 т. Т. 2. Промивання свердловин. Відробка доліт / М. А. Мислюк, І. Й. Рибчич, Р. С. Яремійчук. – Електрон. текст. дані. – Київ : Інтерпрес ЛТД, 2002. – 298 с. – Режим доступу: <https://gse.ua/ru/biblioteka/knigi.html?start=30>, вільний (дата звернення 05.05.2025). – Назва з екрана.
5. Орловський В. М. Буріння нафтових і газових свердловин [Електрон. ресурс] / В. М. Орловський, В. С. Білецький, В. Г. Сіренко. – Електрон. текст. дані. – Львів ; Харків ; Полтава : Новий Світ-2000, 2024. – 409 с. – Режим доступу: <https://repository.kpi.kharkov.ua/handle/KhPI-Press/83888>, вільний (дата звернення 05.05.2025). – Назва з екрана.

Електронне навчальне видання

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

«ОСНОВНІ ПАРАМЕТРИ БУРОВИХ РОЗЧИНІВ ТА ПРОМИВАЛЬНИХ РІДИН»

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

Укладачі: **ОРЛОВСЬКИЙ** Віталій Миколайович,
БОБЛОВСЬКИЙ Олександр Володимирович,
ПАЛЕЄВА Катерина Миколаївна

Відповідальний за випуск *О. В. Ромашко*
Редактор *О. А. Норик*
Комп'ютерне верстання *К. М. Палєєва*

План 2025, поз. 272М

Підп. до друку 14.05.2025. Формат 60 × 84/16.
Ум. друк. арк. 4,3.

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