

Міністерство освіти і науки України
Національний технічний університет
«Дніпровська політехніка»

Природничих наук і технологій
(факультет)
Кафедра нафтогазової інженерії та буріння
(повна назва)

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА
кваліфікаційної роботи ступеня магістр
(бакалавра, спеціаліста, магістра)

студента Ткаченка Євгена Ярославовича
(ПІБ)
академічної групи 185М-20-1
(шифр)
спеціальності 185 Нафтогазова інженерія та технології
(код і назва спеціальності)
спеціалізації за освітньо-професійною програмою
Нафтогазова інженерія та технології
(офіційна назва)
на тему Удосконалення пристрою для турбулізації потоку промивальної рідини
при бурінні нафтових і газових свердловин
(назва за наказом ректора)

Керівники	Прізвище, ініціали	Оцінка за шкалою		Підпис
		рейтинговою	інституційною	
кваліфікаційної роботи	Давиденко О.М.			
розділів:				
Технологічний	Давиденко О.М.			
Охорона праці	Муха О.А.			
Економічний	Давиденко О.М.			
Рецензент				
Нормоконтролер	Расцветаев В.О.			

Дніпро
2022

ЗАТВЕРДЖЕНО:

завідувач кафедри

нафтогазової інженерії та буріння

(повна назва)

Коровяка Є.А.

(підпис)

(прізвище, ініціали)

« _____ » _____ 20__ року

ЗАВДАННЯ
на кваліфікаційну роботу
ступеня магістр
 (бакалавра, спеціаліста, магістра)

студенту Ткаченку Євгену Ярославовичу академічної групи 185М-20-1
 (прізвище та ініціали) (шифр)

спеціальності 185 Нафтогазова інженерія та технології
 (код і назва спеціальності)

спеціалізації за освітньо-професійною програмою _____
185 Нафтогазова інженерія та технології
 (офіційна назва)

на тему Удосконалення пристрою для турбулізації потоку промивальної рідини
при бурінні нафтових і газових свердловин

затверджену наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка» від _____ № _____

Розділ	Зміст	Термін виконання
Технологічний	Загальні положення про цементування та оснащення обсадних колон Оснастка обсадної колони Турбулізація висхідного потоку тампонажного розчину Розробка удосконаленої конструкції турбулізатора	07.09.2021- 29.11.2021
Охорона праці	Охорона праці Охорона навколишнього середовища Розрахунок економічної ефективності розробленого турбулізатора	30.11.2021- 29.12.2021

Завдання видано _____ Давиденко О.М.
 (підпис керівника) (прізвище, ініціали)

Дата видачі _____ 07.09.2021

Дата подання до екзаменаційної комісії _____ 29.12.2021

Прийнято до виконання _____ Ткаченко Є.Я.

РЕФЕРАТ

Кваліфікаційна робота 87 стор., 27 рис., 7 табл., 31 бібл.

ЦЕМЕНТУВАННЯ СВЕРДЛОВИН, ТУРБУЛЕНТНИЙ РЕЖИМ, ЦЕНТРАТОР, ТУРБУЛІЗАТОР.

Сфера застосування розробки – буріння нафтових і газових свердловин.

Об'єкт дослідження – технологія цементування свердловин на нафту і газ.

Предмет дослідження – технічні засоби центрації обсадної колони у свердловині та турбулізації висхідного потоку цементного розчину.

Мета роботи – проаналізувати сучасні конструкції для центрації обсадної колони і турбулізації висхідного потоку цементного розчину та досвід їх застосування, а також розробити рекомендації з їх удосконалення.

Новизна отриманих результатів – розглянуто способи цементування свердловин, елементи оснастки обсадних колон, проаналізовано загальні положення про турбулізацію висхідного потоку цементного розчину, досліджені сучасні конструкції турбулізаторів.

Практичні результати – розроблено рекомендації із удосконалення конструкцій засобів для турбулізації висхідного потоку цементного розчину.

Результати роботи можуть бути використані в діяльності організації з буріння і свердловин на нафту і газ для цементування обсадних колон.

Впровадження запропонованої удосконаленої конструкції центратора-турбулізатора окрім технологічних переваг приносить певну економічну ефективність.

Практична значимість – розробка удосконаленої конструкції центратора-турбулізатора висхідного потоку цементного розчину.

Взаємозв'язок з іншими роботами – продовження інноваційної діяльності кафедри нафтогазової інженерії та буріння НТУ «Дніпровська політехніка» в галузі спорудження нафтогазових свердловин.

ЗМІСТ

ВСТУП	5
1 ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ ПРО ЦЕМЕНТУВАННЯ ТА ОСНАЩЕННЯ ОБСАДНИХ КОЛОН	7
1.1 Основні фактори, що впливають на якість цементування.....	7
1.2 Способи цементування	9
1.2.1 Одноступінчасте цементування	9
1.2.2 Двоступінчасте цементування	11
1.2.3 Манжетне цементування	14
1.2.4 Зворотне цементування	15
1.2.5 Цементування потайних колон (хвостовиків)	18
2 ОСНАСТКА ОБСАДНОЇ КОЛОНИ.....	20
3 ТУРБУЛІЗАЦІЯ ВИСХІДНОГО ПОТОКУ ТАМПОНАЖНОГО РОЗЧИНУ..	25
3.1 Загальні положення про турбулізацію висхідного потоку тампонажного розчину	25
3.2 Конструкції турбулізаторів	31
4 РОЗРОБКА УДОСКОНАЛЕНОЇ КОНСТРУКЦІЇ ТУРБУЛІЗАТОРА.....	59
5 ОХОРОНА ПРАЦІ.....	64
5.1 Загальні положення охорони праці при бурінні свердловин на нафту і газ..	64
5.2 Пожежна безпека	68
5.3 Промислова санітарія	72
5.4 Особливості охорони праці при кріпленні свердловин	75
6 ОХОРОНА НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА.....	80
7 РОЗРАХУНОК ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ РОЗРОБЛЕНОГО ТУРБУЛІЗАТОРА.....	82
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	85

ВСТУП

Цементування та гідроізоляція свердловин на нафту і газ є найважливішими факторами ефективності та якості робіт. Вони здійснюються з метою вирішення основних завдань:

1) запобігання розтікання робочих і продуктивних розчинів з відпрацьованих продуктивних пластів через затрубний простір свердловин у вище-і нижчі водоносні горизонти;

2) роз'єднання простору між експлуатаційною та обсадною колонами. Застосовується в основному тоді, коли обсадна колона виконана з корозійного матеріалу, а робочі та продуктивні розчини мають високу агресивність;

3) захисту експлуатаційної колони від зминальних зусиль, викликаних гірським тиском слабостійких порід, розкритих у процесі буріння свердловин. Такий захист особливо необхідний, коли свердловиною розкриваються потужні пласти незцементованих, нестійких порід, і як обсадні колоны застосовуються неметалеві труби;

4) запобігання витоку робочих розчинів через з'єднання (найчастіше різьбові) експлуатаційних колон, особливо при високонапірному режимі нагнітання;

5) утримання та ізоляції обсадних та експлуатаційних колон у свердловині;

6) локалізації рудних тіл та окремих покладів для запобігання розтіканню вилуговувальних та продуктивних розчинів в окремих блоках при підземному вилуговуванні металів шляхом закачування у спеціально обладнані тріщини гідророзриву цементних та інших розчинів;

7) зміцнення стін свердловин при спорудженні експлуатаційних свердловин у роздроблених породах та в підготовчих скельних блоках;

8) створення штучних ціликів для попередження розмиву породи у зоні башмака обсадної колони. Цей захід знаходить застосування при обладнанні експлуатаційних свердловин при підземному розчиненні солей.

Для досягнення високої якості кріплення свердловин потрібно найповніше витіснення бурового розчину тампонажним. При ексцентричному розташуванні обсадної колони в свердловині заміщення розчинів істотно утруднюється через виникнення зон зі зниженою швидкістю перебігу рідини. Внаслідок утворення нерівномірного фронту витіснення за обсадною колоною можуть залишатися місця без тампонажного розчину, відбувається його забруднення через збільшення зони змішування.

За інших рівних умов ламінарний режим течії рідини за умови ексцентричного розташування обсадної колони в свердловині зберігається при швидкостях потоку, що у кілька разів перевищують швидкість руху рідини в зазорі концентрично розташованих труб.

Турбулентний режим течії витісняючих рідин – один з головних факторів, що визначають найповніше витіснення бурового розчину цементним.

Досягнення турбулізації за рахунок збільшення швидкості потоку в умовах малих кільцевих зазорів та високих реологічних показників цементних розчинів – завдання дуже складне і часто нерозв'язне. У подібній ситуації турбулізації потоку може бути забезпечена шляхом механічного впливу на потік турбулізуючими елементами - турбулізаторами. Турбулізацію потоку викликає і оснащення. Чим більше швидкість потоку, тим більша довжина зони турбулентності. Якщо турбулізуючі елементи розмістити таким чином, щоб вони знаходилися один від одного на відстані зони їхньої турбулентності, це забезпечить підвищення заміщення бурового розчину цементним.

1 ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ ПРО ЦЕМЕНТУВАННЯ ТА ОСНАЩЕННЯ ОБСАДНИХ КОЛОН

1.1 Основні фактори, що впливають на якість цементування

В даний час вивчено значну кількість факторів, що визначають якість цементування свердловин. До основних з них відносяться ті, які забезпечують контактування тампонажного розчину з породами та обсадною колоною при найбільш повному витісненні бурового розчину тампонажним із заданими властивостями та найменших витратах коштів та часу, а саме:

- 1) склад тампонуєчої суміші;
- 2) терміни захоплювання та час загусання тампонажного розчину, його реологічна характеристика, седиментаційна стійкість, водовіддача та інші властивості;
- 3) спосіб цементування;
- 4) сумісність та взаємозв'язок властивостей бурових та тампонажних розчинів;
- 5) режим руху бурових та тампонажних розчинів у за колонному просторі;
- 6) обсяг тампонажного розчину, що закачується, час його контакту зі стінкою свердловини;
- 7) якість та кількість буферної рідини;
- 8) режим походження колони у процесі цементування;
- 9) застосування скребків;
- 10) центрування колони;
- 11) використання елементів автоматизації, пристроїв та пристроїв для підвищення якості цементування;
- 12) режим спокою свердловини в період загусання та захоплювання тампонажного розчину.

Під час проведення цементувальних робіт необхідно враховувати, що застосування одного заходу потребує здійснення або зміни іншого. Так, очищення стінок свердловини від глинистої кірки скребками при розходженні обсад-

них колоні в більшості випадків не може бути виконане без обробки використуваних тампонажних розчинів для зниження показника фільтрації і т.д.

Таким чином, технологічні фактори, що сприяють підвищенню якості цементувальних робіт, взаємопов'язані та взаємозалежні.

Технологічні властивості бурових та тампонажних розчинів – це комплекс властивостей зазначених рідин, що впливають на повніше заміщення однієї рідини іншої без порушення процесу цементування.

До них відносяться реологічні параметри, показник фільтрації, абразивні властивості, седиментаційна стійкість, здатність не загустати при взаємному перемішуванні, зберігати рухливість протягом процесу цементування тощо. При основному цементуванні такі властивості, як механічна міцність та проникність тампонажного каменю, не можуть вважатися технологічними, тоді як, наприклад, при установці цементних мостів для забурювання стовбурів міцність каменю – це технологічний параметр процесу.

На якість цементувальних робіт впливають статичну та динамічну напругу зсуву бурового розчину, його в'язкість та показник фільтрації, а також товщина, механічні властивості та проникність фільтраційної кірки.

Навіть при задовільних характеристиках бурового розчину він не може бути витіснений у повному обсязі через наявність застійних зон та каверн. Глиниста кірка залишається на стінках свердловини.

При закачуванні та продавці цементний розчин змішується з глинистим. При цьому іноді спостерігається сильне загущення суміші, що призводить до різкого підвищення тиску.

Витіснення бурового розчину тампонажним характеризується коефіцієнтом витіснення. Під коефіцієнтом витіснення бурового тампонажним розчином розуміють відношення обсягу витісненого бурового розчину (або закачаного цементного за відсутності поглинання або прояву) до повного обсягу свердловини (з урахуванням обсягу труб) до висоти підйому тампонажного розчину.

Так, щоб забезпечити практично повне витіснення цих розчинів на окремих ділянках свердловини, необхідно особливим чином підготувати стовбур

свердловини, обладнати обсадну колону, скласти рецептуру бурових та тампонажних розчинів та за певною гідравлічною програмою закачати та продавити тампонажний розчин до заданої висоти підйому.

Моделювати процеси змішування та витіснення бурових та тампонажних розчинів складно. Слід врахувати, що в умовах свердловини обсяг бурового розчину, що залишився, не обмежений обсягом пристінного шару: він залишається в кавернах, жолобних виробках, застійних зонах у вигляді глинистої кірки тощо.

1.2 Способи цементування

Залежно від характеру завдань цементування можна поділити на такі способи.

1. Метод первинного цементування.
2. Спосіб вторинного (ремонтного) цементування.
3. Спосіб ізоляції зон поглинання.
4. Спосіб встановлення мостів.

Первинне цементування здійснюється відразу після спуску обсадної колони. Існують одноступінчастий, багатоступінчастий, манжетний і зворотний способи цементування.

1.2.1 Одноступінчасте цементування

Це найпоширеніший спосіб. Його сутність полягає у наступному (рис. 1.1). Тампонажний розчин цементувальних агрегатів подається на цементувальну головку. Від'єднують нижню пробку, і розрахункову кількість тампонажного розчину закачують в колону. Після накачування звільняють верхню розділову пробку і поверх неї закачують продавочну рідину. Нижня пробка, рухаючись вниз, сідає на упорне кільце. Під дією перепаду тиску діафрагма в пробці руйнується, і розчин через отвори в башмаку і патрубку башмака продавлюється в заколонний простір. Т.к. щільність тампонажного розчину вище ніж щільність рідини для промивання, то, починаючи з цього моменту часу тиск на

насосах починає зростати. У момент посадки верхньої пробки тиск різко (стрибкоподібно) зростає. Це сигнал зупинки насосів. Щоб не сталося порушень у колоні в момент «стоп» закачування останніх 1-2 м³ продавочної рідини ведуть одним агрегатом на низькій швидкості.

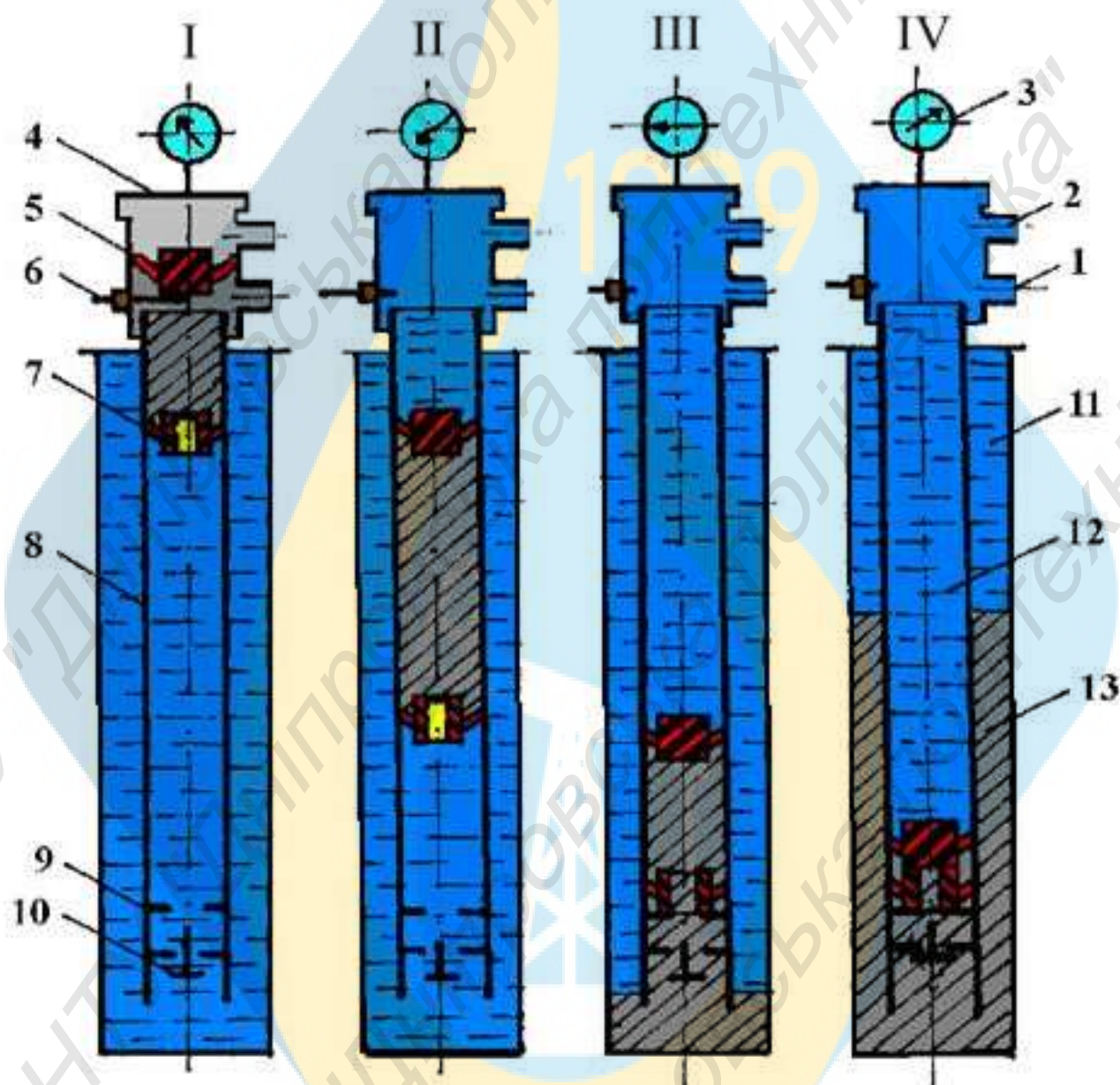


Рисунок 1.1 – Схема одноступеневого цементування:

- I — початок закачування цементного розчину;
- II — початок протискування цементного розчину;
- III — початок виходу цементного розчину в затрубний простір;
- IV — кінець протискування цементного розчину

1.2.2 Двоступінчасте цементування

Розглянемо спосіб двоступінчастого цементування (рис. 1.2).

На вибраній глибині обсадну колону при її спуску встановлюють спеціальну муфту, що має отвори. Під час цементування нижньої частини обсадної колони вони закриті. Після промивання свердловини колону поміщають нижню цементувальну (розділову) пробку; при цементуванні з одним корком нижню цементувальну пробку не застосовують. Потім закачують цементний розчин, після чого скидають другу цементувальну пробку. Продавчою рідиною, взятою в кількості, приблизно дорівнює об'єму нижньої частини обсадної колони, продавляють цементний розчин. Потім колону поміщають третю цементувальну (розділювальну) пробку, діаметром більше двох перших.

Коли верхня цементувальна (розділювальна) пробка сідає на першу, третя пробка підходить до цементувальної муфти і зсуває ніпель, відкриваючи отвори. Третій затвор залишається на муфті, а продавочна рідина отримує вихід через отвори спеціальної муфти. Після промивання отворів спеціальної муфти цементного розчину, що піднявся вище, протягом деякого часу (з урахуванням затвердіння цементного розчину за нижньою секцією колони) закачують нову порцію цементного розчину, яка виходить з отворів і піднімається вище муфти в затрубному просторі. За цементним розчином скидають четверту пробку, яка є одночасно запірною та розділовою. Після видавлювання всього цементного розчину через отвори четверта пробка підходить до муфти та зсуває ніпель, закриваючи отвори. Процес цементування вважається закінченим.

Описаний двоступінчастий спосіб цементування часто застосовують із деякими змінами, використовуючи перші дві пробки або одну з них.

Успіх проведення процесу при двоступінчастому способі цементування визначається переважно якісністю і надійністю муфти в роботі.

Досвід проведення двоступінчастого цементування виявив деякі недоліки способу: оголення башмака, наявність незначної не зацементованої ділянки в колонному просторі, неполадки з муфтою.

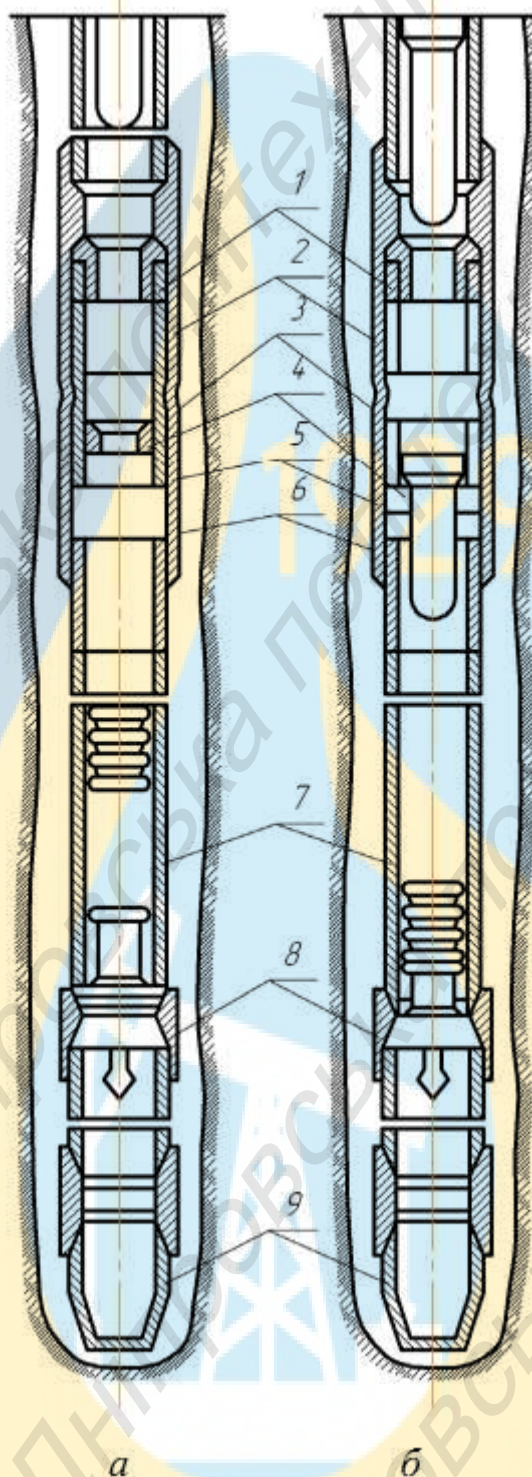


Рисунок 1.2 – Схема двоступінчастого цементування:

а – положення до відкриття отворів у цементувальній муфті;

б – положення при відкритті отворів у цементувальній муфті;

1 – верхнє сідло; 2 – верхній циліндр; 3 – отвори для виходу цементного розчину; 4 – нижнє сідло; 5 – нижній циліндр; 6 – муфта для двоступінчастого цементування; 7 – обсадна колона; 8 – зворотний клапан; 9 – напрямний башмак

Двоступінчасте цементування може здійснюватись двома способами: з розривом у часі та без розриву у часі.

Заданий інтервал цементування ділять на дві частини, а в обсадній колоні біля межі розділу встановлюють спеціальну муфту цементування.

У першому випадку спочатку закачують першу порцію тампонажного розчину в кількості, необхідному для заповнення затрубного простору від башмака до муфти цементу. Закачування роблять через башмак. Звільняють розділову пробку та закачують продавочну рідину в об'ємі рівному об'єму колони від упорного кільця до цементувальної муфти. Потім звільняють другий розділовий затор і поверх нього знову закачують продавочну рідину. Перша пробка проходить через цементувальну муфту. Друга пробка сідає на нижню втулку муфти і перекриває прохідний канал. Так як нагнітання рідини продовжується, то тиск зростає, шпильки, що утримують втулку, зрізаються і остання переміщується вниз, відкриваються отвори, через які продавочна рідина виходить в за колонний простір. Промивають верхній інтервал доти, доки не затвердіє тампонажний розчин у нижньому інтервалі. Після чого закачують другу порцію тампонажного розчину і спускають верхню розділову пробку. Закачують, продавочну рідину. Її обсяг дорівнює обсягу колони від муфти до цементувальної голівки. Верхня пробка сідає на верхню втулку муфти, зсуває її вниз до упору і цим перекриває отвори.

Ступінчасте цементування з розривом у часі доцільно застосовувати:

- якщо при одноступінчастому способі неможливо уникнути поглинання через гідророзрив пласта;
- якщо розкрито пласт із АВПД;
- якщо для одноступеневого цементування потрібна одночасна участь великої кількості техніки.

Недоліком даного способу є великий розрив у часі між цементуванням нижньої ділянки та верхньої.

Послідовне ступінчасте цементування здійснюється аналогічно, тільки в наступній послідовності: перша порція тампонажного розчину, нижня пробка,

перша порція продавочної рідини, друга розділова пробка, друга порція тампонажного розчину, третя розділова пробка, продавочна рідина.

Цей спосіб доцільно застосовувати:

- коли потужність цементувальних насосів недостатня для проведення операції в один прийом;

- коли необхідно використовувати тампонажні матеріали з різними фізико-механічними властивостями;

коли відсутня достатня кількість агрегатів для здійснення операції в один прийом.

Недолік цього способу – більш високий тиск на пласт і стінки свердловини, ніж при цементуванні з розривом у часі.

1.2.3 Манжетне цементування

Манжетне цементування обсадних колон рекомендується застосовувати у разі потреби повного виключення впливу тампонажних розчинів на продуктивні пласти. Також манжетне цементування застосовують на родовищах з низьким пластовим тиском або сильно дренованими, схильними до гідророзриву пластами. На обсадну колону в нижній частині встановлюють манжету (рис. 1.3). При закачуванні розрахункової кількості тампонажного розчину останній відокремлюють від промивної та продавочної рідин двома розділовими пробками так само, як другу порцію при послідовному ступінчастому цементуванні. Перша пробка служить для відкриття, друга для закриття муфти.

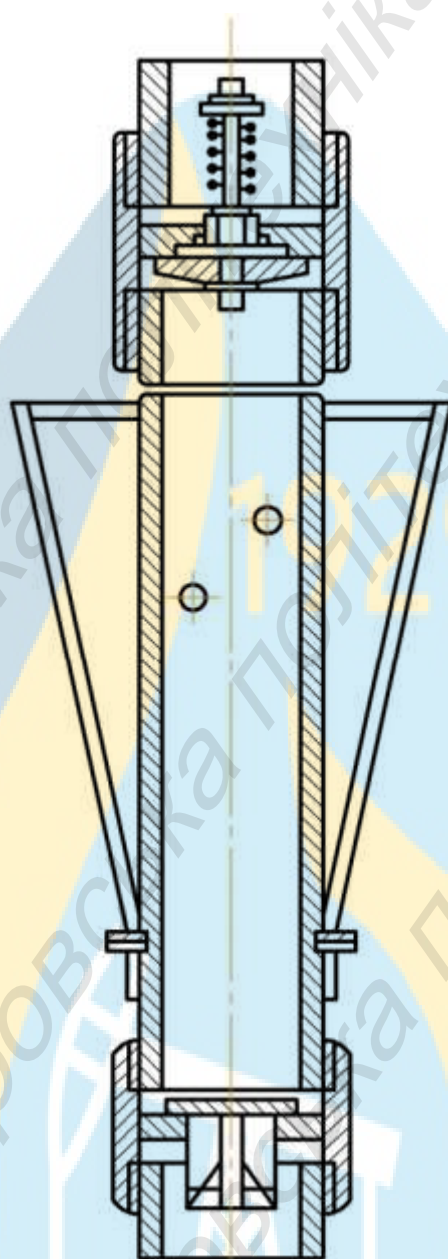


Рисунок 1.3 – Обладнання колони при манжетному цементуванні

1.2.4 Зворотне цементування

У цьому випадку обсадна колона спускається без зворотного клапана та упорного кільця, а гирло обладнується голівкою з кранами високого тиску та лубрикатором, голівку з'єднують трубопроводом з циркуляційною системою бурової, за колонний простір свердловини герметизують превентором.

Цементний розчин закачують безпосередньо в за колонний простір; промивна рідина, що витісняється ним, піднімається вгору по обсадній колоні і через гирлову голівку і трубопровід прямує в очисну систему. Після того, як там-

понажний розчин увійде в башмак колони, насоси зупиняють, крани на гирло-вій головці закривають і свердловину залишають у спокої на період твердіння розчину.

Переваги зворотного цементування: на стінки свердловини менший тиск, досягається повне заміщення промивної рідини.

Недоліки: якість цементного розчину проти башмака гірша внаслідок змішування останнього з рідиною для промивання.

Зворотне цементування доцільно застосовувати:

- якщо через небезпеку поглинання одноступінчасте цементування неможливе;
- за відсутності достатньої кількості техніки.

На рис. 1.4 показані етапи цементування за технологією, що забезпечує контроль за надходженням цементного розчину в башмак обсадної колони та вимивання суміші бурового та цементного розчинів. Ця технологія передбачає спуск додаткової (промивної) колони.

Заколонний простір за необхідності герметизується превентором; при безнапірному закачуванні цементного розчину закривати превентор необов'язково. Основні етапи технології зводяться до наступного.

1. Вузол промивання 4 розвантажують на сідло зворотного клапана 5 на 10-15 кН, і обсадну колону опресовують через міжколонний простір (рис. 1.4, а). Таким чином, можна опресувати обсадну колону до цементування, попередньо перевіривши трубний простір на воду.

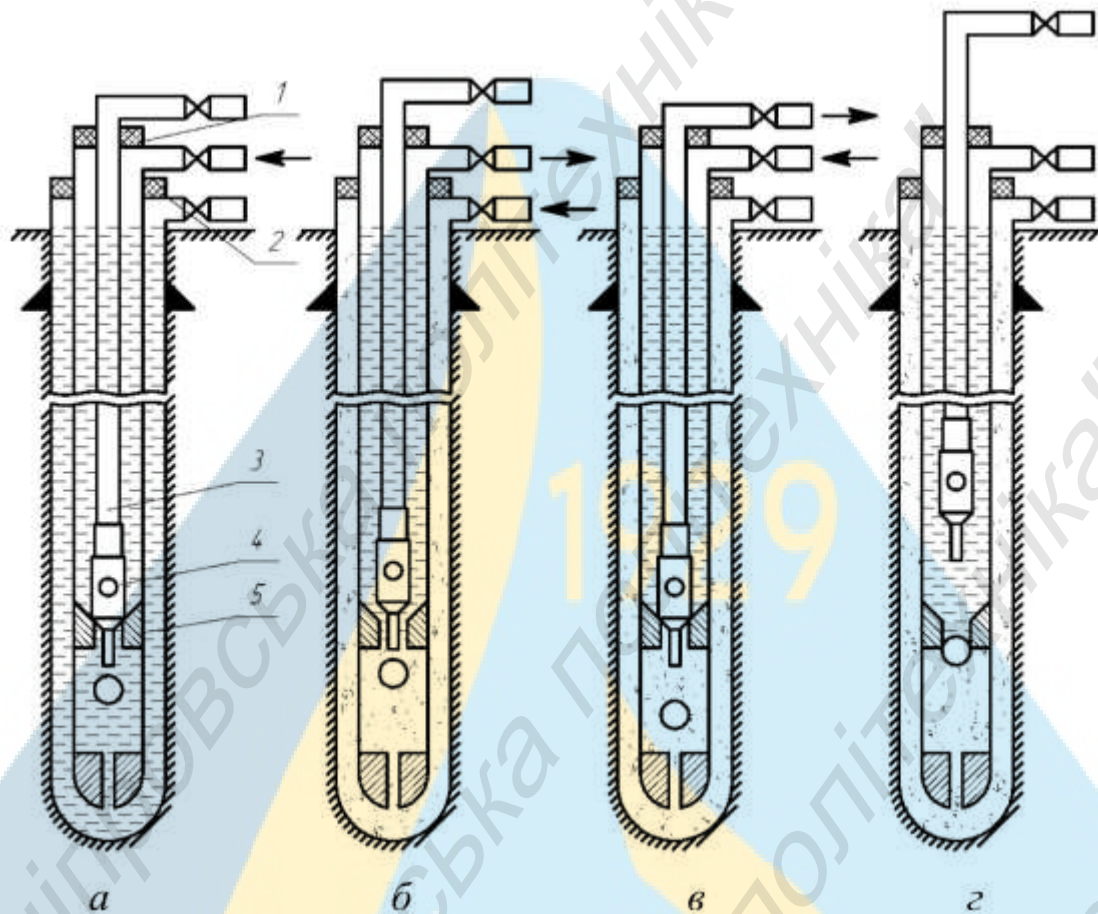


Рисунок 1.4 – Схема методу зворотного цементування обсадних колон:
 а – опресування обсадної колони; б – закачування цементного розчину в свердловину; в – вимивання надлишку цементного розчину із порожнини обсадної колони; г – герметизація порожнини обсадної колони зворотним клапаном;
 1 – головка з лубрикатором для промивної колони; 2 – превентор; 3 – промивна колона; 4 – промивний вузол; 5 – зворотний клапан

2. Промивну колону 3 піднімають так, щоб між промивним вузлом і сидлом клапана утворився зазор, а куля була віджата штовхачем нижче діафрагми клапана (рис. 1.4 б). Почнеться перетікання рідини із заклонного простору в трубне, і в цей час слід приступати до закачування цементного розчину, яке може здійснюватися без напору і, якщо є необхідність, то з деяким випороженням заклонного простору.

Закачування цементного розчину триває до тих пір, поки суміш цементного та бурового розчинів повністю не увійде до обсадної колони.

Контроль за входом цементного розчину в колону слід здійснювати за обсягом рідини, що закачується і виходить, а також за тиском.

В останні роки запропоновані та розроблені методи та пристрої, що дозволяють вимивати з обсадної колони суміш цементного та бурового розчинів та визначати кінець операції.

Після закінчення закачування цементного розчину промивний вузол розвантажують на сідло клапана і зворотним промиванням видаляють суміш і надлишки цементного розчину з обсадної колони (рис. 1.4, в). Ця операція дозволяє переконатися в тому, що процес цементування закінчено і цементний розчин заповнив за колонний простір, а також уникнути розбурювання цементної склянки в колоні.

На період ОЗЦ промивний вузол піднімають над зворотним клапаном так, щоб куля перекрила отвір у діафрагмі, і проводять всі операції, що передують перфорації обсадної колони, у тому числі заповнення спорожненої частини за колонного простору цементним розчином (рис. 1.4, г).

Зворотний спосіб цементування дозволяє регулювати вибійний тиск у широкому діапазоні, знижувати гідродинамічні навантаження на пласти, використовувати безнапірне закачування цементного розчину на швидкості, при якій досягається турбулентний режим руху цементного розчину. Знижуючи час проведення операції цементування за рахунок виключення етапу продавки можна значно знизити витрати хімічних реагентів при досягненні одночасного захоплення цементного розчину по всій довжині свердловини.

1.2.5 Цементування потайних колон (хвостовиків)

Такі колони цементують одноступінчастим способом, як правило, без використання нижньої розділової пробки. Оскільки діаметр потайної колони зазвичай більший за діаметр бурильних труб, за допомогою яких її спускають у свердловину, то для поділу тампонажного розчину від продавочної рідини застосовують верхню пробку, що складається з двох секцій: верхньої та нижньої.

Нижню секцію підвішують за допомогою зрізних штифтів з роз'єднувачем при спуску колони. Верхню секцію перед цементуванням розміщують у цементувальній головці і звільняють тільки після закачування в бурильні труби розрахункового об'єму тампонажного розчину. Ця секція під тиском продавочної рідини, що закачується поверх неї, опускається по бурильним трубам вниз, сідає на нижню секцію в роз'єднувачі, а далі єдина секційна пробка витісняє тампонажний розчин з обсадної колони, поки не сяде на зворотний клапан.

Після цього бурильні труби скидають кулю, відкривають отвори в роз'єднувачі і промивають свердловину, видаляючи надлишок тампонажного розчину, що виявився вище верхнього кінця потайної колони. Після затвердіння тампонажного розчину бурильні труби відгвинчують у лівому різьбленні роз'єднувача і піднімають із свердловини.

2 ОСНАСТКА ОБСАДНОЇ КОЛОНИ

Елементи оснащення обсадних колон є комплексом пристроїв, що застосовується для успішного спуску обсадних колон і якісного цементування свердловин, надійного роз'єднання пластів і подальшої нормальної експлуатації свердловин.

Башмак (рис. 2.1) з напрямною насадкою призначений для обладнання нижньої частини обсадної колони з метою підвищення її прохідності по стовбуру свердловини та запобігання пошкодженню нижньої труби при посадках. Башмаки приєднують до нижньої частини обсадної колони на різьбленні або зварюванні. Направляючі насадки в основному виготовляють із чавуну чи бетону. У проміжних колонах при подальшому заглибленні ствола їх розбурюють.

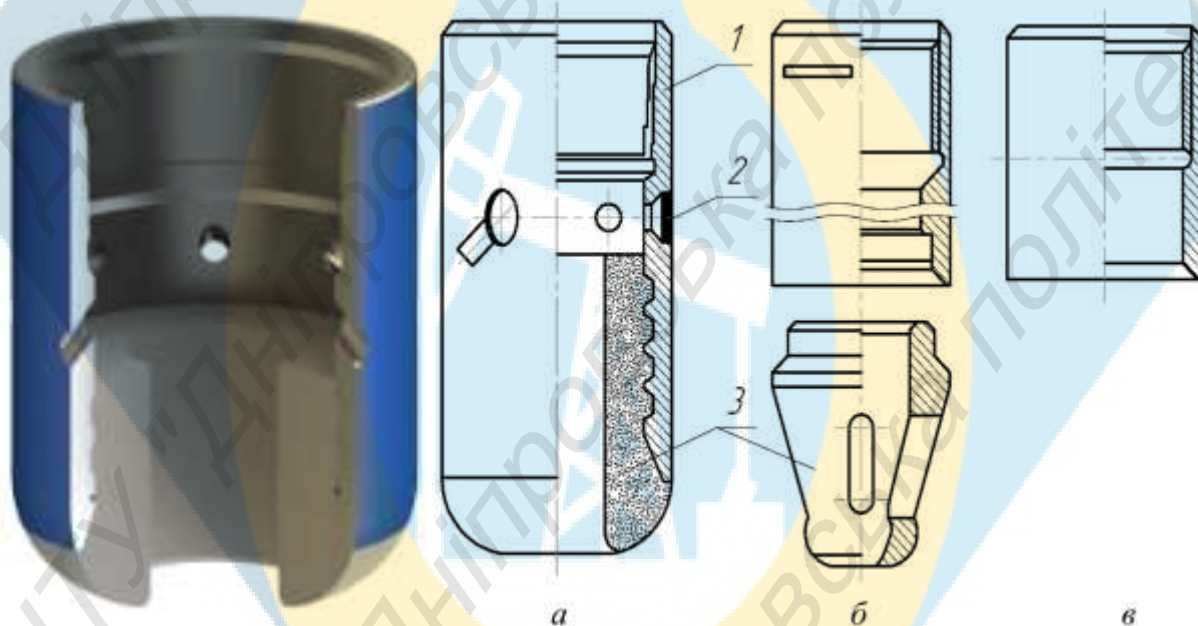


Рисунок 2.1 – Башмаки колонні типів

а – БКМ; б – БП з чавунною спрямовуючою насадкою; в – Б:

1 – корпус; 2 – заглушка; 3 – спрямовуюча насадка

Для обсадних колон діаметром 351 мм і більше у ряді випадків застосовують башмаки з фаскою без металевих напрямних насадок з метою виключення робіт з розбурювання металу на вибої.

Башмачний патрубок з отворами застосовують у тих випадках, коли існує небезпека забивання отворів, що промивають напрямної насадки.

Зворотний клапан призначений для запобігання перетіканню бурового або тампонажного розчину із заклонного простору в обсадну колону в процесі кріплення свердловини. Його монтують у башмаку обсадної колони або на 10-20 м вище за нього.

Зворотні клапани виготовляють корпусними та безкорпусними. По виду запірнього елемента вони поділяються на тарілчасті, кульові та мають шарнірну заслінку.

За принципом дії розрізняють три групи зворотних клапанів: 1) що виключають переміщення рідини із заклонного простору в обсадну колону при її спуску в свердловину; 2) забезпечують самозаповнення спускається обсадної колони буровим розчином при певному (задається) перепаді тисків над клапаном і в заклонному просторі, але що виключають можливість зворотної циркуляції розчину; 3) що забезпечують постійне самозаповнення обсадної колони розчином при спуску в свердловину і дозволяють її промивання методом зворотної циркуляції, вони включаються в роботу після доставки запірнього елемента клапана з поверхні корпусу (ЦКОДМ) (рис. 2.2).

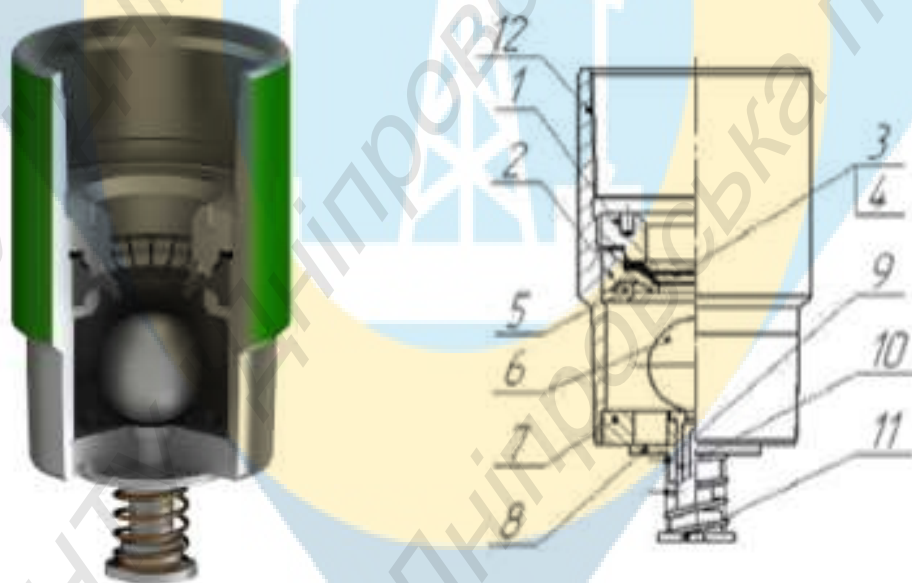


Рисунок 2.2 – Клапан зворотний дросельний типу ЦКОДМ

Клапан зворотний дросельний типу ЦКОДМ складається з двох основних вузлів – запірною та дросельною, змонтованих на корпусних деталях.

Запірний вузол складається з натискної гайки 1, діафрагми 2 з маслобензостійкої гуми, набору розрізних шайб 3 і 4, кільця упорного 5 і кулі 6. Куля виготовляється з алюмінієвого сплаву або з полімерного матеріалу.

Дросельний вузол складається з обмежувача 7, п'яти 8, пружини 9, дроселя 10 та упору 11.

У клапанах типу ЦКОДМ для обсадних колон діаметром від 114 мм до 168 мм запірний та дросельний вузли змонтовані у сталевому корпусі.

Якщо можливі газонафтоводопрояви, але відсутні поглинання, то при кріпленні вертикальних і похило спрямованих свердловин слід застосовувати зворотні клапани відповідно першої та другої груп. При можливості поглинання та відсутності прояву пластів доцільно використовувати клапани третьої групи при кріпленні вертикальних та похило спрямованих свердловин.

Упорне кільце (кільце «стоп») призначене для отримання чіткого сигналу про закінчення процесу продавлювання тампонажного розчину при цементуванні свердловини. Його виготовляють із сірого чавуну та встановлюють у муфті обсадної колони на відстані 10-30 м від башмака.

Центратори застосовують для центрування обсадної колони в стовбурі свердловини з метою рівномірного заповнення кільцевого простору тампонажним розчином та якісного роз'єднання пластів (рис. 2.3). Крім того, вони полегшують процес спуску обсадної колони, зменшуючи силу тертя між обсадними трубами і стінками свердловини, збільшують ступінь витіснення бурового розчину тампонажним внаслідок утворення локальних завихрень висхідного потоку розчину в зонах центраторів, а також полегшують роботу з підвіски хвостовиків і стикування секцій обсадних колон в результаті центрування їх верхніх кінців.

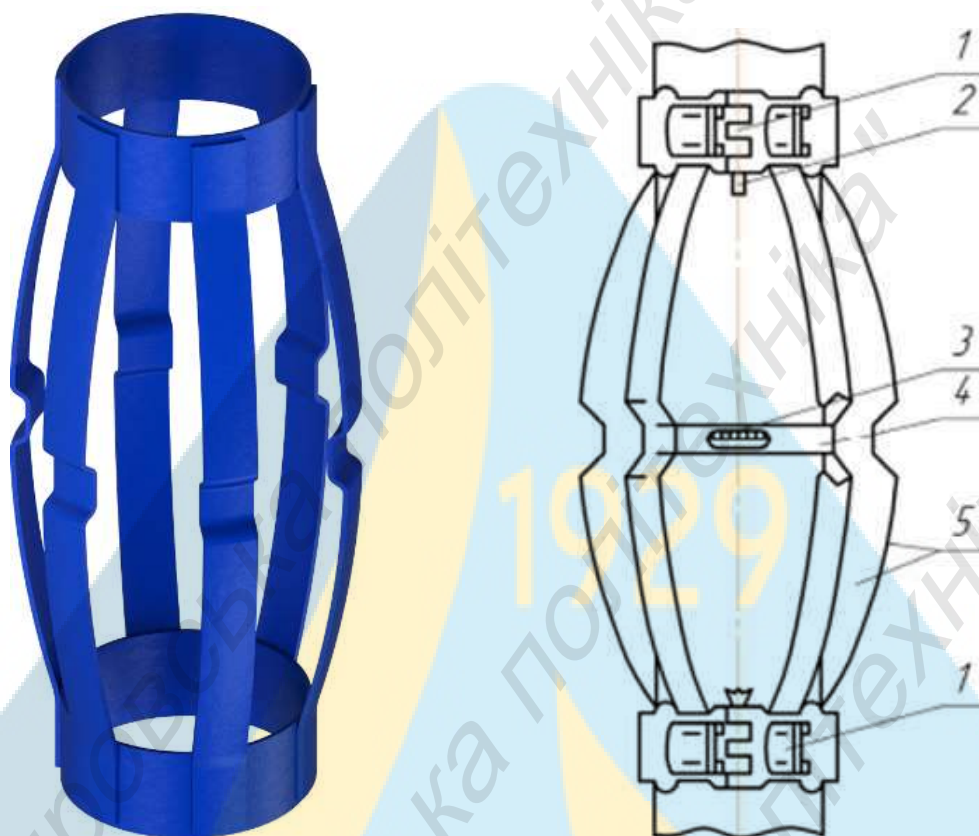


Рисунок 2.3 – Пружинний центратор:

1 – петлеві вуха; 2 – цвяхи; 3 – спіральні клини;

4 – обмежувальні кільця; 5 – пружинні планки; 6 – пази сегментів

Центратори по конструкції діляться на роз'ємні і нероз'ємні, пружинні і жорсткі, а характером закріплення пружинних планок - на зварні і розбірні. Їх зазвичай встановлюють у середній частині кожної обсадної труби, тобто. у місцях найбільшого вигину.

При кріпленні похило спрямованих свердловин застосування центраторів обов'язково.

Скребки використовують для руйнування кірки бурового розчину на стінках свердловини при розходженні обсадної колони в процесі її цементування та утворення міцного цементного кільця за обсадною колоною. Дротові скребки корончатого типу (рис. 2.4) комплектують завзятим кільцем «стоп» з крученим клином і встановлюють на обсадній колоні поряд з центратором, вище та нижче кожного з них.



Рисунок 2.4 – Скребок рознімний типу СК:

1 – робочий елемент; 2 – корпус; 3 – штир

Турбулізатори (рис. 2.5) призначені для завихрення висхідного потоку тампонажного розчину в затрубному просторі під час цементування свердловини. Їх встановлюють на обсадній колоні в зонах розширення стовбура свердловини з відривом трохи більше 3 м друг від друга. Лопаті турбулізаторів можуть бути металевими або гумовими (гума покривається двома шарами кордної бавовняної тканини).

3 ТУРБУЛІЗАЦІЯ ВИСХІДНОГО ПОТОКУ ТАМПОНАЖНОГО РОЗЧИНУ

3.1 Загальні положення про турбулізацію висхідного потоку тампонажного розчину

Для досягнення високої якості кріплення свердловин потрібно найповніше витіснення бурового розчину тампонажним. При ексцентричному розташуванні обсадної колони в свердловині заміщення розчинів істотно утруднюється через виникнення зон зі зниженою швидкістю перебігу рідини. Внаслідок утворення нерівномірного фронту витіснення за обсадною колоною можуть залишатися місця без тампонажного розчину, відбувається його забруднення через збільшення зони змішування.

Для центрації обсадної колони у свердловині використовуються спеціальні опорно-центруючі пристрої – центратори. Центратори можуть бути жорсткими та пружинними, виготовленими з металу або полімерними.

Пружні центратори призначені для центрування обсадних колон у вертикальних та слабко викривлених (до $15\text{--}20^\circ$) свердловинах. До недоліків цих центраторів можна віднести те, що їх не можна використовувати в свердловинах з горизонтальними ділянками, а також висока ймовірність їх зминання за умови малого перерізу бічного ствола свердловин. На сьогоднішній день найширше застосування знайшли жорсткі центратори. Завдяки жорсткій конструкції їх застосування можливе за умови свердловин з похилими та горизонтальними ділянками. Центратори можуть бути як литими, так і звареними, а також мати ролики на ребрах для зменшення сили тертя при спуску колони обсадної.

Головним недоліком жорстких центраторів є можливість заклинювання в місцях звуження свердловини і, як наслідок, посадки обсадної колони. У зв'язку з цим виробники рекомендують, щоб зовнішній діаметр утворює ребра жорсткого центратора був менше внутрішнього діаметра свердловини не менше ніж на 5 мм, в результаті чого знижується ступінь центрації колони в свердловині.

За інших рівних умов ламінарний режим течії рідини за умови ексцентричного розташування обсадної колони в свердловині зберігається при швидкостях потоку, що у кілька разів перевищують швидкість руху рідини в зазорі концентрично розташованих труб.

Так, для бічних стовбурів діаметром 124 мм рекомендований розмір центратора 119 мм, навіть за його наявності рівень центрації обсадної колони стає менше 80 % за API (рис. 3.1).

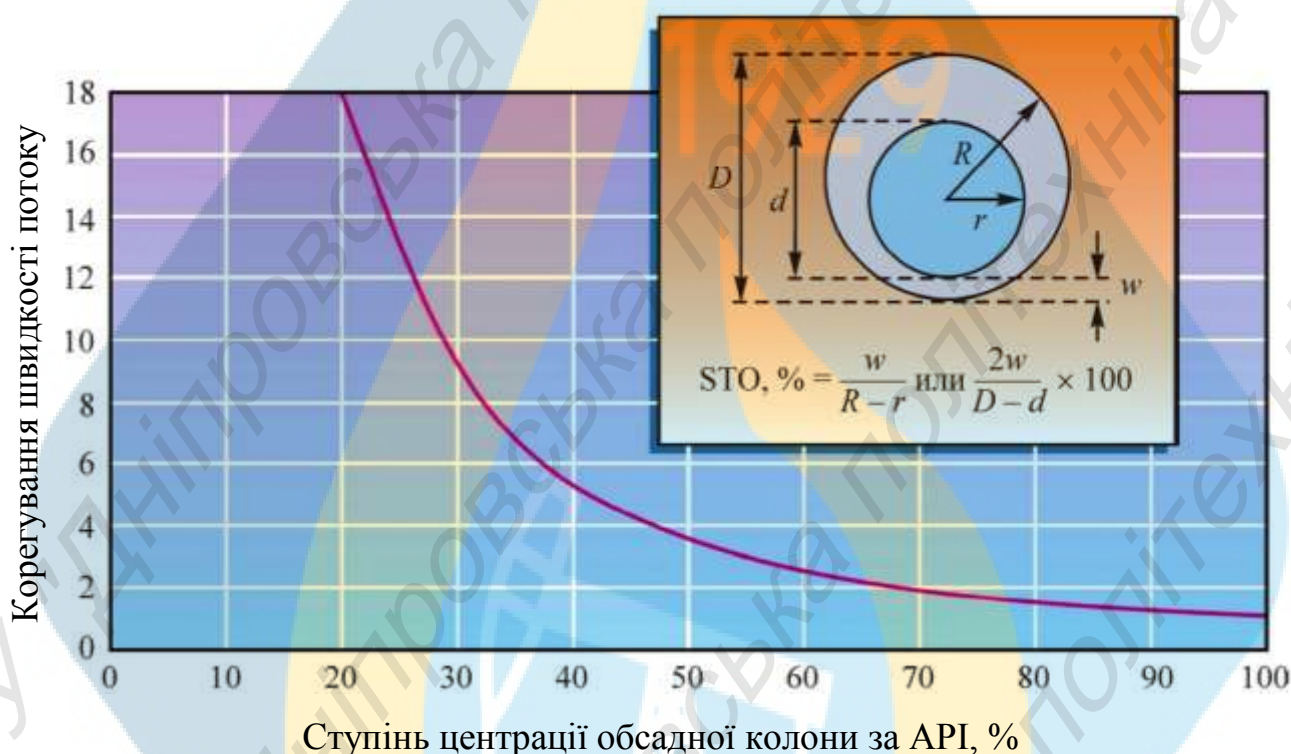


Рисунок 3.1 – Корегування швидкості потоку для забезпечення турбулентного потоку при ексцентричному розташуванні обсадної колони

З методики коригування швидкості потоку залежно від ступеня центрації обсадної колони (рис. 3.1) видно, що для забезпечення турбулентного потоку за ступенем центрації обсадної колони 80 % необхідно збільшити швидкість закачування більш ніж у 1,5 рази, проте слід враховувати, що такий ступінь центрування досягається лише у зоні установки центратора, а в міру віддалення від нього центрація ще більше зменшується. На ступінь центрування обсадної колони впливає наявність перегинів стовбура свердловини.

Величина ексцентриситету обсадної колони в будь-якій точці не повинна перевищувати $\varepsilon = 0,33(D - d)/2$, де D , d – відповідно середній діаметр стовбура свердловини і зовнішній діаметр обсадних труб у точці, що розглядається. При діаметрах свердловини та обсадної колони 124 та 102 мм максимально допустиме відхилення становитиме 3,63 мм, тоді як через конструктивні особливості початкове відхилення 2,5 мм. Внаслідок цього розміри прохідних перерізів між обсадною трубою, верхньою та нижньою стінками свердловини відрізняються один від одного більш ніж удвічі (рис. 3.2). Внаслідок виникнення додаткових місцевих гідравлічних опорів погіршується витіснення бурового розчину за центратором, що призводить до утворення застійних зон та неякісного цементування.

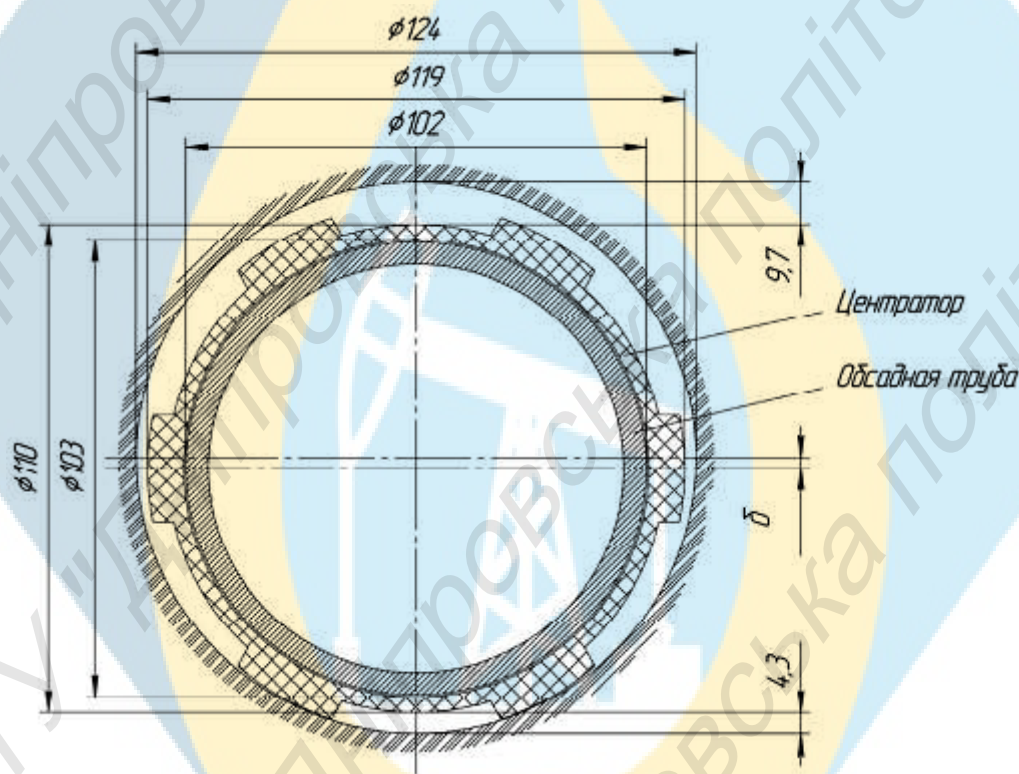


Рисунок 3.2 – Розташування центратора і обсадної колони в свердловині

Вітчизняними дослідниками виконано великий обсяг теоретичних, експериментальних та промислових досліджень процесів змішування та витіснення бурових та тампонажних розчинів, буферної рідини у свердловині.

Основні результати теоретичних робіт, лабораторних та промислових експериментів полягають у наступному.

1. Чим вище в'язкість витісняючої рідини в порівнянні з витісняємою, а отже, чим більша динамічна напруга зсуву τ_0 і структурна в'язкість першої рідини, тим більше коефіцієнт витіснення за умови, що обидві рідини рухаються в структурному режимі течії. Співвідношення густин рідин за зазначених умов перебігу на коефіцієнт витіснення не впливає.

Більший вплив на процес витіснення надає η_2/η_1 , ніж τ_{02}/τ_{01} , а за малих швидкостях - навпаки.

2. Якщо витісняюча рідина тече в структурному режимі, а витісняєма - в турбулентному, то ступінь витіснення можна підвищити, збільшивши в'язкість рідини, що витісняє, знизивши щільність витісняється, а також зменшивши швидкість течії. Зміна в'язкості витісняючої рідини не робить істотного впливу на процес витіснення.

3. Якщо режим перебігу витісняючої рідини турбулентний, а витісняємої - структурний, то ступінь витіснення можна підвищити в основному за рахунок збільшення щільності витісняючої рідини і зменшення в'язкості витісняється. Підвищення швидкості течії також сприяє покращенню витіснення.

4. Якщо режим перебігу обох рідин турбулентний, то основна дія на зростання коефіцієнта витіснення надає збільшення співвідношення щільностей рідини, що витісняє і витісняється.

5. Різниця густин рідин не є визначальним фактором при цементуванні свердловин, так як не надає помітного впливу на зміну повноти витіснення з кільцевого простору. Так, збільшення від $\Delta\rho$ від 0,3 до 0,6 г/см³ призводить до зростання коефіцієнта витіснення всього на 0,01.

Турбулентний режим течії витісняючих рідин – один з головних факторів, що визначають найповніше витіснення бурового розчину цементним.

Для забезпечення турбулізації рекомендується розчин вводити пластифікатори.

Досягнення турбулізації за рахунок збільшення швидкості потоку в умовах малих кільцевих зазорів та високих реологічних показників цементних розчинів – завдання дуже складне і часто нерозв'язне. У подібній ситуації турбулі-

зації потоку може бути забезпечена шляхом механічного впливу на потік турбулізуючими елементами - турбулізаторами. Турбулізацію потоку викликає і оснащення. Чим більше швидкість потоку, тим більша довжина зони турбулентності. Якщо турбулізуючі елементи розмістити таким чином, щоб вони знаходилися один від одного на відстані зони їхньої турбулентності, це забезпечить підвищення заміщення бурового розчину цементним. Для турбулізації потоку стосовно цементування свердловин переважно застосовують гвинтові турбулізатори.

При промиванні та цементуванні обсадної колони лопаті турбулізатора змінюють напрямок руху висхідного потоку бурового та тампонажного розчинів та сприяють створенню турбулентного режиму течії. Завдяки цьому підвищується витісняюча здатність тампонажного розчину та забезпечується повніше заповнення ним затрубного простору. На ефективність роботи турбулізатора впливають ексцентриситет обсадної колони, кавернозність та розширення стовбура свердловини.

З аналізу проведених разом із В.І. Міщенко робіт Булатовим було зроблено такі практичні рекомендації щодо розробки та розміщення турбулізаторів.

1. Розробити турбулізатори слід стосовно конкретних діаметрів обсадних колон і свердловин. Уніфікація турбулізаторів для певного типу колон та різного діаметру свердловин не рекомендується.

2. Кут нахилу лопатей турбулізатора до осі слід приймати рівним $35-40^\circ$. Турбулізатори з невеликими кутами нахилу лопатей більш технологічні у виготовленні і значно меншою мірою сприяє сальнікоутворенню, обвалам і осипам при спуску колони.

3. Число лопатей треба приймати рівним 0-8, при цьому довжина вибирається таким чином, щоб забезпечувалося повне перекриття кільцевого каналу лопатями турбулізатора.

4. Розставляти турбулізатори доцільно на відповідальних ділянках стовбура з урахуванням зони їхньої дії в кільцевому просторі свердловини. Довжи-

на зони турбулізації залежить від величини кільцевого зазору, режиму перебігу цементного розчину та кавернозності стовбура свердловини.

5. Для визначення режиму течії цементного розчину (узагальненого параметра Re^*) необхідно користуватися усередненими реологічними параметрами цементних розчинів, які застосовуються на конкретному родовищі, усередненими величинами швидкостей продавки цементного розчину.

6. При розміщенні турбулізаторів слід враховувати розширення стовбура свердловини.

7. Для роз'єднання сильнокавернозних ділянок та вимиву з каверн турбулізатори треба встановлювати якомога ближче до нижнього краю каверн на стовбурі номінального діаметра. Максимальний ефект у цьому випадку досягається при розходженні колони.

8. При установці турбулізаторів необхідно центрувати колону труб, тому що тільки таким чином можна отримати максимальну довжину турбулізації.

9. При розміщенні турбулізаторів слід враховувати турбулізуючу здатність центратора та муфт.

10. При роз'єднанні пластів з низькими пластовими тисками треба враховувати гідравлічні опори, що додатково створюються турбулізаторами та центраторами.

11. Не рекомендується встановлювати турбулізатори на проникних пластах з низьким пластовим тиском через небезпеку розмиву кірок та зневоднення цементного розчину при зіткненні з проникними породами.

У разі безперервного ходіння обсадної колони довжину зони турбулізації рекомендується збільшити на висоту ходіння.

3.2 Конструкції турбулізаторів

Турбулізатори типу ЦТ призначені для завихрення висхідного потоку тампонажного розчину в затрубному просторі свердловини під час цементування. Як правило, їх розміщують проти зон розширення стовбура свердловини на відстані не більше 3 м один від одного. До складу виробу входять власне турбулізатор (рис. 3.1 та табл. 3.1) та спіральний клин, аналогічний клину для обмежувальних кілець, що обмежують переміщення центраторів та скребоків на обсадних колонах.

Конструктивно турбулізатор являє собою циліндричний корпус 1 із закріпленими на його зовнішній поверхні спареними лопатями 2 за допомогою накладок 3, які приварені до корпусу вище і нижче верхнього та нижнього торців спареної лопаті. Лопаті виконані з гуми та для підвищення міцності армовані двома шарами кордової тканини.

Нижня частина корпусу має потовщення, на внутрішній поверхні якого виконана кільцева канавка і радіальний наскрізний отвір під монтажний клин 4.

Принцип дії турбулізаторів ЦТ полягає в тому, що він перекидає своїми лопатями висхідний потік рідини в кільцевому просторі свердловини, закручуючи навколо обсадної колони і направляючи його на стінки стовбура свердловини. При цьому збільшується абсолютна швидкість елементарних струменів потоку, підвищуючи ефективне число Рейнольдса Re^* і створюючи безліч вогнищ виникнення турбулізації, турбулізують потік загалом навіть за докритичних значень числа Рейнольдса. Завдяки цьому підвищується якість цементування за рахунок забезпечення змиву плівки глинистого розчину з обсадних труб, руйнування структури бурового розчину в кавернах і жолобах і повнішого витіснення, і заміщення його тампонажним розчином.

Робота виробу полягає у реалізації принципу дії турбулізатора на практиці після встановлення на обсадній колоні та спуску її в свердловину. Для забезпечення максимальної ефективності турбулізаторів колона повинна бути відцентрована в свердловині за допомогою пружних або жорстких центраторів.

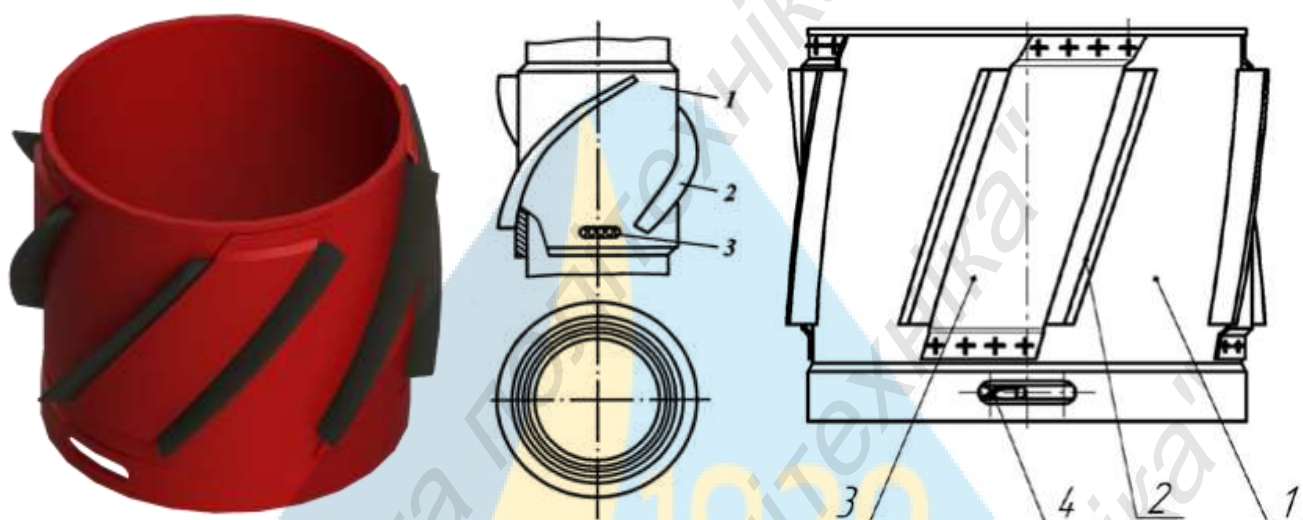


Рисунок 3.1 – Турбулізатор типу ЦТ:

1 – корпус; 2 – лопать; 3 – накладка; 4 – клин

Таблиця 3.1 - Параметри турбулізатора типу ЦТ

Шифр турбулізатора	Зовнішній діаметр, мм	Внутрішній діаметр, мм	Довжина лопаті, мм	Маса, кг, не більше
ЦТ-114/151	170	116	95	2,0
ЦТ-127/165	186	129	105	2,5
ЦТ-140/191	210	142	115	3,0
ЦТ-140/216	236	142	115	3,0
ЦТ-140/212-216	210	142	115	3,0
ЦТ-146/212-216	210	148	120	3,5
ЦТ-146/216	236	148	120	3,5
ЦТ-168/212-216	210	171	135	4,5
ЦТ-168/216	236	171	135	4,5
ЦТ-178/245	266	181	145	5,0
ЦТ-194/245	266	197	160	6,0
ЦТ-219/270	290	222	180	8,0
ЦТ-245/295	293	248	200	8,5

Примітка. Для всіх типорозмірів кількість лопатей – 8, максимальне навантаження на корпус турбулізатора – 7,85 кН

У шифрі турбулізатора, наприклад, ЦТ-140/212-216, зазначено:

ЦТ – тип турбулізатора;

140 – діаметр оснащується колони;

212-216 – діаметр відкритого стовбура свердловини.

Турбулізатор ЦТ-3 складається з циліндричного корпусу 1, гумових пружних лопатей 2 і термообробленого клина 3, скрученого вздовж власної осі. Корпус турбулізатора є кільцем, висота якого постійна для всіх типорозмірів. У корпусі прорізані пази із кутом нахилу 35° . Гумові лопаті армовані двома шарами кордної тканини та кріпляться до корпусу металевими накладками на точковому зварюванні.

Турбулізатори розраховані на застосування в умовах обтяжених абразивних розчинів при температурі до 100°C в свердловинах глибиною до 7000 м.

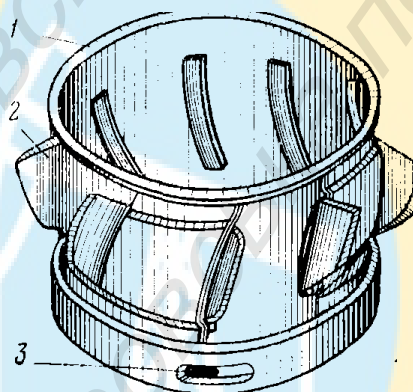


Рисунок 3.2 – Турбулізатор ЦТ-3

Центратор-турбулізатор ЦТЖС виконаний із привареними під кутом до циліндричного корпусу твердими ребрами.

Центратори-турбулізатори призначені для застосування в похилопрямованих та горизонтальних свердловинах, особливо якщо їх відкритий ствол ускладнений жолобними виробками. Ці вироби виконують одночасно дві функції: центрують колону, не дозволяючи їй завдяки ребрам центратора провалитися в жолобне вироблення, закручують висхідний потік рідини своїми похилими по гвинтовій лінії ребрами, викликаючи його турбулізацію та покращуючи ви-

тіснення бурового розчину тампонажним. Техніко-економічний ефект від застосування центраторів-турбулізаторів обумовлений двома причинами: забезпеченням прискореного спуску колони за рахунок попередження та виключення ускладнень та підвищеною якістю цементування свердловини за рахунок хорошого центрування колони та турбулізації висхідного потоку рідини, а також за рахунок зниження первісних витрат на оснащення колон виробами, у порівнянні з дорогими імпортними. Для забезпечення оптимального потоку розчину, ребра або лопаті центраторів-турбулізаторів перекривають усі 3600 кола необсадженої свердловини. Дані вироби забезпечують центрування обсадної колони щонайменше 67 %.



Рисунок 3.3 – Центратор-турбулізатор ЦТЖС:

1 – корпус; 2 – спіральні лопаті

Установка цементних мостів у глибоких свердловинах часто виявляється невдалою, а також у разі використання ексцентриків. Одна з причин – низька швидкість (менше 1 м/с) висхідного потоку цементного розчину. Так як підвищити швидкість висхідного потоку при закачуванні цементного розчину не завжди можливо, застосовують інші допоміжні засоби, що дозволяють успішно проводити установку мостів на великих глибинах. Одним з них є турбулізатор потоку рідини, що входить в кільцеве простір.

Таблиця 3.2 – Коротка технічна характеристика центраторів-турбулізаторів ЦТЖС

Тип центрато-ра-турбулізатора	Діаметр обсад-ної ко-лони	Зовніш-ній діа-метр, мм, не більше	Внутріш-ній діа-метр, мм, не менше	Висота, мм, не більше	Кількість ребер, шт.	Маса, не більше, кг
ЦТЖС-102/140	101,6	104	130	5	120	1,85
ЦТЖС-114/151	114,3	116	143	5	120	2,25
ЦТЖС-127/165	127	129	160	5	150	3,2
ЦТЖС-140/216	139,7	142	210	5	150	4,0
ЦТЖС-146/216	146,1	148	210	5	150	4,2
ЦТЖС-168/245	168,3	170,5	234	6	150	4,7
ЦТЖС-178/245	177,8	182	324	6	150	5,3
ЦТЖС-194/245	193,7	197	234	6	150	5,4
ЦТЖС-245/295	244,5	249	290	8	150	7,4
ЦТЖС-324/394	324	329	383	8	200	13,8
ЦТЖС-102/140	101,6	104	130	5	120	1,85
ЦТЖС-114/151	114,3	116	143	5	120	2,25
ЦТЖС-127/165	127	129	160	5	150	3,2
ЦТЖС-140/216	139,7	142	210	5	150	4,0
ЦТЖС-146/216	146,1	148	210	5	150	4,2
ЦТЖС-168/245	168,3	170,5	234	6	150	4,7
ЦТЖС-178/245	177,8	182	324	6	150	5,3
ЦТЖС-194/245	193,7	197	234	6	150	5,4
ЦТЖС-245/295	244,5	249	290	8	150	7,4
ЦТЖС-324/394	324	329	383	8	200	13,8

На рис. 3.4 зображено турбулізатор, що є спеціальним перевідником з приєднувальним різьбленням і заглушеним кінцем, що має чотири отвори діаметром 20 мм.

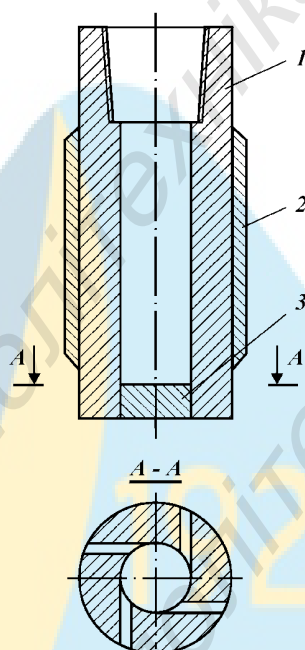


Рисунок 3.4 – Турбулізатор-перевідник:

1 – корпус; 2 – стабілізатор; 3 – заглушка

Технологією проведення операції передбачалося промивання ствола через турбулізатор з одночасним обертанням колони труб з частотою 60 об/хв і подачею її зі швидкістю 30 м/год інтервалі установки моста. Тривалість промивання визначалася двома циклами.

Шлакоцементний розчин, що зачинається, закачували для перемішування в спеціальний пересувний мірник, обладнаний гідромішалкою. При встановленні мостів як буферної рідини використовувалася вода з ССБ. Цементний розчин закачували через бурильні труби, що оснащені зверху провідною трубою з вертлюгом. При виході першої порції буферної рідини колони труб останню починали обертати з частотою 100-120 об/хв і продовжували обертання до закінчення продавлювання цементного розчину. Незважаючи на низькі швидкості висхідного потоку цементного розчину, всі мости витримали випробування на міцність розвантаженням бурильних труб. Широкий досвід застосування турбулізаторів під час ремонту свердловин дозволяє використовувати їх повсюдно.

Фірма ТОВ «Екобур Сервіс» розробило та випускає цілу низку турбулізаторів власної конструкції (рис. 3.5).

Турбулізатори-центратори та система їх закріплення до труби захищені патентами. Центратори виготовляються відповідно до вимог ТУ 3663-006-27913846-2007 та при використанні закріплюються до обсадних труб з обмеженням усіх свобод руху стопорними клинами або болтами.



Рисунок 3.5 – Загальний вигляд нормального ряду центраторів:

1 – ЦОП; 2 – ЦТМ; 3 – ЦЖМ-6Л

Для закріплення турбулізаторів-центраторів із залишенням свободи обертання трубою за заявкою замовника можуть комплектуватися двома обмежувальними кільцями в комплекті зі стопорними клинами.

Зусилля страгування турбулізаторів-центраторів з місць закріплення складає при закріпленні двома стопорними клинами у водному вікні не менше 25 кН (2,5 тонн). При закріпленні через отвори в нижній та верхній кільцевих частинах турбулізатора-центратора чотирма клинами (по два клини в кожному вікні) – зусилля стригання становить не менше 50 кН (5 тонн).

Турбулізатори-центратори сприяють витіснення бурового розчину цементним під час цементування колон. Зварні вироби (рис. 3.6) з дротяними скребками руйнують фільтраційну кірку при спуску колони і армують цементне кі-

льце дротяними елементами, запобігаючи розтріскування цементного каменю при опресовуванні та перфорації колони.



Рисунок 3.6 – Загальний вигляд нормального ряду зварених виробів:

1 – СПР-С; 2 – ЦТП-С; 3 – ЦТП-СПС-С; 4 – ЦТП-СПР-С

Повторно удосконалені турбулізатори-центратори названі турбулізаторами потоку – турбулізаторами-центраторами типу ТПЦ-ЛУ.

Виготовляються такі типорозміри виробів:

Типи:

Литі – ЖТЦБ-Л, ТПЦ-ЛУ, ТПЦ-Л, ТЦОП-Л, ЖЦМ-6Л.

Зварені – СПР-С, ТПЦ-С, ТПЦ-СПС-С, ТПЦ-СПР-С.

Розміри: 102/124(140,144), 114/140(144,156), 146(168, 178)/216, 245/295(311) (у чисельнику діаметр колони, у знаменнику - долота).

Розшифровка скорочень: ЖТЦБ-Л – жорсткий турбулізатор-центратор бочкоподібний; ТПЦ-ЛУ – турбулізатор потоку-центратора; ТПЦ-Л – турбулізатор потоку-центратор, ТЦОП-Л – турбулізатор-центратор-відхильник потоку; ЖЦМ-6Л – жорсткий центратор модернізований шестилопостною литою;

СПР-С - скребок дротяний радіальний; ТПЦ-С – турбулізатор потоку-центратора;

ТПЦ-СПС-С - турбулізатор потоку-центратор скребок дротяний спіральний, ТПЦ-СПР-С - турбулізатор потоку-центраторскребок дротяний радіальний; Л – литий; ЛУ – литий удосконалений, З – зварний.

Центратор турбулізатор кульковий ЦТШ наведено на рис. 3.7.

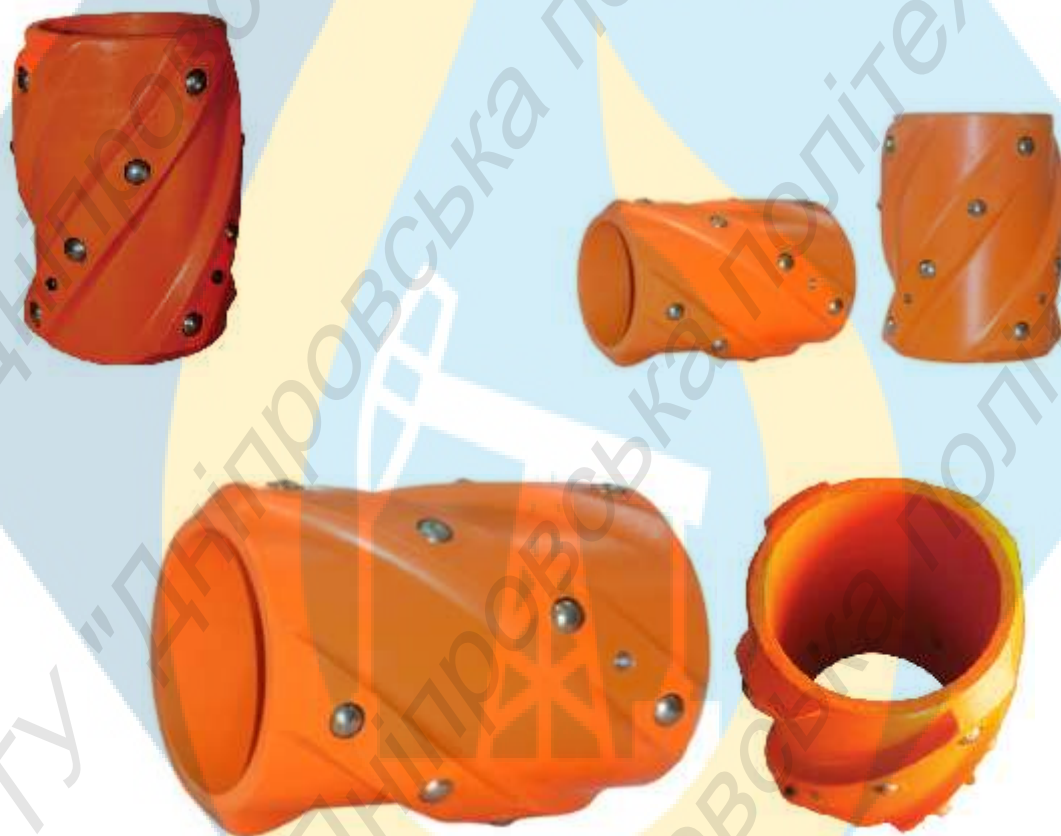


Рисунок 3.7 – Центратор турбулізатор кульковий ЦТШ

Призначений для зниження механічного тертя, закручування навколо обсадної колони та турбулізації потоку рідини в затрубному просторі, центрування колони в свердловині. Забезпечує оптимальну продуктивність, коли: обсадна колона, хвостовик та фільтри спускаються в горизонтальні свердловини та све-

рдловини з великим відхиленням по вертикалі, обертаються довгі та/або важкі хвостовики для цементування.

Кульки прилеглі до зовнішньої стінки стовбура свердловини легко знижують коефіцієнти осьового тертя на 60%, як при спуско-підйомних роботах, так і при обертанні обсадної колони.

Центратор ЦТШ, що знижує механічне тертя, уможлиблює обертання труби, що раніше обмежувалося крутним моментом, забезпечуючи оптимальну ефективність витіснення бурового розчину та утворення цементного кільця.

Центратор фіксується чотирма гвинтами М12, вкрученими в корпус.

Центратор-турбулізатор гідропотоку ЦТГ наведено на рис. 3.7.



Рисунок 3.7 – Центратор-турбулізатор гідропотоку ЦТГ

1 – циліндричний корпус; 2 – приварені сталеві лопаті;

3 – установочні гвинти для кріплення до обсадної колони

Центратори-турбулізатори гідропотоку ЦТГ призначені для оснащення обсадних колон з труб з метою центрування колони в свердловині, закручування навколо обсадної колони та турбулізації потоку рідини в затрубному просторі під час спуску та цементування обсадних колон.

Таблиця 3.3 – Технічна характеристика турбулізаторів ЦТГ

Найменування	Діаметр обсадної колони, мм	Внутрішній діаметр, мм	Зовнішній діаметр, мм	Кількість лопатей, шт	Висота, мм	Маса, кг
ЦТГ-89/121 (89/132)	88,9	92	117 (126)	4	200	4,6 (6)
ЦТГ-102/140	101,6	104	134	4	200	5,3
ЦТГ-114/156 (114/165)	114,3	118	150 (158)	4	250	10,2
ЦТГ-127/158 (127/191)	127	129 (130)	154 (184)	4	250	10,2 (13,8)
ЦТГ-140/191 (140/216)	139,7	144	183 (208)	4	280	12,4 (22,3)
ЦТГ-146/216 (146/216-100)	146,1	150	206	4	300 (100)	19,5 (6,5)
ЦТГ-168/216 (168/216-100)	168,3	172	210	4	300 (100)	12,6 (4,2)
ЦТГ-168/221-100	168,3	172	216	4	100	4,6
ЦТГ-168/245 (168/270)	168,3	172	236 (262)	4	300	27,3 (45,7)
ЦТГ-178/216 (178/216-100)	178	182	210	4	300 (100)	10,4 (3,5)
ЦТГ-178/245 (178/270)	178	182	240 (262)	4	300	21,2 (45,8)
ЦТГ-194/220	193,7	196	216	6	300	8,2
ЦТГ-194/245 (194/270)	193,7	198	236 (262)	6	300	19,4 (33,9)
ЦТГ-219/270	219,1	224	262	6	300	23,9
ЦТГ-245/295 (245/295-100)	244,5	250	290	6	340 (100)	24,6 (8,2)
ЦТГ-245/311	244,5	250	304	6	340	35,2
ЦТГ-324/394 (324/394-100)	323,9	330	387	6	400 (100)	52 (13)

Закручування потоку суттєво підвищує ефективність витіснення та заміщення бурового розчину тампонажним у зоні дії турбулізаторів на кавернозних ділянках стовбура, а також при ексцентричному положенні колони у свердловині.

Турбулізація потоку в сукупності з його закручуванням підвищить ефективність витіснення та заміщення у жолобних виробках у стінках стовбура свердловини.

Найбільш ефективне використання центраторів-турбулізаторів ЦТГ буде у разі їх застосування в найвідповідальніших інтервалах стовбура свердловини в комплексі з корончастими скребками і при одночасному розходженні колони, що цементується.

Область застосування центраторів-турбулізаторів ЦТГ універсальна – вертикальні, похило-спрямовані та горизонтальні геологорозвідувальні, нафтові та газові свердловини.

Закручування потоку суттєво підвищує ефективність витіснення та заміщення бурового розчину тампонажним у зоні дії турбулізаторів на кавернозних ділянках стовбура, а також при ексцентричному положенні колони у свердловині.

Турбулізація потоку в сукупності з його закручуванням підвищить ефективність витіснення та заміщення у жолобних виробках у стінках стовбура свердловини.

Найбільш ефективне використання центраторів-турбулізаторів ЦТГ буде у разі їх застосування в найвідповідальніших інтервалах стовбура свердловини в комплексі з корончастими скребками і при одночасному розходженні колони, що цементується.

Область застосування центраторів-турбулізаторів ЦТГ універсальна – вертикальні, похило-спрямовані та горизонтальні геологорозвідувальні, нафтові та газові свердловини.

Центратори-турбулізатори ЦТГП призначені для оснащення обсадних колон з труб за ДСТ 632 з метою центрування колони в свердловині, закручу-

вання навколо обсадної колони та турбулізації потоку рідини в затрубному просторі під час спуску та цементування обсадних колон (рис. 3.8, табл. 3.4).

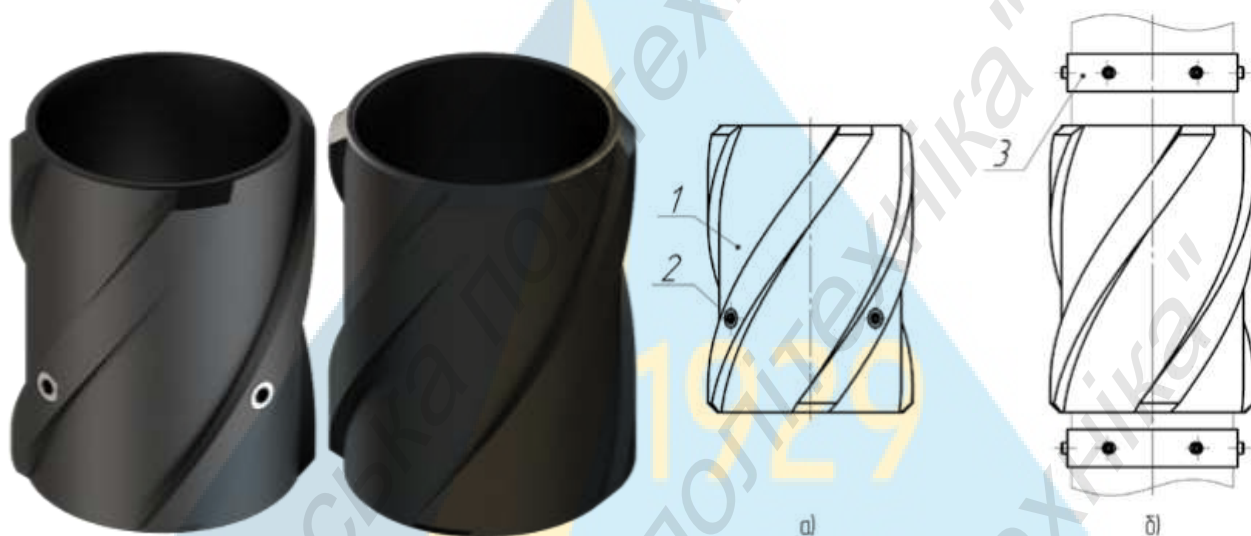


Рисунок 3.8 – Центратори-турбулізатори ЦТГП

а – ЦТГП; б – ЦТГП-01

1 – корпус; 2 – гвинт установочний; 3 – кільце обмежувальне

Закручування потоку суттєво підвищує ефективність витіснення та заміщення бурового розчину тампонажним у зоні дії турбулізаторів на кавернозних ділянках стовбура, а також при ексцентричному положенні колони у свердловині.

Турбулізація потоку в сукупності з його закручуванням підвищить ефективність витіснення та заміщення та у жолобних виробках у стінках стовбура свердловини.

Найбільш ефективно використання центраторів-турбулізаторів ЦТГП буде у разі їх застосування в найвідповідальніших інтервалах стовбура свердловини в комплексі з корончастими скребками і при одночасному розходженні колони, що цементується. Область застосування центраторів-турбулізаторів ЦТГП універсальна – вертикальні, похило-спрямовані та горизонтальні геологорозвідувальні, нафтові та газові свердловини.

Таблиця 3.4 – Технічні характеристики центраторів-турбулізаторів ЦТГП

Технічні характеристики	ЦТГП-146/208	ЦТГП-168/216	ЦТГП-178/216	ЦТГП-245/295
Максимальний зовнішній діаметр по лопаті (мм)	208	209	212	289,3
Внутрішній діаметр (мм)	151	175,0	182	254,0
Діаметр обсадної труби для якої призначений центратор (мм)	146	168	178	245
Діаметр стовбура свердловини для якого призначений центратор (мм)	215,9	215,9	215,9	215,9
Довжина центратора (мм)	254	254	254	254
Маса центратора (кг)	1,8	2	2,1	3
Кількість лопатей (шт.)	4	4	4	5
Напрямок лопаті	Правий	Правий	Правий	Правий
Контактна поверхня центратора	Гладка	Гладка	Гладка	Гладка
Момент фіксуючих затяжки штифтів (Н*м)	44	44	44	44

Кут нахилу лопатей - 55° . Осьове навантаження, що витримується кріпленням гвинтами М12, не менше 11,2 кН.

Довжина зони турбулізації потоку рідини в затрубному просторі змінюється в межах від 120 до 220 см за зміни узагальненого параметра Рейнольдса потоку Re^* від 500 до 1500.

Устрій виробу. Конструктивно центратор-турбулізатор є суцільнолитий з полімерного матеріалу циліндричний корпус зі спіральними лопатями на зовнішній поверхні. У кожній лопаті вкручені встановлювальні гвинти для кріплення виробу до обсадної колони.

Принцип дії центраторів-турбулізаторів ЦТГП полягає в тому, що він, центруючи обсадну колону, перекриває своїми лопатями висхідний потік рідини в кільцевому просторі свердловини, закручуючи навколо обсадної колони і направляючи його на стінки стовбура свердловини. Завдяки цьому підвищується якість цементування за рахунок забезпечення змиву плівки глинистого розчину з обсадних труб, руйнування структури бурового розчину в кавернах та жолобах та повнішого витіснення та заміщення його тампонажним розчином.

Центратори-турбулізатори типу ПЦ-3 призначені для оснащення обсадних колон з труб за ДСТ 632 з метою їхнього центрування при спуску в свердловину, закручування навколо осі свердловини та турбулізації потоку рідини в затрубному просторі при спуску та цементуванні обсадних колон.

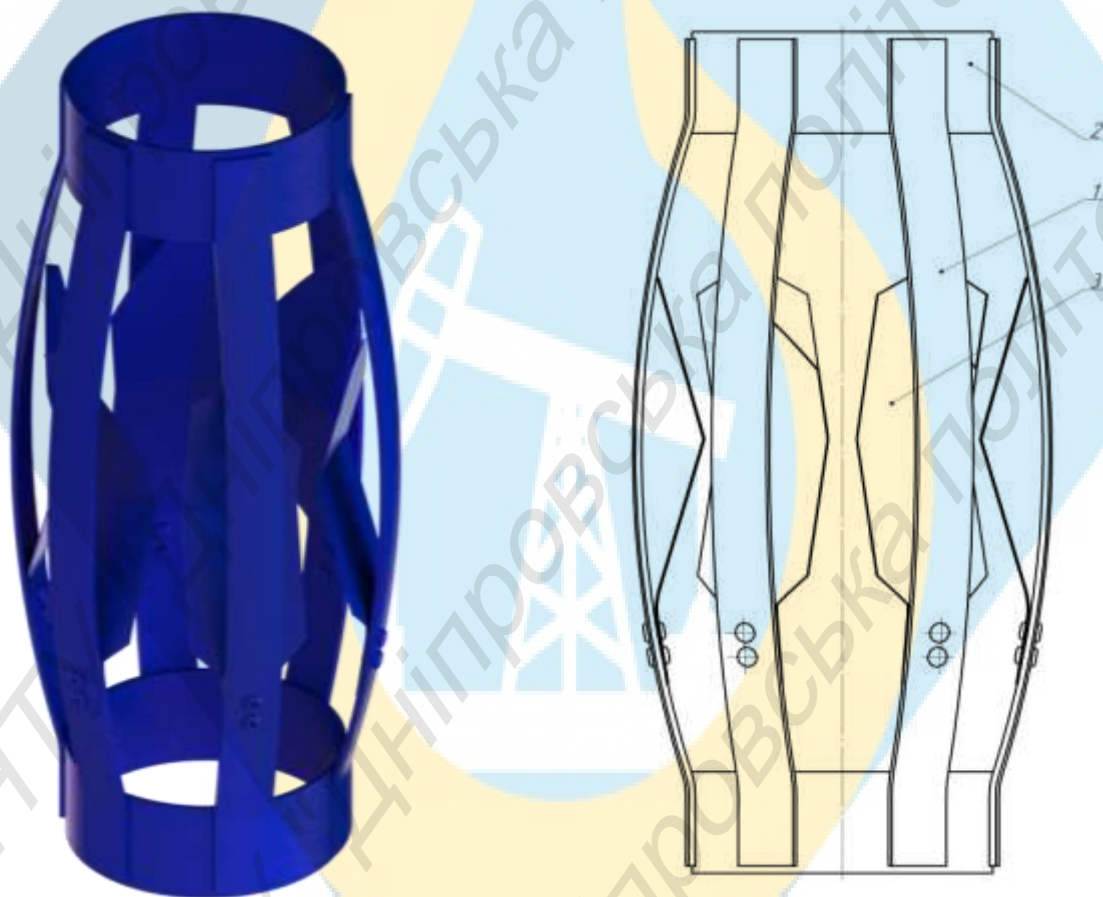


Рисунок 3.9 – Центратори-турбулізатори ПЦ-3

Закручування потоку істотно підвищує ефективність витіснення та заміщення бурового розчину тампонажним у зоні дії турбулізаторів на кавернозних ділянках стовбура, а також при ексцентричному положенні колони в свердловині. Турбулізація потоку в сукупності з його закручуванням підвищить ефективність витіснення та заміщення та у жолобних виробках у стінках стовбура свердловини.

Залежно від варіанта кріплення центратора на обсадній колоні існують такі його виконання:

- ПЦ-3-xxx/xxx із кріпленням гвинтовими стопорами в упор через кільце центратора до обсадної колони;
- ПЦ-3-xxx/xxx-01 з кріпленням за допомогою обмежувального кільця з гвинтами;
- ПЦ-3-xxx/xxx-02 без кріплення до обсадної колони;
- ПЦ-3-xxx/xxx-03 з кріпленням за допомогою двох обмежувальних кілець з гвинтами.

Центратори-турбулізатори типу ПЦ-3 виконуються із пружинними аркоподібними планками 1 привареними по кінцях до циліндричних втулок 2, що надягають на обсадну трубу з боку ніпельного кінця. До планок із внутрішньої сторони центратора прикріплені дефлекторні лопаті 3, що створюють закручування та турбулентний ефект висхідного потоку.

Таблиця 3.5 – Технічні характеристики центра торів ПЦ-3

Тип центра-тора	Макс. пускове зусилля кН	Мін. відновлююче зусилля, кН	Внутрішній діаметр, мм	Зовнішній діаметр, мм	Висота, мм	Кількість планок, шт	Маса, кг
ПЦ-3-140/191-216	2,758	2,76	143	232	580	6	8
ПЦ-3-146/216	3,512	3,512	149	240		6	8,4
ПЦ-3-168/216-245	4,27	4,27	171	260		6	9,7
ПЦ-3-178/216-245	4,626	4,626	181	270		6	10,3
ПЦ-3-194/245	4,697	4,697	198	290		6	10,8
ПЦ-3-219/270	6,405	6,405	222	320		8	12,4
ПЦ-3-245/295-320	7,117	7,117	248	340		8	13,8
ПЦ-3-250/295	8,03	8,03	254	350		8	12
ПЦ-3-273/320	9,074	4,537	278	380		8	14,1
ПЦ-3-299/394	9,608	4,804	304	440		8	15,8
ПЦ-3-324/394	10,52	5,26	330	440		10	18,6
ПЦ-3-340/445	10,854	5,427	346	505		10	19,8
ПЦ-3-426/490-508	13,716	6,858	434	542		14	26

Центратори типу TMC SCORPIO призначені для центрування обсадних колон у процесі цементування та застосовуються (рис. 3.10, 3.11):

- у свердловинах з похилими та горизонтальними ділянками;
- на ділянках із кавернозними стінками.



Рисунок 3.10 – Центратор-турбулізатор TMC SCORPIO

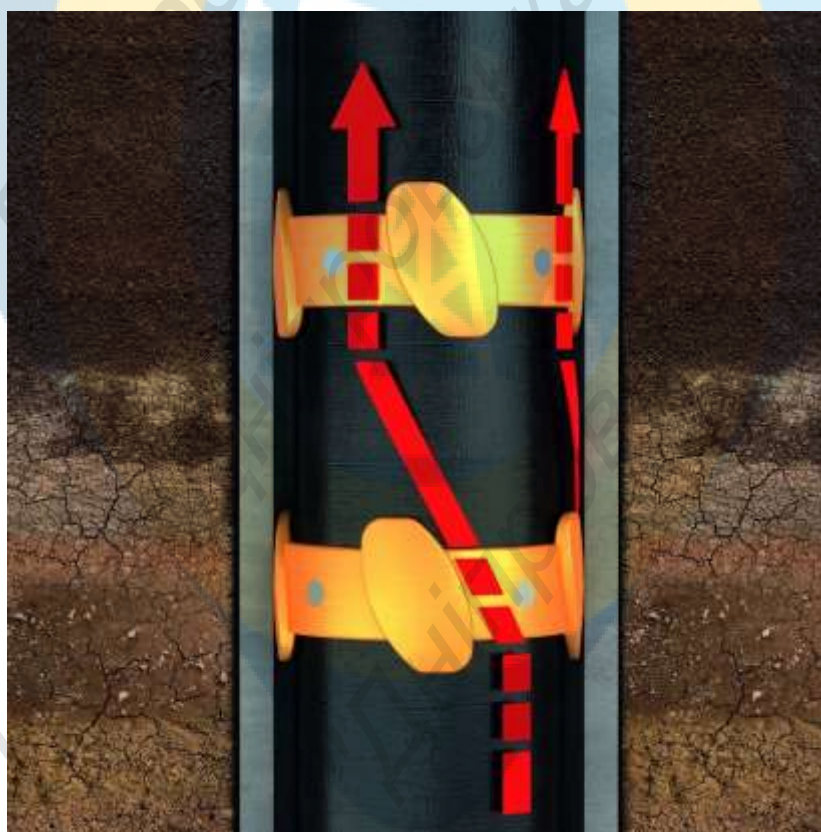


Рисунок 3.11 – Рух рідини при роботі центратору-турбулізатору TMC SCORPIO

Принцип дії: центратор типу TMC SCORPIO центрує колону обсадних труб і завихряє висхідний потік рідини похилими по гвинтовій лінії ребрами, забезпечуючи цим повне витіснення бурового розчину тампонажним.

Переваги:

- полегшена конструкція центратора типу TMC SCORPIO, виготовлена з ливарної сталі;
- мінімальний перепад тиску та високий ефект турбулентності;
- у чотирьох місцях виконані різьбові отвори, в яких за допомогою ключа встановлюються гвинти, що фіксують, і відбувається кріплення центратора на обсадній трубі;
- бочкоподібна форма спіралеподібних лопат дозволяє оптимально витіснити буровий розчин при цементуванні;
- конструкція фіксуючого елемента забезпечує надійне кріплення.

Основні технічні характеристики

Діаметр центратора зовнішній за ресорами	135 мм
Діаметр центратора зовнішній	118 мм
Висота корпусу	100 мм
Маса	1,3 кг

3.3 Кільцеві ступінчасті турбулізатори

Одним з ефективних методів видалення глинистої кірки та вимиву розчину з каверн є установка на обсадній колоні турбулізаторів, причому їх застосування доцільно для роз'єднання розташованих близько один до одного пластів з різними пластовими тисками, а особливо за наявності між цими пластами каверн. Промислові дані щодо застосування турбулізаторів свідчать про високу ефективність їх застосування. У той же час конструктивні розміри турбулізаторів, як правило, довільні, оскільки лабораторних досліджень їх параметрів не проводилося. Немає відомостей щодо дослідження впливу турбулізаторів, встановлених у кільцевому просторі на внутрішній трубі, на ступінь турбулентності потоку біля зовнішньої стінки. Відсутність цих даних може бути причиною порівняно низької ефективності турбулізаторів, що випускаються заводами, при значних гідроопірах.

Найбільш ефективні гвинтові турбулізатори, що впливають на потік внаслідок появи окружної складової швидкості, що збільшує рух рідини щодо стінки, і внаслідок закручування потоку. Ступінь турбулізації потоку визначає інтенсивність розмиву ламінарного підшару витісняється розчину на стінці, а також зміщення максимальної точки профілю швидкості турбулентного ядра, від положення якої залежить градієнт швидкості біля поверхні, що цікавить нас. Отже, необхідно вивчення процесу дифузії глинистої плівки від стінки каналу в потік, що протікає.

Експериментальне вивчення явищ масопереносу часто або практично неможливо, або дуже трудомістко, причому точність, що отримується, в цьому випадку вкрай низька. Тому А.І. Булатов та Р.Ф. Уханов у своїх дослідженнях використовували аналогію тепло- та масопереносу, перенесення імпульсу, що називається потрібною аналогією Рейнольдса. Так як молекулярна дифузія в глинистому розчині, як і у всіх в'язкопластичних системах, дуже мала, розглянемо явище масопереносу з твердої, слабо розчиняється поверхні в рідину при малому коефіцієнті масопереносу. Можливо також розгляд іншого випадку

змиву глинистої плівки, в якому остання приймається не як тверде тіло, а входить в прикордонний шар і змив дуже уповільнений. Рейнольде встановив, що при обміні теплом або імпульсом між рідиною та твердою стінкою процес при турбулентному перебігу обумовлюється двома механізмами:

- 1) природною внутрішньою дифузією рідини у стані спокою;
- 2) вихорами, що викликаються видимим рухом, які перемішують рідину і постійно приводять нові частинки на дотик з поверхнею.

На рис. 3.12 показано зовнішній вигляд досліджених турбулізаторів.



Рисунок 3.12 – Зразки досліджених турбулізаторів

Результати розрахунків з допомогою ЕОМ наведено на рис. 3.13 у вигляді залежностей

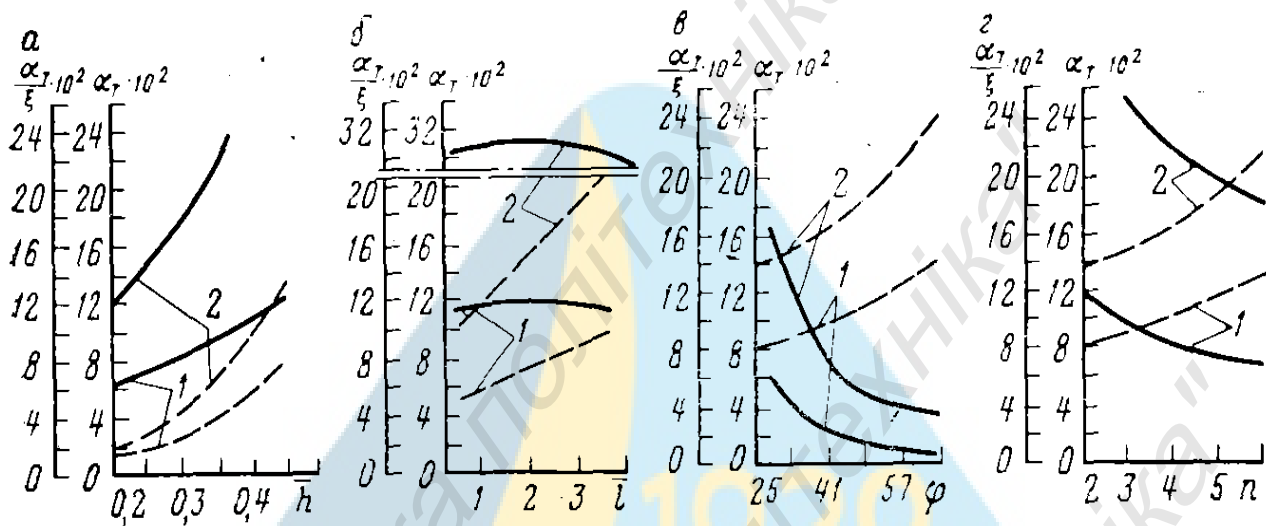


Рисунок 3.13 – Залежності α_T/ξ і α_T від геометричних параметрів турбулізаторів:
 а – від висоти лопатки \bar{h} ; б - від довжини-проекції лопатки \bar{l} на вісь турбулізатора;
 в – від кута нахилу φ , г – від числа лопаток n ;
 суцільна лінія – α_T/ξ ; пунктирна лінія - α_T ,
 α_T – коефіцієнт тепловіддачі; ξ – коефіцієнт гідроопору турбулізаторів

З аналізу цих залежностей випливають такі висновки.

1. Зі збільшенням кута нахилу лопаті турбулізатора енергетична ефективність α_T/ξ різко падає, особливо в інтервалі $\varphi = 30^\circ-45^\circ$, у той час як значення α_T плавно зростає. При збільшенні α_T (для $Re = 1000$) на 60% та зміні кута від 30 до 65° енергетична ефективність впала в 6 разів. Таким чином, великі кути нахилу лопатей дають відносно велике зростання гідравлічних опорів у порівнянні зі зростанням α_T , що робить збільшення φ дуже неефективним.

2. При збільшенні висоти лопаті турбулізатора значення α_T і α_T/ξ зростають приблизно однаковою мірою, що свідчить про малий ріст гідравлічних опорів з підвищенням h/d у межах, причому при $Re = 1000$ зі збільшенням $\bar{h} = h/d$ від $0,2$ до $0,4$ значення α_T зросло в 4,2 рази, і найбільш круте зростання відбувається в інтервалі $\bar{h} = 0,3-0,4$. У зв'язку з цим слід максимально збільшувати \bar{h} , що дає найбільший рівень турбулізації потоку при порівняно малому зростанні гідравлічних опорів.

3. Збільшення числа лопатей, як впливає з рис. 3.13 а і б призводить до зростання значення α_T і до зниження α_T/ξ , причому ступінь зростання α_T і зменшення α_T/ξ приблизно однакові. Таким чином, збільшення п доцільно до технологічно вигідних значень та найбільш бажано $n = 5-6$.

4. Як впливає з рис. 3.13 г необхідно максимально збільшувати довжину лопатей l , так як практично без зміни енергетичної ефективності турбулізатора значно збільшується масоперенос.

5. Зі збільшенням числа Re абсолютні значення α_T та α_T/ξ зростають, причому змінюється також і ступінь впливу на них кожного геометричного параметра, що виражається у зміні нахилу кривих α_T та α_T/ξ від φ , \bar{h} , \bar{l} та n . При дуже малих числах Re ефективність всіх турбулізаторів незначна внаслідок великих величин ξ при порівняльних малих значеннях α_T . У цілому нині вибір ефективних параметрів турбулізаторів залежить від режиму перебігу рідин.

Отримані емпіричні залежності дозволяють оцінити ефективність турбулізаторів, що випускаються нашою промисловістю, і рекомендувати більш вигідні варіанти їх геометричних параметрів. Так, турбулізатор, що має параметри, взяті з урахуванням графічних залежностей (рис. 3.13), а саме $\varphi = 35^\circ$, $h = 13$ мм, $l = 140$ мм, $n = 6$, має в порівнянні з турбулізатором, що серійно випускається ($\varphi = 50^\circ$, $h = 11$ мм, $l = 140$ мм і $n = 3$) коефіцієнт масопереносу на 50-60% вище за подвійного зменшення ξ .

Турбулізатори з подібними геометричними параметрами, крім того, технологічні у виготовленні та особливо в експлуатації, оскільки зменшення кута нахилу при значному зниженні гідравлічних опорів знижує можливість деформації лопатей та утворення сальників при спуску колони. Застосування турбулізаторів з малими кутами нахилу дає можливість максимально збільшувати висоту лопатей турбулізатора, їх кількість і довжину, що, своєю чергою, може надати йому функцію центратора.

Перспективними є багатоступінчасті турбулізатори, що виконують одночасно функцію центраторів. Маючи велику довжину: 1,5-2 м залежно від числа секцій, здатних прокручуватися при спуску колони відносно один одного (це

виключає їх ударний вплив на стінки), багатоступінчасті турбулізатори забезпечують по всій довжині високий рівень турбулентності. Секція є кільцем, що одягається на трубу, з привареними до нього під кутом 45° лопатями. Кожна сусідня секція має протилежний напрямок лопатей.

Загальний вигляд багатоступінчастого турбулізатора-центратора наведено на рис. 3.14. Простота виготовлення та його велика довжина дають можливість широко використовувати турбулізатори-центратори, особливо у кавернозних інтервалах стовбура. Створюючи інтенсивні вихори по всій довжині, турбулізатор забезпечує значне вимивання з каверн і зі стінок свердловин залишків шламу і пухкої глинистої кірки. Випробування цих турбулізаторів у Майкопському УБР показали їхню високу ефективність, у тому числі й у зоні високої кавернозності, де за допомогою турбулізаторів створювали у стволі високоякісні цементні пояси для ізоляції водонасичених пластів.

Успішно був випробуваний кільцевий багатоступінчастий турбулізатор, що є системою кілець 1 (рис. 3.15) із зовнішнім діаметром, що перевищує діаметр колони на $0,4 (D_c - d_T)$, і не менше d_m . Відстань між кільцями становить $15-20 (D_c - d_T)$.

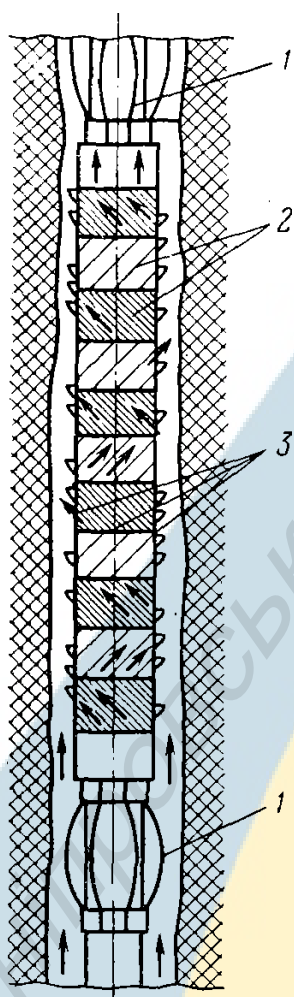


Рисунок 3.14 – Кільцевий багатоступінчастий турбулізатор:

1 – кільце турбулізатора; 2 – обсадна труба; 3 – центратор; 4 – муфта труби

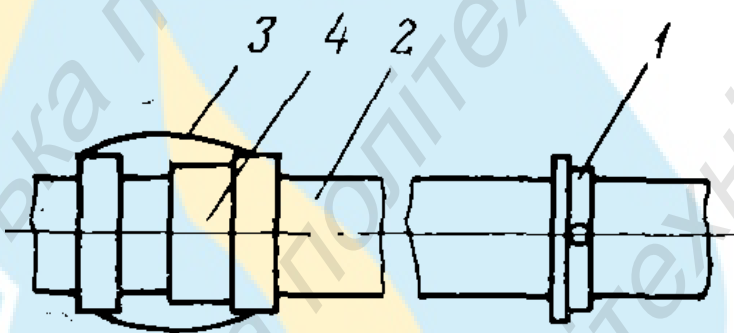


Рисунок 3.15 – Багатоступінчастий турбулізатор:

1 – центратори; 2 – шаблі турбулізатора; 3 – лопаті турбулізатора

На практиці застосовувались також багатоступінчасті ялинкові турбулізатори (рис. 3.16, значна довжина яких (рівна 15-20 його діаметрам) дозволяла використовувати їх як центратори.

Турбулізатор складається з декількох секцій, що є кільцями товщиною 6 - 8 мм і довжиною, що дорівнює його зовнішньому діаметру. До кільця на однаковій відстані приварені під кутом 45° чотири гвинтові лопаті висотою 20 мм. На обсадній колоні кільця чергуються послідовно з правим і лівим напрямками лопатей, що забезпечує інтенсивне виховання при русі потоку вздовж усього турбулізатора.

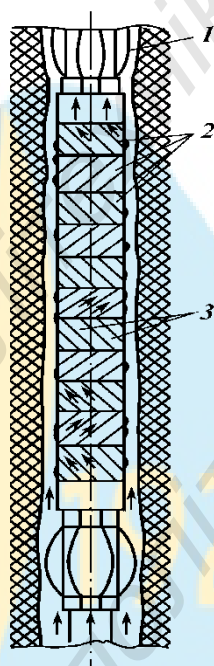


Рисунок 3.16 – Багатоступінчастий ялинковий турбулізатор:

1 – центратор; 2 – кільця; 3 - гвинтові лопаті

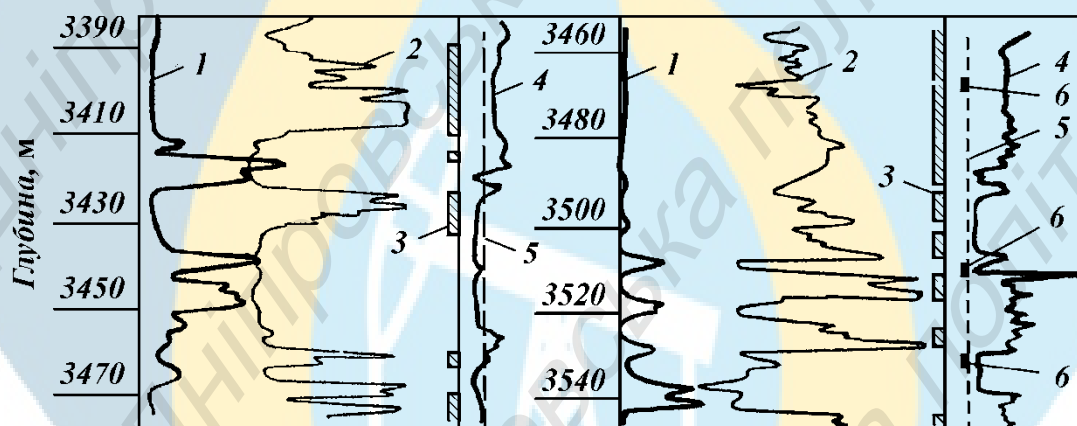


Рисунок 3.17 – Зіставлення акустичних цементограм та кавернограм інтервалів св. 8 (а) та 13 (б):

1 - амплітуда хвилі по колоні A_k ; 2 - час поширення акустичних коливань T ; 3 – ділянки наявності контакту цементного каменю з колоною;
4 – кавернограма; 5 – діаметр долота; 6 – глибини установки турбулізаторів

На спушеній у свердловину колоні турбулізатори були встановлені на глибинах 3520, 3503 та 3465 м та склалися з 15 – 17 секцій завдовжки близько 2,3 м кожна. Турбулізатор збирався на обсадній трубі в процесі спуску колоні і

фіксувався на ній за допомогою спеціальних стопорних кілець із застосуванням точкового зварювання. Спуск колони відбувався без ускладнень.

Визначення ефективності застосування багатоступінчастих турбулізаторів проводилося шляхом порівняння результатів інтерпретації акустичних цементограм св. 3 та сусідньої св. 9, де турбулізатори не застосовувалися. Для цієї ж мети зіставлялися інтервали св. 13 (з приблизно однаковим ступенем кавернозності) із встановленими турбулізаторами та без них.

При інтерпретації цементограм св. 9 і 13 для кореляції розрізів обох свердловин та порівняння їх кавернозності враховувалися дані електрокаротажу та кавернометрії.

Зіставлення кавернограм цих свердловин показало, що у св. 13 аналізований інтервал розрізу характеризується значно більшою кавернозністю, ніж у св. 9 (рис. 3.17). Крім того, технологічні операції перед цементуванням св. 9 сприяли якіснішій підготовці її ствола для цементування. Під час спуску колони промивання св. 9 проведена двічі, по 2 год, при глибині її башмака 3000 і 3470 м, тоді як у св. 13 промивання провели один раз протягом 1 години при глибині напямної башмачної насадки 3000 м. Після спуску колони св. 9 промивалася протягом 3 год безперервно і протягом 12 год періодично, а св. 13 промивалася протягом 5 год періодично і 1 год перед закачуванням цементного розчину. На обох свердловинах як буферну рідину застосовувалася вода, але на св. 9 у кількості 10 м^3 , але в св. 13 – 5 м^3 .

При практично однакових параметрах глинистих та цементних розчинів фактичні середні швидкості прокачування цементного розчину мало відрізнялися: $2,2 \text{ м/с}$ у св. 9 і 2 м/с у св. 13.

Зіставлення результатів інтерпретації цементограм і кавернограми показали, що незважаючи на менш сприятливі умови цементування св. 13, які не могли не вплинути негативно на його якість, загальна протяжність ділянок наявності контакту цементного каменю з колоною (відповідно і значення) в інтервалі установки турбулізаторів у св. 13 в 1,5 рази більше, ніж у зіставляваному інтервалі св. 9 без турбулізаторів (рис. 3.13). Отже, в інтервалі установки тур-

булізаторів у св. 13 якість цементування за даними АКЦ виявилось вищим, ніж у зіставлюваному, менш кавернозному, інтервалі св. 9, у якому були встановлені центратори.

Зі порівняння цементаграми і кавернограми св. 13 слід також, що кавернозні інтервали свердловини, що знаходяться нижче і вище за глибину установки нижнього турбулізатора, характеризуються нижчою якістю цементування, ніж інтервал стовбура між верхніми турбулізаторами. Але навіть з огляду на це можна вважати, що саме застосування турбулізаторів забезпечило майже безперервний пояс наявності контакту цементного каменю зі стінками свердловини в шістдесятиметровому інтервалі, що відрізняється значною кавернозністю. Однак слід враховувати, що ялинкові турбулізатори, на відміну від інших типів, створюють великі гідравлічні опори, тому в свердловинах з зонами поглинень застосовувати їх доцільно тільки для роз'єднання пластів, що близько розташовані один до одного, з різними пластовими тисками, особливо за наявності між цими пластами каверн.

4 РОЗРОБКА УДОСКОНАЛЕНОЇ КОНСТРУКЦІЇ ТУРБУЛІЗАТОРА

Аналіз існуючого рівня техніки та технології показав недостатність заходів та засобів, що застосовуються для збереження фільтраційно-ємнісних властивостей (ФЕС), продуктивних колекторів при первинному розтині. Зниження ФЕС колекторів відбувається за рахунок: закупорки порових каналів привибійної зони (ПЗ) колектора твердими частинками рідини для промивання, шламу і тампонажного розчину; зменшення площі перерізу міжпорових каналів внаслідок набухання глинистої речовини цементуючого матеріалу; утворенні водонафтових та маслянистоводяних емульсій; утворенні в порах нерозчинних опадів та твердих частинок; д) кольматації механічними домішками і колоїдними частинками, що містяться в "чистих" рідинах; е) молекулярно-поверхневих та капілярних ефектів.

В даний час визначилися такі напрямки вдосконалення технології розтину продуктивних колекторів: розробка рецептур бурових розчинів та регулювання режиму буріння свердловини, а розробки технічних пристроїв практично відсутні. Розробка рецептур бурових розчинів передбачає застосування гідрофобізуючих бурових розчинів з низькими показниками фільтрації, використання розчинів без вмісту або з малим вмістом твердої фази, включення до складу бурових розчинів хімічних елементів, що виключають набухання глинистої речовини цементуючого матеріалу колектора, утворення в порах нерозчинних частин утворення водонафтових та маслянистоводяних емульсій. Регулювання режиму буріння свердловини полягає у наступному: підтримка необхідного вибірного тиску; створення необхідного навантаження на забій та частоти обертання породоруйнуючого інструменту для ефективного руйнування гірської породи; забезпечення ефективного винесення шламу та роботи забійного двигуна за певної продуктивності бурових насосів.

Технологія збереження ФЕС має на увазі підтримку мінімального перевищення забійного над пластовим, рівним йому або менше пластового, для чого необхідне спеціальне наземне обладнання та комплекс підготовчих заходів.

Завданнями, на вирішення яких направлено заявлене технічне рішення, є: центрування обсадної колони щодо умовної центральної осі свердловини, що дозволяє знизити негативний вплив напівхвилі обсадної колони при бурінні; збереження стійкості обсадної колони; збереження стінки свердловини від руйнування биттям обсадної колони; збереження глинистої кірки від руйнування биттям обсадної колони та здирання її під час спуско-підйомних операцій (СПО); якісне здійснення буріння свердловин у заданій траєкторії; мінімізація процесу каверноутворення; здійснення якісного промивання свердловини буровим розчином із підвищеними пластичними властивостями за рахунок турбулізації потоку.

Технічним результатом є забезпечення плавного переміщення (без задирів глинистої кірки) бурильного інструменту в свердловині з одночасною центровкою свердловини обсадної колони, поліпшення гідравлічних показників промивання свердловини.

Вказаний технічний результат досягається тим, що в центраторі-турбулізаторі кульовому, що містить корпус у вигляді циліндричної втулки з трьома лопатями, розташованими зовні корпусу симетрично через 120° відносно центральної осі, особливістю є те, що в основі кожна з лопатей має гострий кут, плавно в кінцевій частині в широку напівкруглу форму, обсяг якої впресована куля, призначений для забезпечення плавного ковзання і перекочуванні при поступальному русі обсадної колони. До того ж лопаті розташовані під кутом відносно горизонтальної площини, що дозволяє турбулізувати висхідний потік цементного розчину.

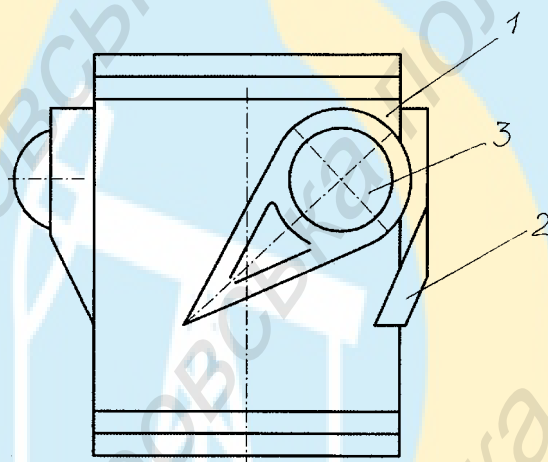
В основі лопать починається гострим кутом, далі розширюється і закінчується напівкруглою формою, що має достатній об'єм, який впресований гумовий шар. Така форма дозволяє плавно ковзати і перекочуватися центратору, не здираючи глинисту кірку при поступальному русі обсадної колони. При поступальному переміщенні центратор-турбулізатор кульовий ковзає разом із обсадною колоною, забезпечуючи її плавне переміщення, не здирає глинисту кірку, перешкоджає процесу сальнікоутворення. При циркуляції рідини для проми-

вання лопаті виробі турбулізують потік, покращуючи гідравлічні показники промивання свердловини. Цей пристрій, виготовлений, наприклад, з еластичного матеріалу, дозволяє застосовувати його в складних по конструкції горизонтальних свердловинах. Число лопатей – три – є оптимальним числом для забезпечення центрування обсадної колони при мінімальному гідравлічному опорі.

Таким чином, центратор-турбулізатор кульовий забезпечує збереження глинистої кірки в свердловині при спуско-підйомних операціях, надає центрування обсадній колоні, дозволяє турбулізувати висхідний потік промивної рідини, сприяє збереженню ФЕС продуктивних колекторів і покращує винос шламу з вибою і відповідно покращує техніко-економічні показники буріння.

На рис. 4.1, а представлений вид спереду центратора-турбулізатора кульового, на рис. 4.1, б представлений вид згори.

а



б

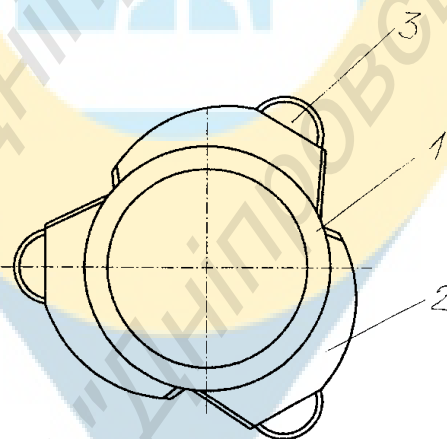


Рисунок 4.1 – Конструкція удосконаленого турбулізатора

Центратор-турбулізатор шаровий має корпус 1, наприклад гумовий, що являє собою циліндричну втулку. Зовні корпусу 1 встановлені щонайменше три лопаті 2, розташовані симетрично, через 120° , щодо центральної осі і є опорами центратора-турбулізатора, забезпечуючи центрування обсадної колони (не показана). Лопаті 2 розташовані під кутом відносно горизонтальної площини, що дозволяє турбулізувати висхідний потік промивальної рідини. Лопать 2 виконана змінною шириною зі збільшенням до кінцевої частини. В підставі лопата 2 починається гострим кутом, а в кінцевій частині закінчується широкою напівкруглою формою, в яку впресовано тіло кочення у вигляді, наприклад, гумової кулі 3. Зазначена форма лопаті 2 дозволяє плавно ковзати і перекочуватися ЦТШ, не здаючи глинисту кірку при поступовому русі обсадної колони, а при промиванні свердловини не утворювати застійних зон у затрубному просторі і не розмивати стінки свердловини.

Центратор-турбулізатор кульовий також є і опорно-центруючим елементом. Він може бути виготовлений, наприклад, із високоміцної термостійкої гуми 54-24 (9Та-24-1) або склопластику такої ж форми та способом кріплення на колоні.

Центратори-турбулізатори кульові гумові можуть бути встановлені в інтервалах навпроти обсадженої частини стовбура свердловини і бути протекторами замків. Центратори-турбулізатори кульові склопластикові, більш зносостійкі до абразивних гірських порід, пропонується встановлювати у відкритому стволі.

Центратор-турбулізатор кульовий працює в такий спосіб.

При подачі на забій центратор-турбулізатор переміщується разом із обсадними трубами щодо стовбура свердловини. Лопаті 2 з кулями 3 сприяють швидкому стриганню та плавному переміщенню обсадної колони без задира глинистої кірки. При обертанні бурильної колони центратор-турбулізатор сприяє плавному переміщенню інструменту без задира глинистої кірки та зберігає цілісність стінок свердловини. Задається додаткова турбулізація потоку цементного розчину, що особливо корисно при високій його пластичній в'язкості,

знижується гідравлічний опір розчину, збільшується його несуча здатність. В результаті знижується вибійний тиск, що позитивно позначається на роботі вибійного устаткування і забезпечується безпеку ФЄС продуктивних колекторів. Центратор-турбулізатор кріплять хомутами-стяжками.

Для промислового чи одиничного виготовлення центраторів-турбулізаторів кульових не потрібні великі витрати. Стандартні матеріали та прес-форми дозволяють створювати вироби у ремонтних майстернях на бурових підприємствах без особливих матеріальних витрат. Спосіб кріплення та установки забезпечує зниження ймовірності виникнення аварії, пов'язаної з прихвatom бурильних труб, зламу через виникнення критичних напруг у небезпечних перерізах. Загальна стабілізуюча здатність виробу дозволяє якісніше вести буріння свердловин з високими техніко-економічними показниками.

5 ОХОРОНА ПРАЦІ

5.1 Загальні положення охорони праці при бурінні свердловин на нафту і газ

Цикл будівництва свердловини включає наступні основні види робіт:

1. Підготовчі та будівельно-монтажні роботи;
2. Буріння й кріплення;
3. Випробування на приплив;
4. Демонтаж обладнання.

Безпечне виконання етапів робіт забезпечується за рахунок обов'язкового дотримання правил безпеки, приведених у діючих інструкціях та інших нормативних документах відносно до кожного виду робіт.

Найбільш небезпечними видами робіт етапу « Підготовчі та будівельно – монтажні роботи та демонтаж обладнання» являються роботи по монтажу, демонтажу вежі та обладнання на ній і пересування її на іншу свердловину в вертикальному положенні. А також монтаж(демонтаж) великогабаритного й важкого бурового обладнання з використанням вантажопідйомних механізмів.

Монтаж, демонтаж і транспортування вежі і бурового обладнання, а також їх ремонт повинні виконуватись у відповідності з вимогами інструкції заводу – виробника , затвердженою схемою розташування бурового обладнання та фундаментів, охорони праці і під керівництвом відповідального працівника. Бурова основа та обладнання, яке знаходиться під напругою, під'єднується до контуру заземлення за допомогою металічних шин, а вежа обладнується блискавковідводом.

Відповідно до вимог системи стандартів безпеки праці (ССБТ), ДСТ 15–001–88 (п.4,2), ДСТ 12.2.003 – 91 перед початком монтажних і бурових робіт передбачається вхідний контроль обладнання, приладів і інструменту на відповідність їх ДСТам і ТУ, а також наявність паспортів на все обладнання, прилади і інструмент. Оцінка безпеки повинна виконуватися по методиці, яка рекомендується ОСТ – 39 – 211 – 87.

До проведення робіт по бурінню свердловини допускаються фахівці, які мають спеціальну освіту і практичний досвід роботи, а при бурінні похило спрямованих свердловин бурова бригада повинна бути навчена згідно діючих інструкцій і регламентів буріння похило спрямованих свердловин.

Перед забурюванням свердловини необхідно провести пускову конференцію по ознайомленню з робочим проектом за участю всього складу бурової бригади і головних спеціалістів підрядної організації і щомісячно з членами бурової бригади проводити технологічні бесіди по підведенню підсумків роботи та особливості технології буріння свердловини.

Найбільш небезпечними видами робіт при виконанні етапу «Буріння і кріплення свердловини» являються спуско – підймальні операції, збирання і розбирання КНБК, зтягування ОБТ у бурову і викидання його на містки, роботи по заміні великогабаритного обладнання, яке вийшло з ладу, експлуатації бурових насосів, ліквідації інтенсивних газопроявлень, газових викидів і фонтанів, вантажно – розвантажувальні та інші.

При виконанні спуско – підймальних операцій найбільш небезпечними являються аварії, пов'язані з зтягуванням талевого блока під крон блок з наступним обривом талевого каната, падінням талевої системи, а можливе і падіння вежі. Для запобігання цього виду аварій роботи по спуску й підйому бурильної колони та обсадних труб повинні проводитися тільки при наявності справного протизтягувача талевого блоку під крон блок і справної гальмівної системи лебідки, а талевий канат повинен відповідати вимогам ДСТ 16853 – 88. Вибракування й заміна каната здійснюється відповідно до вимог ДНАОП 0.00 – 1.03 – 02. ДНАОП 1.1.10 – 1.04 – 01 та ДСТ 16853 – 88.

Роботи на висоті повинні виконуватися у відповідності з інструкцією з охорони праці для верхового робочого, а утримання люльки та помосту верхового робочого – у відповідності з інструкцією заводу – виробника.

Роботи по спуску і цементуванню обсадних колон повинні проводитися під керівництвом відповідального працівника. Цементувальна головка до вста-

новлення її на колону повинна бути опресована на тиск в 1,5 рази більший найбільшого розрахункового тиску.

Бурова вежа по умовах експлуатації відноситься до об'єктів, які потребують особливої уваги, оскільки піддається значним перемінним навантаженням від 0 до допустимого, що викликає необхідність підвищеного контролю за її експлуатацією.

Згідно п. 6.3.29 Правил безпеки в нафтогазовидобувній промисловості України та ДСТУ 320.02829777.014 – 99, з метою запобігання безпечної експлуатації бурова вежа, крон блок, рама крон блока, підкронблочні балки піддаються не рідше одного разу в два місяці механіком і буровим майстром, а також не рідше одного разу на рік – ретельному огляду спеціальною бригадою по огляду бурових веж в порядку, визначеному підприємством. Результати огляду за їх підписами заносяться в журнал перевірки технічного стану обладнання.

Крім того, стан вежі перевіряється:

1. перед спуском обсадної колони;
2. перед початком і закінченням аварійних робіт, що вимагали розходження прихопленої частини труб;
3. після вітру швидкістю 15 м/с для відкритої місцевості і 21 м/с – для лісової, та в котловині;
4. до початку і після закінчення пересування вежі;
5. після відкритих фонтанів і викидів.

Результати перевірки технічного стану бурової вежі оформлюється актом за підписом спеціалістів, що проводили огляд.

Після закінчення терміну експлуатації бурова вежа повинна піддаватися огляду спеціальною комісією за участю головних спеціалістів підприємства, представників органів Держнаглядохоронпраці України та спеціалізованих експертних організацій. При позитивних результатах оцінки технічного стану комісією встановлюється строк подальшої експлуатації вежі, але не більше 5 років.

При роботі буровими ключами, які використовуються для згвинчування і розгвинчування бурильних труб, не допускається наявність людей у радіусі дії цих ключів, що дозволить виключити можливість травмування обслуговуючого персоналу.

Для запобігання розриву нагнітальної і допоміжної господарчої лінії у процесі циркуляції та перекачування бурового розчину і хімреагентів бурові насоси та насоси для господарчих потреб обладнуються запобіжними пристроями.

Перед розкриттям газоносних горизонтів бурова бригада повинна бути забезпечена газоаналізаторами. Після розкриття газоносних горизонтів закриті приміщення бурової повинні періодично провітрюватись.

Інтенсивні газопроявлення, газові викиди й фонтани являються найбільш небезпечними видами ускладнень і аварій. Запобігання газопроявлень і газових фонтанів здійснюється у відповідності з СОУ 11.2 – 30019775 – 035: 2004 Свердловини на нафту і газ.

Найбільш небезпечними видами робіт при випробуванні свердловини являються перфораційні роботи, коли можливі самовільні постріли, а також можливі газопроявлення при розкритті перфорацією продуктивних горизонтів. З метою запобігання газових викидів при перфорації на усті свердловини встановлюється проти викидне обладнання, а перфораційні роботи передбачається виконувати у відповідності з вимогами безпеки, вказаних у розділах 6.8 та 8.5 «Правил безпеки в нафтогазовидобувній промисловості». Усі роботи по випробуванню свердловини передбачається проводити під керівництвом відповідального інженерно – технічного працівника.

При проведенні робіт з лубрикатором на висоті передбачається установка площадки з настилом, виконаної із металічних листів, які виключають можливість ковзання або дощок товщиною не менше 4 см, перил висотою 125 см з поперечними планками, розташованими на віддалі 40 см одна від одної та борт висотою не менше 15 см, що утворює з настилом зазор не більше 1 см для стікання рідини. Роботи по дослідженню свердловини повинні виконуватись у ві-

дповідності з «Инструкцией по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин».

Буріння свердловини по існуючій технології здійснюється цілодобово, в зв'язку з чим виникає необхідність забезпечення робочих місць бурової бригади та інших об'єктів, які підлягають освітленню в нічний час, у відповідності з діючими нормами .

В процесі будівництва свердловини для робочих бурової й вишко монтажної бригад передбачається використовувати засоби індивідуального захисту та спецодяг, а також навчання і перевірку знань обслуговуючого персоналу щодо правил користування і найпростіших способів перевірки придатності цих засобів, а також тренування щодо їх застосування. Передбачається регулярно, відповідно до встановлених термінів, випробування і перевірка придатності ЗІЗ (респіраторів, протигазів, запобіжних поясів, електрозахисних засобів, касок), а також своєчасну заміну фільтрів, скляних деталей та інших частин, захисні властивості яких погіршилися. Після перевірки ЗІЗ робиться відмітка (клеймо, штамп) про наступний термін випробування. Перелік засобів індивідуального захисту та спецодяг, які відповідають вимогам діючих правил, ДСТ і ТУ, приведені в таблиці 5.1.

Бурова бригада повинна бути забезпечена комплектом діючих на підприємстві інструкцій по охороні праці згідно із затвердженим переліком, а також планами по ліквідації можливих аварій і по практичних діях на випадок нафтогазопроявлень і відкритих фонтанів.

5.2 Пожежна безпека

При бурінні свердловини необхідно дотримуватись вимог « Правил пожежної безпеки в газовій промисловості».

На площадці бурової необхідно передбачити зовнішнє водозабезпечення для пожежогасіння згідно « Протоколу технічної наради з питань зовнішнього водозабезпечення площадок бурових БУ «Укрбургаз» для пожежогасіння» від

06.07.2000р. і типової схеми «Зовнішнього водо забезпечення бурових БУ «Укр-бургаз» для пожежогасіння».

Схемою передбачається встановлення на розгалуженнях водопроводу від ємності запасу води пожежних кранів на висоті 1,35м від підлоги в насосному приміщенні вишково – силового блоку, блоку очистки й дегазації бурового розчину, біля житлових вагон – будинків, а також кран, встановлений між водяною свердловиною і ємністю для запасу води для підключення пожежної техніки і під'їзний шлях до неї.

У випадку надзвичайних подій (відкритий фонтан) згідно «Інструкції по організації і безпечному веденню робіт по ліквідації відкритих нафтових і газових фонтанів на свердловинах АТ «Укргазпром», затвердженої 04.05.1998р. передбачається будівництво за межами площадки бурової, перпендикулярно осі переважаючого напрямку вітру, двох земляних амбарів для накопичення в них води на потреби ліквідації фонтану. Враховуючи максимальні дебіти свердловин на родовищах ДК Укргазвидобування об'єм земляних амбарів повинен бути менше 5000 м³.

Виділена ділянка під розміщення бурового обладнання, привишкових споруд та приміщень для виробничих і побутових потреб обвалується земляним валом висотою 1м.

Розміщення вагон – будинків для житлово – побутових потреб, складських, виробничих і допоміжних приміщень, під'їзних шляхів і майданчиків для розміщення спеціальної техніки повинні бути виконані у відповідності з вимогами Правил пожежної безпеки, а бурова забезпечена первинними засобами пожежогасіння.

Передбачається вогнезахисна обробка конструкцій та укриття, які можуть горіти.

На відстані 15 м від устя свердловини передбачається будівництво площадки шириною 12 м для розміщення пожежної техніки на випадок гасіння пожежі газонафтових фонтанів.

З метою запобігання загорання нафти та ПММ, що використовується при будівництві свердловини, для їх зберігання передбачаються відповідні металічні ємності, які обладнуються рівнемірами і дихальними трубками, встановлені на бето-

нованих площадках, територія навколо яких обвалується земляним валом висотою 1 м і шириною в верхній частині не менше 0,5 м.

Зберігання піноутворювача для потреб пожежогасіння передбачається в металевих бочках $V = 200$ л в теплому приміщенні.

Будівництво повітряної лінії електропередач передбачається таким чином, щоб обрив проводів не створював пожежної небезпеки.

Розміщення ємностей з ПММ і нафтою передбачається на відстані не менше 20 м від приміщень силового і насосного блоків та інших будівель та споруд, а паливний провід передбачається обладнати запірним вентилям, який устанавлюється на відстані 5 м від стінки машинного приміщення. Місце зберігання ПММ, а також інші об'єкти на буровій забезпечуються засобами пожежогасіння. Їх перелік і кількість, а також місце знаходження на майданчику бурової приведені в таблиці 5.2.

Викидні труби двигунів передбачається обладнати іскрогасником, а викидні гази відвести на відстань не менше 15 м від устя свердловини при горизонтальному прокладенні викидного трубопроводу і 1,5 м від конька покрівлі приміщення – при вертикальному прокладенні. В місцях проходу вихлопних труб через стіну або покрівлю, які можуть горіти, передбачається залишити зазор між трубами і конструкцією приміщення не менше 15 см, а труби в цих місцях обмотати негорючим матеріалом.

Електророзподільний щит блоку очистки і дегазації бурового розчину передбачається встановити в інтенсивно провітрюваному місці за межами блоку установки дегазаторів, а в покрівлі й обшивці стінок блоку передбачаються вентиляційні вікна.

Освітлення блоку очистки і дегазації бурового розчину й превенторів передбачається світильниками у вибухобезпечному виконанні.

Для ліквідації можливої пожежі передбачаються такі засоби пожежогасіння:

1. Зовнішній пожежний водопровід $\varnothing 100 - 114$ мм, на якому згідно типової схеми «Зовнішнього водо забезпечення бурових БУ «Укрбургаз» для пожежогасіння» встановлено 4 пожежних крани $\varnothing 50$ мм укомплектованих пожежними рукавами довжиною 20 м і пожежними стволами.

2. Відцентрований насос, який використовується для перекачування води з земляного амбару в ємність для повторного використання води, а також для цілей пожежогасіння.

3. Земляний амбар для води об'ємом 1000 м^3 .

4. Ємність для запасу води об'ємом 50 м^3 .

5. Ємність для повторного використання води об'ємом 20 м^3 . Ємність для запасу води і ємність для повторного використання води об'язуються з пожежним водопроводом.

6. Пожежні щити з комплектом засобів пожежогасіння – 5 шт.

7. Вогнегасники згідно з додатком 6 п.1.1 «Правил пожежної безпеки в газовій промисловості України»(тип, об'єм і кількість приведені в табл. 5.3.).

8. При досягненні глибини, з якої для технологічних потреб використовується нафта, на площадці ПММ встановлюють ємність об'ємом 10 м^3 для зберігання нафти. Для гасіння можливої пожежі, пов'язаної з використанням нафти, на буровій передбачається додатково:

- піноутворювач – 400 л;
- піногенератор ГПС – 600 ;
- піно змішувач ПС – 2;
- мотопомпа МП – 800.

Передбачається проведення навчання та інструктаж обслуговуючого персоналу з питань пожежної безпеки, а також навчання відповідальних осіб за стан пожежної безпеки з перевіркою знань та видачею відповідного посвідчення.

Територія бурової обладнується знаками пожежної безпеки відповідно до ДСТ 12.4.026. – 76.

У випадку виникнення пожежі бурова бригада діє у відповідності з затвердженим керівником підприємства пожежним розрахунком.

5.3 Промислова санітарія

В зв'язку з складними умовами роботи на бурових, до роботи допускаються особи, які не мають відхилень по стану здоров'я, для чого передбачаються медогляди обслуговуючого персоналу при поступанні на роботу, а також щорічно профілактичні медичні огляди згідно з організаційно – технічними заходами, направленними на покращення умов і безпеку праці в буровій організації.

Процес буріння свердловини супроводжується рівнями шуму, які згідно даних протоколів досліджень шумової характеристики, проведених УкрНДІгазом у вересні – жовтні 2004 р., в робочій зоні для бурового верстата Уралмаш – 3Д – 76 досягають від 85 до 87 дБ при допустимих рівнях згідно ДСН 3.3.6.037 – 99 – 80 дБ. Основними джерелами шуму на буровій являються: лебідка, ротор, бурові насоси, ДВЗ, електродвигуни, віброшита та інші механізми. Оскільки рівень шуму має незначне перевищення допустимих по ДСН 3.3.6.037 – 99 значень, обслуговуючий персонал передбачається захистити засобами відповідно до ДСТ 12.1.029 – 80. Контроль рівнів шуму передбачається здійснювати періодично при атестації робочих місць приладами ВШВ – 003М2.

Допустимі значення параметрів вібрації: частота віброприскорення (дБ), амплітуди вібропереміщень ($\text{хв.} \cdot \text{м}^{-3}$), сумарного часу дії вібрації (хв.) повинні відповідати ДСТ 12.1.012 – 90, а методи й засоби захисту – ДСТ 26568 – 85 та ДСТ 25980 – 83. Рівень вібрації не повинен перевищувати норми, регламентовані ДСН 3.3.6 039 – 99.

Контроль рівня шуму і вібрації здійснюється службою охорони праці підприємства або спеціалізованими організаціями, у яких є відповідний дозвіл, по договорах із буровою організацією. Засоби колективного захисту від шуму та вібрацій приведені в таблиці 5.3.

Радіаційний контроль на свердловині виконувати згідно «Положення про радіаційний контроль на об'єктах ДК «Укргазвидобування»».

Передбачається вирівнювання площадки бурової з ухилом в бік земляних амбарів, а під вишковим, агрегатним і насосним блоками – будівництво стічних лотків із метою відведення атмосферних опадів і бурових стічних вод.

Буріння свердловини передбачається буровою бригадою чисельністю 36 чоловік. У зв'язку з безперервним циклом будівництва свердловини робота бурової бригади здійснюється цілодобово, позмінно. Постійна кількість наявних на буровій людей досягає 5 – 7 чоловік, а максимальна 13 чоловік разом з ІТП.

Доставка бурової бригади на бурову передбачається вахтовим автотранспортом через 8 годин. У відповідності зі СНиП 2.09.04.87 табл. 6 та примітка 4 будівництво свердловини відноситься до 1а, 1б, 2в і 2г груп виробничих процесів, у зв'язку з чим на площадці бурової передбачається установка вагон – будинків в яких розміщуються приміщення:

- для бурового майстра (із постійним радіозв'язком);
- для відпочинку членів бурової бригади;
- для роботи й відпочинку спеціалістів, що прибули у відрядження;
- блоку харчування;
- гардеробної із шафами по одному відділенню на чоловіка;
- для сушки спецодягу;
- душової на 1 сітку;
- умивальник на 2 крани.

Бурову бригаду і котлопункт передбачається забезпечувати привізною питною водою спеціально обладнаними автомобілями, яка відповідає вимогам СанПіН №383 від 23.12.96р. та ДСТ 2874 – 82 із джерела, на який є дозвіл санепідемстанції. Для миття посуду передбачається підігрів води електронагрівальними приладами.

Витрати питної води на одну людину за добу складають 25 л холодної і 11 л гарячої (додаток 3 СНиП 2.04.01 – 85). Середня потреба води на добу складає 0,3 – 0,5 м³. Зберігання питної води передбачається в спеціально обладнаних ємностях або причіпному термосі. Місця зберігання питної води повинні відповідати вимогам санітарних норм.

Згідно СНіП 2.09.04 – 87, а також СНіП 2.04.01 – 85 на відстані 75 м від робочої зони , вагон – будинків і за межами зон санітарної охорони водяної свердловини передбачається будівництво туалета на два відділення розміром не менше 1,6 x 1,2 м з гідроізолюваною бетонною ямою об'ємом 13 м³ побутових відходів(об'єм ями взятий із розрахунку одночасної максимальної чисельності людей на буровій 13 чол. та частоти вичищення ями раз на рік).

Згідно ГСТУ 41 – 00 032 626 – 00 – 007 – 97 для побутово – господарських відходів передбачається спорудження спеціальних заглиблених металевих ємностей об'ємом 5 – 10 м³, в яких стоки нейтралізуються. Тверді побутові відходи передбачається зберігати в закритих металічних контейнерах і по мірі їх накопичення вивозити на полігон.

Харчування членів бурової бригади передбачається з допомогою котлопункта на 9 – 12 посадочних місць, який являється одним із підрозділів відділу робітничого забезпечення бурової організації і задовольняє вимоги СНіП 2.09.04 – 87 та санітарні правила для підприємства громадського харчування 42 – 123 – 5777 – 91 введені в дію 19.03.91р. Котлопункт передбачається обладнати необхідним кухонним та холодильним обладнанням, яке забезпечує приготування гарячих блюд і збереження продуктів харчування на 2 – 3 доби.

Обігрівання вагон – будинків передбачається водяним опаленням від котельні, вмонтованої на буровій. Передбачається будівництво трубопроводу діаметром 51 мм від котельні до вагон – будинків , а на розгалуженнях 32 і 25 мм.

Бурову передбачається забезпечити аптечкою з набором медикаментів та інструментів і перев'язувальних матеріалів для надання першої медичної допомоги потерпілим ,а також медичними ношами.

Зв'язок із керівництвом бурової організації і черговим персоналом передбачається з допомогою радіостанції.

5.4 Особливості охорони праці при кріпленні свердловин

Конструкція свердловини повинна забезпечувати:

- а) безаварійне розкриття продуктивних горизонтів;
- б) безпечне буріння свердловини до проектної глибини;
- в) герметичність обсадних колон та за колонних просторів;
- г) надійну ізоляцію флюїдовміщувальних горизонтів;
- д) розмежування несумісних умов буріння.

Башмак обсадної колони, що перекриває породи, схильні до текучості, слід установлювати нижче їх підшови або в щільних пропластках.

До початку розкриття продуктивних і напірних водоносних горизонтів повинен передбачатися спуск мінімум однієї технічної колони або кондуктора до глибини, яка унеможливує розрив порід після повного заміщення бурового розчину в свердловині пластовим флюїдом або сумішшю флюїдів різних горизонтів і герметизації устя свердловини.

Технічна колона разом з ОП повинна забезпечувати:

- а) герметизацію устя свердловини у випадках газонафтоводопроявів, викидів та відкритого фонтанування;
- б) протистояння впливу максимальних змінюючих навантажень при відкритому фонтануванні або поглинанні бурового розчину з падінням його рівня, а також в інтервалі порід, схильних до текучості.

Висота заповнення тампонажним розчином кільцевого простору повинна складати:

- а) за кондуктором - до устя свердловини;
- б) за проміжними колонами всіх свердловин - до устя;
- в) за експлуатаційними колонами нафтових свердловин (при пластових тисках вище гідростатичного), які спускаються секціями і цементуються в два і більше прийоми, - не менше 300 м з урахуванням перекриття стикувального пристрою або муфти ступеневого цементування, що розташовані вище башмака попередньої колони;

г) за експлуатаційними колонами нафтових свердловин (при пластових тисках вище гідростатичного), які спускаються секціями і цементуються в два і більше прийоми, а стикувальний пристрій або муфта ступеневого цементування розташовані у відкритому стовбурі - не менше 200 м з урахуванням перекриття башмака попередньої колони.

У інших випадках кільцевий простір заповнюється тампонажним розчином до устя свердловини.

Проектна висота підняття тампонажного розчину за обсадними колонами повинна передбачати:

а) перевищення гідростатичних тисків складеного стовпа бурового розчину та замішаного цементного розчину над пластовими тисками флюїдовміщувальних горизонтів, що перекриваються;

б) виключення гідророзриву порід або розвитку інтенсивного поглинання розчину;

в) можливість розвантаження обсадної колони на цементне кільце для встановлення колонної головки.

Під час ступеневого цементування, спуску колон секціями нижні і проміжні ступені обсадних колон, а також потайні колони повинні бути зацементовані по всій довжині.

У разі перекриття кондуктором або технічною колоною зон поглинання, пройдених без виходу циркуляції, допускається підняття тампонажних розчинів до підшви поглинаючого пласта з наступним (після часу очікування затвердіння цементу) проведенням зустрічного цементування через міжколонний простір. Не дозволяється приступати до спуску технічних і експлуатаційних колон у свердловину, що ускладнена поглинаннями бурового розчину з одночасним флюїдопроявом, осипаннями, обвалами, затягуваннями і посадками бурильної колони, до ліквідації ускладнень.

Обсадні колони в межах інтервалу цементування повинні обладнуватися елементами технологічного оснащення, номенклатура і кількість яких визнача-

ються проектом на будівництво свердловини, а місця встановлення уточнюються в робочому плані на спуск колони.

Обсадні труби, які поставляються на бурові підприємства, забезпечуються сертифікатами якості, які оформлюються згідно з ДСТУ 3413-96.

Підготовка обсадних труб вітчизняного виробництва до спуску в свердловину здійснюється на трубних базах, де проводиться гідравлічне випробування труб, калібрування різей, шаблонування, маркування, сортування і вимір довжини, а також перевірка зовнішнім оглядом. На трубах не повинно бути вм'ятин, напластунів, раковин, глибоких подряпин та інших пошкоджень. Ніпельні частини тіла труб повинні мати однакову товщину стінки по всьому периметру.

Обсадні труби імпортного виробництва перед спуском у свердловину підлягають шаблонуванню, маркуванню, сортуванню, виміру довжини і перевірці зовнішнім оглядом.

Не дозволяється застосування обсадних труб вітчизняного виробництва, які не пройшли неруйнівний контроль на підприємстві-виробнику.

Режим спуску обсадних колон, вибір тампонажних матеріалів і розчинів на їх основі, а також гідравлічна програма цементування повинні розраховуватись і здійснюватись таким чином, щоб забезпечити мінімально можливу репресію на продуктивні горизонти і не допускати ускладнень, що пов'язані з гідророзривом порід і поглинанням. У процесі цементування повинна забезпечуватись реєстрація параметрів, що характеризують цей процес.

Вибір тампонажних матеріалів і розчинів на їх основі повинен здійснюватись з урахуванням таких вимог:

а) тампонажний матеріал і сформований з нього камінь повинні відповідати діапазону статичних температур у свердловині за всім інтервалом цементування;

б) рецептура тампонажного розчину підбирається за динамічною температурою і тиском, очікуваним у інтервалі свердловини, який цементується;

в) густина тампонажного розчину підбирається з урахуванням недопущення розриву порід під дією гідродинамічного тиску в процесі цементування.

Не дозволяється застосування цементу без проведення його лабораторного аналізу на відповідність умовам цементування колони і встановлення цементних мостів у свердловині.

Спуск і цементування обсадних колон проводяться за планом, складеним буровим підприємством і затвердженим у встановленому порядку.

Перед підготовкою стовбура свердловини до спуску колони виконується комплекс електрометричних робіт та інших досліджень, необхідних для детального планування процесу кріплення.

Конструкція устя свердловини повинна забезпечувати:

а) підвіску верхньої частини технічних і експлуатаційних колон з урахуванням компенсації температурних деформацій на всіх стадіях роботи свердловини;

б) контроль можливих флюїдопроявів за обсадними колонами;

в) можливість аварійного глушіння свердловини;

г) герметичність міжколонних просторів під час будівництва і експлуатації свердловин;

г) випробування на герметичність обсадних колон.

У процесі буріння технічна колона повинна періодично перевірятись на зношення для визначення її залишкової міцності. Періодичність і способи перевірки встановлюються проектом і уточнюються технологічною службою бурового підприємства.

З метою забезпечення надійних ізоляційних властивостей цементного каменю за обсадними колонами в процесі споруджування та експлуатації свердловини, для уникнення деформаційних навантажень на цементний камінь рекомендується опресування всіх обсадних колон здійснювати під час отримання сигналу „стоп” при цементуванні свердловини.

Для опресування приустьової частини разом з противикидним обладнанням необхідно застосовувати пакерні системи.

При застосуванні в обсадній колоні пристроїв ступеневого цементування чи секційного кріплення, допускається не проводити їх гідровипробування в свердловині за умови, що вони попередньо було опресовані на поверхні в зібраному чи зістикованому стані з витримкою в часі не менше 15 хвилин на тиск, що на 5 % перевищує внутрішній надлишковий тиск, що діє на обсадні труби під час їх випробування на свердловині.

Тиски гідровипробувань обсадних колон, спосіб та умови гідровипробувань повинні бути вказані в робочому проекті. При цьому, тиск гідровипробування повинен перевищувати максимальний очікуваний тиск для 84 колони при значеннях до 70 МПа на 10% але не вище 70 МПа, а при значеннях вище 70 МПа тиск гідровипробування має бути рівним максимально очікуваному тиску для колони.

6 ОХОРОНА НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА

Для будівництва свердловин тимчасово відчужують значні земельні ділянки. Після завершення робіт більша частина цієї землі повинна бути повернена власнику в рекультивованому вигляді. Тому до початку робіт необхідно зняти родючий шар і закагатувати його на окремій площадці, а після завершення бурових робіт знятий ґрунт використати для відновлення родючості поверненої ділянки.

Основними джерелами забруднення навколишнього середовища є: промивальна рідина і реагенти, частини гірських порід, пластові рідини і залишки тампонажних розчинів.

Звести до мінімуму забруднення навколишнього середовища при бурінні можна тільки комплексними вирішеннями задач. Для цього зберігати промивальну рідину, реагенти, нафту необхідно зберігати в металевих або бетонних ємкостях. Для збору і тимчасового зберігання всієї вибуреної породи, пластових і бурових стічних вод використовують земельні комори з достатньо високим і надійним обвалуванням. Дно і стінки земельних комор повинні мати добру гідроізоляцію, щоб рідини і реагенти, що зберігаються в ній не могли потрапити в горизонти ґрунтових вод і природні водоймища. Навколо бурової установки повинні бути споруджені стічні канали.

Горючі гази, що виділяються при дегазації промивальної рідини або виходять зі свердловини при її освоєнні, дослідженні і фонтануванні, спалюють у спеціальному факелі. Факели встановлюються не ближче 100 м від свердловини.

Після закінчення буріння свердловини територію, що підлягає рекультивції, необхідно звільнити від залишків промивальної рідини і шламу гірських порід. Існують різні шляхи вирішення цієї проблеми:

1. Транспортування промивальної рідини на інші бурові для використання;

2. Закачування промивальної рідини і шламу в зони катастрофічного поглинання у сусідніх свердловинах, що буряться, якщо ці зони не містять прісних і лікувальних вод та не сполучаються з горизонтами таких вод і атмосферою;

3. Збір шламу і рідини, що залишилась, у спеціальні шламосховища;

4. Обезводнення відходів підсушуванням їх у земельних коморах з подальшим засипанням родючою землею.

Для забезпечення збереження пластових питних і мінеральних вод від забруднення потрібно стовбур свердловини обсаджувати і цементувати в інтервалі їх залягання. Для меншого забруднення в цих інтервалах слід звести до мінімуму використання промивальних рідин із вмістом хімічних реагентів, які впливають на якість питних і артезіанських вод та змінюють їх хімічний склад.

7 РОЗРАХУНОК ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ РОЗРОБЛЕНОГО ТУРБУЛІЗАТОРА

Для визначення економічної ефективності центратор-турбулізатора необхідно мати дані про механічну швидкість буріння та проходки на досліджуваній центратор-турбулізатор. Результати розрахунку кошторисної вартості центратор-турбулізатора наведено у табл. 7.1. Розрахунок зроблено за нормативами ВО «Спецтампонажгеологія».

Таблиця 7.1 - Розрахунок кошторисної вартості центратор-турбулізатора

Статті витрат	Одиниця виміру	Інструмент
Матеріали	грн.	200,00
Матеріали з урахуванням ТЗР	1,1366	227,32
Зарплата основна	грн.	100,00
Премії і доплати	2%	2,00
Резерв	4%	4,00
Разом зарплата	грн.	106,00
Відрахування до пенсійного фонду	32%	33,92
Відрахування на соцстрах	4%	4,24
Відрахування до фонду зайнятості	1,5%	1,59
Цехові і загальнозаводські витрати від основної зарплати	305%	27,00
Планова вартість	грн.	400,00
Рентабельність	30%	100,00
Разом	грн.	500,00
ПДВ	20%	100,00
Вартість одиниці продукції	грн.	600,00

Визначимо економічну ефективність застосування центратор-турбулізатору.

Розрахунок зробимо для таких умов (табл. 7.2).

Таблиця 7.2 - Вихідні дані для розрахунку економічної ефективності

Параметр	Ед. из-мерения	Величина
Вартість стандартного центратор-турбулізатора	грн	400
Час тампонування стандартним центратор-турбулізатором	год	5
Час тампонування розробленим центратор-турбулізатором	год	4
Кількість стандартних центраторів-турбулізаторів для цементування	шт	20
Кількість удосконалених центраторів-турбулізаторів для цементування	шт	10
Середня вартість 1 години роботи бурової установки	грн	12000

1. Вартість роботи бурової установки для тампонування 1 свердловини стандартними центраторами-турбулізаторами

$$C_{pc} = C_1 \cdot V_c + N_c \cdot C_{tc}, \quad (7.1)$$

де C_1 - середня вартість 1 години роботи бурової установки;

V_c – час тампонування стандартним центратор-турбулізатором;

N_c – кількість стандартних центраторів-турбулізаторів для обладнання обсадної колони.

C_{tc} - вартість стандартного центратора-турбулізатора.

Тоді

$$C_{pc} = 12000 \cdot 5 + 20 \cdot 400 = 68000 \text{ грн.}$$

Вартість робіт для тампонування 1 свердловини розробленими центраторами-турбулізаторами

$$C_{pp} = C_1 \cdot V_p + N_p C_{tp}, \quad (7.2)$$

де V_p - час тампонування розробленим центратор-турбулізатором.

N_c – кількість розроблених центраторів-турбулізаторів для обладнання обсадної колони.

$C_{тс}$ - вартість розробленого центратора-турбулізатора.

Тоді

$$C_{pp} = 12000 \cdot 4 + 10 \cdot 600 = 54000 \text{ грн.}$$

2. Визначимо економічну ефективність на одну свердловину

$$E_1 = C_{pc} - C_{op} = 68000 - 54000 = 14000 \text{ грн.} \quad (7.3)$$

3. Визначаємо економічну ефективність на один центратор-турбулізатор

$$E_{1г} = \frac{E_1}{N_p}.$$

Підставляємо чисельні значення

$$E_{1п} = \frac{14000}{10} = 1400 \text{ грн.}$$

4. Визначаємо економічну ефективність на одну вкладену в центратор-турбулізатор гривню

$$E_{1,грн.} = \frac{E_1}{C_{тр}}, \quad (7.4)$$

Тоді

$$E_{1,грн.} = \frac{1400}{600} = 2,33 \text{ грн/грн.}$$

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Цементування свердловин / Я.В. Кунцяк, А.Б. Скочеляс, М.М. Величко, Я.Ю. Соболевський. – Львів: Світ, 2002. – 88 с.
2. Коцкулич Я.С. Закінчування свердловин: Підручник / Я.С. Коцкулич, О.В. Тищенко. – К.: «Інтерпрес ЛТД», 2009. – 366 с.
3. Яремійчук Р.С. Освоєння та дослідження свердловин. Навчальний посібник / Р.С. Яремійчук, В. Возний. – Л., 1994. – 440 с.
4. Ставичний Є. М. Розроблення тампонажних систем для цементування хемогенних відкладів у свердловинах родовищ Дніпровсько-Донецької западини : дис. – ІФНТУНГ, 2015.
5. Яремійчук Р.С. Освоєння свердловин: Практикум / Р.С. Яремійчук, Ю.Д. Качмар – Л.: Світ, 1997. – 256 с.
6. Довідник із нафтогазової справи / За заг. ред. докторів технічних наук В.С. Бойка, Р.М. Кондрата, Р.С. Яремійчука. –К.: Львів, 1996. – с. 620. (с. 434-450).
7. Ігнатов А.О., Ставичний Є.М. Лабораторні та промислові дослідження процесу цементування нафтогазових свердловин в умовах товщ осадових порід. Інструментальне матеріалознавство: Збірник наукових праць. – Вип. 23. – Київ : ІНМ ім. В.М. Бакуля НАН України, 2020. С. 88-103.
8. Ігнатов А. О., Кутепов І. І. Розробка пристрою для обробки кавернозної зони свердловини // Наук. вісн. НГУ. – 2010. – №. 4. – С. 58-60.
9. Булатов А.І. Освоєння нафтових і газових свердловин. Наука і практика. (Монографія) / А.І. Булатов, Ю. Д. Качмар, О. В. Савенок, Р.С. Яремійчук. – Л.: СПОЛОМ, 2018. – 476 с.
10. Технологія і техніка буріння / Войтенко В.С., Вітрик В.Г., Яремійчук Р.С. – Л: Центр Європи, 2012. – 708 с.
11. Орловський В.М. Тампонажні матеріали, що розширюються при твердінні. Полтава, ПолНТУ, 2015, 128 с.

12. Давиденко, О., Ставичний, Є., Ігнатов, А., Плитус, М., Яворська В. (2021). До питання про умови утворення кавернозних ділянок в стовбурі свердловини. Український гірничий форум – 2021: Матеріали міжнародної конференції (4-5 листопада 2021 р. м. Дніпро), 233-243.

13. Давиденко, О.М., Ігнатов, А.О., Науменко М.О. (2018). Вивчення стану обсадної колони при цементуванні свердловин. Інструментальне матеріалознавство: Збірник наукових праць ІНМ ім. В.М. Бакуля НАН України, 21, 113-119.

14. Nelson E.B. (ed.) Well Cementing. Elsevier, 1990. — xxv, 462 p.

15. Nelson Erik, Guillot Dominique. Well Cementing. 2nd edition. – Schlumberger, 2006. — 773 p.

16. Hu Dai, Gunnar DeBruijn, Boyun Guo, Kirk Harris, Gefei Liu, John E. McCormick, David Allan Poole, Alfredo Sanchez P.E., Joseph M. Shine, Sarah Misser Whitton, Jiang Wu. Editor(s): Gefei Liu. Applied Well Cementing Engineering. – Gulf Professional Publishing, 2021. – 621 p.

17. Brame, B., 2010. Fit-for-Purpose Casing, Cementing, and Completion Solutions. K&M Technology Group.

18. Byrom, T.G., 2015. Casing and liners for drilling and completion: design and application, 2nd. Gulf Professional Publishing, Houston, TX.

19. Crook, R., 2008. Cementing Horizontal Wells. Halliburton, Houston.

20. Moran, L., Savery, M., 2007. Fluid movement measurements through eccentric annuli: unique results uncovered. In: SPE 109563 presented at SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 11–14 November, Anaheim.

21. Nelson, E.B., Guillot, D. (Eds.), 2006. Well Cementing, second ed. Schlumberger, Sugar Land, TX.

22. Peterson, E.M., Greener, M.R., Davis, E.R., Craig, D., 2007. How much is left of your centralizer after exiting a casing window in an extended reach horizontal multi-lateral? Modeling, yard tests, and field results from alaska's west sak development. In: SPE 105766 presented at SPE/IADC Drilling Conference, 20–22 March, Amsterdam.

23. Ravi, K., Hemphill, T., 2006. Pipe rotation and hole cleaning in eccentric annulus. In: SPE 99150 Presented at the IADC/SPE Drilling Conference and Exhibition, 21–23 February, Miami.

24. Sanchez, R.A., et al., 2012. Casing centralization in horizontal and extended reach wells. In: SPE 150317 Presented at the SPE/EAGE European Unconventional Resources Conference and Exhibition, 20–22 March, Vienna.

25. Suman, G.O., Ellis, R.C., 1977. World Oil's Cementing Oil and Gas Wells Including Casing Handling Procedures. World Oil, Houston.

26. Wells, M.R., Smith, R.C., 1991. Analysis of Cementing Turbulators. In: SPE Paper 19542. 1 March.

27. Zulqarnain, M., Tyagi, M., 2014. The effect of constant and variable eccentricity on the spacer performance during primary well cementing. In: OMAE2014-2486 paper presented at ASME International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering, 8–13 June, San Francisco.

28. API 10TR4, 2008. Technical Report on Considerations Regarding Selection of Centralizers for Primary Cementing Operations, first ed. American Petroleum Institute. 1 May.

29. API 10TR5, 2008. Technical Report on Methods for Testing of Solid and Rigid Centralizers, first ed. American Petroleum Institute. May.

30. API RP10D-2, 2008. Recommended Practice for Centralizer Placement and Stop-Collar Testing, first ed. American Petroleum Institute. August 2014/

31. API Specification 10D, 2002. Specification for Bow Spring Casing Centralizers, sixth ed. American Petroleum Institute. 1 March.