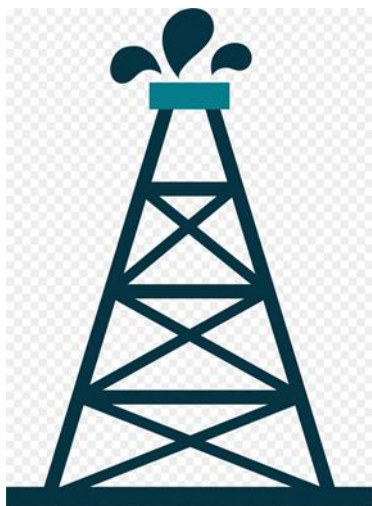


МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

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



МЕТОДИЧНІ РЕКОМЕНДАЦІЇ

до виконання практичних робіт та організації самостійної роботи
з навчальної дисципліни

«МАТЕРІАЛИ І РЕЦЕПТУРИ БУРОВИХ РОЗЧИНІВ ТА ЇХ ОБҐРУНТУВАННЯ»

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

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

Методичні рекомендації до виконання практичних робіт та організації самостійної роботи з навчальної дисципліни «Матеріали і рецептури бурових розчинів та їх обґрунтування» (для здобувачів першого (бакалаврського) рівня вищої освіти денної форми навчання зі спеціальності 185 – Нафтогазова інженерія та технології) / Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова ; уклад. : В. М. Орловський, О. В. Бобловський. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2026. – 104 с.

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

Рецензент

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

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

ЗМІСТ

Вступ.....	5
Практична робота № 1 Визначення необхідної кількості матеріалів для приготування бурового розчину.....	6
Практична робота № 2 Обґрунтування рецептури проєктних бурових розчинів.....	14
Практична робота № 3 Проєктування бурового розчину на водній основі.....	22
Практична робота № 4 Визначення кількості природного бурового розчину.....	30
Практична робота № 5 Визначення параметрів хімічної обробки бурового розчину.....	36
Практична робота № 6 Проєктування бурового розчину на водній основі для розкриття продуктивних горизонтів.....	44
Практична робота № 7 Проєктування бурового розчину на нафтовій основі для розкриття продуктивних горизонтів.....	50
Практична робота № 8 Проєктування бурового розчину для розбурювання розчинних хемотренних порід.....	56
Практична робота № 9 Проєктування бурового розчину для розбурювання нестійких глинистих порід.....	63
Практична робота № 10 Проєктування бурового розчину для попередження виникнення прихотплень бурильної колони.....	69
Практична робота № 11 Порядок приготування інвертно-емульсійного розчину.....	77
Практична робота № 12 Визначення вмісту твердої фази в буровому розчині.....	84
Практична робота № 13 Визначення необхідної кількості обважнювача для глинистого розчину.....	87
Практична робота № 14 Визначення кількості обважнювача для проводки свердловини заданої конструкції.....	92

Практична робота № 15 Визначення часу винесення частинок вибуреної породи.....	95
Практична робота № 16 Визначення кількості бентонітової глини, обважнювача та води для приготування обважненого бурового розчину заданої густини.....	98
Список рекомендованих джерел.....	103

ВСТУП

У цих методичних рекомендаціях з навчальної дисципліни «Матеріали і рецептури бурових розчинів та їх обґрунтування» 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 стаціонарної форми навчання.

Метою цих методичних рекомендацій є оволодіння теоретичними положеннями проведення технологічних розрахунків під час буріння нафтових і газових свердловин.

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

Порядок оформлення практичних робіт такий:

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

Практична робота № 1

Визначення необхідної кількості матеріалів для приготування бурового розчину

План

1. Основні вимоги до бурових розчинів.
2. Способи приготування глинистих суспензій.
3. Визначення необхідної кількості матеріалів у разі поінтервального способу приготування бурового розчину.

Основні вимоги до бурових розчинів

Поняття «бурові розчини» (БР) охоплює широке коло рідких, суспензійних, аерованих субстанцій, які мають різні склади і властивості. Термін «буровий розчин» стали застосовувати замість його синонімів – «глинистий розчин», «промивний розчин», «промивальна рідина».

Для забезпечення високих швидкостей буріння свердловин та попередження ускладнень до бурових розчинів можна висунути такі основні вимоги:

- концентрація глинистих частинок у твердій фазі БР повинна бути мінімальною, а середньозважене за об'ємом значення густини твердої фази – максимальним;
- БР повинні бути недиспергуючими у разі зміни термодинамічних умов у свердловинах і мати стабільні показники;
- БР не повинні бути багатокомпонентними системами, а хімічні реагенти, наповнювачі та домішки, що використовуються для регулювання їхніх властивостей, повинні забезпечувати спрямовану зміну кожного технологічного показника за незмінних інших показників;
- мастильні домішки повинні становити не менше 10 %;
- БР повинні бути хімічно нейтральними щодо розбурюваних порід, не спричиняти їхнього розчинення, диспергування і набухання, що зменшить ймовірність виникнення ускладнень під час буріння свердловини;
- властивості БР повинні бути стабільними протягом значного проміжку часу, дисперсна фаза не повинна диспергуватися у разі зміни термобаричних умов буріння, що зменшить витрати хімічних реагентів на буріння свердловини;
- параметри БР повинні змінюватись у широких межах із допомогою хімічних реагентів, обважнювачів та інших домішок, які забезпечують зміну кожного технологічного показника за незмінних інших показників;
- рідка фаза рідини повинна мати низьку в'язкість, невеликий поверхневий натяг на межі з гірськими породами, що поліпшить умови роботи долота на вибої свердловини;
- тиксотропні властивості БР повинні зростати у часі, особливо після припинення циркуляції, що дозволить утримувати вибурену породу у завислому стані;

- концентрація глинистих частинок у твердій фазі повинна бути мінімальною, а середньозважена по об'єму густина твердої фази – максимальною, що зменшить ймовірність загущення БР;
- швидкість фільтрації БР повинна інтенсивно зменшуватись у часі, забезпечуючи мінімальну фільтрацію, необхідну для попередження ускладнень у стовбурі свердловини;
- БР повинен захищати від корозії бурильні та обсадні труби, вибійні двигуни, наземне обладнання тощо;
- реологічні властивості БР повинні змінюватись так, щоб забезпечити досконале очищення вибою свердловини, задовільне гідравлічне транспортування вибуреної породи та оптимальну гідравліку долота;
- БР повинні обмежувати приплив мінералізованої води, кислих та сірководневих газів (CO_2 , H_2S), зменшуючи ймовірність виникнення різних ускладнень під час буріння свердловини;
- електропровідність БР повинна бути достатньою для проведення необхідних геофізичних досліджень у свердловині для виявлення нафтових, газових або водоносних пластів;
- БР не повинні забруднювати верхні водоносні горизонти та бути безпечними у разі їх зберігання в коморах або під час утилізації. Будь-який хімічний реагент, який додається до БР, має бути екологічно безпечним.

Виконання цих вимог багато в чому залежить від геолого-технічних умов буріння. У кожному конкретному випадку необхідно вирішувати комплексне завдання щодо доцільності застосування того чи іншого розчину з урахуванням технічної оснащеності бурової установки, оперативності постачання її матеріалами, кваліфікації працівників, географічного положення свердловини тощо.

Способи приготування глинистих суспензій

Промивальні рідини можна готувати безпосередньо на буровій або централізовано на глинозаводі, який обслуговує ділянку чи район. Рідину, що приготовлена на заводі, транспортують або спеціально прокладеними до бурових трубопроводами, або в автоцистернах.

Для приготування промивальної рідини з порошкоподібних матеріалів використовують спеціальний блок обладнання (рис. 1.1). Такий блок містить два суцільнометалеві бункери об'ємом від 20 м^3 до 50 м^3 кожний, встановлені з допомогою стійок на металевій рамі, розвантажувальний пневматичний пристрій, гумовотканинні гофровані рукави, повітряні фільтри, гідравлічний ежекторний змішувач і ємність, а іноді гідравлічний або ультразвуковий диспергатор.

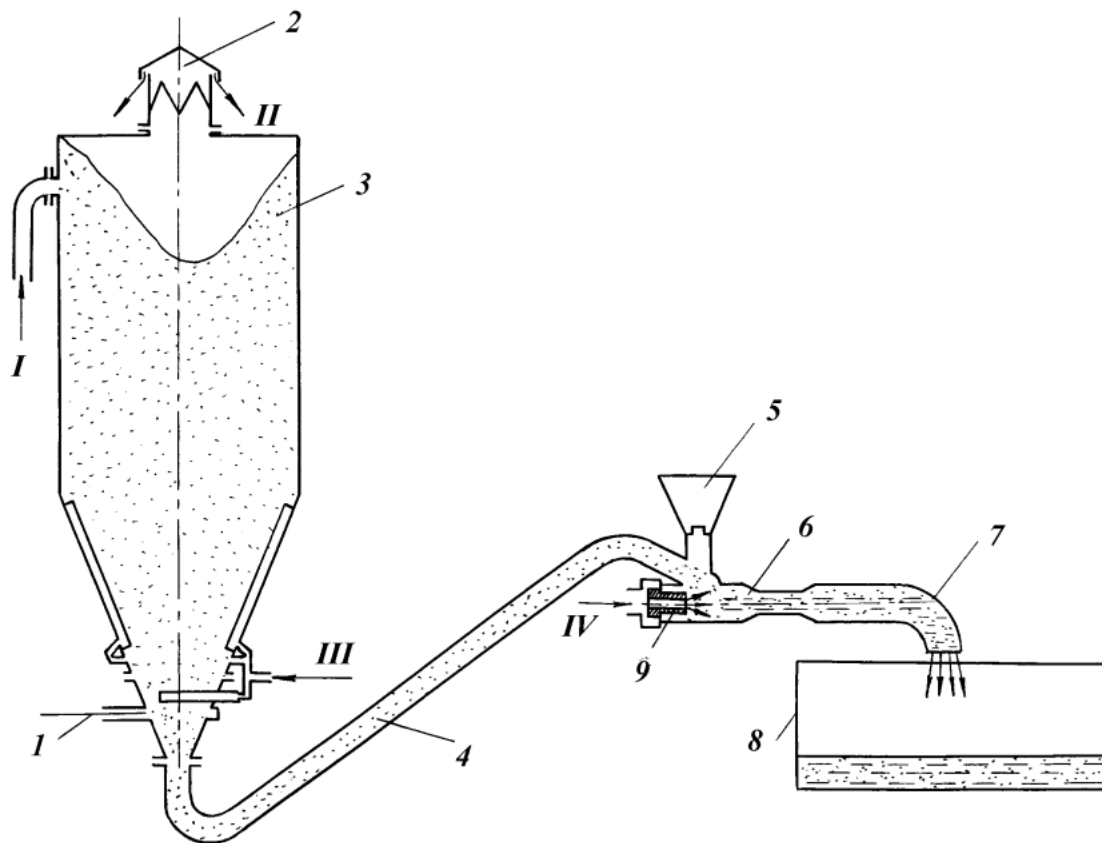


Рисунок 1.1 – Схема блока приготування промивальних рідини:

I – глинопорошок з автоцементовоза; II – надлишкове повітря; III – повітря для аерації; IV – вода від насоса;

1 – розвантажувальний пневматичний пристрій; 2 – повітряні фільтри; 3 – бункери; 4 – гумовотканинні гофровані рукави; 5 – лійка; 6 – гідравлічний ежекторний змішувач; 7 – зливна труба; 8 – ємність; 9 – штуцер

Бункери призначені для зберігання і подання в камеру змішувача порошкоподібних матеріалів (глинопорошків, бариту тощо). Порошкоподібні матеріали в них завантажують із бункерів автоцементовозів.

Для приготування промивальної рідини насосом подають дисперсійне середовище (наприклад, воду) в ежекторний гідрозмішувач через штуцер. Оскільки рідке середовище витікає із штуцера з великою швидкістю, то в камері змішувача виникає вакуум. Під дією вакууму порошкоподібний матеріал з бункера по рукаву надходить до камери змішувача, де змішується з рідиною, і по зливній трубі спрямовується в ємність (порошок можна подавати і через лійку). Для рівномірного розподілу компонентів промивальної рідини по всьому об'єму в ємності (як і у всіх відстійниках циркуляційної системи) встановлені механічні лопатеві змішувачі, які рухаються з допомогою електродвигунів.

Приготована у такий спосіб промивальна рідина нестабільна і містить значну кількість частинок твердої фази. Тому її прокачують у замкненій системі «ємність – буровий насос – ємність» протягом декількох

циклів. За необхідності в промивальну рідину додають дисперсійне середовище для зниження умовної в'язкості.

Якщо промивальну рідину під час приготування необхідно обробити хімічними реагентами, то реагенти спочатку розчиняють у воді. Для цього ємність заповнюють розрахунковим об'ємом води, додають реагенти і ретельно перемішують з допомогою механічних змішувачів або прокачують по замкненій системі «ємність – насос – ємність». Після цього оброблену рідину подають в змішувач одночасно з подачею порошкоподібного матеріалу з бункера.

Для приготування промивальних рідин із порошкоподібних глин використовують ежекторні мішалки типу ГДМ-1 (рис. 1.2).

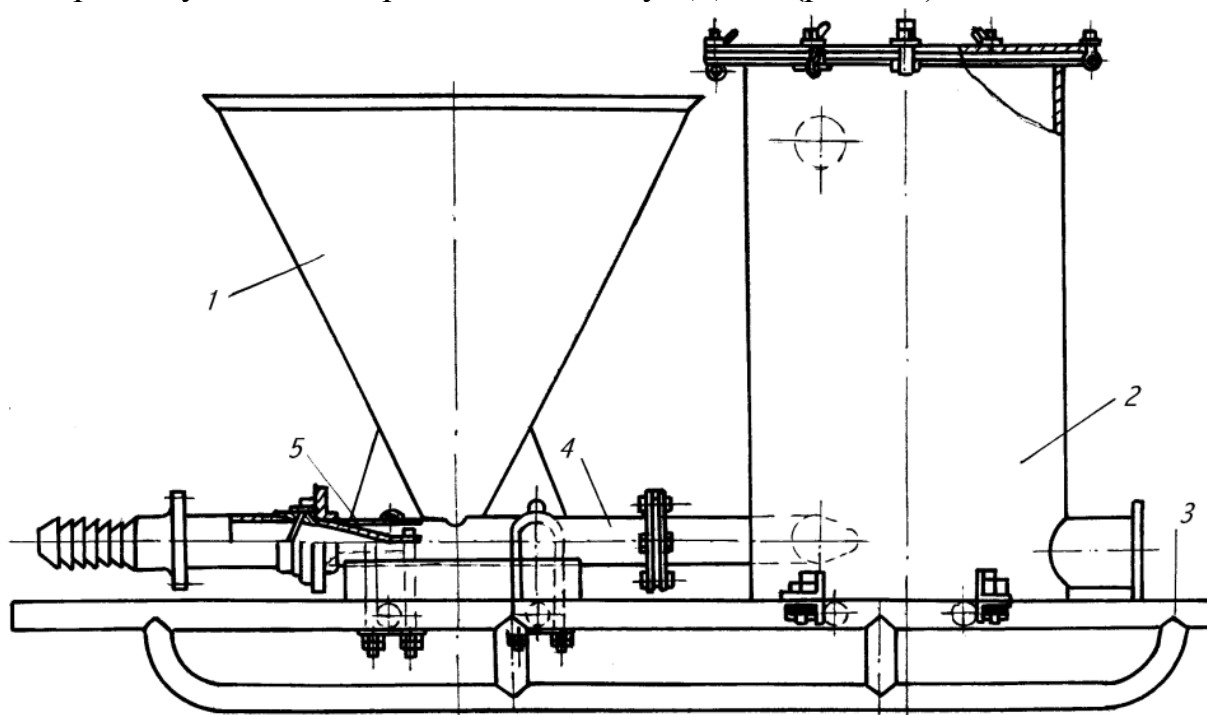


Рисунок 1.2 – Схема гідралічної мішалки ГДМ-1:

- 1 – заглибина для завантаження глинопорошку; 2 – ємність;
3 – зварна рама; 4 – камера змішування; 5 – сопло

Така мішалка складається з заглибини для завантаження порошку, камери змішування з соплом, ємності та зварної рами, на якій змонтовані всі елементи. До камери змішування насосом через сопло подається вода (або промивальна рідина, густину якої треба збільшити) під тиском 2–3 МПа. Оскільки швидкість струмینی на виході з сопла висока, то в камері змішування утворюється вакуум, внаслідок чого із заглибини засмоктується порошок глини (або обважнювача). Порошок змішується з рідиною, а утворювана пульпа надходить в ємність. Під час входження в ємність потік пульпи вдаряється у спеціальний башмак, і відбувається диспергування твердих частинок.

У міру підйому суспензії вгору по ємності швидкість її руху зменшується, великі частинки випадають на дно, а готова суспензія

зливається в циркуляційну систему бурової через вихідну трубу у верхній частині ємності. Осад періодично видаляють через нижню зливну трубу.

На бурових широко застосовуються механічні двовальні мішалки для приготування (періодично і безперервно), обважнення промивальних рідин, а також для приготування водних розчинів хімічних реагентів. У механічних глиномішалках розчини готують із грудкових (сирих) глин і глинопорошків.

Визначення необхідної кількості матеріалів у разі поінтервального способу приготування бурового розчину

Коли необхідно описати спосіб приготування бурового розчину, визначають необхідну кількість промивальної рідини для буріння свердловини з урахуванням можливості перетворення одного типу рідини на інший залежно від конструкції свердловини; визначають швидкість додавання хімічних реагентів у промивальну рідину.

Кількість промивальної рідини визначають двома способами:

- поінтервально з умови подальшого використання промивальної рідини, яка витіснилася після цементування обсадних колон;
- загальноприйнятим способом на всю глибину свердловини з умови визначення загальної кількості промивальної рідини.

Приклад визначення необхідної кількості матеріалів

Визначити необхідну кількість матеріалів для приготування промивальної рідини густиною $1\,300\text{ кг/м}^3$ під час буріння свердловини такої конструкції: кондуктор $\varnothing 324\text{ мм}$ – глибина спуску 500 м ; проміжна колона $\varnothing 219\text{ мм}$ – $1\,500\text{ м}$; експлуатаційна колона $\varnothing 146\text{ мм}$ – $3\,500\text{ м}$. Буріння під обсадні колони здійснюється долотами таких діаметрів: $D_{\text{д.кн}} = 393,7\text{ мм}$; $D_{\text{д.пр}} = 295,3\text{ мм}$; $D_{\text{д.ек}} = 190,5\text{ мм}$. Норми витрат бурового розчину на один метр проходки згідно з районними нормативами: під кондуктор $n_1 = 0,64\text{ м}^3/\text{м}$, під проміжну колону $n_2 = 0,45\text{ м}^3/\text{м}$, під експлуатаційну колону $n_3 = 0,15\text{ м}^3/\text{м}$. Коефіцієнти кавернометрії $K_1 = 1,3$; $K_2 = 1,2$; $K_3 = 1,1$. Товщини стінок усіх колон δ обираємо $\delta = 12\text{ мм}$.

Перший спосіб

1. Інтервал (0–500) м. Кількість промивальної рідини $V_{n.p.}$ знаходимо за такою формулою:

$$V_{n.p.} = V_{n.e.} + V_{ж.с.} + n_1 l_1, \quad (1.1)$$

де $V_{n.e.}$ – об'єм приймальних ємностей, залежно від типу бурової установки приймається від 25 м^3 до 120 м^3 , обираємо $V_{n.e.} = 40\text{ м}^3$;

$V_{ж.с.}$ – об'єм жолобної системи, залежно від типу бурової установки та схеми циркуляційної системи обирається від 3 м^3 до 15 м^3 , обираємо $V_{ж.с.} = 10\text{ м}^3$;

n_1 – норми витрат промивальної рідини на один метр проходки згідно з районними нормативами, $n_1 = 0,45\text{ м}^3/\text{м}$.

l_1 – інтервал буріння, $l_1 = 500\text{ м}$.

$$V_{n.p.} = 40 + 10 + 0,44 \cdot 500 = 370 \text{ м}^3.$$

2. Інтервал (500–1 500) м. Спочатку визначаємо об'єм промивальної рідини на кінець буріння під кондуктор $V_{кн.к}$

$$V_{кн.к} = 0,785 \cdot D_{\delta.кн}^2 \cdot l_1 \cdot k_1 \quad (1.2)$$

$$V_{кн.к} = 0,785 \cdot 0,393^2 \cdot 500 \cdot 1,3 = 79,08 \text{ м}^3.$$

Обираємо $V_{кн.к} = 80 \text{ м}^3$.

Визначаємо об'єм промивальної рідини у свердловині після цементування кондуктора, який дорівнює внутрішньому об'єму кондуктора

$$V_{кн.к} = 0,785 \cdot (D_{кн}^2 - 2\delta)^2 \cdot l_{кн}, \quad (1.3)$$

де $D_{кн}$ – діаметр кондуктора, м;

δ – товщина стінки обсадної колони, м;

$l_{кн}$ – довжина кондуктора, м.

$$V_{кн.к} = 0,785 \cdot (0,324^2 - 2 \cdot 0,012)^2 \cdot 500 = 35,3 \text{ м}^3.$$

Об'єм витісненої рідини після цементування кондуктора буде становити:

$$\Delta V_{кн.} = 80 - 35,3 = 44,7 \text{ м}^3.$$

Обираємо $\Delta V_{кн.} = 80 \text{ м}^3$, а $4,7 \text{ м}^3$ промивальної рідини вилучаємо в амбар після змішування її з буферною рідиною і тампонажним розчином. Об'єм вилученої в амбар рідини обираємо довільно в межах (3–6) м^3 .

Визначаємо об'єм промивальної рідини, необхідний для буріння під проміжну колону.

$$V_{n.p.} = n_2 \cdot l_2, \quad (1.4)$$

де $n_2 = 0,45 \text{ м}^3/\text{м}$ – норма витрати промивальної рідини на 1 м проходки;

$l_2 = 1 500 - 500 = 1 000 \text{ м}$ – інтервал буріння під проміжну колону.

$$V_{n.p.} = 0,45 \cdot 1 000 = 450 \text{ м}^3.$$

Із врахуванням рідини, яка є в наявності після цементування кондуктора, обираємо

$$V_{n.p.пр} = 450 - 40 = 410 \text{ м}^3.$$

3. Інтервал (1 500– 3 500) м. Визначаємо об'єм промивальної рідини на кінець буріння під проміжну колону

$$V_{n.p.пр.к} = V_k + V_{в.с.}, \quad (1.5)$$

де $V_{в.с.}$ – об'єм відкритого стовбура свердловини;

V_k – об'єм кондуктора, $V_k = 35,3 \text{ м}^3$.

$$V_{в.с.} = 0,785 \cdot D_{\delta}^2 \cdot l_2 \cdot K_2 \quad (1.6)$$

$$V_{n.p.пр.к} = 35,3 + 0,785 \cdot 0,295^2 \cdot 1 000 \cdot 1,2 = 117,44 \text{ м}^3.$$

Об'єм промивальної рідини в свердловині на кінець цементування проміжної колони, дорівнює внутрішньому об'єму проміжної колони

$$V_{пр.к} = 0,785 \cdot (D_{пр.к} - 2 \cdot \delta)^2 \cdot l_{пр.к}, \quad (1.7)$$

де $D_{пр.к.}$ – діаметр проміжної колони, м;

$l_{пр.к.}$ – довжина проміжної колони, м.

$$V_{пр.к} = 0,785 \cdot (0,219 - 2 \cdot 0,012)^2 \cdot 1 500 = 44,77 \text{ м}^3.$$

Об'єм витісненої рідини після цементування проміжної колони

$$\Delta V_{np} = 117,44 - 44,77 = 72,67 \text{ м}^3.$$

Обираємо $\Delta V_{np} = 68 \text{ м}^3$.

Визначаємо об'єм промивальної рідини, необхідний для буріння під експлуатаційну колону.

$$V_{n.p.} = n_3 \cdot l_3 + a \cdot V_{св}, \quad (1.8)$$

де a – коефіцієнт запасу промивальної рідини на випадок флюїдопроявів, $a = 1,5 \div 2$;

$V_{св}$ – об'єм промивальної рідини, що дорівнює об'єму свердловини

$$V_{св} = V_{np.k} + V_{с.с.} \quad (1.9)$$

$$V_{св} = 0,785 \cdot (D_{np.k} - 2 \cdot \delta)^2 \cdot l_{np.k} + 0,785 \cdot d_{\delta}^2 \cdot (l_{е.к} - l_{np.k}) \cdot k. \quad (1.10)$$

$$V_{n.p.} = 0,15 \cdot 2\,000 + 1,5 \cdot (44,77 + 0,785 \cdot 0,1905^2 \cdot 2\,000 \cdot 1,1) = 300 + 161,2 = 461,2 \text{ м}^3.$$

Обираємо $V_{n.p.} = 461 \text{ м}^3$.

З урахуванням рідини, яка є в наявності після цементування проміжної колони

$$V_{n.p.} = 461 - 68 = 393 \text{ м}^3;$$

Обираємо $V_{n.p.} = 393 \text{ м}^3$.

Отже, у підсумку маємо:

$$V_{n.p.} = 370 + 410 + 393 = 1173 \text{ м}^3.$$

Другий спосіб

Визначаємо кількість матеріалів за загальноприйнятою методикою з огляду на загальну кількість промивальної рідини.

$$V_{n.p.} = V_{n.с} + V_{ж.с} + n_1 \cdot l_1 + n_2 \cdot l_2 + n_3 \cdot l_3 + a \cdot (V_{np.k} + V_{с.с.}).$$

$$V_{n.p.} = 40 + 10 + 0,64 \cdot 500 + 0,45 \cdot 1\,000 + 0,15 \cdot 2\,000 + 1,5 \cdot (44,77 + 0,785 \cdot 0,1905^2 \cdot 2\,000 \cdot 1,1) = 50 + 320 + 450 + 300 + 161,2 = 1\,281,2 \text{ м}^3.$$

Обираємо $V_{n.p.} = 1281 \text{ м}^3$.

Завдання до практичної роботи № 1

Визначити необхідну кількість матеріалів для приготування промивальної рідини густиною $1\,300 \text{ кг/м}^3$ під час буріння свердловини такої конструкції: кондуктор $\varnothing 324 \text{ мм}$ – глибина спуску l_1 ; проміжна колона $\varnothing 219 \text{ мм}$ – глибина спуску l_2 ; експлуатаційна колона $\varnothing 146 \text{ мм}$ – глибина спуску l_3 . Буріння під обсадні колони здійснюється долотами таких діаметрів: $D_{\delta.кн} = 393,7 \text{ мм}$; $D_{\delta.нр} = 295,3 \text{ мм}$; $D_{\delta.ек} = 190,5 \text{ мм}$. Норми витрат бурового розчину на один метр проходки згідно з районними нормативами: під кондуктор $n_1 = 0,64 \text{ м}^3/\text{м}$, під проміжну колону $n_2 = 0,45 \text{ м}^3/\text{м}$, під експлуатаційну колону $n_3 = 0,15 \text{ м}^3/\text{м}$. Коефіцієнти кавернометрії $K_1 = 1,3$; $K_2 = 1,2$; $K_3 = 1,1$. Товщини стінок усіх колон δ обираємо $\delta = 10 \text{ мм}$.

Таблиця 1.1 – Вихідні дані

Варіант	l_1 , м	l_2 , м	l_3 , м
1	450	1 350	3 100
2	470	1 400	3 200
3	490	1 450	3 300
4	510	1 520	3 400
5	530	1 570	3 100
6	550	1 600	3 200
7	450	1 650	3 300
8	470	1 690	3 400
9	490	1 350	3 100
10	510	1 400	3 200
11	530	1 450	3 300
12	550	1 520	3 400
13	450	1 570	3 100
14	470	1 600	3 200
15	490	1 650	3 300
16	510	1 690	3 400
17	530	1 350	3 100
18	550	1 400	3 200
19	450	1 450	3 300
20	470	1 520	3 400
21	490	1 570	3 100
22	510	1 600	3 200
23	530	1 650	3 300
24	550	1 690	3 400
25	450	1 350	3 100

Практична робота № 2

Обґрунтування рецептури проєктних бурових розчинів

План

1. Ускладнення в процесі буріння свердловин.
2. Вибір ефективних бурових розчинів та їхні удосконалення.
3. Визначення основних параметрів бурового розчину.

Ускладнення в процесі буріння свердловин

Ускладнення – це технологічна ситуація, яка призводить до порушення нормального процесу буріння свердловини.

До ускладнень належать:

- а) поглинання технологічних рідин (промивальних рідин і тампонажних розчинів);
- б) флюїдопрояви (газонафтоводопрояви);
- в) порушення цілісності стінок свердловини (утворення каверн, жолобів, звуження стовбура);
- г) прихоплення колони труб.

Поглинання технологічних рідин

Причина поглинань – порушення рівноваги гідравлічного тиску у свердловині і поглинальному горизонті, які призводять до потрапляння технологічної рідини у пласт.

Різновиди поглинань:

- а) повне або катастрофічне поглинання, коли уся промивальна рідина, яка закачується у свердловину буровими насосами, розтікається по тріщинах і порожнинах породи, а до гирла свердловини не доходить;
- б) часткове поглинання, коли частина рідини виходить у жолобну систему.

Поглинання промивальних рідин і тампонажних розчинів можуть виникнути загалом у пластах, проникність яких визначається гранулярною поруватістю, тріщинуватістю і кавернозністю гірських порід. Розрізняють механізм поглинання в'язких і структурованих рідин. Поглинання в'язких рідин можливі у будь-яких проникних гірських породах, а інтенсивність поглинання визначається величиною репресії на поглинальний пласт, властивостями рідини і гідродинамічними характеристиками пласта.

Особливість поглинання структурованих рідин полягає у тому, що малопоруваті породи не поглинають їх навіть за великих перепадів тиску в системі «свердловина – пласт». Поглинання промивних рідин у таких пластах виникає переважно внаслідок їхнього гідравлічного розриву.

Одним із методів для попередження поглинань може бути регулювання властивостей бурового розчину. Густина промивальної рідини – один з основних показників, які визначають величину тиску на поглинальний пласт у статичних і, деякою мірою, у динамічних умовах. Під час розкриття потенційно можливої зони поглинань необхідно використовувати промивальні рідини з мінімально можливою густиною.

Одним з найефективніших способів є застосування закупорювальних матеріалів-наповнювачів, які додають у циркулюючу промивальну рідину або застосовують разове закачування у зону поглинання порції спеціальної рідини з наповнювачем. Використовують наповнювачі трьох різновидів:

- а) волокнисті (кордове волокно, обрізки ниток, горох тощо);
- б) лускові (слюда-луска, обрізки целофану тощо);
- в) зернисті (горіхова шкарлупа, керамзит, перліт, пісок, частинки гуми, пластмас тощо).

Флюїдопрояви

Різновидності проявів: газопрояви (основна частина флюїду – пластовий газ або суміш пластових газів); нафтопрояви (основна частина флюїду – нафта); водопрояви (основна частина флюїду – пластова вода того чи іншого ступеня мінералізації); змішані флюїдопрояви (у свердловину надходить суміш різних флюїдів, з яких хоча б два флюїди приблизно у рівних кількостях, а їхня сума складає більшу частину загальної кількості флюїду, що надходить).

Прояви можуть виникати як зі зниженням тиску на пласт, так і без його зниження. До технологічних чинників належать причини, пов'язані з порушенням технології проводки свердловини: низька густина промивальної рідини; зменшення гідродинамічного тиску в свердловині; падіння рівня промивальної рідини в свердловині; утворення штучних зон АВПТ.

Створення протитиску на пласт із метою запобігання проявів забезпечується вибором відповідної густини промивальної рідини. Сучасна практика буріння передбачає здебільшого проводку свердловин у разі перевищення вибійного тиску над пластовим у статичних умовах.

У разі ймовірності проявів підвищують контроль за станом свердловини, частіше вимірюють параметри промивальної рідини та її рівень у прийомних ємностях, вивчають зміну складу шламу, розчину, його фільтрату, перевіряють готовність резервного бурового і підпірних шламових насосів, противикидне та інше обладнання, кількість і параметри промивальної рідини у запасних ємностях.

Технологія запобігання проявам у процесі буріння спирається на додержанні умови $p_c > p_n$. Ця нерівність виконується переважно нормуванням густини промивальної рідини відповідно до чинних правил проведення бурових робіт. Вплив решти показників промивальних рідин на можливість виникнення проявів має здебільшого другорядний характер.

Порушення цілісності стінок свердловини

Причини ускладнень:

- а) порушення умов механічної міцності гірської породи у стінці свердловини внаслідок дії: статичних навантажень; знакозмінних навантажень (нестационарні гідромеханічні і термічні процеси), які можуть спричиняти втомне руйнування гірських порід у разі поздовжнього

переміщення, обертання і коливання бурильної колони, що призводить до стирання породи на стінках, ударів по гірській породі тощо;

б) розчинення і розмивання породи промивальною рідиною (хемогенні, глинисті відкладення);

в) танення мерзлої гірської породи, що призводить до фазових перетворень (танення льоду-цементу).

Різновидності ускладнень: розширення стовбура (утворення каверн за рахунок осипання і обвалювання та жолобів) або його звуження.

Каверни утворюються насамперед у глинах, глиновмістних породах та соленосних (хемогенних) відкладеннях.

Обсипанням називають таке ускладнення, за якого значна кількість частинок породи систематично відокремлюється від стінок свердловини, падає в її стовбур, підхоплюється потоком промивальної рідини і виноситься на денну поверхню.

Обвалюванням називають таке ускладнення, за якого значна маса породи раптово випадає у свердловину, перекриває кільцевий простір або увесь переріз стовбура, і висхідний потік не в змозі швидко видалити цю породу на поверхню.

Початок обвалювання гірської породи діагностується винесенням додаткової кількості шламу, що значно перевищує норму як за кількістю, так і за формою і розміром уламків, збільшенням тиску під час промивання, затягуванням інструмента і прихоплюваннями тощо.

Потенційно небезпечні щодо виникнення прихоплювання жолоби утворюються у пластичних породах (глинах, мергелях тощо), які мають достатню міцність на зсув за значних сил адгезії пари «метал – гірська порода» в інтервалах локальних викривлень і перегинів стовбура. Глибина жолоба залежить від кількості спусково-підіймальних операцій. Поперечний переріз повнорозмірного жолоба дорівнює приблизно діаметру замка.

Звуження стовбура свердловини можуть виникати внаслідок випучування гірських порід, їх обвалювання, утворення товстих фільтраційних кірок на проникних ділянках стінок, налипання на стінки частинок обсипаних і розбурених порід, зволжених промивальною рідиною.

Для запобігання обсипанню і обвалюванню порід необхідно використовувати інгібовані промивальні рідини, гідрогелі або рідини на вуглеводневій основі з мінералізованою водною фазою, які не спричиняють зменшення міцності порід, і підтримувати густину промивальної рідини на рівні, достатньому для збереження стійкості стінок свердловини.

Небезпеці значного звуження свердловини на ділянках, сформованих нестійкими породами можна запобігти, якщо застосовувати промивальні рідини з малою водовіддачею. Налипання на стінки розбурених частинок і частинок, що обсипались можна зменшити, додаючи до промивальної рідини мастильні домішки.

Прихоплювання колони труб

Нерідко для підйому колони зі свердловини необхідно прикласти навантаження, що значно перевищує вагу колони. Таке ускладнення називають затяжкою. Якщо зрушити колону з місця не вдається, прикладаючи навантаження, за якого напруження у трубах наближаються до їхньої міцності або допустимої вантажопідймальності вишки чи талевої системи, ускладнення називається прихоплюванням. Якщо для ліквідації прихоплювання прикласти більше навантаження, то ускладнення може перейти в аварію.

За характеристикою утримувальної сили і обставин, які передують виникненню, прихоплювання ділять на три групи:

- а) прихоплювання через перепад тиску, або диференціальні;
- б) прихоплювання у жолобі і внаслідок заклинювання колони труб стороннім предметом;
- в) прихоплювання через обсіпання та обвалювання гірської породи, повзучості пластичних порід, осідання твердої фази і шламу.

Диференційні прихоплювання належать до інтервалів проникних (поруватих або дрібнотріщинуватих) пластів і виникають у разі залишення колони труб без руху на деякий, навіть незначний час, протягом якого труба перебуває у контакті зі стінкою свердловини.

Для запобігання прихоплюванню під дією перепаду тиску необхідно бурити з промивкою рідиною малої густини, щоб тиск у свердловині був менший, дорівнював або дещо перевищував пластовий тиск. Необхідно обмежувати час перебування колони без руху.

Прихоплювання внаслідок осідання твердої фази (глини, обважнювача) і шламу відбуваються у разі порушень технології буріння, простоїв у бурінні за незадовільних структурно-механічних властивостей промивальної рідини, які не забезпечують її седиментаційної стійкості.

Профілактика прихоплювань, обумовлених утворенням сальника і осіданням твердої фази промивальної рідини, має багато спільного. Головне – забезпечити підтримання технологічних властивостей промивальної рідини відповідно до гірничо-геологічних умов буріння та її очищення від шламу, а також здійснювати контроль за дотриманням параметрів режиму буріння, герметичністю бурильної колони.

Існуючі способи ліквідації прихоплювання ґрунтуються на застосуванні механічних, гідравлічних і фізико-хімічних впливів на зону прихоплювання.

Фізико-хімічні способи ґрунтуються на закачуванні у зону прихоплювання порцій спеціальних рідин (так звані рідинні ванни), які послаблюють або ліквідовують утримувальну силу шляхом хімічного розчинення, розрідження та інших дій або їхніх комбінацій. Рідинні ванни використовують для ліквідації прихоплювань за умови збереження циркуляції промивальної рідини.

Вибір ефективних бурових розчинів та їх удосконалення

Вибір ефективних бурових розчинів здійснюється на основі проведеного аналізу ефективності промивальних рідин, що використовуються. Далі необхідно виділити інтервали буріння, в яких необхідно замінити промивальні рідини на більш ефективні типи або вибрати рідини меншої вартості для буріння інтервалів свердловини. Допускається також доповнення складу промивальних рідин додатковими хімічними реагентами, які підвищують стабілізаційні властивості рідин. Під час вибору типу промивальної рідини необхідно керуватись вимогами та рекомендаціями, враховувати практичний досвід зі спорудження свердловин на проєктній площі (родовищі) або суміжних родовищах.

Основними критеріями вдосконалення промивальних рідин є максимально можливе запобігання ускладнень (осипання, обвалювання стінок свердловини, звуження стовбура свердловини, поглинання, флюїдопрояви, каверноутворення, прихоплення інструмента тощо), забезпечення необхідних техніко-економічних показників, якісне первинне розкриття продуктивних горизонтів.

Під час вибору промивальних рідин або доповнення їх обробки новими хімічними реагентами необхідно враховувати типи і властивості товщі гірських порід (склад, поруватість, проникність, глибину залягання, хімічний склад флюїдів, які насичують породи), можливі ускладнення, пластові тиски і температуру та інші фактори.

У стійкій частині розрізу за браком водонапірних горизонтів і нафтогазових покладів необхідно віддати перевагу промивальній рідині – технічній воді, розчинам, отриманим шляхом «самозамісу» (суспензії із вибурених порід, природні розчини) та полімерним розчинам. Під час проходження потужних товщ глинистих порід схильних до обвалювань та осипань, потрібно використовувати інгібуючі промивальні рідини: хлоркальцієві, калієві, алюмінатні тощо. Необхідно також розглянути можливість використання інвертних емульсій.

У хемогенних та надсолевих і підсолевих відкладеннях рекомендується застосовувати високомінералізовані розчини, насичені аналогічною за складом розбурюваних порід сіллю, а в окремих випадках рідини на нафтовій основі та інвертні емульсійні розчини з мінералізованою водною дисперсною фазою.

Під час розкриття високопродуктивних пластів можна використовувати інгібуючі та мінералізовані розчини з мінімальною фільтрацією, а для низькопродуктивних доцільно використовувати розчини на нафтовій основі.

Необхідно передбачити застосування у складі промивальної рідини мастильних домішок: нафти, СМАД-1, графіту, кофосу тощо, які зменшують тертя колон зі стінкою свердловини, покращують відпрацювання доліт, знижують спрацювання бурильного інструмента і обладнання та позитивно впливають на основні параметри промивальної рідини.

Визначення основних параметрів промивальних рідин

Необхідно визначити основні параметри промивальних рідин, які використовуються для буріння під усі обсадні колони конструкції свердловини.

Густина промивальної рідини визначаємо з огляду на допустиму репресію на пласт, яка залежить від глибини буріння, за такою формулою:

$$\rho_{n.p} = \frac{(P_{nl} + \Delta P) \cdot 10^6}{g \cdot H}, \quad (2.1)$$

де $P_{nl} = \text{grad}P_{nl} \cdot H$ – пластовий тиск, МПа;

H – глибина інтервалу, м;

g – прискорення вільного падіння, м/с²;

ΔP – різниця між гідростатичним та пластовим тиском (репресія на пласт), МПа: якщо $H < 1\,200$ м, то $\Delta P = (0,1 \div 0,15) \cdot P_{nl}$, але $\Delta P \leq 1,5$ МПа; якщо $1\,200 < H < 2\,500$ м, то $\Delta P = (0,05 \div 0,1) \cdot P_{nl}$, але $\Delta P \leq 2,5$ МПа; якщо $H > 2\,500$ м, то $\Delta P = (0,04 \div 0,07) \cdot P_{nl}$, але $\Delta P \leq 3,5$ МПа.

Після виконання розрахунку густини промивальної рідини, отримані значення порівнюють із промисловими, за геолого-технічним нарядом чи проектом на будівництво свердловини. На основі цього порівняння необхідно ухвалити рішення, яку густину використовувати надалі в курсовому проєкті. Зазвичай перевага надається більшому значенню.

Статичне напруження зсуву θ (Па), визначається за такою формулою:

$$\theta = \frac{d_q \cdot (\rho_n - \rho_{n.p}) \cdot g}{6 \cdot m}, \quad (2.2)$$

де d_q – діаметр шламу, м;

ρ_n – густина гірської породи, кг/м³;

$\rho_{n.p}$ – густина промивальної рідини, кг/м³;

m – дослідний коефіцієнт, який залежить від діаметра частинки.

Решта параметрів тісно пов'язані з густиною промивальної рідини та вмістом колоїдної фази. Їх доцільно обчислювати за такими емпіричними залежностями:

– умовна в'язкість, c : нормальні умови: $T = 24 \cdot \rho \cdot 10^{-3}$;

– ускладнені умови: $T = 25 \cdot \rho \cdot 10^{-3}$;

– пластична в'язкість, $m\text{Па} \cdot c$: нормальні умови: $\eta_{nl} = 12 \cdot \rho \cdot 10^{-3}$;

– ускладнені умови: $\eta_{nl} = 19 \cdot \rho \cdot 10^{-3}$.

Динамічне напруження зсуву, $\partial\text{Па}$: для нормальних і ускладнених умов: $\tau_0 = 2 \cdot \eta_n$.

Статичне напруження зсуву, $\partial\text{Па}$:

– нормальні умови: $\theta_1 = 10\rho \cdot 10^{-3}$;

– ускладнені умови: $\theta_1 = 15\rho \cdot 10^{-3}$, $\theta_{10} = (1,05 - 1,5) \cdot \theta_1$.

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

– нормальні умови: $\Phi = 20/B_{\text{кф}}$;

– ускладнені умови: $\Phi = 10/B_{\kappa\phi}$, де $B_{\kappa\phi}$ – вміст колоїдної фази, %.

Вміст колоїдної фази, %, обчислюємо залежно від густини промивальної рідини:

– для $\rho \leq 1\,200$ кг/м³ $B_{\kappa\phi} = 2,38 - 1,53 \cdot (\rho - 1\,050) \cdot 10^{-3}$;

– для $\rho > 1\,200$ кг/м³ $B_{\kappa\phi} = 2,15 - 0,68 \cdot (\rho - 1\,200) \cdot 10^{-3}$.

Ускладненими умови буріння вважаються, якщо густина промивальної рідини більша за 1 300 кг/м³. Решту параметрів промивальних рідин (товщина фільтраційної кірки K , концентрація іонів водню pH та відсотковий вміст піску Π) обґрунтовують з огляду на умови буріння, використовуючи промисловий матеріал, зібраний на виробничій практиці. Їхні орієнтовні значення такі: $pH = 8 - 10$, $K = 1 - 3$ мм, $\Pi \leq 2$ % для турбінного буріння, $\Pi \leq 4$ % для роторного способу буріння.

Густину та всі інші параметри промивальної рідини записують не одним числовим значенням, а діапазоном із двох чисел.

Приклад розрахунку параметрів промивальної рідини

Визначити та обґрунтувати параметри промивальної рідини під час буріння у стійких породах на глибині $H = 3\,000$ м у разі пластового тиску $P_{пл} = 35,0$ МПа. Густина гірської породи з урахуванням пор та пустот ($1\,800 \div 2\,200$) кг/м³; діаметр шламу – ($0,002 \div 0,04$) м; дослідний коефіцієнт, що залежить від діаметра частинки $m = (1,6 \div 2)$.

Визначаємо параметри промивальної рідини.

Густина:

$$\rho_{n.p} = \frac{(35 + (0,04 \div 0,07) \cdot 35) \cdot 10^6}{9,81 \cdot 3\,000} \approx 1\,236 \div 1\,272 \text{ кг/м}^3.$$

Обираємо густину промивальної рідини в межах $(1\,236 + 1\,272) / 2 = 1\,240 \div 1\,260$ кг/м³.

Умовна в'язкість:

$$T = 24 \cdot (1\,240 - 1\,260) \cdot 10^{-3} = (29 - 31) \text{ с.}$$

Статичне напруження зсуву:

$$\theta = \frac{0,015 \cdot (1900 - 1250) \cdot 9,81}{6 \cdot 2,15} = 7,4 \text{ Па.}$$

Обираємо СНЗ у межах $\theta_1 = 7 \div 8$ Па, а $\theta_{10} = 8 \div 12$ Па.

Фільтрація:

$$B_{\kappa\phi} = 2,15 - 0,68 \cdot (1\,250 - 1\,200) \cdot 10^{-3} = 2,1 \text{ \%};$$

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

Обираємо фільтрацію $\Phi = 9 \div 10$ см³/30 хв.

Фільтрацію також можна визначити за емпіричною залежністю з метою отримання менших її значень.

$$\Phi = \frac{8}{\Delta P} = \frac{8}{1,93} = 4,1 \text{ см}^3/30$$

Тож фільтрація може бути $(4 \div 5)$ см³/30 хв.

Для наведеного прикладу прийнятним буде значення $\Phi = (9 \div 10)$

см³/30 хв, оскільки буріння відбувається у стійких породах.

Пластична в'язкість:

$$\eta = 12 \cdot (1\,240 - 1\,260) \cdot 10^{-3} = (14,5 - 15,2) \text{ мПа}\cdot\text{с}.$$

Динамічне напруження зсуву:

$$\tau_o = 2 \cdot (14,5 - 15,2) = (29,0 - 30,4) \text{ дПа}.$$

Товщину фільтраційної кірки обираємо $K = 1,5 \div 2$ мм, концентрація іонів водню $pH = 8,0-9,0$; вміст піску $P \leq 2$ %.

Завдання до практичної роботи № 2

Визначити та обґрунтувати параметри промивальної рідини під час буріння у стійких породах на глибині H за пластового тиску $P_{пл}$. Густина гірської породи із врахуванням пор та пустот $1\,900-2\,100$ кг/м³; діаметр шлему – $0,003-0,05$ м; дослідний коефіцієнт, що залежить від діаметра частинки m .

Таблиця 2.1 – Вихідні дані

Варіант	H , м	$P_{пл}$, МПа	M
1	1 000	13	1,6
2	1 100	14	1,7
3	1 200	15	1,8
4	1 300	16	1,9
5	1 400	17	2,0
6	1 500	18	1,6
7	1 600	19	1,7
8	1 700	20	1,8
9	1 800	21	1,9
10	1 900	22	2,0
11	2 000	24	1,6
12	2 100	25	1,7
13	2 200	26	1,8
14	2 300	27	1,9
15	2 400	28	2,0
16	2 500	29	1,6
17	2 600	30	1,7
18	2 700	31	1,8
19	2 800	32	1,9
20	2 900	33	2,0
21	3 000	35	1,6
22	3 100	36	1,7
23	3 200	37	1,8
24	3 300	38	1,9
25	3 400	39	2,0

Практична робота № 3

Проектування бурового розчину на водній основі

План

1. Матеріали і рецептури для бурових розчинів на водній основі.
2. Обґрунтування складу та властивостей бурового розчину.
3. Розрахунок кількості глини і води для приготування бурового розчину.

Матеріали і рецептури для бурових розчинів на водній основі

Під час обертального буріння промивання є основним способом очищення вибою, охолодження породоруйнівного інструмента і запобігання обвалювання стінок свердловин. Промивальні рідини повинні також запобігати викидам нафти, газу і води зі свердловини, поглинання у проникні й тріщинуваті горизонти, забезпечувати стабільність властивостей під час хімічної взаємодії з підземними водами і впливу високих забійних температур. Під час буріння гідрогеологічних свердловин промивальні рідини повинні забезпечити швидке відновлення природної проникності водоносних пластів. Крім того, вони не повинні розмивати керн, що вибурюють, а з припиненням циркуляції мають забезпечувати утримання розбурених частинок у зваженому стані та полегшувати руйнування вибою.

Перераховані вимоги багато в чому суперечливі, тому для конкретних геолого-технічних умов підбирають певний вид промивальної рідини. У більшості випадків використовують промивні рідини, що є дисперсними системами.

За умовами застосування всі промивальні рідини ділять на дві великі групи, що відрізняються видом дисперсійного середовища:

- на водній основі;
- на вуглеводневій і синтетичній основі.

Цей принцип класифікації свідчить про те, що існують умови буріння, в яких найбільш доцільно застосовувати промивні рідини на водній основі. Тому для промивання свердловин застосовують технічну воду, глинисті розчини і спеціальні види промивальних рідин для буріння в складних умовах.

Крім дисперсійного середовища найважливішою характеристикою такої системи слугує дисперсна фаза при цьому насамперед важлива найбільш вискодисперсна, активна або колоїдна фаза, що є другою ознакою дисперсних систем. У промивних рідинах на водній основі дисперсною системою слугують частки глини, які визначають найменування таких рідин – глинисті. Коли вміст глини невеликий (не більше 10 %), промивні рідини називають малоглинистими, а якщо основою дисперсної фази слугує незначна кількість глинистих частинок разом із іншими частинками, то промивні рідини називають безглинистими.

У разі використання води поліпшується очищення вибою свердловини, що сприяє підвищенню ефективності його руйнування. Водночас вода порушує зв'язність більшості порід, що містять глинисті матеріали, спричиняючи обвали стінок свердловини, а під час буріння тріщинуватих і поруватих порід вона поглинається у великих кількостях. Тому технічна вода застосовується під час буріння стійких, нерозмивних і порід, що не розчиняються.

Глинисті розчини широко застосовуються під час буріння пухких, сипучих та інших нестійких порід, схильних до обвалів і поглинання. Глинистий розчин – це колоїдно-суспензійна система, що складається з частинок глини розміром 0,000 1–0,1 мм і води. Основна його властивість – здатність за нестачі зовнішніх сил перетворюватися на малорухому драглеподібну масу, що називається гелем. Це дозволяє утримувати частинки розбурених порід у зваженому стані. Додаток зовнішньої сили до розчину спричиняє його перехід у рухливу рідину. Здатністю драгліти володіє розчин, глинисті частинки якого добре змочуються водою, тобто володіють гідрофільністю.

Зменшення або брак водних оболонок спричиняє злипання частинок і наступне випадання їх із розчину. Це ж явище спостерігається у разі додавання в розчин мінералізованої води, деяких хімічних реагентів (вапна, цементу) або впливу високої температури. Процес злипання глинистих частинок у більш великі агрегати називається коагуляцією, а випадання їх в осад – седиментацією.

Колоїдальні властивості яскраво виражені у розчинів, глинисті частинки яких мають високу дисперсність (переважний розмір частинок 0,000 1 мм і менше), гідрофільність і містять невелику кількість солей.

Процес утворення якісного глинистого розчину описаний далі. Глинисті частинки мають плоску, лускату форму і, розпускаючись у воді, переміщаються за законом броунівського руху. Кожна частинка захищена гідратною оболонкою води й іонною хмарою, що обумовлює прояв електростатичних сил відштовхування. На краях частинок зазначених оболонок немає, а електростатичні сили ослаблені. Якщо контакт частинок здійсниться на торцевих поверхнях, відбудеться злипання частинок, а через якийсь час – утворення суцільної скелетної структури з глинистих частинок у всьому розчині. При цьому основна маса води зв'язана з глинистими частинками у вигляді гідратаційних оболонок і поміщена в елементах утвореної структури розчину. Описаний процес називається структуроутворенням.

Продукти руйнування порід, що знаходяться в такому розчині, виявляються у зваженому стані. Таким чином, міцність структури розчину у разі припинення його циркуляції забезпечує чистоту вибою і захищає буровий снаряд від прихоплювання буровим шламом.

Обґрунтування складу та властивостей бурових розчинів

Проектування складу та властивостей бурових розчинів базується на аналізі гірничо-геологічних умов будівництва свердловини, які поєднують літологічну характеристику та умови залягання порід, градієнти пластових тисків та температур, фізичні характеристики гірських порід та пластових рідин тощо. Крім того під час розробки технологічних рекомендацій необхідно враховувати конструкцію свердловини, характеристику породоруйнівного інструмента та способу буріння.

Відомості про фізико-механічні властивості гірських порід можуть бути корисні під час обґрунтування бурового розчину (зокрема глинистість), а також для розрахунку статичного напруження зсуву.

Значну роль під час обґрунтування складу та властивостей бурових розчинів відіграють геологічні ускладнення, для попередження яких необхідно використовувати спеціальні технологічні заходи, зокрема з промивання свердловини. До таких ускладнень належать:

- нестабільність гірських порід, що складають розріз теригенних, глинисто-піщаних або хомогенних порід;
- поглинання бурового розчину в проникних пластах; сальнікоутворення;
- прихоплювання бурильного інструмента в результаті підвалення стінок свердловини;
- набухання глинистих порід або прилипання в інтервалах підвищеної проникності;
- наявність зон АВПТ або АНПТ;
- наявність агресивних середовищ, зокрема сірководню, можливі прояви пластового флюїду тощо.

Попередження перерахованих ускладнень може бути забезпечене лише або вибором густини чи іншого технологічного параметра, або оптимізацією складу бурового розчину, або використанням цілого комплексу заходів. Для ухвалення правильного рішення необхідно провести глибокий аналіз не тільки даних, поданих у технічних проектах, а також результатів буріння свердловин на родовищах з аналогічними геологічними умовами.

Відомо, що пластові рідини можуть бути подані вуглеводнями та /або водою різного складу та мінералізації. Необхідно звернути особливу увагу на наявність у пластовій рідині сірководню або значної кількості солей, зокрема полівалентних. Це пов'язано з несумісністю хімічних реагентів з іонним складом пластових вод, а також впливом на організм людини та навколишнє середовище в цілому. Меншою мірою звертають увагу під час розроблення технологічного регламенту або програми бурових розчинів на склад пластової нафти, зокрема наявності у ній важких фракцій вуглеводнів. Хоча наявність парафінів, асфальтенів та смол (тверді емульгатори) може посилити утворення зворотних емульсій у фільтраційних каналах та значно вплинути на дебіт нафтової свердловини.

Метою проєктування бурових розчинів є застосування певної технології для успішного закінчення проєктованої свердловини у разі використання діючого обладнання та мінімальних витрат на матеріали та хімічні реагенти. Технологія проєктування бурових розчинів поєднує питання проєктування складу та властивостей бурових розчинів, обґрунтування комплексу обладнання для приготування та очищення від вибуреної породи та газоподібної фази; особливостей приготування, обтяження та регулювання їхніх властивостей.

Під час обґрунтування складу бурового розчину на водній основі в якості загальних рекомендацій необхідно враховувати сферу використання основних класів бурових розчинів:

- інгібуючі, у складі яких містяться інгібітори гідратації глин, – у нестійких глинистих породах;
- соленасичені по хлориду натрію (NaCl) – у відкладеннях кам'яної солі;
- прісні полімер-глинисті – порівняно стійкі гірські породи за браком агресивних середовищ підвищення показників роботи доліт та зниження матеріаломісткості систем;
- прісні безглинисті біополімерні бурові розчини – для підвищення якості розкриття продуктивних пластів, підвищення показників роботи доліт у порівняно стійких відкладеннях;
- інгібуючі малоглинисті та безглинисті полімерні розчини – у нестійких глинистих породах та для розкриття продуктивних пластів, зокрема у горизонтальних свердловинах;
- бурові розчини з твердою конденсованою фазою – для попередження ускладнень у хомогенних породах, можливо у продуктивних пластах для розтину, глушіння та консервації;
- зворотні (гідрофобні, інвертні) емульсії (розчини на вуглеводневій основі) для первинного та вторинного розтину продуктивних пластів, попередження ускладнень у хомогенних та глинистих породах, зокрема у горизонтальних свердловинах;
- газоподібні агенти (піни та аеровані рідини) – для розтину зон АНПТ та попередження поглинань.

Зазвичай найбільша увага приділяється вибору складу бурового розчину для попередження руйнування стінок свердловини, яке супроводжується осипами, обвалами, витіканням та каверноутворенням. При цьому найчастіше використовують комплекс заходів, що містить збільшення щільності, регулювання реологічних та фільтраційних властивостей бурових розчинів, використання інгібуючих, кольматуючих, плівкоутворюючих і гідрофобізуючих домішок, а також технологічних прийомів, які забезпечують оптимізацію показників роботи доліт. Для обґрунтування типу бурового розчину можна використовувати класифікацію глинистих порід та ступінь впливу властивостей бурових розчинів на ускладнення під час їхнього розкриття. В останньому випадку

враховується як мінералогічний склад глинистих порід, так і ступінь їхнього ущільнення та вологість.

Під час вибору складу бурового розчину для розкриття продуктивних пластів необхідно враховувати не тільки літологічний склад колектору, його поруватість і проникність, а й властивості пластової рідини. Зазвичай для обмеження зони проникнення фільтрату та попередження можливих прихоплювань бурильного інструмента до складу бурового розчину на водній основі додатково додають кольматуючий матеріал, в якості якого найчастіше використовують кислоторозчинні карбонатні домішки (крейду, мармурову крихту тощо). Однак ця технологія найчастіше застосовується для карбонатного колектору, де проектом передбачається кислотна обробка для інтенсифікації припливу пластового флюїду.

Крім того, під час вибору розміру частинок карбонатного кольматанту необхідно враховувати розміри порових каналів, що завжди можливо.

У решті випадків карбонатний матеріал можна замінювати водорозчинними або нафторозчинними відсортованими речовинами. Водорозчинний доцільно застосовувати у водних свердловинах. Нафторозчинні – у нафтонасичених колекторах. При цьому середній розмір частинок кольматанту повинен дорівнювати або трохи перевищувати 1/3 середнього розміру пор породи, концентрація яких повинна бути не менше 5 % за об'ємом загального обсягу твердої фази бурового розчину. В якості зводоутворювального матеріалу в бурових розчинах на водній основі більшість сервісних компаній пропонують водорозчинні полісахариди (крохмальні реагенти та біополімери), але можна використовувати незначні кількості бентонітового глинопорошку та конденсовану тверду фазу.

Крім вимог до складу твердої фази, необхідно звернути увагу на можливі хімічні реакції з залишковою водою в нафтових пластах та пластовим флюїдом. Так, наприклад, наявність у пластовій нафти смол, асфальтенів, парафінів, нафтових кислот та інших до утворення стійких зворотних емульсій, що погіршують проникність ПЗП та знижують продуктивність свердловини. Ступінь погіршення залежить від наявності у фільтраті бурового розчину ПАР емульгаторів другого роду, металевих та кремнійорганічних з'єднань. Висока лужність може призвести до омилення пластової нафти та утворення нерозчинної твердої фази у фільтраційних каналах. Наявність у залишковій воді деяких іонів може сприяти кольматації ПЗП нерозчинними сполуками, такими як:

- CaCO_3 під час використання хлоркальцієвого розчину та наявності у залишковій воді CO_3^{2-} ;

- CaSO_4 – хлоркальцієвий розчин та SO_4^{2-} у залишковій воді;

- нерозчинні гумати і акрилати під час обробки бурового розчину відповідними хімічними реагентами та наявністю у воді іонів полівалентних металів.

Вважається, що збереження колекторських властивостей можливе у разі підвищення мінералізації фільтрату бурових розчинів на водній основі. Однак не треба забувати, що всі електроліти за характером впливу на властивості ПЗП діляться на три групи:

- електроліти, що знижують фільтраційну характеристику порівняно з прісною водою;
- електроліти, що покращують фільтраційну характеристику;
- електроліти, вплив яких можна вважати не суттєвим.

Розрахунок кількості глинопорошку і води для приготування бурового розчину

Кількість глинопорошку для приготування промивальної рідини обчислюють за такою формулою:

$$m_{\text{гл}} = V_{\text{н.р}} \cdot \frac{\rho_{\text{гл}} \cdot (\rho_{\text{пр}} - \rho_{\text{в}})}{\rho_{\text{гл}} - \rho_{\text{в}}}, \quad (3.1)$$

де $m_{\text{гл}}$ – кількість глинопорошку, кг;

$V_{\text{пр}}$ – об'єм промивальної рідини, м³;

$\rho_{\text{гл}}$ – густина глинопорошку, кг/м³, обираємо $\rho_{\text{гл}} = 2\,600$ кг/м³;

$\rho_{\text{пр}}$ – густина промивальної рідини, яку можна отримати без обважнювача на глині, кг/м³, максимальне її значення дорівнює 1 100 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 такою формулою:

$$m_{\text{гл}} = V_{\text{пр}} \cdot \frac{\rho_{\text{гл}} \cdot (\rho_{\text{пр}} - \rho_{\text{в}})}{(\rho_{\text{гл}} - \rho_{\text{в}}) \cdot (1 - n_{\text{в}})}, \quad (3.2)$$

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

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

Об'єм води для приготування промивальної рідини визначають за такою формулою:

$$V_{\text{в}} = V_{\text{н.р}} \cdot \frac{\rho_{\text{гл}} - \rho_{\text{пр}}}{\rho_{\text{гл}} - \rho_{\text{в}}}. \quad (3.3)$$

Для перевірки проведених розрахунків можна використати рівняння

$$V_{\text{н.р}} = V_{\text{в}} + V_{\text{гл}}, \quad (3.4)$$

де $V_{\text{гл}}$ – об'єм глини, м³:

$$V_{\text{гл}} = \frac{m_{\text{гл}}}{\rho_{\text{гл}}}, \quad \text{м}^3. \quad (3.5)$$

Приклад

Визначити необхідну кількість глини та води для приготування промивальної рідини густиною 1 300 кг/м³ під час буріння свердловини з такою конструкцією: кондуктор $\varnothing$ 324 мм – глибина спуску 500 м;

проміжна колона $\varnothing 219$ мм – 1 500 м; експлуатаційна колона $\varnothing 146$ мм – 3 500 м.

Буріння під обсадні колони здійснюється долотами з такими діаметрами: $D_{\partial.кн} = 393,7$ мм; $D_{\partial.нр} = 295,3$ мм; $D_{\partial.ек} = 190,5$ мм. Норми витрат промивальної рідини на один метр проходки згідно з районними нормативами: під кондуктор $n_1 = 0,64$ м³, під проміжну колону $n_2 = 0,45$ м³/м, під експлуатаційну колонун₃=0,15 м³/м. Коефіцієнти кавернометрії $K_1 = 1,3$; $K_2 = 1,2$; $K_3 = 1,1$. Товщини стінок усіх колон δ обираємо $\delta = 12$ мм.

1. Інтервал 0–500 м:

$$V_{n.p} = 40 + 10 + 0,44 \cdot 500 = 370 \text{ м}^3.$$

Визначаємо кількість матеріалів за наведеними вище формулами:

$$m_{\text{цл}} = \frac{2\,600 \cdot (1\,100 - 1\,000)}{2\,600 - 1\,000} \cdot 370 = 162,5 \cdot 370 = 60\,125 \text{ кг.}$$

$$V_{\text{с}} = \frac{2\,600 - 1\,100}{2\,600 - 1\,000} \cdot 370 = 0,937\,5 \cdot 370 = 346,875 \text{ м}^3.$$

2. Інтервал 500–1 500 м:

$$V_{n.p.} = n_2 \cdot l_2 = 0,45 \cdot 1\,000 = 450 \text{ м}^3.$$

Із врахуванням розчину, який є в наявності після цементування кондуктора, отримуємо:

$$V_{n.p.} = 450 - 40 = 410 \text{ м}^3.$$

Визначаємо необхідну кількість матеріалів

$$m_{\text{цл}} = \frac{2\,600 \cdot (1\,100 - 1\,000)}{2\,600 - 1\,000} \cdot 410 = 162,5 \cdot 410 = 66\,625 \text{ кг.}$$

$$V_{\text{с}} = \frac{2\,600 - 1\,100}{2\,600 - 1\,000} \cdot 410 = 0,937\,5 \cdot 410 = 384,375 \text{ м}^3.$$

3. Інтервал 1 500–3 500 м:

$$\begin{aligned} V_{n.p} &= 0,15 \cdot 2\,000 + 1,5(44,77 + 0,785 \cdot 0,190\,5^2 \cdot 2\,000 \cdot 1,1) = \\ &= 300 + 161,2 = 461,2 \text{ м}^3. \end{aligned}$$

З урахуванням розчину, який є в наявності після цементування проміжної колони

$$V_{n.p} = 461,2 - 68 = 393,2 \text{ м}^3.$$

Обираємо $V_{n.p} = 393 \text{ м}^3$.

Визначаємо кількість матеріалів для приготування 393 м³ промивальної рідини

$$m_{\text{цл}} = \frac{2\,600 \cdot (1\,100 - 1\,000)}{2\,600 - 1\,000} \cdot 393 = 162,5 \cdot 393 = 63\,862,5 \text{ кг.}$$

$$V_{\text{с}} = \frac{2\,600 - 1\,100}{2\,600 - 1\,000} \cdot 393 = 0,9375 \cdot 393 = 368,44 \text{ м}^3.$$

Завдання до практичної роботи № 3

Визначити необхідну кількість глини та води для приготування промивальної рідини густиною $1\,300\text{ кг/м}^3$ під час буріння свердловини такої конструкції: кондуктор $\varnothing 324\text{ мм}$ – глибина спуску 500 м ; проміжна колона $\varnothing 219\text{ мм}$ – $1\,500\text{ м}$; експлуатаційна колона $\varnothing 146\text{ мм}$ – $3\,500\text{ м}$.

Буріння під обсадні колони здійснюється долотами таких діаметрів: $D_{\text{д.кн}} = 393,7\text{ мм}$; $D_{\text{д.пр}} = 295,3\text{ мм}$; $D_{\text{д.ек}} = 190,5\text{ мм}$. Норми витрат промивальної рідини на один метр проходки згідно з районними нормативами: під кондуктор n_1 , під проміжну колону n_2 , під експлуатаційну колону n_3 . Коефіцієнти кавернометрії $K_1 = 1,3$; $K_2 = 1,2$; $K_3 = 1,1$. Товщини стінок усіх колон δ обираємо $\delta = 12\text{ мм}$.

Таблиця 3.1 – Вихідні дані

Варіант	$n_1, \text{м}^3/\text{м}$	$n_2, \text{м}^3/\text{м}$	$n_3, \text{м}^3/\text{м}$
1	0,65	0,41	0,15
2	0,75	0,35	0,14
3	0,85	0,28	0,13
4	0,69	0,42	0,15
5	0,78	0,41	0,14
6	0,65	0,35	0,13
7	0,75	0,28	0,15
8	0,85	0,42	0,14
9	0,69	0,41	0,13
10	0,78	0,35	0,15
11	0,65	0,28	0,14
12	0,75	0,42	0,13
13	0,85	0,41	0,15
14	0,69	0,35	0,14
15	0,78	0,28	0,13
16	0,65	0,42	0,15
17	0,75	0,41	0,14
18	0,85	0,35	0,13
19	0,69	0,28	0,15
20	0,78	0,42	0,14
21	0,65	0,41	0,13
22	0,75	0,35	0,15
23	0,85	0,28	0,14
24	0,69	0,42	0,13

Практична робота № 4

Визначення кількості природного бурового розчину

План

1. Застосування природних суспензій.
2. Визначення кількості бурового розчину, отриманого самозамішуванням під час буріння свердловини.
3. Розрахунок кількості води та глинопорошку з урахуванням бурового розчину, отриманого самозамішуванням.

Застосування природних суспензій

Природними буровими промивними рідинами називають суспензії, в яких тверда фаза утворилася в процесі буріння шляхом самозамішування, тобто в результаті інтенсивного перемішування технічної води з тонко подрібненою вибуреною породою. Тому ці промивні рідини часто ще називають суспензіями з вибуреної породи.

Природні бурові промивні рідини застосовують під час розбурювання верхніх інтервалів свердловини у порівняно стійкому розрізі, який складений малопроникними породами.

Суспензії з вибуреної породи суттєво відрізняються між собою за складом дисперсної фази. Якщо тверда фаза складається переважно з глини, то такі розчини належать до глинистих.

Природні розчини з неглинистих порід утворюються в розрізах, які утворені вапняками, доломітами, ангідридами, крейдою, гіпсом та іншими породами. Суспензії з неглинистих порід поділяють на крейдяні, карбонатно-глинисті, сульфатні тощо. У випадку розбурювання невеликих прошарків галіту названі розчини можуть бути частково мінералізовані.

Під час буріння свердловини на глибину до 1 000 м, залежно від діаметра долота, розбурюється від 80 т до 150 т породи. Лише частина її видаляється у вигляді шламу, а решта породи диспергується і переходить у суспензію. Практика засвідчує, що майже 50 % розчину під час буріння свердловини утворюється завдяки самозамішуванню.

Практично всі суспензії з неглинистих порід не утворюють структури та фільтраційної кірки на стінках свердловини. Вибурена порода вільно випадає в осад у жолобах та інших елементах циркуляційної системи. Стабільність таких систем дуже незначна. Важливою умовою, яка б забезпечувала накопичення дисперсної фази в суспензії, є створення в ній структури, чого можна досягнути шляхом додавання у природні розчини глини або рідкого скла. Враховуючи велику інертність та низьку дисперсійну здатність крейди, у крейдяних розчинах доцільно підвищувати структуру додаванням глини та рідкого скла, а в сульфонатних та карбонатно-глинистих розчинах – глини. Рідке скло додають до розчину у вигляді товарного продукту в кінці жолобної системи в кількості 1–5 % (у перерахунку на суху речовину). Диспергування вибуреної породи

поліпшують шляхом додавання в природні розчини 0,1–0,2 % каустичної або кальцинованої соди у вигляді 10-відсоткового водного розчину.

У разі такої обробки фільтрація суспензії велика й інколи перевищує 20–30 см³ за 30 хвилин, що не завжди допустимо. У крейдових розчинах фільтрацію зменшують обробкою вуглелужним реагентом, а в карбонатно-глинистих та сульфатних розчинах – КМЦ, крохмалем та КССБ. Витрати ВЛР на 1 м³ суспензії становлять 10–50 кг, а КМЦ – 10–20 кг.

Для обробки мінералізованих природних розчинів використовують солестійкі понижувачі фільтрації КМЦ, крохмаль, КССБ, ССБ. Крохмаль або КМЦ можна застосовувати у комбінації з КССБ або ССБ. У цьому випадку витрати крохмалю або КМЦ на обробку розчину зменшуються.

У випадку загущення природних розчинів, їх розводять водою.

Бурові промивні рідини на основі вибурених порід не мають постійного рецептурного складу, а тому їхні параметри коливаються в широких межах: $\rho = 1\,050\text{--}1\,240$ кг/м³; $T = 25\text{--}30$ с; Φ_{30} , CH_3 , pH , K – не регламентується.

Вміст грубодисперсної та абразивної фракцій у природних розчинах зменшують шляхом їх тонкої очистки.

Для поліпшення мастильних властивостей та зменшення ймовірності прихоплення бурильної колони в природні розчини додають 10–12 % нафти, 1 % графіту або 3 % ЗМАД-1.

Основною перевагою природних розчинів є зменшення витрат глини, хімічних реагентів та фізичної праці на їхнє приготування.

Визначення кількості бурового розчину, отриманого самозамішуванням під час буріння свердловини

Визначити можливу кількість глинистого розчину густиною 1,25 г/см³, отриманого самозамішуванням під час розбурювання глинистих порід, що залягають у таких інтервалах: 50–140; 200–800; 100–1 600; 1 800–2 200 м. Проектна глибина свердловини 2 600 м. Вміст піску в глинистих породах дорівнює 10 %, густина глини 2,8 г/см³.

Таблиця 4.1 – Конструкція свердловини

Конструкція свердловини	Діаметр колони, мм	Глибина спуску, м	Діаметр долота, мм
Кондуктор	325	150	445
Проміжна колона	219	1 700	295
Експлуатаційна колона	146	2 600	190

Об'єм глинистих порід, що підлягають розбурюванню, визначають за такою формулою:

$$V_{\text{гл}} = \frac{\pi}{4} d_1^2 h_1 + \frac{\pi}{4} d_2^2 h_2 + \dots + \frac{\pi}{4} d_n^2 h_n, \quad (4.1)$$

де $d_1, d_2, \dots d_n$, – діаметри доліт в інтервалі залягання глинистих порід, м;
 $h_1, h_2, \dots h_n$, – інтервали залягання глинистих порід, м.

У нашому випадку діаметри доліт у відповідних інтервалах залягання обираємо:

- $d_1 = 0,445$ м, $h_1 = 140 - 50 = 90$ м;
- $d_2 = 0,295$ м, $h_2 = (800 - 200) + (1\,600 - 1\,000) = 1\,200$ м;
- $d_3 = 0,190$ м, $h_3 = 2\,200 - 1\,800 = 400$ м.

Тоді об'єм глинистих порід, що підлягають розбурюванню дорівнює:

$$V_{\text{гл}} = \frac{3,14}{4} 0,445^2 \cdot 90 + \frac{3,14}{4} 0,295^2 \cdot 1\,200 + \frac{3,14}{4} 0,190^2 \cdot 400 = 107 \text{ м}^3.$$

Вага чистої глини, що підлягає розбурюванню (без урахування 10 % піску) складає:

$$Q_{\text{гл}} = (1 - n) \rho_{\text{гл}} V_{\text{гл}} = (1 - 0,1) 2,8 \cdot 107 = 269,6 \text{ т.}$$

Визначаємо можливу кількість глинистого розчину, отриманого самозамішуванням за такою формулою:

$$V_{\text{гл.р}} = Q_{\text{гл}} \frac{\rho_{\text{гл}} - \rho_{\text{в}}}{\rho_{\text{гл}} (\rho_{\text{гл.р}} - \rho_{\text{в}})} = 269,9 \frac{2,8 - 1}{2,8(1,25 - 1)} = 699 \text{ м}^3.$$

Кількість води для приготування самозамішуванням 699 м^3 глинистого розчину складає:

$$V_{\text{в}} = V_{\text{гл.р}} \frac{(\rho_{\text{гл}} - \rho_{\text{гл.р}})}{(\rho_{\text{гл}} - \rho_{\text{в}})} = 699 \frac{2,8 - 1,25}{2,8 - 1} = 602 \text{ м}^3.$$

Розрахунок кількості води та глинопорошку з урахуванням бурового розчину, отриманого самозамішуванням

Визначити витрату хімічно обробленого глинистого розчину густиною $1,2 \text{ г/см}^3$ для проходки свердловини глибиною $2\,000$ м, з урахуванням розчину, отриманого самозамішуванням під час розбурювання глинистих порід, що залягли у таких інтервалах: $100\text{--}130$ м; $450\text{--}600$ м та $1\,200\text{--}1\,500$ м. Вміст піску в глинистих породах дорівнює 10 %, густина глини $2,6 \text{ г/см}^3$.

Таблиця 4.2 – Конструкція свердловини

Конструкція свердловини	Діаметр колони, мм	Глибина спуску, м	Діаметр долота, мм
Кондуктор	325	150	445
Проміжна колона	219	1 100	295
Експлуатаційна колона	146	2 000	190

Загальний об'єм глинистого розчину, необхідного для проходки свердловини, визначаємо за такою формулою:

$$V_{\text{гл.р}} = V_{\text{ч}} + V_{\text{ж}} + V_{\text{бур}} + \alpha V_{\text{св}}, \quad (4.2)$$

де $V_{\text{ч}}$ – об'єм приймальних ємностей (чанів) для бурового розчину ($10\text{--}40 \text{ м}^3$);

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

$V_{\text{бур}}$ – об'єм глинистого розчину, необхідний для механічного буріння свердловини;

α – коефіцієнт, що враховує запас глинистого розчину на буровій;

$V_{\text{св}}$ – об'єм свердловини.

Об'єм глинистого розчину, необхідний для механічного буріння свердловини, визначаємо за такою формулою:

$$V_{\text{бур}} = n_1 L_1 + n_2 L_2 + \dots + n_n L_n \quad (4.3)$$

де $n_1, n_2, \dots, n_n$ – норми витрат глинистого розчину на 1 м проходки, $\text{м}^3/\text{м}$;

$L_1, L_2, \dots, L_n$ – інтервали буріння долотами одного діаметра, м.

Норми витрат бурового розчину на один метр проходки обираємо з районними нормативами: під кондуктор $n_1 = 0,68 \text{ м}^3/\text{м}$, під проміжну колону $n_2 = 0,30 \text{ м}^3/\text{м}$, під експлуатаційну колону $n_3 = 0,12 \text{ м}^3/\text{м}$. Тоді визначаємо:

$$V_{\text{бур}} = 0,68 \cdot 150 + 0,3 \cdot 950 + 0,12 \cdot 900 = 495 \text{ м}^3$$

Об'єм свердловини визначаємо за такою формулою:

$$V_{\text{св}} = \frac{\pi d_1^2}{4} L_1 + \frac{\pi d_2^2}{4} L_2 + \dots + \frac{\pi d_n^2}{4} L_n \quad (4.4)$$

$$V_{\text{св}} = \frac{3,14 \cdot 0,445^2}{4} 150 + \frac{3,14 \cdot 0,295^2}{4} 950 + \frac{3,14 \cdot 0,190^2}{4} 900 = 116 \text{ м}^3.$$

Обираємо: $V_{\text{ч}} = 35 \text{ м}^3$, $V_{\text{ж}} = 5 \text{ м}^3$, $\alpha = 2$ та знаходимо загальний об'єм глинистого розчину: $V_{\text{гл.р}} = 35 + 5 + 495 + 2 \cdot 116 = 767 \text{ м}^3$.

Вагову кількість глинопорошку вологістю 10 %, необхідну для приготування 767 м^3 глинистого розчину, визначаємо за такою формулою:

$$Q_{\text{гл}} = V_{\text{гл.р}} \frac{\rho_{\text{гл}}(\rho_{\text{гл.р}} - \rho_{\text{в}})}{\rho_{\text{гл}} - \rho_{\text{в}}(1 - n + n\rho_{\text{гл}})} \quad (4.5)$$

$$Q_{\text{гл}} = 767 \frac{2,6(1,2 - 1)}{2,6 - 1(1 - 0,1 + 0,1 \cdot 2,6)} = 277 \text{ т.}$$

Обираємо діаметри доліт у відповідних інтервалах залягання:

– $d_1 = 0,445 \text{ м}$, $h_1 = 130\text{--}100 = 30 \text{ м}$;

– $d_2 = 0,295 \text{ м}$, $h_1 = 600\text{--}450 = 150 \text{ м}$;

– $d_1 = 0,190 \text{ м}$, $h_1 = 1\,500\text{--}1\,200 = 300 \text{ м}$,

тоді об'єм глинистих порід, що підлягають розбурюванню дорівнює:

$$V_{\text{гл}} = \frac{3,14}{4} 0,445^2 \cdot 30 + \frac{3,14}{4} 0,295^2 \cdot 150 + \frac{3,14}{4} 0,190^2 \cdot 300 = 22,8 \text{ м}^3.$$

Вага чистої глини, що підлягає розбурюванню (без врахування 10 % піску) складає:

$$Q'_{\text{гл}} = (1 - n) \rho_{\text{гл}} V_{\text{гл}} = (1 - 0,1) 2,6 \cdot 22,8 = 53,3 \text{ т.}$$

Таким чином, для приготування 767 м³ глинистого розчину необхідно отримати таку кількість глинопорошку:

$$Q''_{\text{гл}} = Q_{\text{гл}} - Q'_{\text{гл}} = 277 - 53,3 = 223,7 \text{ т.}$$

Визначаємо об'єм глинистого розчину, отриманого самозамішуванням:

$$V'_{\text{гл.р}} = Q'_{\text{гл}} \frac{\rho_{\text{гл}} - \rho_{\text{в}}}{\rho_{\text{гл}} (\rho_{\text{гл.р}} - \rho_{\text{в}})} = 53,3 \frac{2,6 - 1}{2,6(1,2 - 1)} = 164 \text{ м}^3.$$

Відповідно, необхідно отримати з глинозаводу 223,7 т глинопорошку або глинистого розчину у кількості:

$$V''_{\text{гл.р}} = V_{\text{гл.р}} - V'_{\text{гл.р}} = 767 - 164 = 603 \text{ м}^3.$$

Кількість води для приготування 164 м³ глинистого розчину самозамішуванням складає:

$$V'_{\text{в}} = V'_{\text{гл.р}} \frac{\rho_{\text{гл}} - \rho_{\text{гл.р}}}{\rho_{\text{гл}} - \rho_{\text{в}}} = 164 \frac{2,6 - 1,2}{2,6 - 1} = 144 \text{ м}^3.$$

Кількість води для приготування 603 м³ глинистого розчину з глинопорошку складає:

$$V''_{\text{в}} = V''_{\text{гл.р}} \frac{\rho_{\text{гл}} - \rho_{\text{гл.р}}}{\rho_{\text{гл}} - \rho_{\text{в}}} = 603 \frac{2,6 - 1,2}{2,6 - 1} = 528 \text{ м}^3.$$

Загальна кількість води складає:

$$V_{\text{в}} = V'_{\text{в}} + V''_{\text{в}} = 144 + 528 = 672 \text{ м}^3.$$

Завдання до практичної роботи № 4

Визначити витрату глинистого розчину густиною $\rho_{\text{гл.р}}$ для проходки свердловини глибиною 2 000 м з урахуванням розчину отриманого самозамішуванням під час розбурювання глинистих порід, що залягають у таких інтервалах: 80–130 м; 500–820 м та 1 500–1 680 м. Вміст піску в глинистих породах дорівнює n , густина глини складає $\rho_{\text{гл}}$.

Таблиця 4.3 – Конструкція свердловини

Конструкція свердловини	Діаметр колони, мм	Глибина спуску, м	Діаметр долота, мм
Кондуктор	325	150	445
Проміжна колона	219	1 100	295
Експлуатаційна колона	146	2 000	190

Таблиця 4.4 – Вихідні дані

Варіант	$\rho_{\text{г.р.}}$, г/см ³	n , %	$\rho_{\text{г.л.}}$, г/см ³
1	1,20	10	2,6
2	1,21	11	2,7
3	1,22	12	2,6
4	1,20	13	2,7
5	1,21	14	2,6
6	1,22	16	2,7
7	1,20	10	2,6
8	1,21	11	2,7
9	1,22	12	2,6
10	1,20	13	2,7
11	1,21	14	2,6
12	1,22	16	2,7
13	1,20	10	2,6
14	1,21	11	2,7
15	1,22	12	2,6
16	1,20	13	2,7
17	1,21	14	2,6
18	1,22	16	2,7
19	1,20	10	2,6
20	1,21	11	2,7
21	1,22	12	2,6
22	1,20	13	2,7
23	1,21	14	2,6
24	1,22	16	2,7

Практична робота № 5

Визначення параметрів хімічної обробки бурового розчину

План

1. Регулювання параметрів бурового розчину.
2. Застосування крохмальних хімреагентів.
3. Визначення параметрів хімічної обробки бурового розчину.

Регулювання параметрів промивальної рідини

Геолого-технічні умови проходки свердловин спричиняють необхідність регулювати властивості розчинів із метою забезпечення високої продуктивності і швидкої ліквідації ускладнень. Для цього розчини обробляють хімічними реагентами. За характером впливу останні поділяються на електроліти, захисні колоїди і поверхнево-активні речовини (ПАР).

Під час буріння в ускладнених умовах промивальна рідина, яка складається тільки з води і глини, не задовольняє висунутих до неї вимог. Тому її необхідно обробити хімічними реагентами, які сприяють зниженню фільтрації, умовної в'язкості, товщини фільтраційної кірки, отриманню мінімального значення статичного напруження зсуву, підвищенню стійкості стінок свердловини, протидії високим температурам тощо. За призначенням всі хімічні реагенти розділяють на три основні групи:

- 1) хімреагенти – понижувачі фільтрації;
- 2) хімреагенти – понижувачі умовної в'язкості;
- 3) хімреагенти спеціального призначення.

Хімічні реагенти застосовують для приготування і обробки бурових промивних рідин з метою отримання проєктних параметрів (густини, в'язкості, фільтрації тощо).

Хімічна обробка – основний спосіб регулювання параметрів промивної рідини в процесі буріння. Оскільки хімічні реагенти дорогі, то їх необхідно використовувати розумно і ефективно. Окрім цього, деякі хімічні реагенти небезпечні для обслуговуючого персоналу.

Тому важливо, щоб інженерно-технічні працівники та бурова бригада були ознайомлені з призначенням, хімічно-технологічними властивостями, умовами застосування, методами контролю якості та правилами безпеки під час роботи з хімреагентами. Важливо, щоб члени бурової бригади могли надати першу допомогу в разі нещасного випадку.

За останні роки значно збільшився асортимент хімічних реагентів. Достатньо сказати, що на сьогодні відомо більше 100-а найменувань хімреагентів, які застосовують для обробки бурових розчинів.

Хімічні реагенти поділяють за призначенням, термостійкістю, солестійкістю, хімічною природою речовини, з якої отримують реагент тощо.

На сьогодні розроблено багато хімічних реагентів, тому для обчислення їхньої необхідної кількості рекомендують застосовувати норми витрати на 1 м.

Кількість хімічних реагентів визначають за наведеними нижче формулами.

$$Q = k \cdot V_{\text{вих}} + q_p \cdot l, \quad (5.1)$$

де k – оптимальний вміст реагенту, кг/м³;

$V_{\text{вих}}$ – вихідний об'єм промивальної рідини, м³;

q_p – норма витрати хімічного реагенту на 1 м проходки, кг/м;

l – довжина інтервалу застосування хімічного реагенту, м.

Після визначення необхідної кількості матеріалів для приготування промивальної рідини розраховується необхідна кількість хімічних реагентів. Виконуючи ці розрахунки, необхідно використовувати зібраний промисловий матеріал із витрат хімічних реагентів на буріння свердловини.

Приклад

Необхідну кількість хімічних реагентів для буріння свердловини визначаємо за такою формулою:

$$Q_{\text{хім.реаг}} = k \cdot V_{\text{вих}} + n_1 l_1 + n_2 l_2 + \dots + n_n l_n, \quad (5.2)$$

де $V_{\text{вих}}$ – вихідний об'єм бурового розчину, що підлягає первинній обробці, м³;

k – кількість хімреагенту в кг/м³ (беруться за оптимальним вмістом);

n – норма витрати хімреагенту в кг/м проходки;

l – інтервал буріння в м.

$$V_{\text{вих}1} = V_{\text{н.е}} + V_{\text{ж.с}} \text{ для буріння під кондуктор;}$$

$$V_{\text{вих}2} = V_{\text{н.е}} + V_{\text{ж.с}} + V_{\text{конд}} \text{ для буріння під проміжну колону;}$$

$$V_{\text{вих}3} = V_{\text{н.е}} + V_{\text{ж.с}} + V_{\text{пр.к}} \text{ для буріння під експлуатаційну колону,}$$

де $V_{\text{н.е}}$ – об'єм приймальної ємності;

$V_{\text{ж.с}}$ – об'єм жолобної системи;

$V_{\text{конд}}$ – об'єм кондуктора;

$V_{\text{пр.к}}$ – об'єм проміжної колони.

$$V_{\text{конд}} = 0,785 \cdot d_{\text{вн.конд}}^2 \cdot l_{\text{конд}},$$

$$V_{\text{пр.к}} = 0,785 \cdot d_{\text{вн.пр.к}}^2 \cdot l_{\text{пр.к}}.$$

До заданої конструкції свердловини потрібно знайти необхідну кількість хімічних реагентів для буріння свердловини.

Кальцинованою содою розчин обробляють на всіх інтервалах буріння:
О. В. = 0,6 % (6 кг/м³):

– $n_1 = 5,3$ кг/м проходки;

– $n_2 = 4,6$ кг/м проходки;

– $n_3 = 4$ кг/м проходки.

Вуглелужним реагентом розчин обробляється після спуску кондуктора і до проєктної глибини: О. В. = 4 % (40 кг/м³):

– $n_2 = 11$ кг/м проходки;

– $n_3 = 10$ кг/м проходки.

КССБ розчин обробляють після спуску проміжної колони: О. В. = 5 % (50 кг/м³): $n_3 = 12$ кг/м проходки.

$$Q_{Na_2SO_4} = k \cdot V_{вих1} + n_1 \cdot l_1 + n_2 \cdot l_2 + n_3 \cdot l_3$$

$$\begin{aligned} Q_{Na_2SO_4} &= 6 \cdot (40 + 10) + 5,3 \cdot 500 + 4,6 \cdot 1\,000 + 4 \cdot 2\,000 = \\ &= 300 + 2\,650 + 4\,600 + 8\,000 = 15\,550 \text{ кг.} \end{aligned}$$

$$Q_{BЛР} = k \cdot V_{вих2} + n_2 \cdot l_2 + n_3 \cdot l_3$$

$$\begin{aligned} Q_{BЛР} &= 40 \cdot (40 + 10 + 35,3) + 11 \cdot 1\,000 + 10 \cdot 2\,000 = 3\,412 + 11\,000 + 20\,000 = \\ &= 34\,412 \text{ кг.} \end{aligned}$$

$$Q_{КССБ} = k \cdot V_{вих3} + n_3 \cdot l_3$$

$$Q_{КССБ} = 50 \cdot (40 + 10 + 44,77) + 12 \cdot 2\,000 = 4\,738,5 + 24\,000 = 28\,738,5 \text{ кг.}$$

Застосування крохмальних хімреагентів

Реагенти на основі крохмалю застосовуються в бурінні уже більше ніж 50 років і належать до найбільш солестійких реагентів.

Крохмаль – суміш полісахаридів рослинного походження, який має загальну формулу $(C_6H_{10}O_5)_n$. Крохмаль утворюється в результаті фотосинтезу і відкладається в коренях, бульбах і зернах рослин. Основною сировиною для виробництва крохмалю є зерно кукурудзи, а також бульби картоплі. Вміст крохмалю у цих рослинах коливається від 10 % до 30 %. До складу крохмалю входять два полісахариди: амілоза – лінійний полісахарид з молекулярною масою 32 000–100 000 та амілопектин – розгалужений полісахарид з молекулярною масою 100 000–1 000 000. Амілоза з йодом дає синє забарвлення, а амілопектин – фіолетове. У крохмалі різних рослин вміщується від 15 % до 25 % амілози і 75–85 % амілопектину.

Крохмаль нерозчинний у воді та органічних розчинниках. Для того, щоб він набув властивості утворювати з водою колоїдні розчини, необхідно провести його клейстеризацію.

Найпростіший метод клейстеризації – нагрівання. Висушування крохмальної каші на вальцевій сушарці з наступним подрібненням є одним із перших промислових методів отримання розчинного в холодній воді крохмалю.

На буровій клейстеризацію крохмалю здійснюють з допомогою лугу. Співвідношення води, крохмалю і каустичної соди витримують $(88 \div 94) : (10 \div 5 : 2) : 1$ % залежно від якості крохмалю. Такі клейстери більш в'язкі, ніж отримані нагріванням, але вони швидко розріджуються з підвищенням температури, а тому втрачають свої захисні властивості.

Найбільш ефективним є метод отримання розчинного крохмалю шляхом обробки крохмальної суспензії перед сушкою алюмокалієвими квасцями, який був запропонований В. Е. Маркером у 1953 році. Дослідження показали, що захисні властивості реагенту легко регулюються зміною домішки квасців, які спричиняють гідроліз глікозидних зв'язків і деполімеризацію.

Оптимальна домішка квасців – 1,5–2 %. Квасці під час сушки спричиняють послаблення внутрішньої структури зерен, їхнє подрібнення, дезагрегування розгалуженого амілопектину і деструкцію крохмальних макромолекул.

На властивості клейстеризованого крохмалю впливає також дисперсність реагенту. Дослідженням встановлено, що оптимальні розміри частинок до 0,15–0,10 мм, більш тонке подрібнення не покращує стабілізуючої дії розчинного крохмалю.

Модифікований крохмаль (МК) – порошок кремового кольору, розчинний у холодній воді і насичених розчинах солі, що дозволяє додавати його в бурову промивну рідину в сухому вигляді без попередньої клейстеризації. Вологість модифікованого крохмалю не перевищує 12 %. Реагент використовують для зменшення фільтрації як слабомінералізованих, так і соленасичених бурових промивних рідин, які вміщують різні солі, зокрема і солі з катіонами важких металів. Оптимальна домішка МК залежно від вмісту солей і температури коливається в межах 2,5–3,0 %. У разі повторних обробок промивної рідини дозу крохмалю зменшують у 3–4 рази.

Модифікований крохмаль порівняно з технічним крохмалем більш термостійкий 130–140 °С, менше зазнає ферментативного загнивання. Витрата модифікованого крохмалю на обробку одного і того ж розчину в одних і тих же умовах майже на 30 % менша, ніж технічного. Не дивлячись на переваги МК, на сьогоднішній час його замінили екструзивним крохмалем, який значно дешевший.

Екструзивний крохмальний реагент (ЕКР) – це продукт екструзивної обробки крохмаловмістних матеріалів без спеціального виділення з них крохмалю. Реагент використовують для зменшення фільтрації прісних і мінералізованих розчинів (насичених різними солями). Оптимальна домішка ЕКР для обробки мінералізованих розчинів коливається в межах 1,5–3,0 % (у перерахунку на суху речовину). Межа термостійкості реагенту – 125 °С.

Технологічні особливості застосування

1. Особливістю реагенту є те, що він нерозчинний у прісній холодній воді і розчинний у соляних розчинах, у яких загальний вміст солей ≥ 15 %. Тому екструзивний крохмаль додають до циркулюючої бурової промивної рідини через будь-який змішувач або безпосередньо в жолобну систему у вигляді 8 % водно-лужного розчину. Співвідношення між крохмалем і лугом (на суху речовину) коливається в межах 10/1–10/2 залежно від

властивостей бурової промивної рідини. Верхня межа концентрації крохмалю обмежується рухомістю отриманого клейстеру.

Водно-лужний розчин реагенту виготовляють у такій послідовності. У глиномішалку заливають половину розрахункової кількості води, додають розрахункову кількість крохмалю, перемішують, потім додають каустичну соду. Після ретельного перемішування суміші протягом 1,5–2 годин додають решту води.

2. Під час приготування соленасичених розчинів або під час переходу з прісного на соленасичений розчин необхідно екструзивний крохмаль додавати в розчин після насичення його сіллю, а потім додавати в нього за необхідності лігносульфонати, обважнювачі й мастильні домішки.

3. Екструзивний крохмаль сумісний з усіма хімреагентами, які застосовуються для обробки бурових промивних рідин. Найбільш ефективні комбінації, які покращують стабілізуючу дію реагенту, є крохмаль з КМЦ або гіпаном.

4. Термостійкість ЕКР можна підняти до 130–140 °С шляхом додавання до розчину антиоксиданту – інгібітору термоокислювальної деструкції (наприклад, окзілу).

5. Додавання крохмалю в обважену мінералізовану бурову промивну рідину спричиняє підвищення умовної в'язкості і статичного напруження зсуву, тому реагент додавати до розчину необхідно поступово протягом 2–3 циклів. Для зменшення реологічних властивостей в розчин додатково додають ССБ, КССБ, ФХЛС.

Основним недоліком крохмалю є ферментативне розкладання (загнивання) під дією бактерій, які називають ензимами. Потрапляють ензими в розчин із води, глини, пластових вод та розбурюваних порід. Під час розкладання крохмалю виділяється газ, який спінює бурову промивну рідину. Такий розчин стабілізувати неможливо і він підлягає повній заміні.

Відомі три способи попередження ферментативного розкладання крохмалю в бурових промивних рідинах:

- 1) збільшення pH бурової промивної рідини до 11,5–12,0;
- 2) збільшення вмісту солі в буровій промивній рідині дорівнює не менше 20 %;
- 3) додавання у бурову промивну рідину антисептиків (формальдегіду, фенолу, хлорного вапна тощо), які припиняють життєдіяльність бактерій.

Перший спосіб попередження ферментативного розкладання крохмалю малоефективний в умовах бурової, тому що високі значення pH розчину часто небажані (розріз свердловини складений глинистими породами, у комплекті бурильної колони наявні ЛБТ) або в розчині є солі ($CaCl_2$; $MgCl_2$), які реагують із лугом і зменшують pH . Також зниження pH на незначний проміжок часу може стати причиною розвитку інтенсивних ензиматичних процесів.

Другий спосіб більш ефективний, особливо в комбінації з першим. Під час розбурювання соляних відкладень бурові промивні рідини насичують солями, збільшують pH і тому ймовірність розкладання крохмалю зменшується.

Третій спосіб застосовується найчастіше, бо не вимагає суттєвих змін параметрів розчину. Цей спосіб також не забезпечує тривалу стійкість крохмалю, особливо за високої температури тому, що бактерії адаптуються до дії антисептиків, зменшуючи цим їхню ефективність. Це явище змушує час від часу змінювати антисептики. Накопичення їх у розчині спричиняє коагуляцію і збільшення фільтрації. Тому вміст антисептиків не повинен перевершувати 1,2–2,4 л/м³.

Визначення параметрів хімічної обробки бурового розчину

Визначити швидкість додавання крохмального реагенту (вміст у промивальній рідині 2,5 %), який додають у рідину у вигляді 15-відсоткового водного розчину.

Вихідні дані для розрахунків:

- об'єм розчину, який циркулює на поверхні у жолобах та приймальних ємностях – 35 м³;
- подача бурових насосів – 23,4 л/с;
- глибина свердловини – 4 400 м;
- глибина спуску проміжної колони – 3 100 м;
- діаметр проміжної колони – 245 мм;
- діаметр долота – 215,9 мм;
- діаметр ОБТ – 178 мм;
- внутрішній діаметр ОБТ – 90 мм;
- довжина ОБТ – 286 м;
- довжина бурильних труб із діаметром 140 мм, $l_1 = 820$ м;
- довжина бурильних труб із діаметром 127 мм, l_2 , – решта;
- товщини стінок для всіх колон обрано – 10 мм;
- кількість циклів для додавання реагенту – 3;
- коефіцієнт кавернометрії – 1,1.

Швидкість додавання хімічних реагентів у промивальну рідину визначається за такою формулою:

$$W = \frac{10 \cdot V_{n.p} \cdot n}{m \cdot T}, \quad (5.3)$$

де $V_{n.p}$ – об'єм промивальної рідини, що циркулює, м³;

n – вміст хімічного реагенту, %;

T – час циклу циркуляції, год;

m – кількість циклів, протягом яких додається хімічний реагент у рідкому стані;

10 – числовий коефіцієнт, щоб отримати W в л/год, підставляючи $V_{n.p}$ у м³, а n в %.

Знаходимо об'єм промивальної рідини, що циркулює:

$$V_{ц.св} = V_{нов} + V_{н.св} - V_M \quad (5.4)$$

де $V_{нов} = 35 \text{ м}^3$ – розчин, що циркулює на поверхні у жолобах та приймальних ємностях;

$V_{ц.св}$ – об'єм рідини, яка знаходиться у свердловині під час циркуляції;

$V_{н.св}$ – об'єм рідини у свердловині при відсутньому інструменті;

V_M – об'єм бурильного інструмента.

Об'єм рідини у свердловині у разі нестачі інструмента знаходимо за такою формулою:

$$V_{н.св} = \frac{\pi}{4} (D_{пр.к} - 2\delta)^2 \cdot l_{пр.к} + \frac{\pi}{4} d_o^2 \cdot h_{вс} \cdot K_3, \quad (5.5)$$

де $h_{вс}$ – довжина відкритого стовбура свердловини.

$$V_{н.св} = 0,785 \cdot 0,225^2 \cdot 3100 + 0,785 \cdot 0,2159^2 \cdot 1300 \cdot 1,1 = 175,5 \text{ м}^3.$$

Об'єм бурильного інструмента знаходимо за такою формулою:

$$V_M = \frac{\pi}{4} (d_{обт}^2 - d_{вн.обт}^2) \cdot l_{обт} + \frac{\pi}{4} (d_{1бт}^2 - d_{вн.1бт}^2) \cdot l_1 + \frac{\pi}{4} (d_{2бт}^2 - d_{вн.2бт}^2) \cdot l_2 \quad (5.6)$$

$$V_M = 0,785(0,178^2 - 0,09^2) \cdot 286 + 0,785(0,14^2 - 0,12^2) \cdot 820 + 0,785(0,127^2 - 0,107^2) \cdot 3294 = 20,74 \text{ м}^3.$$

Отже, у підсумку маємо об'єм розчину, який під час циркуляції циркулює у поверхневій циркуляційній системі та свердловині:

$$V_{ц.св} = 35 + 175,5 - 20,74 = 189,76 \text{ м}^3.$$

Обираємо $V_{ц.св} = 190 \text{ м}^3$.

Визначимо час циклу циркуляції:

$$T = \frac{V_{н.р}}{Q_n}, \quad (5.7)$$

де Q_n – подача бурових насосів $\text{м}^3/\text{с}$.

$$T = \frac{190}{0,0234} = 8119,6 \text{ с} \approx 2,26 \text{ год.}$$

Визначаємо швидкість додавання хімічних реагентів. Оскільки обробка ведеться 15-відсотковим водним розчином крохмального реагенту, то спочатку визначимо відсотковий вміст водного розчину КР у 1 м^3 промивальної рідини.

Складаємо пропорцію з огляду на те, що на 1 м^3 необхідно 25 кг сухого КР:

– 25 кг – $V_{в.р}$ (15-відсотковий водний розчин крохмального реагенту);

– 150 кг – 1 000 л (15-відсотковий водний розчин крохмального реагенту)

$$V_{н.р} = \frac{25 \cdot 1000}{150} = 166,6 \text{ л.}$$

Обираємо 167 л.

167 л становить 16,7 % 15-відсоткового розчину крохмального реагенту.

$$\text{Отже, } W_{15\%КР} = \frac{10 \cdot 190 \cdot 16,7}{3 \cdot 2,26} = 4680 \text{ лл/год.}$$

Ці розрахунки з визначення швидкості додавання хімічних реагентів застосовують лише для рідких реагентів та їхніх водних розчинів.

Завдання до практичної роботи № 5

Визначити швидкість додавання крохмального реагенту (вміст у промивальній рідині 3 %), який додають у рідину у вигляді 15-відсоткового водного розчину. Вихідні дані для розрахунків:

- об'єм розчину, який циркулює на поверхні у жолобах та приймальних ємностях – 30 м³;
- подача бурових насосів – Q_n ;
- глибина свердловини – h_c ;
- глибина спуску проміжної колони – h_n ;
- діаметр проміжної колони – 245 мм;
- діаметр долота – 215,9 мм;
- діаметр ОБТ – 178 мм;
- внутрішній діаметр ОБТ – 90 мм;
- довжина ОБТ – 286 м;
- довжина бурильних труб діаметром 140 мм, $l_1 = 820$ м;
- довжина бурильних труб діаметром 127 мм, l_2 – решта;
- товщини стінок для всіх колон обрано – 12 мм;
- кількість циклів для додавання реагенту – 2;
- коефіцієнт кавернометрії – 1,15.

Таблиця 5.1 – Вихідні дані

Варіант	Q_n , л/с	h_c , м	h_n , м
1	22,5	3 800	2 900
2	22,9	4 200	3 100
3	23,2	4 700	3 300
4	23,7	5 100	2 900
5	24,5	3 800	3 100
6	22,5	4 200	3 300
7	22,9	4 700	2 900
8	23,2	5 100	3 100
9	23,7	3 800	3 300
10	24,5	4 200	2 900
11	22,5	4 700	3 100
12	22,9	5 100	3 300
13	23,2	3 800	2 900
14	23,7	4 200	3 100
15	24,5	4 700	3 300
16	22,5	5 100	2 900
17	22,9	3 800	3 100
18	23,2	4 200	3 300
19	23,7	4 700	2 900
20	24,5	5 100	3 100
21	22,5	3 800	3 300
22	22,9	4 200	2 900
23	23,2	4 700	3 100
24	23,7	5 100	3 300

Практична робота № 6

Проектування бурового розчину на водній основі для розкриття продуктивних горизонтів

План

1. Способи первинного розкриття продуктивних горизонтів.
2. Бурові розчини на водній основі для розкриття продуктивних горизонтів.
3. Визначення необхідної густини глинистого розчину для попередження викиду в разі первинного розкриття продуктивного пласта.

Способи первинного розкриття продуктивних горизонтів

Первинне розкриття продуктивного пласта – це комплекс робіт, пов'язаний із розбурюванням продуктивного пласта, забезпеченням міцності і стійкості привибійної зони свердловини. Існує декілька способів розкриття продуктивних пластів (рис. 6.1).

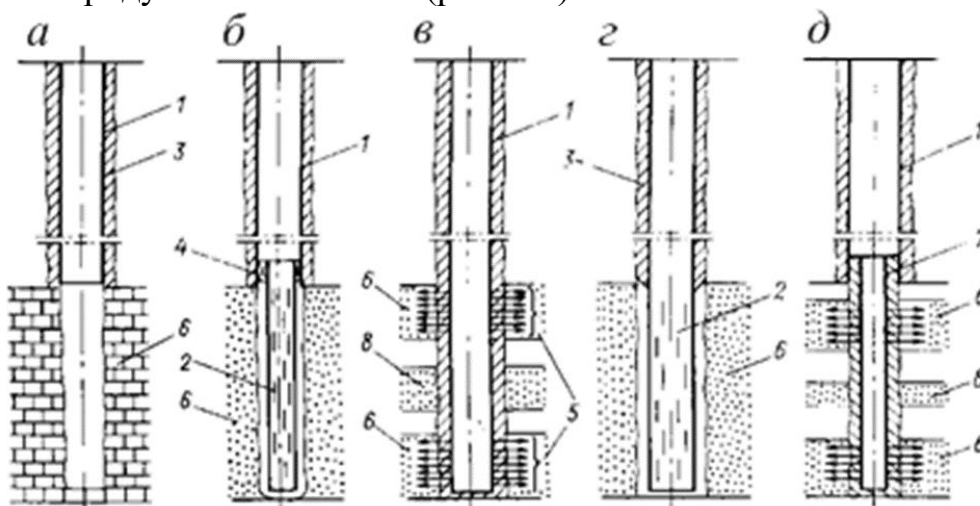


Рисунок 6.1 – Схеми первинного розкриття продуктивних горизонтів:

- 1 – обсадна колона; 2 – фільтр; 3 – цементний камінь; 4 – пакер або підвісний пристрій; 5 – перфораційні отвори; 6 – продуктивний горизонт; 7 – потаємна колона; 8 – водоносний горизонт

Вибір способу розкриття суттєво залежить від будови пласта, його колекторських властивостей, складу рідин і газів, які містяться у ньому, кількості продуктивних пропластків і коефіцієнтів аномальності пластових тисків.

Найширше розповсюджений третій спосіб, показаний на рисунку 6.1, в. За цього способу продуктивний пласт розбурюють, не перекриваючи попередньо залеглі вище породи обсадними трубами. Після розбурювання продуктивного пласта його закріплюють експлуатаційною колоною і цементують. Для сполучення внутрішньої порожнини обсадної колони з продуктивним пластом у колоні і цементному кільці пробивають отвори.

Бурові розчини на водній основі для розкриття продуктивних горизонтів

Дуже важливо не допускати значного забруднення продуктивних пластів у разі первинного їхнього розкриття, тому під час вибору промивальної рідини необхідно керуватись такими положеннями:

1. Під час розкриття не допускати значної репресії на продуктивний пласт; бажано підтримувати рівновагу між тисками у свердловині та пласті.

2. Використовувати для розкриття промивальну рідину без твердої фази, або з можливо меншим її вмістом. Бажано, щоб тверда фаза складалась із матеріалів, які здатні розчинятися у соляній або інших кислотах, що застосовуються для стимуляції припливу флюїду з пласта (крейда, вапняк, сидерит) або у пластових рідинах.

3. Фільтратовіддача промивальної рідини повинна бути мінімальною. У фільтраті не повинно бути компонентів, здатних у разі фізико-хімічних реакцій утворювати нерозчинні осади.

4. Промивальна рідина повинна бути низькотискотропною і мати низькі значення статичного напруження зсуву і реологічних показників.

5. Ступінь мінералізації і солевий склад фільтрату повинні бути близькими до складу пластових рідин.

У процесі розкриття продуктивних горизонтів часто виникають складні геолого-технічні умови буріння, тому однією із функцій бурового розчину є врівноваження пластового тиску у свердловині. Пластовий тиск у свердловині можна врівноважити такими способами:

- регулюванням ваги стовпа бурового розчину;
- створенням протитиску на гирлі свердловини;
- комбінований спосіб.

У практиці буріння частіше застосовують перший спосіб. Але з підвищенням густини промивальної рідини зростають витрати часу і коштів на один метр проходки свердловини. Тому на сьогодні більш поширений комбінований спосіб врівноваження пластового тиску – вагою стовпа бурового розчину і протитиском на гирлі свердловини. Таку технологію називають промиванням за врівноваженого тиску між свердловиною і пластом. Подальше вдосконалення технології промивання свердловини спрямоване на зниження тиску на вибій свердловини. Сьогодні знаходить розповсюдження метод промивання з від'ємним диференціальним тиском на вибій, який називають промиванням свердловини з незбалансованим пластовим тиском.

Буріння з нульовим або від'ємним диференціальним тиском дозволяє отримати не лише великі швидкості буріння, але і запобігти забрудненню продуктивних горизонтів промивальними рідинами та їхнім фільтратом, а також мінімізувати такі небажані функції, як гідророзрив пласта і поглинання рідини.

Таким чином, для забезпечення виконання технологічних умов розкриття продуктивних пластів необхідно контролювати та підтримувати відносний тиск у системі «пласт – свердловина».

Відносний тиск P_v – це відношення пластового тиску до гідростатичного тиску стовпа води у свердловині $P_{ст}$:

$$P_v = \frac{P_{пл}}{P_{ст}}, \quad (6.1)$$

де $P_{ст} = \rho gh$ – гідростатичний тиск стовпа води у свердловині глибиною h ;

$P_{пл}$ – пластовий тиск на глибині h .

Якщо у системі «пласт – свердловина» пластовий тиск перевищує гідростатичний може виникнути розгазування бурового розчину, перелив нафти та води, обвалювання та осипання, а у разі значного перевищення – газові, нафтові та водні викиди і фонтани.

Якщо у системі «пласт – свердловина» гідростатичний тиск перевищує пластовий, то може виникати часткове поглинання бурового розчину в пласт або повна втрата циркуляції. При цьому у зв'язку зі зниженням рівня бурового розчину в свердловині можуть також відбуватися обвалювання та осипання залеглих вище порід.

Відповідно, нормальні умови буріння існують лише на межі рівності тисків у системі «пласт – свердловина».

У недостатнього тиску стовпа бурового розчину на пласт можуть бути такі причини:

- пласти, що містять газ, нафту або воду розбурюють з використанням бурового розчину, густина якого нижче розрахункової; це відбувається за браком достовірних відомостей про величину пластового тиску;
- недолив бурового розчину в свердловину під час підймання бурильних труб; рівень рідини при цьому падає до глибини заповнення свердловини без об'єму піднятих з неї труб;
- поглинання бурового розчину пластами з меншим тиском;
- зменшення густини бурового розчину внаслідок розведення пластовою водою або нафтою, що надходять із пласта у разі перевищення пластового тиску, а також під час обробки хімічними реагентами, в разі всмоктування повітря під час циркуляції на поверхні або під час проникнення в рідину газу із продуктивного пласта;
- випадіння обважнювача внаслідок недостатньої утримувальної здатності;
- підймання бурильних труб зі швидкістю, що перевищує допустиму, в рідині з високими значеннями структурно-механічних характеристик; труби схоплюють промивну рідину, і тиск її на пласт зменшується; це явище особливо посилюється, якщо на трубах є налипли частинки вибуреної породи (сальник).

Перевищення гідростатичного тиску над пластовим відбувається через такі причини:

- пласти породи розкривають із застосуванням бурового розчину занадто високої густини;
- буровий розчин має завищені величини структурно-механічних характеристик;
- під час прокачування такої рідини створюються значні гідравлічні опори, що додаються до величини гідростатичного тиску;
- створення надлишкового тиску в момент початку прокачування бурового розчину, застиглого внаслідок тиксотропного зміцнення під час знаходження її у стані спокою (зростання тиску при цьому відповідає подоланню статичного напруження зсуву, а після початку течії цей надлишковий тиск зникає);
- спуск бурильних труб зі швидкістю, що перевищує допустиму, під час використання промивної рідини з високими значеннями структурно-механічних характеристик; це явище посилюється під час утворення сальника на долоті та бурильних трубах.

Визначення тиску бурового розчину на вибій свердловини

Визначити величину гідростатичного тиску глинистого розчину на вибої, якщо глибина свердловини $h = 3\,000$ м, густина глинистого розчину $1\,250$ кг/м³, статичне напруження зсуву глинистого розчину $\theta = 3$ кгс/м², діаметр свердловини $D_{\text{св}} = 200$ мм.

Гідростатичний тиск глинистого розчину на вибої свердловини визначають за такою формулою:

$$P = P_o + \rho gh - P_c, \quad (6.2)$$

де P_o – тиск на вільній поверхні глинистого розчину в кільцевому просторі на гирлі свердловини.

Цей тиск виникає в тому випадку, якщо глинистий розчин виходить зі свердловини через герметизуючий пристрій або під час затиснення свердловини з закритим повністю або частково превентором. ! нашому випадку глинистий розчин вільно виходить зі свердловини, тобто $P_o = 0$. P_c – це тиск, який може виникнути через вибій від прояву структурних властивостей глинистого розчину.

Якщо тиск на вибої починає повільно зростати внаслідок слабкого припливу рідини у свердловину, то до початку руху розчину величину P_c необхідно брати зі знаком плюс. Якщо відбувається повільне відфільтрування води у нижній частині свердловини за незмінного положення рівня свердловини, то величину P_c необхідно брати зі знаком мінус. Якщо свердловина заповнена водою, то величина P_c визначається за такою формулою:

$$P_c = \frac{4\theta h}{D_{\text{св}}}, \quad (6.3)$$

$$P_c = \frac{4 \cdot 3 \cdot 3\,000}{0,2} = 180\,000 \frac{\text{кг/с}}{\text{м}^2} = 1\,765\,197 \text{ Па}$$

Обираємо величину P_c зі знаком плюс та визначаємо гідростатичний тиск глинистого розчину на вибої свердловини:

$$P = 1\,250 \cdot 9,8 \cdot 3\,000 - 1\,765\,197 = 38\,515\,197 \text{ Па} \approx 38,5 \text{ МПа}$$

Таким чином, у статичному стані тиск на вибої свердловини у результаті пластичних властивостей розчину відхиляється від гідростатичного на 1 765 197 Па. Якщо розчин довгий час знаходиться в стані спокою, через тиксотропні властивості та інші причини статичне напруження зсуву розчину може зрости у 3–5 разів. При цьому також зростає P_c . Це завжди необхідно враховувати під час визначення початкового тиску на викиді насосів у процесі продавлення бурового розчину в свердловині, яка тривалий час перебувала у спокої.

На практиці величиною P_c нехтують, тоді гідростатичний тиск глинистого розчину на вибій дорівнює:

$$P = P_o + \rho gh. \quad (6.4)$$

А якщо гирло свердловини вільно відкрите, то $P_o = 0$, і тоді:

$$P = \rho gh. \quad (6.5)$$

Визначення необхідної густини глинистого розчину для попередження викиду у разі первинного розкриття продуктивного пласта

На глибині 2 300 м знаходиться продуктивний нафтовий пласт, пластовий тиск якого 30 МПа. Потрібно визначити необхідну густину глинистого розчину з метою запобігання викиду.

Густина глинистого розчину визначається за такою формулою:

а) для свердловини глибиною до 1 200 м:

$$\rho = \frac{P_{\text{пл}}(1,1 \div 1,15)}{gh}; \quad (6.6)$$

б) для свердловини глибиною вище за 1 200 м:

$$\rho = \frac{P_{\text{пл}}(1,05 \div 1,1)}{gh}. \quad (6.7)$$

У нашому випадку: $\rho = \frac{30\,000\,000 \cdot 1,1}{9,8 \cdot 2\,300} = 1\,464 \text{ кг/м}^3$. Таким чином, необхідна густина глинистого розчину для запобігання викиду складає $1\,464 \text{ кг/м}^3$.

Завдання до практичної роботи № 6

На глибині h знаходиться продуктивний нафтовий пласт, пластовий тиск якого складає P_c . Визначити необхідну густину глинистого розчину з метою запобігання викиду та величину гідростатичного тиску на вибої свердловини.

Таблиця 6.1 – Вихідні дані

Варіант	h , м	P_c , МПа
1	3 200	35
2	3 400	37
3	3 600	39
4	3 800	41
5	4 000	43
6	4 200	45
7	4 400	47
8	4 600	49
9	4 800	51
10	3 100	34
11	3 300	36
12	3 500	38
13	3 700	40
14	3 900	43
15	4 100	45
16	4 300	47
17	4 500	49
18	4 700	50
19	3 200	36
20	3 400	38
21	3 600	40
22	3 800	42
23	4 000	44
24	4 200	46

Практична робота № 7

Проектування бурового розчину на нафтовій основі для розкриття продуктивних горизонтів

План

1. Бурові розчини на вуглеводневій основі.
2. Забруднення привибійної зони пласта технологічними рідинами.
3. Проектування складу та властивостей бурового розчину для якісного розкриття продуктивного горизонту.

Бурові розчини на вуглеводневій основі

Розчини на вуглеводневій основі – багатокомпонентна колоїдно-хімічна система, в якій дисперсійним середовищем є нафта або дизельне паливо, а дисперсною фазою – окислений бітум, вапно, органофільна глина або емульгуюча вода різної мінералізації.

Якість розчинів на нафтовій основі суттєво залежить від властивостей основних компонентів. Нафта або дизельне паливо не тільки відіграє роль дисперсійного середовища, але і агента, який забезпечує диспергування бітуму. У склад дизельного палива (нафти) входять вуглеводні ароматичних, нафтових та парафінових груп. Ароматичні вуглеводні добре розчиняють асфальтени, які є основною складовою окисленого бітуму. Парафінові та нафтові вуглеводні практично не розчиняють бітум.

Змінюючи співвідношення ароматичних, нафтових та парафінових вуглеводнів, можна регулювати дисперсність асфальтенів від молекулярної, яка відповідає істинним розчинам, до необхідної. Встановлено, що показник фільтрації зменшується з пониженням концентрації ароматичних вуглеводнів у дизельному паливі, але при цьому різко зростає в'язкість. За великого вмісту парафінових та нафтових вуглеводнів частинки бітуму утворюють тиксотропну структуру. Оптимальним вважають таке дизельне паливо (нафту), в якому вміст ароматичних вуглеводнів не перевищує 10–20 % і має анілінову точку не менше 55 °С.

Окислений бітум відіграє роль основного структуроутворювача в розчинах на нафтовій основі. Порівняно з глиною, у водних розчинах окислений бітум слабший структуроутворювач, а тому його концентрація в розчині коливається в межах 8–45 %. Окислений бітум отримують шляхом продування гарячого повітря через попередньо розплавлений бітум. Під час окислення вміст мастила та смоли у бітумі зменшується, а кількість асфальтенів зростає. Одночасно збільшується також молекулярна вага асфальтенів, яка сприяє поліпшенню структури та зменшенню показника фільтрації в розчині.

Компенсація недостатньої концентрації асфальтенів через збільшення домішки бітуму недоцільна тому, що така процедура призводить до сильного загущення розчину.

Ступінь окислення бітуму оцінюють за температурою його розм'якшення (спосіб «шар – кільце»). Високоокислені бітуми мають температуру розм'якшення приблизно 150 °С, а низькоокислені – 120 °С. Якість окисленого бітуму залежить також від вмісту асфальтенів у ньому. Встановлено, що найбільш ефективний окислений бітум тоді, коли співвідношення між асфальтенами і смолами не менше 2,5 : 1.

Зі збільшенням концентрації асфальтенів та температури розм'якшення вміст окисленого бітуму в розчині зменшується і, навпаки, зі зменшенням концентрації асфальтенів та температури розм'якшення вміст його в розчині зростає. Окислений бітум починає диспергуватися у дизельному паливі (нафті) лише за $t \geq 60\text{--}80$ °С. Для поліпшення диспергування окисленого бітуму в дизельному паливі, його подрібнюють у порошок, а в зимовий період змішувальні пристрої (глиномішалки та інші) обігрівають парою.

Оксид кальцію (CaO) – вискодисперсний порошок білого кольору, який відіграє роль додаткового структуроутворювача та кіркоутворювача. Тонкодисперсний порошок отримують шляхом зволоження водою випалених грудок вапна. Вступивши у взаємодію з водою, оксид кальцію утворює гашене вапно з великим виділенням тепла. Гідрооксид кальцію, вступивши у взаємодію з жирами, стабілізує систему, підвищує її термостійкість, сприяє диспергуванню бітуму та підсилює його колоїдну активність. Оптимальна домішка оксиду кальцію залежно від його активності коливається в межах 10–30 %.

Органофільні глини отримують шляхом перемішування бентонітових глин з катіонактивними ПАР (АБДМ – хлорид та інші) у водному середовищі. У процесі перемішування органічні катіони ПАВ заміщують обмінні катіони глини. Поверхня частинок глини перетворюється на гідрофобну. Частинки глини випадають в осад. Отриману глину промивають і висушують. Під час змішування гідрофобної глини з дизельним паливом (нафтою) утворюються тиксотропні структури, які забезпечують низьку або близьку до нуля фільтрацію і стійкість до дії електролітів за температури 250 °С і більше.

Залежно від типу дисперсної фази розчини на нафтовій основі поділяють на вапнисто-бітумні та інвертно-емульсійні.

Вапнисто-бітумний розчин (ВБР) – розчини на нафтовій основі, у яких дисперсійним середовищем є нафта або дизельне паливо, а дисперсною фазою – окислений бітум, негашене вапно, поверхнево-активні речовини та невелика кількість емульгованої води. ВБР належать до бурових розчинів спеціального призначення. У більшості випадків вапнисто-бітумні розчини застосовують для якісного розкриття продуктивних горизонтів з низькими колекторськими властивостями. Рідше ВБР застосовують для розбурювання соленасичених відкладень, які

містять високорозчинні солі полівалентних металів, а також глинистих відкладень, які легко набухають і схильні до інтенсивних обвалень та осипань стінки свердловини. Також вапнисто-бітумні розчини добре зберігають природну проникність продуктивних горизонтів, а тому їх ще застосовують під час відбору керну з метою визначення їхньої істинної проникності, для освоєння свердловин із метою підвищення їхнього дебіту, а також для проведення підземного капітального ремонту свердловин. Межа термостійкості ВБР, залежно від їхнього складу, коливається в широких межах – від 120 °С до 220 °С. Вапнисто-бітумні розчини інертні до всіх типів розбурюваних порід, стійкі до будь-яких пластових мінералізованих вод, що дозволяє використовувати їх для розбурювання складних геологічних зон, якщо це економічно доцільно та екологічно безпечно.

Інвертні емульсійні розчини (ІЕР) – це емульсійно-суспензійні системи, у яких дисперсійним середовищем є дизельне паливо або нафта, а дисперсною фазою – технічна або мінералізована вода та поверхнево-активні речовини, здебільшого емульгатори другого типу. Дуже часто для регулювання структурних та фільтраційних властивостей в ІЕР додатково додають окислений бітум, негашене вапно, бентонітовий глинопорошок тощо. Для збільшення густини ІЕР використовують крейду, флотаційний барит, попередньо гідрофобізований сульфолом. Співвідношення водної та вуглеводневої фаз коливається в межах 40–60. Мінералізацію, а отже, і осмотичну активність водної фази регулюють з допомогою солей $CaCl_2$, $MgCl_2$, KCl , $NaCl$.

Підвищений вміст води в інвертних емульсійних розчинах зменшує їхню вартість, а можливість регулювання рівня та характеру мінералізованої водної фази дозволяє застосовувати їх для розбурювання нестійких глинистих відкладень. Основною причиною втрати стійкості глинистих порід є їхнє зволоження під час взаємодії з буровою промивною рідиною. Ступінь гідратації глини залежить від активності водної фази, яку регулюють рівнем мінералізації і побічно оцінюють за тиском водяної пари. Як показують дослідження, процес гідратації глини можна частково зменшити або повністю зупинити шляхом концентрації електроліту у водній фазі інвертного емульсійного розчину. ІЕР застосовують для розкриття продуктивних горизонтів, буріння свердловин у складних гірничо-геологічних умовах, проведення робіт з капітального ремонту свердловин та буріння свердловин з відбором керну. Інвертний емульсійний розчин, зберігаючи природні колекторські властивості продуктивних горизонтів, підвищує дебіт свердловини та скорочує час їхнього освоєння. Маючи велику активність водної фази, він зберігає стійкість глинистих та хомогенних відкладень. ІЕР, маючи великі мастильні властивості, збільшує проходку на долото, зменшує ймовірність сальнікоутворення та прихоплення бурильної колони. Інвертні емульсійні розчини не можна застосовувати під час розбурювання горизонтів із великими проявами пластової води та сірководню.

Забруднення приви́бійної зони пласта технологічними рідинами

Промивальна рідина може суттєво вплинути на термін освоєння свердловини і величину припливу нафти або газу. Існує багато прикладів, коли свердловини, пробурені на неякісному, наприклад, хімічно необробленому глинистому розчині, не давали припливу нафти, хоча сусідні свердловини, пробурені з промиванням іншими рідинами, працювали з достатньо високими дебітами.

Найбільш відповідальною частиною процесу буріння свердловин є розкриття продуктивних горизонтів. У пошукових та розвідувальних свердловинах кількість нафти і газу, отримана під час випробування свердловин, визначає доцільність подальшої розвідки, дозволяють оцінити запаси нафти та газу, охарактеризувати умови їхнього існування у пластах. В експлуатаційних свердловинах розкриття продуктивних горизонтів є переходом до подальшого видобутку нафти та газу. Для того щоб організувати найбільш повний відбір нафти і газу під час експлуатації необхідно під час розбурювання нафтогазоносних горизонтів якнайменше погіршувати їхню природну проникність, не закупорювати канали, якими нафта і газ надходитимуть у свердловину.

У процесі буріння однією з основних функцій промивної рідини є запобігання надходженню до неї нафти та газу. Під час розкриття продуктивних горизонтів ставиться прямо протилежне завдання, тому в процесі розкриття нафтогазових пластів, що полягає в їхньому розбурюванні, необхідно якнайкраще зберегти природну проникність пластів.

Властивості нафтогазоносних горизонтів погіршуються з моменту їхнього розкриття. Якщо в цих горизонтах є тріщини, якими пластові рідини і гази можуть надходити в свердловину, промивна рідина прямує ними вглиб пласта внаслідок перевищення гідростатичного тиску рідини над пластовим. Пройшовши деяку відстань рідина внаслідок тискотропного зміцнення застигає, утворюючи пробку, що перешкоджає подальшому проникненню рідини або газу до свердловини. Коли провідними шляхами нафти і газу слугують пори – капілярні трубки пласта, на поверхні та навіть у глибині пласта відкладаються частинки дисперсної фази, що також закривають доступ до стовбура свердловини. Крім того у пласт проникає фільтрат промивної рідини. Водний фільтрат містить реагенти, які з солями пластових вод, наявних у нафтогазоносних горизонтах, дають осади, що важко видаляються. Проникнення дисперсної фази бурового розчину в пори пласта і самої рідини в тріщини спричиняється перевищенням перепаду тиску з боку свердловини. Щоб послабити негативний вплив промивної рідини, перепад тиску, а отже, питома вага її має бути за можливості меншою.

Проникнення у пласт промивальної рідини та її фільтрату призводить до зміни структури порового простору і проникності пристовбурової зони. Ступінь цієї взаємодії залежить від низки чинників і зменшується у міру віддалення від свердловини. У гранулярному пласті

всю ділянку, в яку проникла промивальна рідина та її фільтрат, умовно можна розділити на дві зони: зону кольматації і зону проникнення фільтрату.

Зона кольматації – це ділянка навколо свердловини, у пори якої проникли частинки дисперсної фази промивальної рідини. Її товщина залежить переважно від співвідношення гранулометричного складу промивальної рідини і структури порового простору, а також, імовірно, від перепаду тисків у період буріння і від тривалості дії промивальної рідини на породу.

У тріщинний колектор тверда фаза може проникати на дуже велику відстань, іноді на десятки метрів від свердловини. Внаслідок часткового відфільтрування дисперсійного середовища з промивальної рідини на поверхні тріщин утворюється фільтраційна кірка. Видалити з пласта промивальну рідину, фільтраційну кірку та інші частинки твердої фази під час освоєння вдається лише частково. Проникність зони кольматації у результаті проникнення дисперсної фази часто знижується у 10 разів і більше.

Вплив фільтрату промивальної рідини на колекторські властивості більш складний. Проникаючи у пласт, фільтрат рідини на водній основі зволожує породу. Часто у фільтраті містяться хімічні речовини, які сприяють збільшенню гідрофільності породи, а отже, кількості фізично зв'язаної води. Це призводить до зменшення ефективного перерізу порових каналів і фазової проникності для нафти і газу.

У продуктивних пластах є деяка кількість глинистих мінералів, які під впливом водного фільтрату гідратують і збільшуються в об'ємі, набухають, а це веде до зменшення ефективного перерізу порових каналів, закриття деяких з них і зменшення проникності.

Проникаючи у продуктивний пласт, фільтрат відтісняє від свердловини пластову нафту (газ). Фільтрат має меншу в'язкість, ніж нафта, а тому, рухаючись поровими каналами і мікротріщинами, зустрічає менший гідравлічний опір і на деяких ділянках рухається швидше, ніж нафта. У пристовбуровій зоні утворюється суміш водного фільтрату і нафти, яка у порових каналах розділяється на крапельки фільтрату і нафти (емульсію). З утворенням емульсії гідравлічні опори фільтрації нафти до свердловини зростають, а фазова нафтопроникність зменшується.

У фільтраті містяться в розчиненому вигляді різні хімічні речовини. Деякі з них під час взаємодії з речовинами, що знаходяться у продуктивному пласті, можуть утворювати нерозчинні осади, внаслідок чого частина порових каналів може бути закрита, а переріз інших каналів – звужений.

Зниження проникності колектору під дією фільтрату промивальної рідини зазвичай значно менше, ніж внаслідок кольматації частинами твердої фази. Проте глибина проникнення фільтрату у пласт у багато разів більша ніж товщина зони кольматації. Найінтенсивніше фільтрат проникає в пласт у період буріння і промивання свердловини.

Проектування складу та властивостей бурового розчину для якісного розкриття продуктивного горизонту

У таблиці 7.1 наведено приклади рецептур бурових розчинів на вуглеводневій основі, що застосовуються в Україні. Підібрати оптимальний розчин для якісного розкриття продуктивного пласта, складеного низькопроникними породами. Обґрунтувати склад та властивості розчину.

Таблиця 7.1 – Рецептур бурових розчинів на вуглеводневій основі

Рецептура		Границя термостійкості, °С
Компонентний склад	Витрати на 1 м ³	
Вапняно-бітумний розчин: – дизельне паливо, л – високоокислений бітум, кг – вапно, кг – вода, л – сульфанол, л	585 160 320 62 12	220
Інвертно-емульсійний розчин: – дизельне паливо або нафта, л – СМАД, л – емультал, л – бентоніт, кг – вода, л – CaCl ₂ або MgCl ₂ , кг	420 30–40 15–20 10–15 410–395 235–225	70
Інвертно-емульсійний розчин: – дизельне паливо або нафта, л – кубові залишки СЖК, л – CaCl ₂ , кг – NaOH, л – палигорскіт, кг – четвертична сіль амонію, кг – вода, л	490 10 190 1–2 15–20 5–10 304–278	160
Інвертно-емульсійний розчин: – дизельне паливо або нафта, л – ИКБ-2 (україн), л – CaCl ₂ або MgCl ₂ , кг – крейда високодисперсна, кг – вода, л	420 40 245 40 420	150
Інвертно-емульсійний розчин: – дизельне паливо або нафта, л – високодисперсний бітум, кг – CaCl ₂ , кг – NaOH, л – ПАР, л – вода, л	474–360 20–30 200 3–5 3–5 5–10 300	200

Практична робота № 8

Проектування бурового розчину для розбурювання розчинних хемотренних порід

План

1. Вибір типу бурового розчину.
2. Порухення цілісності стінок свердловини під час буріння розчинних порід.
3. Проектування рецептури бурового розчину для розбурювання соленосних розчинних порід.

Вибір типу бурового розчину

Правильний вибір типу бурового розчину передбачає забезпечення стійкості стінок стовбура свердловини за одночасного досягнення найкращих техніко-економічних показників буріння. Вибір типу бурового розчину на сьогодні немає визначених правил і тому здійснюється на підставі практики буріння та різних документів, розроблених галузевими компаніями.

Основою вибору типу бурового розчину є відповідність його складу розбурюваним породам на всьому інтервалі буріння до спуску обсадної колони. Гірські породи прийнято розподіляти на чотири групи: глинисті, хемотренні, продуктивні горизонти, тверді (не схильні до обвалів) та багаторічно мерзлі породи. Кожна група порід має свою класифікацію і кожній групі порід відповідають конкретні типи бурових розчинів.

Таким чином, процедура вибору типу бурового розчину може бути розподілена на такі етапи: отримання від геологічної служби інформації про розріз свердловини; ідентифікація порід розрізу згідно з класифікацією, наведеною нижче; встановлення типів бурових розчинів, які можна застосувати під час розбурювання порід цього класу; визначення оптимальної послідовності застосування промивальних рідин.

Перед розробкою технологічного регламенту бурових робіт необхідно проаналізувати весь матеріал, поданий у геологічній частині, та визначити основні вимоги, які можуть бути висунуті до бурового розчину у кожному конкретному випадку. Зазвичай, враховуючи, що конструкція свердловини вибирається з урахуванням сумісності умов буріння, вимоги до якості промивної рідини розробляються під кожену колону відповідно до конструкції свердловини. При цьому необхідно виділити основні (конкретні) напрями для обґрунтування складу та властивостей бурових розчинів.

Гірські породи осадового комплексу можна розділити на 8 груп, що відрізняються за фізико-хімічними та фізико-механічними властивостями.

I група – пісковики, доломіти, вапняки, які характеризуються стійкістю в процесі буріння. Вони не змінюють своїх фізико-хімічних властивостей під впливом фільтрату бурових розчинів і не надають суттєвого впливу на якість циркуляційних агентів, тому для промивання у цих інтервалах (виняток становлять колектори нафти та газу) можуть

використовуватися будь-які системи, що забезпечують ефективну роботу породоруйнівного інструмента.

II група – пісковики, доломіти, вапняки з пропластками глин, аргілітів, мергелів, що характеризуються нестійкістю внаслідок набухання глин, обсіпання аргілітів та мергелів. Буріння в таких відкладеннях може супроводжуватися обсіпаннями, обвалами, прихопленням бурильного інструмента. У цих умовах висувуються підвищені вимоги до якості бурового розчину, зокрема мінералізації фільтрату та величини показника фільтрації.

III група – глини. Глини пластичні, легко набухають під час контактування із розчинами на водній основі. Глинистий шлам диспергує в середовищі бурового розчину, утворюючи стійкі колоїдні системи. Буріння потужних глинистих відкладень зазвичай супроводжується тривалим промиваннями та інтенсивним загущенням бурового розчину. У зв'язку з цим промивна рідина повинна мати інгібуючі властивості. У деяких випадках нестійкий стан глинистих порід пов'язаний із їхньою пластичною поведінкою. Для попередження витікання необхідно збільшувати густину та мінералізацію водної фази, а також зменшувати фільтраційні характеристики бурового розчину.

IV група – аргіліти, мергель, у деяких випадках алевроліти та глинисті вапняки, які характеризуються нестійкістю, схильністю до осипань та обвалів. Особливістю цих відкладень є плитчаста будова, яскраво виражена площина ковзання, іноді – розвинена тріщинуватість. Бурові розчини повинні мати достатню густину, інгібуючі та кольматуючі властивості, мінімальне значення показника фільтрації та достатні реологічні характеристики для попередження ерозійного руйнування стінок свердловини.

V група – кам'яна сіль. У прісному буровому розчині сіль розчиняється, спричиняючи коагуляцію бурового розчину та каверноутворення. Залежно від глибини залягання виявляються пластичні властивості солі, що спричиняє необхідність збільшення густини бурового розчину. У таких розрізах рекомендують використовувати соленасичені циркулюючі системи з диспергованою та конденсованою твердою фазою, а також розчини на вуглеводневій основі.

VI група – кам'яна сіль із пропластками бішофіту чи інших солей. Характеризується різною розчинністю у бурових розчинах на водній основі, здатністю до пластичної течії. Спричиняє коагуляцію бурового розчину, є причиною прихоплювань бурильного інструмента та обсадних колон. Рекомендується використовувати бурові розчини з твердою конденсованою фазою і на основі рідких вуглеводнів.

VII група – кам'яна сіль із пропластками теригенних порід. Ускладняється нестійкістю теригенного комплексу. Рекомендується до соленасиченого бурового розчину додатково додавати інгібітор.

VIII група – кам'яна сіль із пропластками бішофіту та теригенних порід. Для попередження порушення стійкості теригенних порід бурові

розчини з твердою конденсованою фазою додатково повинні містити інгібуючі або кольматуючі домішки.

Деякі ускладнення можуть бути попереджені або зменшені шляхом регулювання густини бурового розчину (нафтогазоводопрояви, поглинання бурового розчину, випучування пластичних гірських порід, осипання літифікованих глинистих порід).

Принципову увагу під час аналізу та розробки вимог до якості бурового розчину необхідно приділити ускладненням, причиною яких є фізико-хімічна взаємодія з фільтратом бурового розчину (набухання, розчинення тощо) і танення порід багаторічної мерзлоти, а також розкриття продуктивних пластів.

Порушення цілісності стінок свердловини під час буріння розчинних порід

Специфічні ускладнення спричиняє буріння свердловин у сольових пластах. Солі спричиняють коагуляцію глинистого розчину із втратою здатності здійснювати необхідні функції. Це ускладнення попереджають, застосовуючи солестійкі промивні рідини. Другий вид ускладнень – течія солі у свердловину під впливом перепаду тиску. Третій вид ускладнень пов'язаний із відмінністю розчинності солей за різних температур. Для запобігання розчиненню солі під час розбурювання використовують насичений розчин солі. Але зі збільшенням глибини температура зростає і насичений розчин стає ненасиченим. Відбувається розчинення солей, що утворюють стінки свердловини та виникають великі каверни. Під час підйому на поверхню розсіл охолоджується і надлишок солі випадає у вигляді кристалів. Після осадження їх на очисних пристроях розчин знову стає здатним розчиняти сіль.

Оскільки розчинність хлористого натрію з підвищенням або зниженням температури змінюється мало, ці ускладнення виникають в інших солях, особливо магнієвих і калієвих. У цих випадках застосовують нафтоемульсійні глинисті розчини, хоча суттєвого зниження розчинності солей зі збільшенням глибини вони не забезпечують. Кращі результати отримують під час підбору такого складу солі, який зменшує розчинність солі, що вибурюється. Наприклад, щоб запобігти розчиненню хлористого магнію доцільно наситити промивну рідину сірчаноокислим магнієм. Використання такого розсолу у вигляді емульсійного надає дещо кращий ефект, хоча повністю припинити розчинення солей не вдається. Повністю запобігає розчиненню солей використання розчинів на нафтовій основі або інвертних емульсій. Для останніх у нафті емульгують не воду, а розсолена солі, що розбурюється.

Сольові промивальні рідини, що є водними розчинами солей $NaCl$, KCl або $CaCl_2$, застосовуються під час буріння сольових відкладень, а також багаторічномерзлих порід, тому що мають зменшену температуру

замерзання. В останньому випадку у воду додають 4–15 % *KCl* або *NaCl*. При цьому температура замерзання розчину знижується до –20 °С.

Соляний комплекс рідко складається з чистих солей (галіт, гіпс, карналіт, бішофіт тощо). У більшості випадків прошарки солей чергуються з глинистими породами та пісковиками. До складу соляного комплексу належать також надсолеві та підсолеві відкладення, в яких знаходиться велика кількість солі. Буріння в соляному комплексі пов'язано з технологічними труднощами, які зумовлені розчинністю, пластичною текучістю та активним впливом солей, особливо двовалентних, на властивості бурової промивної рідини.

Під час розкриття соляних відкладень прісними буровими промивними рідинами утворюються значні каверни, які можуть стати причиною серйозних ускладнень. Необхідною умовою запобігання утворенню каверн є попереднє насичення бурової промивної рідини сіллю, яка за хімічним складом аналогічна солі, що знаходиться в розбурюваних породах. Найчастіше розчини насичують кухонною сіллю.

Значний вплив на розчинність солей має температура. Так, розчинність *NaCl*, *KCl* за 20 °С відповідно дорівнює 26,4, 25,6, а за 100 °С – 28,3, 36,0. Тому в процесі циркуляції розчину, з наближенням його до гирла, температура зменшується, що стає причиною рекристалізації солей з мінералізованих розчинів. Вплив температури на розчинність солей можна частково зменшити шляхом додавання в циркулюючий розчин тонкодисперсної вибуреної солі, яка практично не відділяється в очисній системі.

Розчинність солей залежить також від солевого складу бурової промивної рідини. Відповідно до закономірності солевої рівноваги, розчинність пригнічується додаванням до насиченого розчину більш розчинної солі. Так, для повного пригнічення розчинності хлористого натрію та калію необхідно додати 36 % хлористого магнію.

Другою умовою збереження стійкості стінок свердловини соляного комплексу є низьке значення фільтрації бурової промивної рідини. Для стабілізації соленасичених розчинів використовують солестійкі хімреагенти: крохмаль, високов'язкі марки КМЦ, ОЕЦ, поліакрилати та лігносульфати.

Домішки солей часто зменшують *pH* розчину до 7 і нижче, що обумовлює зниження активності солестійких реагентів. Витрати реагентів-стабілізаторів зменшуються, якщо *pH* підтримувати у межах 8,5–10,0. У соленасичених розчинах, з метою поліпшення диспергування глини, зв'язування іонів кальцію або магнію, підтримання у заданих межах, додають підвищені дози каустичної та кальцинованої соди від 1 % до 2 %.

Важливим компонентом солестійких розчинів є вміст нафти в межах 8–12 %. Нафта не тільки підвищує мастильні властивості, що дозволяє підвищити ТЕП буріння, але і поліпшує фільтраційні та реологічні властивості розчину.

Залежно від типу соляних відкладень, хімічної обробки та пластового тиску, для розбурювання хомогенних відкладень застосовують:

- водні соленасичені розчини (розсоли);
- нестабілізовані соленасичені розчини;
- стабілізовані соленасичені розчини;
- розчини на основі гідрогелю магнію;
- розчини на основі гідрогелю заліза;
- азбестосолегелеві розчини.

У разі потрапляння електролітів у глинистий розчин можлива суттєва зміна його властивостей. Поява електролітів у глинистому розчині пов'язана або з використанням їх як хімічних реагентів, або з розбурюванням солей або соленосних відкладень.

Вплив електролітів на бурові розчини пов'язана зі станом іонних оболонок, що оточують частинки твердої фази. Товщина цих оболонок та їхній заряд залежать від концентрації іонів у рідкій фазі та від властивостей цих іонів.

Ефект обробки електролітами визначається концентрацією іонів, що додаються до розчину, та їхніми властивостями – насамперед валентністю. Найбільше значення мають катіони, хоча властивості аніонів також впливають на показники бурових розчинів.

Для обробки бурових розчинів застосовують такі електроліти, як:

- каустична сода NaOH ;
- кальцинована сода Na_2CO_3 ;
- рідке скло $\text{Na}_2\text{O} \cdot n\text{SiO}_2$ (n – кількість молекул кремнезему);
- вапно $\text{Ca}(\text{OH})_2$;
- гіпс $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$;
- цемент;
- кухонна сіль NaCl ;
- вуглекислий барій BaCO_3 ;
- хлористий кальцій CaCl_2 ;
- хлористий калій KCl ;
- хлористий магній MgCl_2 ;
- фосфати.

Проектування рецептури бурового розчину для розбурювання соленосних розчинних порід

Приготування і регулювання властивостей мінералізованих розчинів на основі гідрогелю магнію (заліза). Мінералізовані розчини на основі гідрогелю магнію (заліза) використовують для розбурювання хомогенних відкладень із пропластками теригенних порід або без них.

Основною відмінністю цих розчинів є те, що структуроутворювачем у них є гідрогель магнію (заліза), а не глина. Одержують гідрогель магнію (заліза) змішуванням водного розчину солей магнію (заліза) із водним розчином лугу. У результаті реакції утворюються пластівці магнію білого

кольору або пластівці заліза коричневого кольору. Гідрогель магнею (заліза) утворюється лише тоді, коли вміст іонів магнею (заліза) у воді коливається в межах 10–40 г/л. Якщо концентрація іонів магнею менше за 10 г/л, утворюються лише тверді білі частинки, а в разі концентрації більше за 40 г/л утворюються згустки, які під час перемішування не диспергуються.

У зв'язку з насиченістю солями і браком глинистої фази бурові розчини на основі гідрогелю магнею (заліза) стійкі до агресії пластових, мінералізованих вод, мають високу корозійну стійкість, підвищують стійкість стінок свердловини. Зі збільшенням температури реологічні властивості розчину на основі гідрогелю магнею зменшуються. За низьких температур проходить рекристалізація солей, тобто виділяються солі з розчину в елементах циркуляційної системи.

Нафта і нафтопродукти добре емульгуються в розчині гідрогелю магнею чи заліза, а додавання до нього розчину бітуму в дизельному паливі або вапняно-бітумного розчину підсилює змилувальні бітумізуючі властивості щодо теригенних порід. При цьому на солях утворюється захисна плівка і зменшується швидкість їхнього розчинення. Функції бітуму може виконати додавання до гідрогелю 10–15 % емульсії нафти з синтетичним латексом (у співвідношенні 2 : 1). Гідрогелі магнею (заліза) мають високі мастильні властивості, а корозійна активність їх нижча, ніж у розсолів хлористого магнею чи кальцію. Термостійкість розчину 140 °С.

Склад 1 м³ мінералізованого розчину на основі гідрогелю магнею:

- 280–300 кг $MgCl_2$;
- 15–20 кг $NaOH$ або 50–100 кг $Mg(OH)_2 \times MgO$;
- 20–25 кг КМЦ;
- 30–50 кг КССБ-4;
- 800–850 л води;
- обважнювач.

Порядок приготування

Попередньо готують водний розчин ($MgCl_2$, $MgSO_4$). Під час циркуляції чи перемішування в розчин додають $NaOH$ у вигляді водного розчину 25 % концентрації. Через 1–2 год залежно від інтенсивності перемішування і температури, розчин набуває гелеподібної консистенції. Після того, як умовна в'язкість досягне 30–40 с, а статичне напруження зсуву 20–30 дПа, до гідрогелю додають понижувач фільтрації (крохмаль, КМЦ, КССБ-2).

Параметри розчину:

- $\rho = 1\,000\text{--}2\,000$ кг/м³;
- $T = 30\text{--}40$ °С;
- $\Phi_{30} = 5\text{--}10$ см³ і більше;
- $CHZ_1 = 6\text{--}36$ дПа;
- $CHZ_{10} = 12\text{--}42$ дПа;
- $pH = 7,5\text{--}8,5$.

Регулювання властивостей розчину

Густина збільшують за допомогою обважнювача. Умовну в'язкість зменшують водним розчином $MgCl_2$ або хімреагентами – понижувачами умовної в'язкості. Статичне напруження зсуву збільшують за допомогою «СМАД-2» – «лужною зависю». Фільтрацію зменшують додаванням крохмалю, КМЦ, КССБ-4 або комбінації КМЦ + КССБ.

Склад 1 м³ мінералізованого розчину на основі гідрогелю заліза:

- 300–320 кг $FeCl_2Fe(SO_4)$;
- 20–23 кг $NaOH$;
- 20–25 кг КМЦ або крохмалю;
- 20–25 кг КССБ-4;
- 810–840 л води;
- обважнювач.

Порядок приготування цього розчину аналогічний порядку приготування розчину на основі гідрогелю магнію. Параметри розчину:

- $\rho = 1\,100\text{--}2\,000\text{ кг/м}^3$;
- $T = 25\text{--}40\text{ с}$;
- $\Phi_{30} = 6\text{--}12\text{ см}^3$ і більше;
- $CHZ_1 = 8\text{--}35\text{ дПа}$;
- $CHZ_{10} = 15\text{--}45\text{ дПа}$;
- $pH = 8\text{--}9$;
- термостійкість до -130°C .

Завдання до практичної роботи № 8

У таблиці 7.1 наведено приклади рецептур бурових розчинів на вуглеводневій основі, що застосовуються в Україні. Підібрати оптимальний склад бурового розчину на вуглеводневій основі для розбурювання розчинних магнієвих соленосних порід. Обґрунтувати склад та властивості розчину.

Практична робота № 9

Проектування бурового розчину для розбурювання нестійких глинистих порід

План

1. Нестійкий стан глинистих порід.
2. Хімреагенти – інгібітори гідратації і диспергування глин та сланців.

Нестійкий стан глинистих порід

Глини пластичні та легко набухають під час контактування з розчинами на водній основі. Глинистий шлам диспергує в середовищі бурового розчину, утворюючи стійкі колоїдні системи. Буріння потужних глинистих відкладень зазвичай супроводжується тривалим промиванням та інтенсивним загущенням бурового розчину. У зв'язку з цим промивна рідина повинна мати інгібуючі властивості. У деяких випадках нестійкий стан глинистих порід пов'язаний із їхньою пластичною поведінкою. Для попередження витікання необхідно збільшувати густину та мінералізацію водної фази, а також зменшувати фільтраційні характеристики бурового розчину.

Таким чином, нестійкий стан глинистих порід виникає внаслідок гідратації під час контакту з водними розчинами, що призводить до набухання та диспергування. Набухаючі та літифіковані глини чутливі до впливу води, тому необхідно обмежувати значення показника фільтрації. Причому у прісних розчинах обмеження фільтрації може бути значнішим, ніж у інгібуючих, оскільки в останньому випадку наявність інгібіторів надає гідрофобізуючу дію на водочутливі глини та сприяє вирівнюванню хімічного потенціалу. Тим не менш, для більшості бурових розчинів на водній основі, запропонованих до використання в умовах розкриття глинистих порід, рекомендують підтримувати показник фільтрації не більше 8 см^3 за 30 хвилин.

Інгібуючі промивальні рідини утворюються в разі додавання до них речовин, що містять іони кальцію (наприклад, CaCl_2). Для стабілізації розчину застосовуються спеціальні хімічні реагенти. Інгібіторні рідини мають велику стійкість, застосовуються для запобігання обвалення стінок і звуження стовбура свердловин під час буріння в диспергуючих сланцях, аргілітах і глинах, що набухають. До інгібуючих розчинів належать: хлоркальцієві, вапняні, силікатно-глинисті, емульсійні тощо.

Хлоркальцієві глинисті розчини застосовуються під час буріння нестійких порід, що самодиспергуються (глин, глинистих сланців, аргілітів), у разі проявлення пластових вод і гіпсо-ангідридної агресії. Такі розчини підвищують стійкість стінок свердловини, перешкоджають потраплянню до розчину вибурених порід і зростання його в'язкості. Хімічна основа закріплення дії хлоркальцієвих розчинів визначається переважно здатністю іонів кальцію фільтрату вступати у взаємодію з

глинистими породами, зменшувати гідратацію глини, запобігати мимовільному диспергуванню та осипанню глинистих сланців. Хлоркальцієві розчини є звичайними глинистими розчинами, до яких додаються: хлористий кальцій – коагулятор, основне джерело іонів кальцію; вапно – регулятор лужності розчину; ССБ (сульфіт-спиртова барда) або інший реагент – знижувач в'язкості, що регулює ступінь коагуляції глинистого розчину; КМЦ (карбоксиметилцелюлоза), КССБ (конденсована сульфит-спиртова барда) – реагенти-стабілізатори. Витрата реагентів для підтримки необхідних параметрів обумовлюється вмістом іонів кальцію у фільтраті бурового розчину та величиною pH середовища.

Для розбурювання глинистих порід і ангідритів застосовують суспензії, оброблені лігносульфонатами. Ці реагенти не попереджують диспергування глин фільтратом, але зменшують його інтенсивність, в'язкість суспензії і роблять її малочутливою до мінералізації.

Промивальні рідини на вуглеводневій основі також використовують для розбурювання глинистих порід, стійкість яких значно зменшується під час зволоження. Промивальні рідини на вуглеводневій основі можна поділити на два види: практично безводні та інвертні емульсії.

Стабільність практично безводних суспензій на вуглеводневій основі значно залежить від вмісту води, тому в процесі буріння необхідно попереджувати потрапляння води в такі суспензії.

В інвертних емульсіях дисперсійним середовищем є нафтопродукт, а дисперсною фазою – вода. Оскільки в інвертній емульсії міститься зазвичай не більше 30 % об'єму рідких вуглеводнів, то її вартість значно нижча за вартість практично безводних емульсій.

Хімреагенти – інгібітори гідратації і диспергування глин та сланців

Інгібуючі глинисті суспензії застосовують для розбурювання потенційно нестійких глин, сильно набухаючих у воді і легко диспергуючих глинистих сланців. Інгібування – це така хімічна обробка, в результаті якої різко зменшується зволоження частинок і диспергування їх у водному фільтраті.

До цієї групи хімічних реагентів належать: вапно, гіпс, хлористий кальцій, хлористий калій, бішофіт, сірчаноокисле залізо, хлористий натрій, рідке скло.

Вапно

Розрізняють негашене вапно (CaO) – оксид кальцію і гашене вапно $[Ca(OH)_2]$ – гідроксид кальцію. Отримують шляхом випалювання вапняку з наступним гашенням водою. Гідроксид кальцію використовують як інгібітор набухання і диспергування глинистих порід під час приготування вапняних розчинів з низьким pH .

Оксид кальцію застосовується:

а) для приготування інгібуючих вапняних з великим pH та гіпсо-вапняних розчинів;

б) для обробки мінералізованих розчинів під час буріння інтервалів глинистих порід, які добре диспергуються в насичених розчинах хлористого натрію;

в) як регулятор pH ;

г) як структуроутворювач для загущення бурових промивних рідин на водній основі у разі боротьби з поглинаннями;

д) як структуроутворювач і активний наповнювач бурових промивних рідин на нафтовій основі.

Рівень оптимальної домішки в перших чотирьох випадках коливається від 0,1–2,5 % мас, а в останньому випадку від 13–25 % мас.

Хлористий кальцій

Побічну речовину NH_4Cl , яку отримують під час виробництва кальцинованої соди, обробляють гашеним вапном і отримують хлористий кальцій $CaCl_2$. Хлористий кальцій дуже гігроскопічна, безбарвна кристалічна речовина, добре розчинна у воді. З підвищенням температури розчинність його збільшується.

Зазвичай хлористий кальцій застосовується як інгібітор гідратації та набухання глинистих порід у хлоркальцієвих інгібуючих розчинах.

Набухання бентонітових глин у водному розчині $CaCl_2$ 0,5-відсоткової концентрації різко зменшується. Зі зростанням концентрації $CaCl_2$ у водному розчині до 25 % набухання бентоніту зменшується незначно, але період набухання при цьому зменшується у 3–5 разів.

Набухання палигорскітових глин у водних розчинах хлористого кальцію практично не змінюється. Рівень оптимальної домішки хлористого кальцію як інгібітора глинистої фази становить 1–2 % мас. Враховуючи велику осмотичну активність $CaCl_2$, його використовують як мінералізатор водної фази для приготування інвертно-емульсійних розчинів.

Гіпс (сульфат кальцію)

Гіпс ($CaSO_4 \cdot 2H_2O$) – один із найбільш розповсюджених мінералів у природі, а тому добувають його шляхом розробки природних покладів. Порошок білого кольору, густиною 2 320 кг/м³, слабо розчинний у воді, вміщує близько 99 % основної речовини. З підвищенням температури розчинність гіпсу спочатку зростає, а потім зменшується.

Зазвичай гіпс використовують як інгібітор набухання та гідратації глинистих порід у гіпсових, гіпсо-вапняних та гіпсо-калієвих інгібуючих розчинах.

Рівень оптимальної домішки гіпсу в разі первинної обробки бурової промивної рідини складає 1,0–2,5 % мас, а в разі повторних – 0,1–0,3 % мас. Додавання його до 0,25 % мас значно зменшує набухання і незначною мірою – період набухання глин.

Хлористий калій

Хлорид калію (KCl) отримують із природної сировини флотаційним або кристалізаційним шляхами. Хлористий калій – порошок білого

кольору з сірим відтінком або маленькими зернами червоно-бурого кольору, добре розчинними у воді. Із підвищенням температури розчинність збільшується. Зазвичай використовують як інгібітор внутрішньокристалічного набухання глинистих порід у хлоркалієвих, гіпсо-калієвих та алюмо-калієвих розчинах.

Крім цього, хлористий калій використовують одночасно для приготування мінералізованих розчинів, які знижують розчинність гірських порід, складених галітом або карналітом.

Рівень оптимальної домішки для приготування інгібуючих калієвих розчинів коливається від 3 % до 7 % мас від об'єму розчину.

Рідке скло (силікат натрію)

Найбільш розповсюдженим способом отримання рідкого скла (Na_2SiO_3) є плавлення кварцового піску в кальцинованій соді у спеціальних ванних печах за температури 1 000–1 300 °С з наступним охолодженням отриманого плаву, який ще називають силікат-глибою. Для переведення силікат-глиби в рідкий стан її обробляють паром протягом 4–8 год в автоклавах із тиском 0,5–0,8 МПа. Після цього рідке скло 3–4 год витримують у відстійниках і фільтрують або центрифугують.

Рідке скло – це рідина від світло-жовтого до жовто-коричневого і сірого кольору. Для рідкого скла характерним є відношення $n = \text{SiO}_2 : \text{Na}_2\text{O}$, яке називають модулем. Для обробки бурових промивних рідин застосовують рідке скло з модулем, який дорівнює 2,4–3,0, густиною 1 360–1 500 кг/м³. Зі збільшенням модуля рідкого скла зростає його в'язкість і зменшується розчинність у воді.

Розчин рідкого скла, при $n = 2,4\text{--}3,0$, має лужну реакцію ($pH = 11\text{--}12$). Вміст у розчині визначають за його густиною. Під час зберігання рідкого скла на відкритому повітрі розчин взаємодіє з вуглекислим газом, утворюючи вуглекислий натрій і гідроксид кремнію, який кристалізується і втрачає розчинність у воді.

Зазвичай рідке скло використовують для приготування малосилікатних розчинів, які застосовують для попередження набухання та гідратації глиняних порід, схильних до обвалювання. Рівень оптимальної домішки рідкого скла при цьому коливається від 2,0 % до 5,0 % мас.

Зі збільшенням концентрації рідкого скла фільтрат бурової промивної рідини, проникаючи в глини, підвищує їхню стійкість. Це пояснюється взаємодією Na_2SiO_3 з обмінними іонами (Ca^{+2}) глини та наступним утворенням кальцій-силікатного цементу. Невеликі домішки рідкого скла 0,1–1,0 % мас знижують в'язкість прісних бурових промивних рідин за звичайних і високих температур.

Рідке скло – сильний структуроутворювач, тому його часто використовують під час боротьби з поглинаннями для підвищення в'язкості і міцності структури бурової промивної рідини. Домішка рідкого

скла 2–5 % підвищує термостійкість бурових промивних рідин, оброблених КМЦ.

Сірчаноокисле залізо (сульфат заліза, залізний купорос)

Сульфат заліза $FeSO_4 \cdot 7H_2O$; $Fe_2(SO_4)_3 \cdot 9H_2O$ отримують шляхом розчинення шматків сталі у 20–30-відсотковій сірчаній кислоті. На відкритому повітрі $FeSO_4$ поступово окислюється і одночасно вивітрюється з поверхні, переходячи в жовто-буру основну сіль заліза $Fe_2(SO_4)_3$. Крім цього сірчаноокисле залізо трапляється у великих кількостях у відходах хімічної промисловості.

Зі збільшенням температури розчинність $FeSO_4$ спочатку збільшується, а потім стабілізується. Під час нагрівання залізного купоросу виділяється вода і утворюється білий порошок безводної солі $FeSO_4$, який, попередньо гідратувавши, можна використати замість $FeSO_4 \cdot 7H_2O$.

Зазвичай залізний купорос використовують як інгібітор набухання та гідратації глинистих порід у феросульфатних та ферокалієвих розчинах.

Відомо, що активність катіонів зростає пропорційно їхній валентності, а аніони тільки сприяють кращій дії катіонів. Зі збільшенням валентності і атомної ваги зростає обмінна здатність катіонів, що суттєво змінює хімічну природу глинистих частинок. Іон заліза порівняно з іоном кальцію за більшої валентності і атомній вазі має в два рази менший радіус іона кальцію, що сприяє кращому проникненню заліза у кристалічну решітку розбурюваних порід. Отже, залізо є одним із кращих інгібіторів глинистих порід.

Рівень оптимальної домішки залізного купоросу до феросульфатних розчинів коливається від 1 % до 3 % мас. Ефективність дії сірчаноокислого заліза можна підсилити додаванням хлористого кальцію 1–3 % мас.

У ферокалієвих розчинах домішка залізного купоросу приблизно вдвічі менша і становить 0,75–1,5 % мас.

Алюмокалієві квасці

Якщо до розчину сульфат алюмінію $Al_2(SO_4)_3$ додати розчин сульфату калію K_2SO_4 і залишити їх у стані спокою, то через деякий час почнуть виділятися безбарвні кристали $K_2SO_4 \cdot Al_2(SO_4)_3 \cdot 24H_2O$ або $KAl(SO_4)_2 \cdot 12H_2O$.

Алюмокалієві квасці ($KAl(SO_4)_2 \cdot 12H_2O$) – порошок білого кольору, добре розчинний у воді. У водних розчинах практично повністю дисоціює на прості іони.

Зазвичай алюмокалієві квасці використовують як інгібітор набухання та гідратації глинистих порід в алюмокалієвих розчинах. Рівень оптимальної домішки складає 0,5 % мас. Проте враховуючи дефіцитність і незначний об'єм випуску їх промисловістю, застосування алюмокалієвих квасців для обробки бурових промивних рідин невелике.

Хлористий натрій (хлорид натрію, кухонна сіль)

Хлористий натрій (NaCl) широко розповсюджений у соляних пластах (галіт) у природних розсолах і ропі, а також у морській воді. Найбільш розповсюджений спосіб отримання хлориду натрію – це розчинення під землею галіту гарячою водою, перекачування розсолу на поверхню з подальшим його випаровуванням у спеціальних вакуумних випаровувальних апаратах.

Зазвичай хлористий натрій використовують для насичення водної фази бурових промивних рідин перед розкриттям соляних покладів із метою попередження розчинення стінок свердловини і утворення каверн. Зі збільшенням концентрації NaCl до 5 % набухання глинистих порід, складених мінералами монтморілонітової групи, різко зменшується, а при домішках більше 5 % набухання міняється незначно. Зі збільшенням концентрації солі період набухання всіх глин зменшується, хоча залишається відносно великим. Отже, хлористий натрій виступає також як інгібітор набухання та гідратації глинистих порід, утворених мінералами монтморілонітової групи.

Хлористий натрій використовується також як антиферментатор крохмалю. Його часто застосовують також як регулятор осмотичної активності водної фази в інвертно-емульсійних розчинах.

Бішофіт (хлорид магнію)

Бішофіт ($\text{MgCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$) найчастіше отримують шляхом переробки калійно-магнієвих руд, а також шляхом випарювання природних розсолів. Безводний хлорид магнію отримують із MgSO_3 шляхом його прогрівання з наступним спіканням MgO із вугіллям у потоці хлору.

Бішофіт – шестиводна сіль хлориду магнію, білі грудки сильно гігроскопічні, добре розчинні у воді будь-якої мінералізації. Із підвищенням температури розчинність бішофіту зростає.

Переважно бішофіт використовують для приготування бурових промивних рідин на основі гідрогелю магнію. Рівень домішки бішофіту для цих розчинів досягає до 40–50 % мас.

Бішофіт також використовують як мінералізатор для насичення бурових промивних рідин під час розбурювання соляних відкладень із прошарками карналіту. Для отримання насиченого розчину до води додають 306 % бішофіту. При цьому початковий об'єм збільшується у 1,5 рази. Також бішофіт виступає як інгібітор гідратації та набухання глинистих порід.

Завдання до практичної роботи № 9

У таблиці 7.1 наведено приклади рецептур бурових розчинів на вуглеводневій основі, що застосовуються в Україні. Підібрати оптимальний склад бурового розчину на вуглеводневій основі для розбурювання нестійких набухаючих глинистих порід. Обґрунтувати склад та властивості розчину.

Практична робота № 10

Проектування бурового розчину для попередження виникнення прихоплювань бурильної колони

План

1. Прихоплення та затяжки бурильного інструмента.
2. Домішки для підвищення мастильних властивостей бурових розчинів.
3. Розрахунок нафтової ванни для ліквідації прихоплення.

Прихоплення та затяжки бурильного інструмента

Стовбур свердловини за своєю формою має бути близьким до циліндра, а утворення каверн ускладнює процес буріння. Ще більшу небезпеку становить звуження стовбура свердловини. Однією з причин звуження стовбура є застосування промивної рідини з високою водовіддачею. Товста фільтраційна кірка стає перешкодою на шляху руху долота та бурильної колони, спричиняючи затяжки та прихоплення інструмента. Подібні ускладнення ліквідують, застосовуючи промивну рідину з меншою водовіддачею. Товсту фільтраційну кірку видаляють зі стінок свердловини шляхом пропрацювання – повільний спуск долота під час його обертання. У результаті кірка руйнується, перетворюючись на розчин.

Іншим різновидом ускладнення є налипання вибурених частинок на стінки свердловини проти проникних горизонтів, у які відходить не тільки фільтрат, а й деяка кількість рідини для промивання. У цих інтервалах зазвичай відзначають звуження стовбура свердловини. Якщо не потрібно застосування спеціальних заходів боротьби з поглинанням, достатньо зменшити водовіддачу глинистого розчину і періодично проробляти ділянку стовбура під час спускання бурильної колони після заміни долота. Іноді така необхідність виникає і в разі підйому бурильної колони.

Форма стовбура свердловини змінюється під час утворення жолобів. Вони з'являються у місцях, де стовбур свердловини викривлений. Під час підймання та спускання бурильна колона лягає на ділянку стовбура, що має найбільшу кривизну. За багаторазового підйому і спуску тут виробляється поглиблення, радіус якого близький до радіусу бурильних труб. У цих місцях, особливо під час підйому, колона може легко заклинитися. Не допустити утворення жолобів можна, застосовуючи заходи, що запобігають виникненню різких викривлень стовбура свердловини та наближення бурильних труб до стінки свердловини. З цією метою використовують жорстке компонування низу бурильної колони з центраторами, у промивну рідину додають домішки, що зменшують тертя труб об стінки свердловини – СМАД, нафту, графіт, дизельне паливо.

Частинки вибуреної породи можуть злипатися в досить щільну масу, тоді виникає сальник, що наростає на частинах бурильної колони, що виступають, – на замках труб, долоті, турбобурі. У результаті підйому бурильних труб необхідно прикладати додаткові зусилля, оскільки виникає

небезпека прихоплювання. Для попередження сальнікоутворення в рідину додають змащувальні речовини, використовують промивні рідини, що мають інгібуючі властивості або тільки властивості, які дещо послаблюють диспергування глин. В останньому випадку застосовують ліносульфонатні розчини, нітролігнін та інші малолужні розріджувачі.

Однією з причин, що спричиняють прихоплювання бурильної колони є залишена колона труб у свердловині без руху на деякий час. Коли труби лягають на стінки свердловини, вони продавлюють кірку, що глинізує, і проникають в її глиб. При цьому на труби, що знаходяться в розчині поза кіркою, впливає гідростатичний тиск, а на труби, що знаходяться всередині кірки, – менший тиск. Тиск усередині кірки тим менший, і тим він ближче до пластового, чим до глибших шарів кірки він прикладений. Це пояснюється тим, що на внутрішню поверхню кірки, що прилягає до породи, впливає не гідростатичний тиск, а пластовий.

Наприклад, якщо на кірку з боку стовбура свердловини діє гідростатичний тиск, що дорівнює 20 МПа, а з боку пласта – 18 МПа, то в глибині кірки тиск буде меншим за гідростатичний, але більшим за пластовий. Тому бурильні труби будуть притиснуті до кірки перепадом тиску, що дорівнює різниці між гідростатичним тиском і тиском усередині кірки на глибині занурення в неї бурильних труб. Цей тиск становитиме значну величину (2 МПа) у разі повного прорізання кірки трубами.

Для попередження подібних прихоплювань застосовують емульсійні бурові розчини, глинізуюча кірка яких пронизана капілярами, утвореними стиснутою гідрофобною рідиною, по яким вглиб кірки передається зовнішній тиск, а перепад тиску, що притискає труби, значно зменшується. Крім того, емульсія надає змащувальні властивості, знижуючи тертя у разі зсуву бурильних труб відносно кірки. Ще більше цьому сприяє застосування мастильних домішок до глинистого розчину. Передбачаються й інші додаткові заходи. У разі припинення буріння колону періодично провертають, піднімають і спускають на 2–3 свічки бурильних труб. Якщо стався перебій у подачі електроенергії і це виявляється неможливим, бурильні труби опускають до вибою свердловини для того, щоб вони, зігнувшись під дією сили тяжіння, стикалися зі стінками свердловини на окремих коротких ділянках.

Домішки для підвищення мастильних властивостей бурових розчинів

Властивість бурової промивної рідини зменшувати сили тертя між тілами, які труться між собою в середовищі розчину, називають мастильними. Необхідно розрізняти мастильну і протизношувальну дію бурової промивної рідини. Перша дія пов'язана зі зменшенням сил тертя, адгезії та гідравлічних втрат за порівняно невеликих питомих тисків. Через те, що в цих умовах зношення незначний, основне значення мають адгезійні і фрикційні фактори. У цьому випадку сили тертя зменшуються завдяки адсорбційним полімолекулярним мастильним пластам, які утворюються на породі або металах буровою промивною рідиною, в якій

наявні мастильні домішки (нафта, графіт, ЗМАД-1 тощо) і хімічні реагенти. Ефективність цих речовин оцінюють величинами домішок, які забезпечують мінімум коефіцієнта тертя. Домішка 1 % сріблястого графіту до бурової промивної рідини, яка містить 31 % глини і 10 % ВЛР, зменшує коефіцієнт тертя з 0,21–0,24 до 0,16; а домішка 10 % нафти – до 0,15.

Протизношувальна дія проявляється за високих питомих тисків, за яких відбувається руйнування адсорбційних мастильних пластів і здійснюється перехід до граничного змащування, а в деяких випадках до безпосереднього тертя контактуючих поверхонь. У цих умовах звичайні мастильні домішки малоефективні тому, що їхні мастильні пласти слабкі. У цьому випадку необхідні спеціальні присадки, які б забезпечили велику міцність мастильних пластів і зв'язок із поверхнями тертя уже не адсорбційний, а хемосорбційний. Застосування протизношувальних домішок (карбонових кислот, кубових залишків СЖК тощо) дозволяє зменшити коефіцієнт тертя в буровій промивній рідині, яка містить 30 % глини та 10 % ВЛР з 0,21–0,24 до 0,09–0,16 і підвищити стійкість негерметизованих опор долота.

Підвищення мастильних властивостей бурових промивних рідин значно поліпшує процес буріння свердловини, а саме: зменшується ймовірність прихоплення бурильної колони, поліпшується буримість, зменшується крутильний момент за роторного способу, зменшуються всі види зношування бурильного інструмента.

Розрізняють мастильні та протизношувальні дії мастильних речовин.

Мастильна дія пов'язана переважно зі зменшенням сил тертя, адгезії і гідравлічного опору за порівняно невисоких питомих тисків.

Ефективність мастильної дії оцінюють коефіцієнтом тертя, який виникає на межі «метал – фільтраційна кірка».

Протизношувальна дія пов'язана з високими питомими тисками, за яких проходить руйнування адсорбційних мастильних шарів і у низці випадків проходить тертя металу по металу. У цих умовах необхідні спеціальні присадки, які забезпечують велику міцність цих шарів і зв'язок їх із поверхнями тертя уже не адсорбційними, а хемосорбційними силами. Оцінюють протизношувальну дію мастильних речовин за величиною їхнього впливу на зношення металічної поверхні. Мастильні властивості оцінюють зазвичай для умов роботи бурильної колони у свердловині, а протизношувальні – для умов роботи опори долота.

Згідно з даними вітчизняних та зарубіжних дослідників, мастильні домішки, які додають у бурову промивну рідину на водній основі, повинні відповідати таким вимогам: адсорбуватися на металічній поверхні; володіти пластичними або напівпластичними властивостями; мати високу межу плинності; зберігати свої властивості у всьому діапазоні температур, у якому знаходиться бурова промивна рідина; не розчинятися у воді; не зазнавати гідролізу у водно-лужному середовищі; не впливати негативно на параметри бурової промивної рідини.

Цим вимогам відповідає ЗМАД-1, СГ, графіт, нафта та інші.

Змащувальна домішка (ЗМАД-1)

Змащувальна домішка (ЗМАД-1) – це суміш окисленого петролатуму з дизельним паливом у співвідношенні 1 : 1–1 : 1,5. Окислений петролатум – побічний продукт депарафінізації авіаційних мастил, окислений киснем повітря за температури 140–160 °С за наявності перманганату калію ($KMnO_4$). До складу петролатуму входять парафінові, нафтеніві і високомолекулярні ароматичні вуглеводні, які під час окислення утворюють складні ефіри і з'єднання. Умовно їх називають ефірокислотами. Загальний вміст кислот в окисленому петролатумі оцінюють за допомогою кислотного числа, яке, згідно з галузевим стандартом, повинно бути більше або дорівнювати 20. Наближена емпірична формула окисленого петролатуму – $C_{45}H_{20}O_{41}$.

ЗМАД-1 – це в'язка темно-коричнева рідина не розчинна у воді, густиною $\approx 900 \text{ кг/м}^3$, із температурою спалаху, не менше 65 °С.

Широко застосовується як мастильна домішка до бурових промивних рідин на водній основі. Вона зменшує не тільки сили тертя між колоною бурильних труб і стінкою свердловини, але і знижує зношування опори долота і турбобура. Оптимальна домішка реагенту залежить від густини бурової промивної рідини і становить:

- для необважнених промивних рідин у разі первинної обробки 2 % товарного продукту, а в процесі буріння – 5 кг на 1 м проходки;
- для обважнених промивних рідин у разі первинної обробки 4 % товарного продукту, а в процесі буріння – 25 кг на 1 м проходки.

У бурову промивну рідину ЗМАД-1 додають у жолобну систему через дозовану ємність у вигляді тонкої струминки протягом одного-двох циклів циркуляції. За високого вмісту глини реагент може призвести до загущення промивної рідини. У разі обважнення промивної рідини флотаційним баритом домішка ЗМАД-1 у розчин може викликати гідрофобну флокуляцію бариту, попередити яку можна попередньо обробивши барит КМЦ, гіпаном, ТПФН тощо. Застосування ЗМАД-1 дозволяє збільшити на 25–40 % проходку на долото, зменшити кількість прихоплювань і час, який необхідний для їх ліквідації. Додавання графіту в ЗМАД-1 зменшує силу тертя і суттєво знижує адгезію. ЗМАД-1 поєднується з усіма хімреагентами, які застосовуються для обробки бурової промивної рідини.

ЗМАД-1 широко використовують у розчинах на нафтовій основі як емульгатор, структуроутворювач, понижувач фільтрації та гідрофобізатор твердої фази. Рівень оптимальної домішки залежно від мінералізації водної фази, температури, характеру розбурюваних порід коливається у межах 2–4 %.

СГ (суміш гудронів)

СГ (суміш гудронів) – це в'язка плинна рідина від світло- до темно-коричневого кольору, нерозчинна у воді, густиною 900–930 кг/м^3 .

Характеризується кислотним числом 55–60 мг на 1 г продукту і температурою загущення від -5 °С до 0 °С.

Суміш гудронів (кубові залишки) отримують шляхом дистиляції жирних кислот із соапстоку рослинного масла, тваринного жиру або їхньої суміші.

Рекомендується застосовувати СГ під час буріння свердловин із промиванням водою, прісними та слабомінералізованими розчинами – як необважненими, так і обважненими. Реагент сумісний зі всіма хімічними реагентами, які застосовуються для обробки бурових промивних рідин. Оптимальна домішка СГ у разі первинної обробки бурової промивної рідини становить 1–2 % від об'єму циркулюючої рідини, а в процесі буріння 7–25 кг на 1 м проходки залежно від діаметра долота, швидкості буріння, складу бурової промивної рідини.

У бурову промивну рідину СГ додають на початку жолобної системи у вигляді тонкої струминки протягом одного-двох циклів циркуляції. За високого вмісту глини реагент може призвести до загущення розчину, яке ліквідовують додаванням води або хімічними реагентами – розріджувачами (ССБ, ФХЛС, ПФЛХ, НЛГ тощо). Найбільш ефективна СГ у бурових промивних рідинах з $pH = 9-10$.

Під час буріння з промиванням водою реагент додають одночасно з каустичною содою (для емульгування домішки у воді) з розрахунку 35–50 кг соди на 1 м³ СГ.

Додавання реагенту в бурову промивну рідину збільшує проходку на долото, запобігає прихоплюванню бурильної колони, підвищує довговічність роботи шарошкових доліт та турбобурів.

СГ втрачає свої мастильні властивості в бурових промивних рідинах, вміст нафти яких більше за 5 %. У цьому випадку для поліпшення мастильних властивостей СГ додають у розчин разом з емульгаторами.

Графіт

Графіт – це кристалічний порошок зі сріблястим відтінком, нерозчинний у воді, густиною 2 180 кг/м³. Він має шарову структуру, в якій атоми вуглецю розміщуються паралельними шарами у вигляді правильних гексагональних рядів. Атоми вуглецю всередині шару пов'язані міцним ковалентним зв'язком, а між шарами – вандерваальсовими силами. Міцність цих сил дорівнює: в середині шару приблизно 100 ккал/г·атом, а між шарами – всього декілька одиниць ккал/г·атом. Отримують графіт шляхом флотаційного збагачення графітових природних руд.

Порівняно з іншими мастильними домішками графіт має менші протизношувальні і мастильні властивості. Так Е. Ланкастер вважає, що графіт приблизно на 50 % менш ефективний порівняно з нафтою, але загальний ефект цих домішок більший від суми кожної окремої з них, тобто спостерігається так званий синергетичний ефект.

Тому графіт як окрема мастильна домішка в буровій промивній рідині використовується рідко. Більш широко застосовують 1–2 % графіту у поєднанні з нафтою або ЗМАД-1. Такі поєднання застосовують як профілактичні домішки до бурових промивних рідин під час спускання обсадних колон на великі глибини та для попередження прихоплювань бурильної колони.

Нафта

Нафта – це одна з перших мастильних домішок. Вона складається з парафінових, нафтових та ароматичних вуглеводнів. Співвідношення цих вуглеводнів у нафті може бути різним. Парафінові вуглеводні мають загальну формулу C_nH_{2n+2} , де n – кількість атомів вуглецю. Чотири перших представники цієї низки (метан, етан, пропан, бутан) у нормальних умовах – гази. Вуглеводні, які мають від 5-ти до 15-ти атомів вуглецю, є рідинами, а більш високомолекулярні є твердими тілами.

Нафтові вуглеводні (поліметиленові, циклопарафіни, циклани) мають циклічну будову. Прості, менш циклічні сполуки мають загальну формулу C_nH_{2n} . Більшість нафтових вуглеводнів є рідинами, лише високомолекулярні вуглеводні є твердими тілами.

Нафта – масляниста речовина від рідкої до густої смолеподібної консистенції. Колір нафти змінюється від чорного до темно-коричневого і рідко до жовтого із зеленуватим або синюватим відтінком. У природних умовах нафта має густину в межах 99–720 кг/м³. Поверхневий натяг нафти на межі з повітрям становить 17–35 мН/м. Температура початку кипіння нафти здебільшого становить 60–120 °С, а кінця кипіння – 300 °С і більше.

Для бурових промивних рідин у якості мастильної домішки рекомендується застосовувати нафту з густиною 830–860 кг/м³, яка має високий поверхневий натяг. Нафта має добрі мастильні і значно гірші протизношувальні властивості. Вона зменшує коефіцієнт тертя бурильної колони з стінками свердловини, а тому широко застосовується як профілактична домішка для запобігання прихоплювань бурильної колони. Оптимальна домішка нафти залежить від густини бурової промивної рідини і в різних районах коливається від 5 % до 15%. Однак варто зауважити, що в бурових промивних рідинах, обважнених флотаційним баритом, домішка нафти більше 8–10 % може спричиняти гідрофобну флокуляцію бариту. Мастильні властивості нафти збільшують домішкою графіту 1–2 % або МАС – 200. Вміст нафти в розчині контролюють 1 раз на добу приладом Діна-Старка або центрифугуванням.

Нафту також широко використовують як мастильну домішку під час встановлення нафтових ванн і (в якості дисперсійного середовища) для приготування бурових промивних рідин на нафтовій основі. Додавання нафти поліпшує реологічні і фільтраційні властивості бурової промивної рідини, але зменшує її густину. Тому в разі великих домішок нафти в розчин додають обважнювач.

Розрахунок нафтової ванни для ліквідації прихоплення

Приклад

Зробити розрахунок нафтової ванни для звільнення прихоплених 140 мм бурильних труб з товщиною стінки 8 мм, якщо глибина свердловини 2 300 м, діаметр долота 295 мм, довжина неприхопленої частини колони 2 000 м, густина глинистого розчину 1 250 кг/м³, густина нафти 800 кг/м³.

Визначимо необхідну кількість нафти для ванни за такою формулою:

$$V_H = 0,785(D_{\text{св}}^2 - D^2)H_1 + 0,785d^2H_2,$$

де $D_{\text{св}}$ – діаметр свердловини у м.

$$D_{\text{св}} = K \cdot D_d = 1,2 \cdot 295 = 354 \text{ мм} = 0,354 \text{ м},$$

де K – коефіцієнт, що враховує збільшення діаметра свердловини за рахунок утворення каверн тріщин тощо (величина його коливається в межах 1,05–1,3);

$D = 0,140$ м – зовнішній діаметр бурильних труб у метрах;

H_1 – висота підйому нафти в затрубному просторі.

Нафту підіймають на 50–100 м вище місця прихоплення:

$$H_1 = H - L_{\text{нп}} + (50 \div 100),$$

$$H_1 = 2\,300 - 2\,000 + 100 = 400 \text{ м};$$

d – внутрішній діаметр бурильних труб у метрах.

$$d = D - 2\delta = 140 - 2 \cdot 8 = 124 \text{ мм} = 0,124 \text{ м},$$

де $\delta = 8$ мм – товщина стінки бурильних труб;

H_2 – висота стовпа нафти в трубах для того, щоб періодично (через 1–2 год) підкачувати нафту в затрубний простір.

Обираємо $H_2 = 200$ м та знаходимо необхідну кількість нафти для ванни:

$$V_H = 0,785(0,354^2 - 0,140^2)400 + 0,785 \cdot 0,124^2 \cdot 200 = 35,8 \text{ м}^3.$$

Кількість глинистого розчину для продавлення нафти дорівнює:

$$V_p = \frac{\pi d^2}{4} (H - H_2),$$

$$V_p = \frac{3,14 \cdot 0,124^2}{4} (2\,300 - 200) = 25,4 \text{ м}^3.$$

Визначимо максимальний тиск під час закачування нафти, коли за бурильними трубами знаходиться глинистий розчин, а самі труби заповнені нафтою:

$$p = p_1 + p_2,$$

де p_1 – тиск від різниці густин стовпів рідини у свердловині (у трубах і за трубами):

$$p_1 = (\rho_p - \rho_n)gH = (1\,250 - 800)9,8 \cdot 2\,300 = 10\,143\,000 \text{ Па} = 10,143 \text{ МПа}$$

p_2 – тиск, що йде на подолання гідравлічних втрат.

З достатньою точністю для практичних розрахунків p_2 дорівнює:

$$p_2 = (0,01H + 8)98\,070 = (0,01 \cdot 2\,300 + 8)98\,070 = 3\,040\,170 \text{ Па} = 3,040\,17 \text{ МПа}.$$

Тоді:

$$p = 10\,143\,000 + 3\,040\,170 = 13\,183\,170 \text{ Па} = 13,2 \text{ МПа}.$$

Вважаючи, що нафтова ванна буде проводитися за допомогою насосного агрегату ЦА-300, у якого потужність двигуна $N = 120$ кВт, можемо визначити необхідну подачу насоса за такою формулою:

$$Q = \frac{1\,000\eta N}{p},$$

де η – ККД насоса агрегату ЦА-300 дорівнює 0,635.

Тоді:

$$Q = \frac{1\,000 \cdot 0,635 \cdot 120\,000}{13\,183\,170} = 5,8 \text{ л/с}.$$

Завдання до практичної роботи № 10

Зробити розрахунок нафтової ванни для звільнення прихоплених 168 мм бурильних труб із товщиною стінки 10 мм, якщо глибина свердловини H , діаметр долота 295 мм, довжина неприхопленої частини колони $L_{\text{нп}}$, густина глинистого розчину ρ_p , густина нафти ρ_n .

Таблиця 10.1 – Вихідні дані

Варіанта	H , м	$L_{\text{нп}}$, м	ρ_p , кг/м ³	ρ_n , кг/м ³
1	2000	1 800	1 250	800
2	2200	1 900	1 250	810
3	2 400	2 200	1 250	820
4	2 600	2 300	1 300	830
5	2 800	2 400	1 400	840
6	3 000	2 700	1 400	850
7	2 000	1 800	1 250	800
8	2 200	1 900	1 250	810
9	2 400	2 200	1 250	820
10	2 600	2 300	1 300	830
11	2 800	2 400	1 400	840
12	3 000	2 700	1 400	850
13	2 000	1 800	1 250	800
14	2 200	1 900	1 250	810
15	2 400	2 200	1 250	820
16	2 600	2 300	1 300	830
17	2 800	2 400	1 400	840
18	3 000	2 700	1 400	850
19	2 000	1 800	1 250	800
20	2 200	1 900	1 250	810
21	2 400	2 200	1 250	820
22	2 600	2 300	1 300	830
23	2 800	2 400	1 400	840
24	3 000	2 700	1 400	850

Практична робота № 11

Порядок приготування інвертно-емульсійного розчину

План

1. Порядок приготування інвертно-емульсійного розчину.
2. Технологічні особливості застосування інвертно-емульсійного розчину.
3. Визначення швидкості подачі хімічного реагенту та часу циклу промивання свердловини.

Порядок приготування інвертно-емульсійного розчину

Емульсійно-суспензійні системи, у яких дисперсійним середовищем є дизельне паливо або нафта, а дисперсною фазою – технічна або мінералізована вода та поверхнево-активні речовини, здебільшого емульгатори другого типу, називають інвертними емульсійними розчинами (ІЕР).

Дуже часто для регулювання структурних та фільтраційних властивостей до ІЕР додатково додають окислений бітум, негашене вапно, бентонітовий глинопорошок тощо.

Для збільшення густини ІЕР використовують крейду, флотаційний барит, попередньо гідрофобізований сульфолом.

Співвідношення водної та вуглеводневої фаз коливається у межах 40 : 60. Підвищений вміст води у інвертних емульсійних розчинах зменшує їхню вартість, а можливість регулювання рівня та характеру мінералізованої водної фази дозволяє застосовувати їх для розбурювання нестійких глинистих відкладень.

Інвертно-емульсійний розчин, зберігаючи природні колекторські властивості продуктивних горизонтів, підвищує дебіт свердловини та скорочує час на їхнє освоєння. Маючи велику активність водної фази, він зберігає стійкість глинистих та хемогенних відкладень. ІЕР, маючи великі мастильні властивості, збільшує проходку на долото, зменшує ймовірність сальнікоутворення та прихоплення бурильної колони. Інвертний емульсійний розчин зберігає нафтонасиченість керну, взятого з продуктивного горизонту, що дозволяє точніше оцінити промислові запаси пластового флюїду на родовищі.

Межа термостійкості залежно від типу коливається в межах 100–200 °С.

За підвищеного вмісту твердої фази обернені емульсії втрачають стабільність, можливе розшарування вуглеводневої та водної фаз.

Інвертні емульсійні розчини не можна застосовувати під час розбурювання горизонтів із великими проявами пластової води та сірководню.

На сьогодні відомо багато рецептур інвертно-емульсійних розчинів. Зазвичай ці розчини відрізняються між собою типом та складом активної

твердої фази. Найбільш широке розповсюдження, на нашу думку, отримали:

- висококонцентрований інвертний емульсійний розчин (ВІЕР), розроблений ВНІБТ;
- буровий інвертний емульсійний розчин (БІЕР), розроблений УкргіпроНДІнафта;
- термостійкий інвертний емульсійний розчин (ТІЕР), розроблений ВНІБТ.

Для приготування 1 м³ ВІЕР необхідно 465 л дизельного палива або нафти; 465 л водного розчину солі CaCl_2 , MgCl_2 , KCl або NaCl ; 30–40 л ЗМАД; 15–20 л емульталу; 10–15 кг бентонітового глинопорошку. Густина розчину регулюється за допомогою бариту або крейди. Термостійкість наведеної рецептури ВІЕР не перевищує 80 °С. З метою підвищення термостійкості у ВІЕР додають окислений бітум у вигляді 15–20-відсоткового бітумного концентрату. Термостійкість розчину досягає 100 °С, якщо вміст окисленого бітуму становить 1 % і 120 °С – у разі 2 %.

Для приготування 1 м³ БІЕР необхідно 420 л дизельного палива або нафти, 460 л водного розчину NaCl , 40 л украміну, 40 кг крейди та 20–60 л ЗМАД. За підвищених температур, з метою поліпшення структурних властивостей, у розчин додають 0,4–0,6 % бентонітового глинопорошку. Термостійкість бурового інвертного емульсійного розчину досягає 150 °С. У літературі БІЕР ще інколи називають гідрофобно-емульсійним розчином (ГЕР). Принципової різниці між цими назвами немає.

Для приготування 1 м³ ТІЕР необхідно: 350–360 л дизельного палива або нафти, 40–50 л ЗМАД, 10–15 кг АБДМ-хлориду, 20–30 кг окисі кальцію, 20–30 кг глинопорошку, 470–500 л технічної води та 200–220 кг хлористого кальцію. Термостійкість розчину коливається в межах 150–200 °С. Значний вміст хлористого кальцію у водній фазі розчину поліпшує стійкість стінок свердловини в глинистих відкладеннях. ТІЕР забезпечує швидке підвищення умовної в'язкості за незначних змін статичного напруження зсуву, що поліпшує винесення вибуреної породи на поверхню землі. Недолік ТІЕР – токсичність АБДМ-хлориду.

Під час буріння свердловин у різних геолого-технологічних умовах вимоги до основних параметрів розчину змінюються, а тому кількісне співвідношення компонентів у інвертних емульсійних розчинах у наведених межах уточнюється в лабораторних умовах.

Порядок приготування розчину

Головною особливістю приготування інвертно-емульсійних розчинів є інтенсивне перемішування прісної або мінералізованої водної фази та вуглеводневого дисперсійного середовища з попередньо розчиненими в ньому емульгаторами другого ряду.

ІЕР готують безпосередньо на буровій або на глинозаводі. Основним вузлом є гідромішалка або змішувальна ємність, яка обладнана 2–3-ма поворотними гідромоніторами та завантажувальним пристроєм (ФСМ,

ГДМ тощо). З метою прискорення приготування інвертно-емульсійних розчинів, часто на лінії високого тиску бурового насоса встановлюють гідравлічний диспергатор із викидом у приймальну ємність.

Процеси приготування наведених вище типів ІЕР ідентичні між собою. Основними складовими цього процесу є такі етапи:

1. Приготування прісної або мінералізованої водної фази. Характер та ступінь мінералізації визначаються умовами буріння, тобто необхідною активністю водної фази. З метою досягнення повної розчинності, сіль з технічною водою перемішують приблизно одну годину. Приготовану водну фазу перекачують і зберігають в окремих ємностях, які мають злив у змішувальну ємність або гідромішалку.

2. Приготування вуглеводневого дисперсійного середовища. Подача дизельного палива (нафти) та рідких емульгаторів (емультал, ЗМАД) у змішувальну ємність (гідромішалку) здійснюється з допомогою відцентрового насоса. Порошкоподібні ПАР подають у змішувальну ємність з допомогою транспортера або іншого пристрою. Час перемішування емульгаторів другого типу в дизельному паливі приблизно дорівнює 20–30 хвилин. Приготування дисперсійного середовища вважають закінченим, коли ПАР повністю розчинились у дизельному паливі.

3. Емульгування водної фази в дисперсійному середовищі. У процесі емульгування не можна додавати нафтову фазу у водне середовище тому, що утворюються важко прокачані згустки (паста). Емульгування здійснюють у змішувальній ємності (гідромішалці) та з допомогою гідравлічного диспергатора. Робочий тиск на диспергаторі витримують у межах 7–8 МПа. Процес перемішування суспензії приблизно триває 60–90 хвилин. Емульгування вважають закінченим, коли електростабільність суспензії стане дорівнювати 200 В або більше вольт;

4. Стабілізація емульсії активним твердим наповнювачем (окислений бітум, вапно, крейда, бентонітовий порошок). Час інтенсивного перемішування активної твердої фази з емульсією продовжується приблизно 30–60 хвилин. Рівномірне розподілення твердої фази в дисперсійному середовищі свідчить про якісну стабілізацію розчину;

5. Обважнення інвертного емульсійного розчину. Барит або крейду в ІЕР додають у вигляді сухого порошку за інтенсивного перемішування розчину. Кількість обважнювача визначають з умови рівності густини ІЕР та бурової промивної рідини на водній основі.

З метою запобігання загущення, часто в інвертний емульсійний розчин разом з обважнювачем додають дизельне паливо та емульгатори другого роду.

Приготування ТІЕР відрізняється від наведеної методики лише тим, що на етапі емульгування в емульсію додають вапняний порошок, а на етапі стабілізації – бентоніт та АБДМ-хлорид.

Після приготування параметри інвертних емульсійних розчинів повинні коливатись у певних межах (табл. 11.1).

Таблиця 11.1 – Показники властивостей ІЕР

Показники	Одиниці вимірювання	Типи ІЕР			
		ВІЕР	ВІЕР з окисленим бітумом	ТІЕР	БІЕР
Густина	кг/м ³	1 130–1 240	1 130–1 240	1 000–2 000	850–1 250
Умовна в'язкість	с	80–200	100–250	100–150	80–300
Ефективна в'язкість, якщо $n=600$ об/хв	мПа·с	60–150	80–180	100–150	20–700
Статичне напруження зсуву:					
– через 1 хв;	дПа	5–30	15–50	25–50	1–25
– через 10 хв	дПа	10–50	20–70	50–100	3–45
Показник фільтрації	см ³ /30 хв	0,5–2,0	0–1,0	0–1,0	0–5,0
Вміст води у фільтраті	см ³	0	0	0	0
Електростабільність (напруга електропробою)	В	200–400	200–600	200–600	200–450
Глиноємність не менше	%	20	22,5	22,5	22,5
Температура спалаху не менше	°С	80	80	80	80

Технологічні особливості застосування інвертно-емульсійного розчину

1. Бурову промивну рідину на водній основі замінюють ІЕР так само, як ВБР. Як буферну рідину для розділення ІЕР від глинистого розчину використовують 20–30 % водний розчин хлористого кальцію або магнію. Об'єм буферної рідини обирають з умови заповнення 100–150 м затрубного простору. Для недопущення газонафтоводопроявлень необхідно, щоб густина закачуваного у свердловину ІЕР дорівнювала густині глинистого розчину, який витісняється зі свердловини.

2. Регулювання параметрів ІЕР у процесі буріння проводять з допомогою реагентів, які входять до його складу.

3. У процесі буріння свердловини в ІЕР можливі надходження пластової води, атмосферних осадів та технічної води. Потрапляння значної кількості води у розчин призводить до зменшення електростабільності, підвищення в'язкості та погіршення очистки розчину від вибуреної породи. Приплив пластової води у свердловину зменшують шляхом підвищення репресії на пласт за умови, що це не призведе до виникнення інших ускладнень. Потраплянню атмосферних осадів у розчин запобігають шляхом накриття циркуляційної системи підручними матеріалами. У разі СПО забороняється мити бурильні труби водою. Для очистки поверхні інструмента використовують спеціальні обтирачі.

4. Основним критерієм якості ІЕР є стабільність. Оцінюють стабільність за допомогою двох параметрів – електростабільності (E) та глиноємності (G). Якщо значення цих параметрів стануть меншими за допустимі ($E < 100$ В; $G < 22,5$ %), то можливе розшарування емульсії. Ознаками втрати стабільності емульсії є наявність води у фільтраті та здуття розчину в приймальних ємностях. Для збільшення глиноємності призупиняють буріння свердловини, розводять розчин дизельним паливом, зменшують комірки вібруючої сітки і очищають розчин від вибуреної породи.

5. Під час цементування обсадних колон як буферну рідину між інвертно-емульсійним розчином та цементним застосовують системи, які мають миючу дію, наприклад, водні розчини хлористого кальцію з дісолваном.

6. Корозійна активність ІЕР залежить від мінералізації та кількості водної фази. Стальні бурильні труби кородують менше в ІЕР, ніж у соленасичених розчинах. Легкосплавні труби зазнають меншої корозії в ІЕР, ніж стальні. Загалом, корозійна активність інвертно-емульсійних розчинів невелика, а тому, в більшості випадків, додавання інгібіторів корозії недоцільне.

7. Загальні властивості ІЕР (пожежонебезпечність, забруднення навколишнього середовища, мікробіологічна активність тощо) аналогічні таким ВБР. Інвертні емульсійні розчини значно дешевші, ніж ВБР, але водночас вони менш стабільні, особливо за значного надходження води та збагачення твердою фазою.

Визначення швидкості подачі хімічного реагенту та часу циклу промивання свердловини

Швидкість подачі реагента у промивальну рідину визначають за такою формулою:

$$W = \frac{V_{x.p.}}{m \cdot T}, \quad (11.1)$$

де $V_{x.p.}$ – кількість хімічного реагенту, м³;

T – тривалість одного циклу циркуляції, год.;

m – кількість циклів циркуляції;

W – швидкість подачі хімічного реагенту, м³/год.

Тривалість одного циклу циркуляції визначають за такою формулою:

$$T = \frac{V_{св} - V_m}{Q}, \quad (11.2)$$

де $V_{св}$ – об'єм бурового розчину, що циркулює, м³;

V_m – об'єм металу бурильної колони у свердловині, м³;

Q – витрата промивальної рідини, м³/с.

Приклад

Визначити час одного циклу циркуляції бурового розчину за таких вихідних даних: глибина свердловини $H = 1\,200$ м; коефіцієнт кавернометрії ствола свердловини $K = 1,15$; кондуктор діаметром 426 мм спущений на глибину $H_{\text{п}} = 50$ м; діаметр долота $D_{\text{д}} = 393,7$ мм. Під час буріння застосовують: бурильні труби діаметром 140 мм із товщиною стінки $\delta = 9$ мм до глибини 1 120 м, решта – обважнені бурильні труби діаметром 203 мм і внутрішнім діаметром 100 мм. Витрата насоса $Q = 32$ л/с.

1. Обчислюємо тривалість циклу циркуляції.

Визначимо об'єм металу бурильної колони у свердловині:

$$V_{\text{м}} = \sum 0,785(d_{\text{з}}^2 - d_{\text{в}}^2)l = 0,785[(0,203^2 - 0,1^2)80 + \\ + (0,14^2 - 0,122^2)1\,120] = 6,1 \text{ м}^3.$$

Об'єм бурового розчину:

$$V_{\text{бр}} = 0,785 \cdot (D_{\text{к}}^2 \cdot L_{\text{к}} + K \cdot D_{\text{д}}^2 \cdot L_{\text{н}}) = \\ = 0,785 \cdot (0,406^2 \cdot 50 + 1,15 \cdot 0,393\,7^2 \cdot 1\,150) = 167,4 \text{ м}^3.$$

Тривалість циклу циркуляції:

$$T = \frac{167,4 - 6,1}{0,032 \cdot 3\,600} = 1,4 \text{ год.}$$

2. Для умови задачі № 1 визначити швидкість додавання у розчин 0,1 % кальцинованої соди, 1 % ПВЛР, 1,6 % нафти та 0,1 % графіту, якщо відомо, що кальциновану соду додають у промивальну рідину у вигляді 10 % водного розчину, а ПВЛР, нафту та графіт у вигляді товарного продукту.

Спочатку обчислюємо об'єм бурового розчину:

$$V_{\text{бр}} = V_{\text{нс}} + V_{\text{ж}} + V_{\text{св}} = 40 + 5 + 167,4 = 212,4 \text{ м}^3.$$

Обчислюємо кількість хімреагентів для обробки промивальної рідини:

$$Q_{\text{Na}_2\text{CO}_3} = \frac{0,1 \cdot 212,4 \cdot 10}{100} = 2,12 \text{ м}^3.$$

$$Q_{\text{графит}} = \frac{0,1 \cdot 212,4}{100} = 212,4 \text{ кг.}$$

$$Q_{\text{ПВЛР}} = \frac{1 \cdot 212,4}{100} = 2\,124 \text{ кг.}$$

$$Q_{\text{нафта}} = \frac{6 \cdot 212,4}{100} = 12,74 \text{ м}^3.$$

Обчислюємо швидкість додавання реагентів:

$$W_{\text{Na}_2\text{CO}_3} = \frac{2,12}{2 \cdot 1,4} = 0,76 \text{ м}^3/\text{год};$$

$$W_{\text{графит}} = \frac{212,4}{2 \cdot 1,4} = 75,8 \text{ кг/год};$$

$$W_{\text{ПВЛР}} = \frac{2124}{2 \cdot 1,4} = 758,6 \text{ кг/год};$$

$$W_{\text{нафта}} = \frac{12,74}{2 \cdot 1,4} = 4,55 \text{ м}^3/\text{год}.$$

Завдання до практичної роботи № 11

Визначити час одного циклу циркуляції бурового розчину за таких вихідних даних: глибина свердловини **H**; коефіцієнт кавернометрії ствола свердловини $K = 1,15$; кондуктор діаметром 426 мм, спущений на глибину $H_{\text{п}} = 50$ м; діаметр долота $D_{\text{д}} = 393,7$ мм. Під час буріння застосовують: бурильні труби діаметром 140 мм із товщиною стінки $\delta = 9$ мм до глибини 1 120 м, решта – обважнені бурильні труби діаметром 203 мм і внутрішнім діаметром 100 мм. Витрата насоса **Q**.

Для умови задачі визначити швидкість додавання у розчин 0,1 % кальцинованої соди, 1 % ПВЛР, 1,6 % нафти та 0,1 % графіту, якщо відомо, що кальциновану соду додають у промивальну рідину у вигляді 10 % водного розчину, а ПВЛР, нафту та графіт у вигляді товарного продукту.

Таблиця 11.2 – Вихідні дані

Варіант	H , м	Q , л/с
1	1 000	26
2	1 100	27
3	1 250	28
4	1 300	29
5	1 450	30
6	1 500	31
7	1 600	35
8	1 700	33
9	1 850	34
10	1 900	26
11	2 000	27
12	2 150	28
13	2 200	29
14	1 000	30
15	1 100	31
16	1 250	35
17	1 300	33
18	1 450	34
19	1 500	26
20	1 600	27
21	1 700	28
22	1 850	29
23	1 900	30
24	2 000	31
25	2 150	35

Практична робота № 12

Визначення вмісту твердої фази в буровому розчині

План

1. Вміст твердої фази бурового розчину.
2. Визначення вмісту твердої фази в буровому розчині.

Вміст твердої фази бурового розчину

Залежно від типу бурового розчину компонентний склад твердої фази змінюється. У бурових розчинах на водній основі до складу твердої фази входять: глиниста фаза, вибурена порода, обважнювач та солі. Глинисту фазу поділяють на активну та інертну складові. Активну частину ще називають колоїдною фазою. У бурових розчинах на нафтовій основі до твердої фази належать окислений бітум і вапно.

У процесі буріння свердловин буровий розчин 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 в буровому розчині істотно впливає на показники буріння. Тверда фаза в буровій промивній рідині неоднорідна, тому вплив її складових на показники буріння не однаковий. Найбільший вплив на швидкість буріння має активна складова глинистої фази, менший – буровий шлам і незначний – баритовий обважнювач.

В умовах високих температур і тиску вплив надлишку твердої фази в буровому розчині посилюється тому, що більш інтенсивно проходять процеси пептизації, диспергації та коагуляції глинистих частинок.

Вміст і склад твердої фази в буровому розчині є визначальним фактором під час регулювання технологічних показників бурової промивної рідини і значною мірою впливає на техніко-економічні показники буріння свердловини. Тому в промисловій практиці, особливо в останні роки, велику увагу приділяють контролю і регулюванню вмісту твердої фази в буровій промивній рідині.

Визначення вмісту твердої фази в буровому розчині

Наближено концентрацію твердої фази в буровій промивній рідині визначають з огляду на матеріальний (компонентний) баланс бурової промивної рідини, і розраховують за такою формулою:

$$B_{\text{т.ф.}} = \frac{100(\rho_{\text{б.р.}} - \rho_{\text{в.ф.}}) + B_{\text{н}}(\rho_{\text{в.ф.}} - \rho_{\text{н}}) - B_{\text{с}}(\rho_{\text{с}} - \rho_{\text{в}})}{\rho_{\text{т.ф.}} - \rho_{\text{в.ф.}}}, \quad (12.1)$$

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

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

Якщо густина водної фази дорівнює густині води ($\rho_{\text{в}} = 1\,000\text{ кг/м}^3$), густина нафти $\rho_{\text{н}} = 800\text{ кг/м}^3$, а густина солі (NaCl) $\rho_{\text{с}} = 2\,650\text{ кг/м}^3$, то формула (12.1) набуде такого вигляду:

$$B_{\text{т.ф.}} = \frac{100(\rho_{\text{б.р.}} - 1\,000) + B_{\text{н}} \cdot 200 - B_{\text{с}} \cdot 1\,850}{\rho_{\text{т.ф.}} - 1\,000}. \quad (12.2)$$

Переведення об'ємної концентрації твердої фази в масову здійснюють за такою формулою:

$$B_{\text{т.ф.}}^{\text{м}} = \frac{B_{\text{т.ф.}} \cdot \rho_{\text{т.ф.}}}{\rho_{\text{б.р.}}}. \quad (12.3)$$

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

$$B_{\text{т.ф.}} = \frac{100(\rho_{\text{б.р.}} - 1\,000)}{\rho_{\text{гл.}} - 1\,000}. \quad (12.4)$$

Приклад

Промивна рідина густиною $1\,270\text{ кг/м}^3$ містить 5 % об'єму нафти. Густина фільтрату – $1\,020\text{ кг/м}^3$. Визначити об'ємну концентрацію твердої фази. З таблиці 12.1 знаходимо, що у разі $\rho_{\text{ф}} = 1\,020\text{ кг/м}^3$ бурова промивна рідина містить 3 % маси або 1,07 % об'ємних солей.

Таблиця 12.1 – Вміст NaCl в розчинах різної густини (у разі $20\text{ }^{\circ}\text{C}$)

Густина, кг/м ³	Вміст NaCl , %		Густина, кг/м ³	Вміст NaCl , %	
	масовий	об'ємний		масовий	об'ємний
1 005	0,75	0,27	1 105	14,64	5,68
1 010	1,97	0,70	1 110	15,27	5,95
1 015	2,28	0,81	1 150	15,89	6,22
1 020	3,02	1,07	1 120	16,51	6,49
1 025	3,76	1,35	1 125	17,12	6,76
1 030	4,49	1,62	1 130	17,72	7,03
1 035	5,21	1,89	1 135	18,32	7,30
1 040	5,93	2,16	1 140	18,92	7,57
1 045	6,63	2,43	1 145	19,52	7,84
1 050	7,34	2,70	1 150	20,09	8,11
1 055	8,03	2,97	1 155	20,67	8,38
1 060	8,72	3,24	1 160	21,25	8,65
1 065	9,40	3,51	1 165	21,82	8,92
1 070	10,08	3,78	1 170	22,38	9,19
1 075	10,75	4,05	1 175	22,94	9,46
1 080	11,41	4,32	1 180	23,50	9,73
1 085	12,07	4,59	1 185	24,05	10,00
1 090	12,72	4,86	1 190	24,60	10,27
1 095	13,37	5,14	1 195	25,14	10,54
1 100	14,00	5,41	1 200	25,68	10,81

Підставивши відповідні дані в формулу (12.1), отримаємо величину вмісту твердої фази:

$$B_{т.ф.} = \frac{100(1\,270 - 1\,020) + 5(1\,020 - 800) - 1,07(2\,850 - 1\,000)}{2\,600 - 1\,020} = 15,3\%.$$

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

Завдання до практичної роботи № 12

Визначити об'ємну концентрацію твердої фази в буровому розчині густиною $\rho_{б.р.}$, що містить 7 % об'єму нафти. Густина фільтрату $\rho_{ф.}$, густина водної фази дорівнює густині води ($\rho_{в.} = 1\,000 \text{ кг/м}^3$), густина нафти $\rho_{н.}$, густина солі ($NaCl$) $\rho_{с.}$

Таблиця 12.2 – Вихідні дані

Варіант	$\rho_{б.р.}, \text{ кг/м}^3$	$\rho_{ф.}, \text{ кг/м}^3$	$\rho_{н.}, \text{ кг/м}^3$	$\rho_{с.}, \text{ кг/м}^3$
1	1 220	1 020	810	2 640
2	1 230	1 030	820	2 650
3	1 240	1 040	830	2 660
4	1 250	1 050	840	2 640
5	1 260	1 060	850	2 650
6	1 270	1 070	810	2 660
7	1 280	1 080	820	2 640
8	1 290	1 090	830	2 650
9	1 220	1 100	840	2 660
10	1 230	1 110	850	2 640
11	1 240	1 120	810	2 650
12	1 250	1 130	820	2 660
13	1 260	1 140	830	2 640
14	1 270	1 150	840	2 650
15	1 280	1 160	850	2 660
16	1 290	1 170	810	2 640
17	1 220	1 180	820	2 650
18	1 230	1 190	830	2 660
19	1 240	1 200	840	2 640
20	1 250	1 070	850	2 650
21	1 260	1 080	810	2 660
22	1 270	1 090	820	2 640
23	1 280	1 100	830	2 650
24	1 290	1 110	840	2 660
25	1 220	1 120	850	2 640

Практична робота № 13

Визначення необхідної кількості обважнювача для глинистого розчину

План

1. Обважнення бурових розчинів.
2. Розрахунки кількості обважнювача для регулювання густини бурових розчинів.
3. Визначення кількості обважнювача глинистого розчину.

Обважнення бурових розчинів

Для попередження газонафтоводопроводів, обвалювання стінок свердловин та інших ускладнень необхідно регулювати величину гідростатичного тиску стовпа бурової промивної рідини у свердловині. Одним із методів регулювання гідростатичного тиску у свердловині є зміна густини бурової промивної рідини.

Максимальна густина бурової промивної рідини, яку можна отримати з допомогою бентонітових глинопорошків, залежно від сорту порошку та застосування хімічних реагентів, коливається від 1 100 кг/м³ до 1 200 кг/м³, а з допомогою каолінит-гідрослюдицих – 1 300–1 400) кг/м³.

За необхідності застосування бурової промивної рідини з більшою густиною використовують тонко розмелений порошок важких мінералів – обважнювач. Основним критерієм якості будь-якого обважнювача є обважнювальна здатність, яка характеризує максимальне досягнення густини бурової промивної рідини за певного вмісту твердої фази та збереження ним оптимальних структурно-реологічних, фільтраційних та інших властивостей. Обважнювальна властивість мінералу залежить від його густини, дисперсності, гідрофільності та хімічного складу. Обважнювальну властивість оцінюють за густиною рідини, яку отримують після додавання 300 % обважнювача (масових до об'єму вихідної суспензії). Після обважнення суспензія повинна мати $T \approx 60$ с, $\Phi \approx 5\text{--}6$ см³ за 30 хв. Обважнювальну властивість різних мінералів визначають за постійної концентрації одного і того ж глинопорошку.

Залежно від основи мінералу обважнювачі поділяють на декілька типів: карбонатні, барієві, феритні та свинцеві.

Однак при додаванні обважнювачів збільшується вміст в промивній рідині твердої дисперсної фази, внаслідок чого рухливість системи зменшується, тобто зростає її в'язкість. Збільшення в'язкості, як правило, явище небажане. Воно залежить, насамперед, від властивостей обважнювача, а також глинистого розчину. При цьому погіршується і водовіддача. Таким чином, необхідно використовувати обважнювачі, що мінімально погіршують якість глинистого розчину. Основною характеристикою обважнювача є його густина: чим вона вища, тим менша витрата обважнювача, тим слабший його негативний вплив, насамперед, на рухливість обважненого глинистого розчину.

Розрахунки кількості обважнювача для регулювання густини бурових розчинів

Необхідна кількість обважнювача для обважнення 1 м³ бурової промивної рідини. Додаємо позначення:

- 1) ρ_p ; V_p – густина та об'єм необважненої рідини;
- 2) $\rho_{об.р}$; $V_{об.р}$ – густина та об'єм обважненої рідини;
- 3) $\rho_{обв}$; $V_{обв}$ – густина та об'єм обважнювача.

Для визначення кількості обважнювача для обважнення 1 м³ бурової промивної рідини, напишемо систему рівнянь:

$$\begin{cases} 1 + V_{обв} = V_{об.р} \\ m_p + m_{обв} = m_{об.р} \end{cases} \quad (13.1)$$

Виразимо масу як добуток густини на об'єм і, підставивши перше рівняння в друге, отримаємо:

$$V_{обв} = \frac{\rho_{об.р} - \rho_p}{\rho_{обв} - \rho_{об.р}} \quad (13.2)$$

або

$$q_{обв} = \rho_{обв} \frac{\rho_{об.р} - \rho_p}{\rho_{обв} - \rho_{об.р}}. \quad (13.3)$$

З урахуванням вологості обважнювача,

$$q'_{обв} = \rho_{обв} \frac{\rho_{об.р} - \rho_p}{\rho_{обв} - \rho_{об.р} \left(1 - n + \frac{n \rho_{зл}}{1000} \right)}, \quad (13.4)$$

де $q_{обв}$, $q'_{обв}$ – необхідна кількість сухого та вологого обважнювача для обважнення 1 м³ промивної рідини, кг/м³;

n – вологість обважнювача в частинах одиниці.

Згідно з технологічними умовами та галузевими стандартами вологість залізних обважнювачів не перевищує 12 %, а баритових – від 2,5 % до 12 %.

Необхідна маса обважнювача для обважнення бурової промивної рідини

$$G_{обв} = V_p \cdot \rho_{обв} \frac{\rho_{об.р} - \rho_p}{\rho_{обв} - \rho_{об.р}}. \quad (13.5)$$

З урахуванням вологості обважнювача

$$G'_{обв} = V_p \cdot \rho_{обв} \frac{\rho_{об.р} - \rho_p}{\rho_{обв} - \rho_{об.р} \left(1 - n + \frac{n \rho_{обв}}{1000} \right)}. \quad (13.6)$$

Приріст об'єму рідини після домішки обважнювача знаходять за такою формулою:

$$\Delta V = \frac{G_{обв}}{\rho_{обв}}. \quad (13.7)$$

Об'єм обважненої бурової промивної рідини необхідний для обважнення розчину, що циркулює у свердловині. У практиці буріння свердловин дуже часто густину промивальної рідини регулюють додаванням обважненого чи облегшеного бурового розчину.

Додаємо позначення:

- 1) V_p ; ρ_p – об'єм, густина розчину, що циркулює у свердловині;
- 2) $V_{об.р}$; $\rho_{об.р}$ – об'єм і густина обважненого розчину;
- 3) $\rho_{зм.р.}$ – густина розчину після їх змішування.

На основі рівності мас до і після змішування розчинів напишемо:

$$V_p \cdot \rho_p + V_{об.р} \cdot \rho_{об.р} = (V_p + V_{об.р}) \cdot \rho_{зм.р.} \quad (13.8)$$

Розв'язавши рівняння (13.8) відносно об'єму обважненого розчину, отримаємо:

$$V_{об.р} = \frac{\rho_{зм.р.} - \rho_p}{\rho_{об.р} - \rho_{зм.р.}} V_p \quad (13.9)$$

Аналогічно визначимо об'єм облегшеного розчину для зменшення густини розчину, що циркулює у свердловині:

$$V_{л.р} = \frac{\rho_p - \rho_{зм.р.}}{\rho_{зм.р.} - \rho_{л.р.}} V_p \quad (13.10)$$

де $V_{л.р}$ та $\rho_{л.р}$ – відповідно об'єм і густина легкого розчину.

Кількість глинопорошку для приготування промивальної рідини обчислюють за такою формулою:

$$G_{гл} = V_{бр} \cdot \frac{\rho_{гл} \cdot (\rho_{бр} - \rho_в)}{\rho_{гл} - \rho_в} \quad (13.11)$$

де $G_{гл}$ – кількість глинопорошку, кг;

$V_{бр}$ – об'єм бурового розчину, м³;

$\rho_{гл}$ – густина глинопорошку, кг/м³, для практичних розрахунків обираємо $\rho_{гл} = 2\,600$ кг/м³;

$\rho_{бр}$ – густина бурового розчину, яку можна отримати без обважнювача на глині, кг/м³, максимальне її значення дорівнює 1 200 кг/м³;

$\rho_в$ – густина води, на якій готується буровий розчин, кг/м³.

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

$$G_{гл} = V_{бр} \cdot \frac{\rho_{гл} \cdot (\rho_{бр} - \rho_в)}{(\rho_{гл} - \rho_в) \cdot (1 - n_в)} \quad (13.12)$$

де $n_в$ – вологість глинопорошку в частках одиниці.

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

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

$$V_{\text{в}} = V_{\text{бр}} \frac{\rho_{\text{зл}} - \rho_{\text{бр}}}{\rho_{\text{зл}} - \rho_{\text{в}}}. \quad (13.13)$$

Для перевірки проведених розрахунків можна використати рівняння

$$V_{\text{бр}} = V_{\text{в}} + V_{\text{зл}}, \quad (13.14)$$

де $V_{\text{гл}}$ – об'єм глини, м³.

$$V_{\text{зл}} = \frac{G_{\text{зл}}}{\rho_{\text{зл}}}. \quad (13.15)$$

Визначення кількості обважнювача глинистого розчину

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

Розв'язання

Обчислюємо необхідну кількість компонентів для приготування заданого об'єму розчину та заданої густини, обравши густину бурового розчину, приготованого 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 13.5 обчислюємо масу обважнювача:

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

Об'єм обважнювача:

$$V_{\text{обв}} = \frac{14\,940}{4150} = 3,6 \text{ м}^3.$$

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

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

За формулами 13.11 та 13.13 обчислюємо масу глини та об'єм води для приготування промивальної рідини.

$$G_{\text{зл}} = 16,4 \cdot \frac{2600 \cdot (1200 - 1000)}{(2600 - 1200)} = 5\,330 \text{ кг,}$$

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

Об'єм глини:

$$V_{\text{зл}} = \frac{5\,330}{2600} = 2,05 \text{ м}^3.$$

Перевірка:

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

Завдання до практичної роботи № 13

Визначити необхідну кількість глини, обважнювача і води для приготування V_p м³ промивальної рідини густиною $\rho_{об.р}$ кг/м³. Вид обважнювача вибрати самостійно.

Таблиця 13. 1 – Вихідні дані

Варіанта	V_p , м ³	$\rho_{об.р}$, кг/м ³
1	16	1 550
2	18	1 600
3	20	1 650
4	22	1 700
5	24	1 550
6	26	1 600
7	28	1 650
8	30	1 700
9	32	1 550
10	34	1 600
11	16	1 650
12	18	1 700
13	20	1 550
14	22	1 600
15	24	1 650
16	26	1 700
17	28	1 550
18	30	1 600
19	32	1 650
20	34	1 700
21	16	1 550
22	18	1 600
23	20	1 650
24	22	1 700
25	24	1 550

Практична робота № 14

Визначення кількості обважнювача для проводки свердловини заданої конструкції

План

1. Технологічні особливості обважнення бурових розчинів.
2. Визначення кількості обважнювача для проводки свердловини заданої конструкції.

Технологічні особливості обважнення бурових розчинів

Практичний досвід свідчить, що навіть за незначного обважнення бурових промивних рідин вигідніше додавати обважнювач високої густини, ніж велику кількість низькосортного обважнювача меншої густини. Останній призводить до значного зростання вмісту твердої фази, яка негативно впливає на швидкість буріння, реологічні властивості та витрату хімічних реагентів. Зі збільшенням густини обважнювача зменшується його об'ємна концентрація для досягнення однієї і тієї ж густини бурової промивної рідини.

На властивості бурової промивної рідини істотно впливає ступінь дисперсності обважнювача. За великого діаметра зерен обважнювач знижується седиментаційна стійкість бурового розчину і підвищується абразивне зношення бурового обладнання. З точки зору мінімального забруднення продуктивного горизонту основна маса обважнювача повинна мати діаметр зерен, який дорівнює 0,3–0,7 діаметра порових каналів. З підвищенням ступеня дисперсності збільшується адсорбційна і структуроутворювальна властивість обважнювача. Тонко помелений обважнювач перетворюється на активний компонент, який підвищує структурно-реологічні властивості бурової промивної рідини і зменшує обважнювальну властивість матеріалу. Тому вміст колоїдної фази в обважнювачі не повинен перевищувати 0,5 %.

Вміст водорозчинних солей в обважнювачі також впливає на властивості бурової промивної рідини. Солі, за певних концентрацій, спричиняють коагуляцію і підвищують фільтрацію бурової промивної рідини.

Після обважнення рідини можуть виникнути деякі ускладнення:

1. Загушення бурової промивної рідини. Основною причиною цього ускладнення може бути підвищений вміст солей полівалентних катіонів або висока концентрація колоїдної фази. Зменшення вмісту полівалентних катіонів досягають з допомогою кальцинованої соди або триполіфосфату натрію в концентраціях, які забезпечують вміст іонів кальцію менше за 0,005 %. Вміст колоїдної фази зменшують шляхом розведення бурової промивної рідини водою.

2. Стабілізаційне розрідження бурової промивної рідини. Причиною цього явища може бути підвищений вміст хімреагентів-розріджувачів або солей одновалентних катіонів. Підвищують структурно-

реологічні властивості рідини шляхом додавання до нього попередньо гідратованої глини або ЗМАД-1.

3. Аерація бурової промивної рідини. Аерація спостерігається у разі застосування флотаційних баритів. Вона супроводжується високою стійкістю піни внаслідок її армування твердими частинками, що призводить до підвищення реологічних характеристик бурової промивної рідини. Найбільш різке збільшення вмісту повітря спостерігається у разі концентрації обважнювача 10–15 % об'ємних. Ефективним способом попередження аерації бурової промивної рідини під час обважнення флотаційними баритами є попереднє змочування їхньої поверхні гідрофілізуючими реагентами.

4. Седиментація обважнювача. Основною причиною цього явища є велика кількість мастильних домішок у рідині та застосування обважнювачів з низькою гідрофільністю (флотаційний барит, крейда). Для ліквідації цього ускладнення ефективним способом є обробка рідини триполіфосфатом натрію. Оптимальний рівень реагенту дорівнює 0,5 % від маси бариту в перерахунку на суху речовину.

Визначення кількості обважнювача для проводки свердловини заданої конструкції

Визначити необхідну кількість феритного обважнювача густиною 4 300 кг/м³, вологістю 10 % для проводки свердловини, яка має таку конструкцію (табл. 14.1).

Таблиця 14.1 – Конструкція свердловини

Конструкція свердловини	Діаметр колони, мм	Глибина спуску, м	Діаметр долота, мм
Кондуктор	325	300	445
Проміжна колона	219	1 500	295
Експлуатаційна колона	146	2 000	190

Густина глинистого розчину до обважнення дорівнює 1 200 кг/м³. Обважнення бурового розчину починається з глибини 500 м. Свердловину планується бурити з застосуванням такого бурового розчину (табл. 14.2).

Таблиця 14.2 – Параметри бурового розчину

Інтервал буріння, м	Густина розчину, кг/м ³	Коефіцієнт α
0–500	1 200	–/–
500–600	1 350	$\alpha_1 = 1,5$
600–1 000	1 450	$\alpha_2 = 2,5$
1 000–1 500	1 600	$\alpha_3 = 4,0$
1 500–2 000	1 700	$\alpha_4 = 5,0$

Розв'язання

Кількість обважнювача, яка необхідна для проводки всієї свердловини визначається за такою формулою:

$$Q = 0,2V_{\text{вих}}\alpha_1 + n_1\alpha_1l_1 + n_2\alpha_2l_2 + \dots + n_n\alpha_nl_n, \quad (14.1)$$

де $V_{\text{вих}}$ – вихідний об’єм глинистого розчину в свердловині до обважнення, що відповідає вибою свердловини, з якого розпочато обважнення, в м^3 .

$$V_{\text{вих}} = V_{\text{св}} + V_{\text{ж}} + V_{\text{ч}}, \quad (14.2)$$

де $V_{\text{св}}$ – об’єм свердловини до обважнення розчину, в м^3 .

У нашому випадку:

$$V_{\text{св}} = 0,072\,5 \cdot 300 + 0,068\,3(500 - 300) = 35,4\, \text{м}^3,$$

де 0,072 5 – об’єм 1 м кондуктора по внутрішньому діаметру;

0,068 3 – об’єм 1 м свердловини залежно від діаметра долота;

$V_{\text{ж}}$ – об’єм жолобної системи 4–7 м^3 ;

$V_{\text{ч}}$ – об’єм приймальних чанів бурових насосів 10–40 м^3 .

Обираємо: $V_{\text{ж}} = 5\, \text{м}^3$; $V_{\text{ч}} = 35\, \text{м}^3$, отримуємо:

$$V_{\text{вих}} = 35,4 + 5 + 35 = 75,4\, \text{м}^3,$$

де $n_1, n_2, \dots, n_n$ – норми витрати обважнювача у 1 т на 1 м проходки залежно від швидкості буріння і діаметра свердловини ($n_1 = 0,26$; $n_2 = 0,22$); α – коефіцієнт підвищення густини глинистого розчину відносно початкової; $l_1, l_2, \dots, l_n$ – інтервали свердловини, що відповідають цим нормам витрати обважнювача у метрах.

Підставляємо ці значення у формулу 14.1 та обчислюємо необхідну кількості обважнювача для проводки свердловини заданої конструкції:

$$Q = 0,2 \cdot 75,4 \cdot 1,5 + 0,26 \cdot 1,5 \cdot 100 + 0,26 \cdot 2,5 \cdot 400 + 0,26 \cdot 4 \cdot 500 + 0,22 \cdot 5 \cdot 500 = 1\,391\, \text{т}$$

Завдання до практичної роботи № 14

Визначити необхідну кількість феритного обважнювача густиною 4 300 $\text{кг}/\text{м}^3$, вологістю 10 % для проводки свердловини, яка має таку конструкцію.

Таблиця 14.3 – Конструкція свердловини

Конструкція свердловини	Діаметр колони, мм	Глибина спуску, м	Діаметр долота, мм
Кондуктор	325	400	445
Проміжна колона	219	1 700	295
Експлуатаційна колона	146	2 500	190

Густина глинистого розчину до обважнення дорівнює 1 200 $\text{кг}/\text{м}^3$. Обважнення бурового розчину починається з глибини 500 м. Свердловину планується бурити із застосування такого бурового розчину (табл. 14.4).

Таблиця 14.4 – Параметри бурового розчину

Інтервал буріння, м	Густина розчину, $\text{кг}/\text{м}^3$	Коефіцієнт α
0–500	1 200	–
500–600	1 350	$\alpha_1 = 1,3$
600–1 000	1 450	$\alpha_2 = 2,4$
1 000–1 700	1 600	$\alpha_3 = 4,2$
1 500–2 500	1 700	$\alpha_4 = 5,1$

Практична робота № 15

Визначення часу винесення частинок вибуреної породи

План

1. Відділення твердої фази з бурового розчину під час його циркуляції.
2. Визначення часу винесення частинок вибуреної породи з вибою до гирла.

Відділення твердої фази з бурового розчину під час його циркуляції

Кількість і тип твердої фази у складі бурового розчину помітно впливають на його густину, в'язкість і граничне напруження зсуву. Такі самі параметри розчину дуже впливають на вартість бурового розчину і свердловини в цілому, швидкість буріння, гідравлічний режим промивання свердловини. Ці параметри також спричиняють значне підвищення тиску на вибій, виникнення розриву породи і наступний викид пластового флюїду у свердловині. Тому контроль за вмістом твердої фази у розчині є одним із найважливіших технологічних заходів, що забезпечують ефективність буріння. У світовій практиці підтримання вмісту твердої фази на допустимому рівні є складною проблемою, яка можлива лише у разі застосування певного набору механізмів та очисних систем. У будь-якому випадку, якщо небажані тверді речовини можна вилучити з розчину механічним шляхом, то це обійдеться дешевше, ніж спроби вирішити цю проблему хімічними засобами, додаванням води або обважненням.

Тверді речовини у складі бурового розчину за ознакою густини можуть бути поділені на два класи: з малою густиною (від 2 500 кг/м³ до 3 500 кг/м³) та з густиною понад 4 200 кг/м³. Тверді частинки відсепаровуються з розчину шляхом осадження або відсіювання. Чим більша густина частинок, тим швидше вони осідають. Чим менша в'язкість розчину, тим більшою є швидкість осідання частинок вибуреної породи. Практика показує, що мала швидкість руху потоку рідини та її невелика в'язкість сприяють осадженню великих та дуже крупних частинок. Тому вилучення піску і шламу шляхом осаджування є доцільним, але за умови, що розчин не містить бариту.

Часто геологічний розріз свердловини вивчають за шламом, відібраним на віброситі. Для прив'язки шламу до глибини свердловини необхідно знати час винесення частинки вибуреної породи з вибою до гирла свердловини та механічну швидкість буріння.

Визначення часу винесення частинок вибуреної породи з вибою до гирла

Тривалість руху частинок вибуреної породи від вибою до гирла визначають за такою формулою:

$$T = \frac{L}{c}, \quad (15.1)$$

де L – глибина свердловини, м;

c – швидкість підйому частинок породи у кільцевому просторі, м/с, яку обчислюють за такою формулою:

$$c = V - \alpha \cdot u, \quad (15.2)$$

де V – швидкість висхідного потоку рідини у кільцевому просторі, м/с;

α – коефіцієнт, що залежить від площі поперечного перерізу кільцевого простору, швидкості обертання бурових труб, режиму течії промивальної рідини;

u – швидкість занурення частинок породи у промивальній рідині, що визначають з умови відсутності руху рідини, м/с.

Значення α зменшується зі збільшенням площі кільцевого простору, швидкості обертання бурової колони, для практичних розрахунків обираємо $\alpha = 1,13$ – $1,14$.

Швидкість висхідного потоку промивальної рідини визначають за такою формулою:

$$V = \frac{Q_n}{F_{кп}}, \quad (15.3)$$

де F – площа поперечного перерізу між буровою колоною і стінками свердловини або обсадною колоною, м².

Швидкість занурення частинок породи у промивальній рідині у разі турбулентного руху визначають за такою формулою:

$$u = k \cdot \sqrt{d_{\text{ч}} \cdot \frac{\rho_n - \rho_{\text{бр}}}{\rho_{\text{бр}}}}, \quad (15.4)$$

де k – коефіцієнт, що залежить від форми частинки вибуреної породи (табл. 15.1);

$d_{\text{ч}}$ – діаметр частинок шламу, мм;

$\rho_n, \rho_{\text{бр}}$ – густина вибуреної породи та промивальної рідини, відповідно, кг/м³.

Таблиця 15.1 – Залежність коефіцієнта k від форми частинок породи

Форма частинок	Коефіцієнт k
Куляста	0,159
Кубічна	0,044
Сильно обкатана	0,125
Мало обкатана	0,101
Призматична	0,095
Продовгувата	0,084
Пластинчаста	0,074

Приклад

Визначити тривалість руху частинок вибуреної породи кулястої форми від вибою до гирла свердловини за таких даних: $D_d = 190,5$ мм, $d_{збт} = 127$ мм, $\rho_{бр} = 1\,150$ кг/м³, $d_ч = 5$ мм, $L = 3\,200$ м, $Q = 22$ л/с.

Розв'язання

Визначаємо швидкість висхідного потоку промивальної рідини в кільцевому просторі:

$$V = \frac{Q}{F_{к.п.}} = \frac{22 \cdot 10^{-3}}{0,785 (0,1905^2 - 0,127^2)} = 1,39, \text{ м/с.}$$

Обчислюємо швидкість осідання шламу в промивальній рідині:

$$u = k \sqrt{d_ч \frac{\rho_n - \rho_{бр}}{\rho_{бр}}} = 0,159 \sqrt{5 \frac{2\,600 - 1\,150}{1\,150}} = 0,4, \text{ м/с.}$$

Швидкість винесення шламу у кільцевому просторі:

$$c = V - a \cdot u = 1,39 - 1,13 \cdot 0,4 = 0,938, \text{ м/с.}$$

Тривалість руху частинок вибуреної породи від вибою до гирла:

$$T = \frac{L}{c} = \frac{3\,200}{0,938} = 3\,412 \cdot \text{с} = 56,87, \text{ хв.}$$

Завдання до практичної роботи № 15

Визначити тривалість руху частинок вибуреної породи від вибою до гирла свердловини для наведених у таблиці даних, вибурена порода – кварцевий пісок сильно обкатаної форми.

Таблиця 15.2 – Вихідні дані

Варіант	D_d , мм	$d_{збт}$, мм	$\rho_{бр}$, кг/м ³	$d_ч$, мм	L , м	Q , л/с
1	146	102	1 170	1	2 500	20
2	219	127	1 200	2	2 600	21
3	325	114	1 230	3	1 100	23
4	146	102	1 250	1	2 800	20
5	219	127	1 170	2	2 900	21
6	325	114	1 200	3	1 000	23
7	146	102	1 230	1	3 100	20
8	219	127	1 250	2	3 300	21
9	325	114	1 170	3	1 400	23
10	146	102	1 200	1	3 500	20
11	219	127	1 230	2	2 500	21
12	325	114	1 250	3	1 600	23
13	146	102	1 170	1	2 700	20
14	219	127	1 200	2	2 800	21
15	325	114	1 230	3	1 900	23
16	146	102	1 250	1	3 000	20
17	219	127	1 170	2	3 100	21
18	325	114	1 200	3	1 300	23
19	146	102	1 230	1	3 400	20
20	219	127	1 250	2	3 500	21

Практична робота № 16

Визначення кількості бентонітової глини, обважнювача та води для приготування обважненого бурового розчину заданої густини

План

1. Глинисті мінерали та глинопорошки.
2. Застосування бентонітових глинопорошків для приготування на їхній основі глинистих суспензій.
3. Визначення кількості бентонітової глини, обважнювача та води для приготування обважненого бурового розчину заданої густини.

Глинисті мінерали та глинопорошки

У бурових розчинах на водній основі до складу твердої фази входять глиниста фаза, вибурена порода, обважнювач та солі.

Для приготування промивних рідин на водній основі необхідний матеріал, що створює дисперсну фазу. Такий матеріал повинен задовольняти ряду вимог. Він має бути досить поширеним і доступним, щоб не викликати труднощів з постачанням його на бурові. Низька вартість матеріалу і невелика витрата його можуть забезпечити відповідно і невисоку вартість промивного розчину. Однак, основна умова полягає в легкості приготування дисперсної системи з даного матеріалу і води, і надання цій системі необхідних корисних властивостей. Цим умовам задовольняє широко поширений матеріал – глина.

Глинисту фазу використовують у буровому розчині як основний структуроутворювач. Глини належить до осадових порід. У природі існує велика кількість глинистих мінералів. Утворились глини із силікатних та карбонатних порід, які під дією природних фізико-хімічних процесів розкладалися та змінювали свій хімічний склад. Характерною властивістю глинистих мінералів є те, що вони в разі взаємодії з водою набухають, стають пластичними і диспергують у ній. Найбільш широко розповсюджені глинисті мінерали поділяють на чотири групи: монтморіллонітова, каолінітова, гідрослюди́ста та палигорскітова.

Глинисті розчини широко застосовуються під час буріння пухких, сипучих та інших нестійких порід, схильних до обвалів і поглинання. Глинистий розчин – це колоїдно-суспензійна система, що складається з частинок глини розміром 0,000 1–0,1 мм і води. Основна властивість його – здатність за браком зовнішніх сил перетворюватися на малорухому гелеподібну масу. Це дозволяє утримувати частинки розбурених порід у зваженому стані. Здатністю утворювати гелеподібну масу володіє розчин, глинисті частинки якого добре змочуються водою, тобто володіють гідрофільністю.

Глинопорошок – це висушена і тонкоподрібнена глина з домішками хімічних реагентів або без них. У бурових розчинах на водній основі глинопорошки зв'язують вільну воду, утворюють структуру та фільтраційну кірку на стінках свердловини.

Вихідною сировиною для виробництва глинопорошків є спеціальні комові глини, а саме: бентонітові, палигорскітові, каолінітові та гідрослюдисті. Глини, які вміщують 70 % і більше мінералів монтморілонітової групи умовно називають бентонітовими. Глини, в яких переважають мінерали груп каолініту, гідрослюди, палигорскіту відповідно називають каолінітовими, гідрослюдистими та палигорскітовими.

Приготування бурових промивних рідин з глинопорошків має низку переваг:

- транспортні витрати глинопорошків на бурову значно менші ніж комових глин;
- час приготування глинистої суспензії з глинопорошку менший, ніж з комової глини, тому, що глинопорошок активніше взаємодіє з водою та краще диспергується в ній;
- процес приготування глинистої суспензії з глинопорошку можна повністю механізувати;
- під час виготовлення глинопорошки можна обробити різними хімреагентами, які збільшують вихід бурової промивної рідини з 1 т глинопорошку.

Враховуючи ці переваги, бурові підприємства для приготування бурових промивних рідин використовують глинопорошки. Під час виробництва глинопорошків важливо правильно вибрати режим їхнього сушіння та границю тонкого подрібнення.

Дослідженнями встановлено, що основним критерієм регідrataції глинопорошку є не температура і тривалість сушіння, а залишкова вологість. Існує межа обезводнення, нижче якої якість глинистої суспензії різко погіршується. Такою межею вважають наявність води у кристалічній решітці глинистих мінералів, яка для бентонітових глинопорошків становить 4–8 % і для палигорскітових є значно вищою.

На стадії тонкого подрібнення до глинопорошку додають хімічні реагенти, які суттєво поліпшують вихід бурової промивної рідини з 1 т глинопорошку. Звичайно у глинопорошок додають 1–5 % кальцинової соди, яка особливо ефективна для бентонітових глин кальцієвого типу, тому що дозволяє перевести їх у натрієву.

Застосування бентонітових глинопорошків для приготування на їхній основі глинистих суспензій

Залежно від мінерального складу глинистої сировини, наявності модифікаційних реагентів всі глинопорошки поділяють на три групи: бентонітові, палигорскітові, каолінит-гідрослюдисті.

Бентонітові глинопорошки використовують для приготування майже всіх типів бурових промивних рідин на водній основі. Концентрація глинопорошку в рідині залежить від якості глини, густини суспензії і коливається в межах від 4 % до 20 % об'ємних.

Технічні вимоги до бентонітових глинопорошків (зокрема на основі бентонітів, модифікованих, метасом або М-14) та показники контролю їхньої якості визначаються ТУ 39-043-74. Відповідно до вказаних вище ТУ основним показником якості (сортності) глинопорошку є вихід рідини, який коливається у межах від 6–15 м³/т для третього і вищих сортів (табл. 16.1).

Таблиця 16.1 – Показники якості бентонітових глинопорошків за ТУ 39-043-74

Параметр	Норма з в'язкістю 25 с за ПВ-5 для сортів				
	вищого	1	2	3	4
Вихід рідини, м ³ /т, не менше	15	12	8	6	26
Густина рідини, кг/м ³ , не більше	1 043	1 053	1 080	1 100	> 1 100
Вміст піску, %, не більше	6	6	7	7	7
Вологість, %	6–10	6–10	6–10	6–10	6–10
Ситовий аналіз суспензії, залишок на ситі:					
з сіткою № 05, %, не більше	0	0	0	0	0
з сіткою № 007 5, %, не більше	10	10	10	10	10
Примітка. Вищий і частково 1-й сорт отримують шляхом модифікування глини Na ₂ CO ₃ і метасом (або М-14) у процесі помелу.					

Всі бентонітові глинопорошки мають масову частку вологи від 6 % до 10 %. Ступінь дисперсності цих порошків оцінюють мокрим ситовим аналізом за допомогою сита № 007 5. Залишок на ситі не повинен перевершувати 10 %.

Визначення кількості бентонітової глини, обважнювача та води для приготування обважненого бурового розчину заданої густини

Визначити необхідну кількість бентонітової глини густиною $\rho_{\text{гл}} = 2\,600 \text{ кг/м}^3$, обважнювача густиною $\rho_{\text{об}} = 4\,300 \text{ кг/м}^3$ та води для приготування $V_{\text{об.р}} = 50 \text{ м}^3$ обважненого бурового розчину густиною $\rho_{\text{об.р}} = 1\,500 \text{ кг/м}^3$.

Розв'язання

Враховуючи, що під час змішування бентонітової глини з водою можна отримати глинистий розчин густиною $\rho_{\text{гл.р}} = 1\,250 \text{ кг/м}^3$, визначаємо кількість глинопорошку для приготування 1 м³ розчину:

$$q_{\text{гл}} = \frac{\rho_{\text{гл}} (\rho_{\text{гл.р}} - \rho_{\text{в}})}{\rho_{\text{гл}} - \rho_{\text{в}}} = \frac{2\,600 (1\,250 - 1\,000)}{2\,600 - 1\,000} = 406 \text{ кг/м}^3.$$

Об'єм глини в 1 м³ розчину складає:

$$V_{\text{гл}} = \frac{q_{\text{гл}}}{\rho_{\text{гл}}} = \frac{406}{2\,600} = 0,156 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Визначаємо кількість обважнювача, необхідну для обважнення 1 м³ глинистого розчину від густини 1 250 кг/м³ до 1 500 кг/м³:

$$q_{\text{об}} = \frac{\rho_{\text{об}} (\rho_{\text{об.р}} - \rho_{\text{гл.р}})}{\rho_{\text{об}} - \rho_{\text{об.р}}} = \frac{4\,300 (1\,500 - 1\,250)}{4\,300 - 1\,500} = 384 \text{ кг/м}^3.$$

Об'єм обважнювача в 1 м³ обважненого розчину складає:

$$V_{\text{об}} = \frac{q_{\text{об}}}{\rho_{\text{об}}} = \frac{384}{4\,300} = 0,089\,2 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Визначаємо загальний об'єм глини та обважнювача в 1 м³ розчину:

$$V = V_{\text{гл}} + V_{\text{об}} = 0,156 + 0,089\,2 = 0,245\,2 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Об'єм води в 1 м³ обважненого розчину складає:

$$V_{\text{в}} = 1 - V = 1 - 0,245\,2 = 0,754\,8 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Необхідний об'єм води для приготування 50 м³ обважненого розчину:

$$V'_{\text{в}} = V_{\text{об.р}} \cdot V_{\text{в}} = 50 \cdot 0,754\,8 = 37,74 \text{ м}^3.$$

Необхідний об'єм бентонітової глини для приготування 50 м³ обважненого розчину:

$$V'_{\text{гл}} = V_{\text{об.р}} \cdot V_{\text{гл}} = 50 \cdot 0,156 = 7,80 \text{ м}^3.$$

Необхідний об'єм обважнювача для приготування 50 м³ обважненого розчину:

$$V'_{\text{об}} = V_{\text{об.р}} \cdot V_{\text{об}} = 50 \cdot 0,089\,2 = 4,46 \text{ м}^3.$$

Тоді загальна кількість розчину складає:

$$V_{\text{об.р}} = V'_{\text{в}} + V'_{\text{гл}} + V'_{\text{об}} = 37,74 + 7,80 + 4,46 = 50 \text{ м}^3.$$

Визначаємо кількість сухої глини для приготування 50 м³ обважненого розчину:

$$Q_{\text{гл}} = V'_{\text{гл}} \cdot \rho_{\text{гл}} = 7,80 \cdot 2\,600 = 20\,800 \text{ кг.}$$

Визначаємо кількість сухого обважнювача для приготування 50 м³ обважненого розчину:

$$Q_{\text{об}} = V'_{\text{об}} \cdot \rho_{\text{об}} = 4,46 \cdot 4\,300 = 19\,178 \text{ кг.}$$

Завдання до практичної роботи № 16

Визначити необхідну кількість бентонітової глини густиною $\rho_{\text{гл}} = 2\,600 \text{ кг/м}^3$, обважнювача густиною $\rho_{\text{об}}$ та води для приготування $V_{\text{об.р.}}$ обважненого бурового розчину густиною $\rho_{\text{об.р.}}$.

Таблиця 16.1 – Вихідні дані

Варіант	$\rho_{\text{об}}, \text{кг/м}^3$	$V_{\text{об.р.}}, \text{м}^3$	$\rho_{\text{об.р.}}, \text{кг/м}^3$
1	4 250	40	1 465
2	4 275	45	1 490
3	4 325	55	1 525
4	4 350	60	1 465
5	4 250	65	1 490
6	4 275	40	1 525
7	4 325	45	1 465
8	4 350	55	1 490
9	4 250	60	1 525
10	4 275	65	1 465
11	4 325	40	1 490
12	4 350	45	1 525
13	4 250	55	1 465
14	4 275	60	1 490
15	4 325	65	1 525
16	4 350	40	1 465
17	4 250	45	1 490
18	4 275	55	1 525
19	4 325	60	1 465
20	4 350	65	1 490
21	4 250	40	1 525
22	4 275	45	1 465
23	4 325	55	1 490
24	4 350	60	1 525
25	4 250	65	1 465

СПИСОК РЕКОМЕНДОВАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Білецький В. С. Основи нафтогазової інженерії [Електрон. ресурс]: підруч. для студ. спец. 185 «Нафтогазова інженерія та технології» / В. С. Білецький, В. М. Орловський, В. Г. Вітрик ; НТУ «ХПІ», ХНУМГ ім. О. М. Бекетова. – Полтава : ТОВ «АСМІ», 2018. – 415 с. – Режим доступу: <http://repository.kpi.kharkov.ua/bitstream/KhPI-Press/39098>, вільний (дата звернення: 05.04.2025). – Назва з екрана.
2. Коцкулич Я. С. Бурові промивальні рідини / Я. С. Коцкулич, М. І. Оринчак, М. М. Оринчак. – Івано-Франківськ, 2008. – С. 10–24.
3. Коцкулич Я. С. Буріння нафтових і газових свердловин / Я. С. Коцкулич, Я. М. Кочкодан. – Коломия, 1999. – С. 162–220.
4. Мислюк М. А. Буріння свердловин [Електрон. ресурс] : довідник. У 5-ти томах. Т. 2 : Промивання свердловин. Відробка доліт / М. А. Мислюк, І. Й. Рибчич, Р. С. Яремійчук. – Київ : Інтерпрес ЛТД, 2002. – 298 с. – Режим доступу: <https://gse.ua/ru/biblioteka/knigi.html?start=30>, вільний (дата звернення: 25.05.2025). – Назва з екрана.
5. Орловський В. М. Буріння нафтових і газових свердловин [Електрон. ресурс] / В. М. Орловський, В. С. Білецький, В. Г. Сіренко. – Львів ; Харків ; Полтава: Новий Світ-2000, 2024. – 409 с. – Режим доступу: <https://repository.kpi.kharkov.ua/handle/KhPI-Press/83888>, вільний (дата звернення: 07.09.2025). – Назва з екрана.

Електронне навчальне видання

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

**«МАТЕРІАЛИ І РЕЦЕПТУРИ БУРОВИХ РОЗЧИНІВ ТА ЇХ
ОБҐРУНТУВАННЯ»**

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

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

Відповідальний за випуск *Р. Б. Ткаченко*

Редактор *Б. О. Хільська*

Комп'ютерне верстання *В. М. Орловський*

План 2025, поз. 273М

Підп. до друку 20.02.2026. Формат 60 × 84/16.
Ум. друк. арк. 6,4.

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