

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

Інститут інженерної механіки та робототехніки

Кафедра нафтогазових машин та обладнання

Заданюк Станіслав Геннадійович

(прізвище, ім'я, по батькові)

УДК 622

БАКАЛАВРСЬКА РОБОТА

Розробка заходів по ремонту елементів бурового насоса

(назва роботи)

Інжиніринг і сервісне обслуговування нафтогазових машин та обладнання

(назва освітньої програми)

133 – «Галузеве машинобудування»

(шифр і назва спеціальності)

**Робота містить результати власних досліджень, використання ідей, результатів і
текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело**

Здобувач освітнього ступеня

(підпис, ініціали та прізвище здобувача)

Науковий керівник _____ **Дейнега Р.О., канд. техн. наук,
доцент**

(підпис, прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання керівника)

Допущено до захисту
Завідувач кафедри

доцент _____ *Я.Т. Федорович*
(посада) (підпис) (дата) (ініціали та прізвище)

ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ

Інститут ІІМ Кафедра нафтогазових машин та обладнання
Спеціальність 133 – Галузеве машинобудування
ОПП «Інжиніринг і сервісне обслуговування нафтогазових машин та обладнання»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри НГО
_____ Я.Т. Федорович
" ___ " _____ 202_ р.

ЗАВДАННЯ НА БАКАЛАВРСЬКУ РОБОТУ

Студенту _____ Заданюк Станіслав Геннадійович
(прізвище, ім'я, по батькові)

1 Тема роботи Розробка заходів по ремонту елементів бурового насоса

Затверджена наказом № 176/7 від 18.02.2025 р.

2 Термін здачі студентом закінченої роботи 17.06.2025 р.

3 Вихідні дані до роботи: технічна документація, літературні джерела,

4 Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань)

Вступ. 1. Аналіз і технічні характеристики існуючих конструкцій бурових насосів. 1.1. Призначення та застосування бурових насосів. 1.2 Бурові насоси великої потужності. 1.3. Бурові насоси малої потужності. 1.4. Експлуатація бурових насосів. 2. Основи засади експлуатації та ремонту виробів нафтових і газових промислів. 2.1 Основи експлуатації виробів. 2.2 Класифікація та характеристики виробів нафтових і газових промислів. 2.3 Експлуатаційні документи. 3 Розрахунок основних параметрів і вибір бурового насоса.

3.1 Визначення сил, діючих на деталі бурового насоса. 4. Ремонт клапанної коробки. 4.1 Загальні відомості про ремонт. 4.2 Дефекти клапанної коробки.

4.3 Ремонт проривів. 4.4 Демонтаж клапана бурового насоса. 5 Монтаж та експлуатація обладнання. 5.1 Особливості експлуатації насоса. 5.2 Монтаж насосів. 5.3 Обслуговування працюючих насосів. 5.4 Ефективність експлуатації та ремонту виробів нафтових і газових промислів. Висновки. Перелік посилань на джерела

5 Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням креслень)

5.1 Складальні та робочі креслення ключів – 1 арк. Формату А1

5.2 Складальне креслення ключа АПР-2ГП – 1 арк. Формату А1

5.3 Креслення ключа для згвинчування насосних штанг – 1 арк. Формату А1

5.4 Ілюстрації, графічні залежності тощо – 3 арк. Формату А1

6 Консультанти по роботі (за необхідністю).

Розділ	Консультант	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв

6 Дата видачі завдання _____

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

Номер і назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
Вступ. 1. Аналіз і технічні характеристики існуючих конструкцій бурових насосів. 1.1. Призначення та застосування бурових насосів. 1.2 Бурові насоси великої потужності. 1.3. Бурові насосі малої потужності. 1.4. Експлуатація бурових насосів.	10.0.2025 р	
2. Основи засади експлуатації та ремонту виробів нафтових і газових промислів. 2.1 Основи експлуатації виробів. 2.2 Класифікація та характеристики виробів нафтових і газових промислів. 2.3 Експлуатаційні документи.	12.03.2025 р	
3 Розрахунок основних параметрів і вибір бурового насоса. 3.1 Визначення сил, діючих на деталі бурового насоса.	16.04.2025 р	
4. Ремонт клапанної коробки. 4.1 Загальні відомості про ремонт. 4.2 Дефекти клапанної коробки. 4.3 Ремонт проривів. 4.4 Демонтаж клапана бурового насоса. 5 Монтаж та експлуатація обладнання. 5.1 Особливості експлуатації насоса. 5.2 Монтаж насосів. 5.3 Обслуговування працюючих насосів. 5.4 Ефективність експлуатації та ремонту виробів нафтових і газових промислів. Висновки. Перелік посилань на джерела	28.05.2025 р	
<i>Графічна частина проекту</i>	18.06.2025 р	

Студент _____ / _____ /
Особистий підпис Розшифровка підпису

Керівник роботи _____ / _____ /
Особистий підпис Розшифровка підпису

РЕФЕРАТ

Бакалаврська робота Заданюка С. Г. на тему «Розробка заходів по ремонту елементів бурового насоса» складається з пояснювальної записки, викладеної на 54 аркушах формату А4, яка вміщує 5 розділів, 6 таблиць, 6 рисунків, 17 найменувань використаних джерел, і графічного матеріалу загальним обсягом 6 аркушів формату А1.

Об'єкт досліджень. Процес ремонту елементів бурового насоса.

Метою роботи є висвітлення особливостей ремонту елементів бурового насоса.

У результаті виконаної роботи було всебічно проаналізовано конструктивні особливості, експлуатаційні умови та методи ремонту бурових насосів, що є ключовим елементом бурового обладнання в нафтогазовій промисловості. Детально розглянуто різновиди бурових насосів за рівнем потужності, їх технічні характеристики та принципи дії. Це дозволило сформулювати цілісне уявлення про функціональну роль насосів у процесі буріння свердловин. Значну увагу приділено питанням експлуатації та технічного обслуговування насосного обладнання, адже від правильності цих процесів залежить ефективність усієї бурової установки. Встановлено, що регулярна профілактика та своєчасний ремонт дозволяють уникнути аварій, зменшити виробничі простої та мінімізувати фінансові втрати. Особливо актуальними є аспекти ремонту клапанної коробки, оскільки саме цей вузол зазнає найбільшого навантаження і зношення. Аналіз типових дефектів, методів демонтажу клапанів та технології ремонту проривів допоміг окреслити оптимальні підходи до обслуговування цих компонентів. У роботі також проведено розрахунок сил, що діють на деталі бурового насоса, що є основою для точного проектування та вибору обладнання. У підсумку, можна зробити висновок, що технічно грамотний підхід до експлуатації, монтажу, обслуговування та ремонту бурових насосів суттєво впливає на ресурс обладнання, безпеку робіт, економічні показники буріння та дотримання міжнародних стандартів. Запропоновані технічні рішення і рекомендації можуть бути практично застосовані на бурових підприємствах задля підвищення ефективності виробничих процесів.

Ключові слова: буровий насос, клапанна коробка, клапан, ремонт, відновлення

ABSTRACT

Bachelor's thesis by Zadanyuk S. G. on the topic "Development of measures for the repair of drilling pump elements" consists of an explanatory note, laid out on 54 sheets of A4 format, which contains 5 sections, 6 tables, 6 figures, 17 names of sources used, and graphic material with a total volume of 6 sheets of A1 format.

Object of research. The process of repairing drilling pump elements.

The purpose of the work is to highlight the features of repairing drilling pump elements.

As a result of the work performed, the design features, operating conditions and repair methods of drilling pumps, which are a key element of drilling equipment in the oil and gas industry, were comprehensively analyzed. The types of drilling pumps by power level, their technical characteristics and principles of operation were considered in detail. This allowed us to form a holistic idea of the functional role of pumps in the process of drilling wells. Considerable attention is paid to the issues of operation and maintenance of pumping equipment, since the efficiency of the entire drilling rig depends on the correctness of these processes. It has been established that regular prevention and timely repair allow you to avoid accidents, reduce production downtime and minimize financial losses. The aspects of valve box repair are especially relevant, since this unit is subjected to the greatest load and wear. The analysis of typical defects, methods of dismantling valves and breakthrough repair technology helped to outline the optimal approaches to servicing these components. The work also calculated the forces acting on the parts of the drilling pump, which is the basis for accurate design and selection of equipment. As a result, it can be concluded that a technically competent approach to the operation, installation, maintenance and repair of drilling pumps significantly affects the resource of the equipment, safety of work, economic indicators of drilling and compliance with international standards. The proposed technical solutions and recommendations can be practically applied at drilling enterprises to increase the efficiency of production processes.

Keywords: drilling pump, valve box, valve, repair, restoration

З М І С Т

Вступ.....	9
1. Аналіз і технічні характеристики існуючих конструкцій бурових насосів.....	11
1.1. Призначення та застосування бурових насосів	11
1.2 Бурові насоси великої потужності.....	12
1.3. Бурові насосі малої потужності	15
1.4. Експлуатація бурових насосів.....	17
2. Основи засади експлуатації та ремонту виробів нафтових і газових промислів.....	24
2.1 Основи експлуатації виробів	24
2.2 Класифікація та характеристики виробів нафтових і газових промислів	26
2.3 Експлуатаційні документи.....	27
3 Розрахунок основних параметрів і вибір бурового насоса	30
3.1 Визначення сил, діючих на деталі бурового насоса	35
4. Ремонт клапанної коробки.....	40
4.1 Загальні відомості про ремонт	40
4.2 Дефекти клапанної коробки	42
4.3 Ремонт проривів.....	43
4.4 Демонтаж клапана бурового насоса	44
5 Монтаж та експлуатація обладнання.....	48
5.1 Особливості експлуатації насоса	48
5.2 Монтаж насосів.....	49
5.3 Обслуговування працюючих насосів	53
5.4 Ефективність експлуатації та ремонту виробів нафтових і газових промислів.....	54
Висновки.....	57
Перелік посилань на джерела.....	58

Вступ

Бурове обладнання є критично важливою частиною технічного комплексу в нафтогазовій промисловості. Зокрема, бурові насоси виконують функцію перекачування бурового розчину до свердловини, що забезпечує змазування, охолодження інструменту, видалення шламу та стабілізацію стінок свердловини. Через постійне механічне, гідравлічне й абразивне навантаження це обладнання піддається інтенсивному зносу, тому регулярне технічне обслуговування та ремонт мають першочергове значення.

Економічна ефективність експлуатації обладнання безпосередньо залежить від його справного стану. Несвоєчасне виявлення несправностей у клапанах, сідлах, поршнях чи плунжерах бурових насосів може призвести до повного виходу з ладу вузла, що потребуватиме значно більших витрат на капітальний ремонт або заміну. Окрім того, зупинка бурового процесу через несправність насоса спричиняє втрати виробничого часу та підвищує загальні витрати буріння.

З огляду на безпеку персоналу та збереження навколишнього середовища прямо залежать від надійності роботи бурового обладнання. Витоки бурового розчину або гідравлічні удари можуть спричинити аварії, травми працівників, забруднення ґрунтів і водних ресурсів. Профілактичні ремонти та контрольний огляд допомагають попередити подібні ситуації, підтримуючи стабільну роботу насосних систем.

Технічне обслуговування бурових насосів забезпечує відповідність міжнародним стандартам API та вимогам екологічного законодавства. У багатьох випадках це є обов'язковою умовою участі підрядників у тендерах великих нафтогазових компаній. Регулярний огляд клапанів, тестування тиску дозволяють зберегти сертифіковану працездатність агрегатів.

Також важливо враховувати стрімкий розвиток техніки: сучасні гідравлічні знімачі клапанів, електронні системи діагностики та аналітика зношення дозволяють з високою точністю прогнозувати несправності й

планувати ремонти. Це знижує кількість аварійних ситуацій та підвищує загальну рентабельність буріння.

Отже, ремонт бурового обладнання, зокрема насосів, не є лише необхідною частиною технічного циклу — він є критично важливою складовою надійної, безпечної й економічно вигідної експлуатації бурових установок. Його актуальність зростає в умовах інтенсифікації видобутку, посилення екологічних вимог та конкуренції в нафтогазовій сфері.

Мета і завдання дослідження. Метою роботи є висвітлення особливостей ремонту елементів бурового насоса.

Для досягнення поставленої мети необхідно:

- проаналізувати умови роботи та конструкції бурових насосів;
- описати порядок ремонту деталей, обладнання і пристосування, які застосовуються, матеріали, збирання та випробовування обладнання після ремонту, мащення та документацію, яка стосується здавання обладнання замовнику.

Об'єкт досліджень. Процес ремонту елементів бурового насоса.

Предмет дослідження. Особливості процесу ремонту елементів бурового насоса.

Методи дослідження. Аналітичний методи для збору і обробки інформації.

1. Аналіз і технічні характеристики існуючих конструкцій бурових насосів

1.1. Призначення та застосування бурових насосів

Буровий насос призначений для нагрівання промивальної рідини під високим тиском у свердловину при геологорозвідувальному, експлуатаційному та глибокому бурінні.

Буровий насос подає промивальну рідину через колону бурильних труб на вибір свердловин, для охолодження долота та виносу зруйнованої долотом гірської породи, а також для передачі енергії потоку промивальної рідини гідравлічному забійному двигуну та пов'язаному з ним долотом.

Бурові насоси експлуатуються у важких умовах. Вони перекачують в'язкі розчини, приготовлені зазвичай на основі глинисто-водних сумішей і обважнених добавками бариту або гематиту. Розчини містять до 2% абразивних частинок вибуреної породи і перекачуються насосами при температурі 40-70°C. Крім того, вони часто містять хімічні реагенти: кислоти, солі, каустичну соду, вапно тощо.

Як показує багаторічний досвід буріння глибоких свердловин, що вимоги технології проходки задовольняє тільки поршневий горизонтальний насос. На практиці під час буріння свердловин застосовують поршневі насоси з приводною потужністю 32, 50, 80, 125, 190, 235, 300, 375, 475, 600, 750, 950, 1180 і 1840 (ГОСТ 6031-81) з максимальною кВт. подачі 40-50 л/с, розвиваючи максимальний тиск 90 МПа при мінімальних подачах. Регулювання подачі насоса від 5-20 л/с до максимального забезпечення ступінчато за рахунок різних діаметрів циліндрових втулок (108-200 мм).

ГОСТ 16293-82 «Установки бурові комплектні для експлуатаційного і глибокого розвідувального буріння» передбачав терміни переходу на комплектацію бурових установок трипоршневими насосами односторонньої дії. На даний час і надалі в глибокому бурінні будуть використовуватися

двопоршневі насоси двосторонньої дії (УНБ-600), а в геологорозвідувальному бурінні, глибокому бурінні, на спецроботах і промислах нафтовидобутку – двохпоршневі насоси двостороннього дії малої потужності зокрема НБ-32; НБ-50; НБ-80; НБ-125, 9Т.

Застосування трипоршневих насосів одностороннього дії визначається таким чином:

1. НБТ-475: БУ1600/100ЕУ; БУ1600/100ДГУ.
2. НБТ-600: БУ2500/160ДГУ-М; БУ2500/160ДЭП-1; БУ2500/160ЕП-1; БУ2500/160ЕПК.
3. УНБТ-950: БУ3200/200ДГУ-1; БУ3200/200ЕУ-1; БУ3200/200ЕУК-2М; БУ5000/320ЕУ-1; БУ5000/320ДЭР-1; БУ5000/320ЭР-1; БУ5000/320ДГУ-1; БУ6500/400ДЭР.
4. УНБТ-1180: БУ8000/500ЭР.

Трипоршневі насосів одностороннього дії в порівнянні з двопоршневими насосами двосторонньої дії мають ряд переваг:

1. забезпечена велика (майже в 2 рази) рівномірність подачі розчину;
2. зменшена пульсація бурового розчину в результаті використання кульових діафрагмових компенсаторів, що забезпечує високий показник роботи;
3. зменшена на 25-35% маса насоса і поліпшена монтажна здатність ;
4. поліпшенні умови ремонтних робіт і скорочення ремонтного часу обслуговування насосів у бурінні;
5. збільшений термін служби при високих тисках (30-40 МПа) і подачі.

1.2 Бурові насоси великої потужності

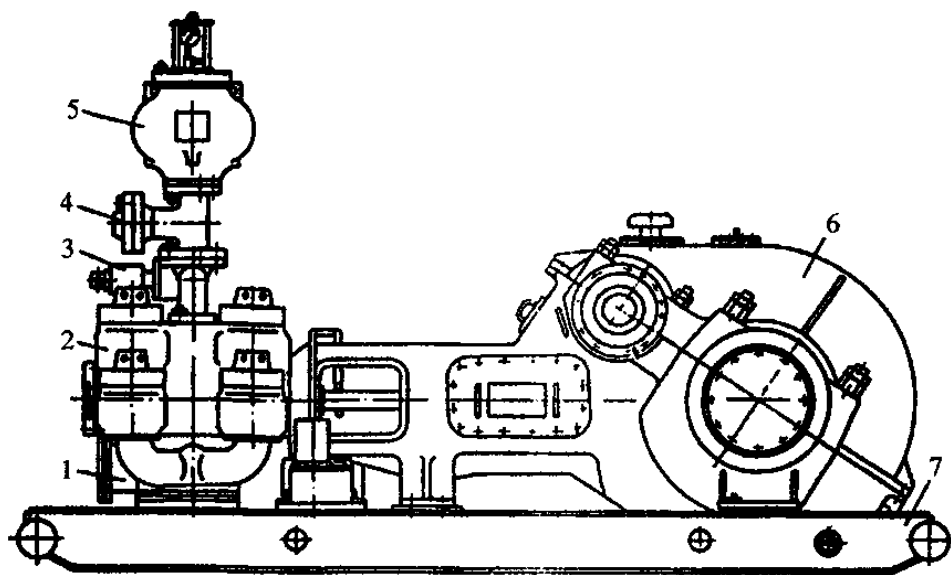
Двопоршневий насос УНБ-600

Буровий насос УНБ-600 (рис. 1.1), незважаючи на складну конструкцію, велику нерівномірність подачі, що досягає 55% і більше, досить поширений, хоча

і замінюється при комплектації бурових установок трипоршневыми насосами УНБТ.

Буровий насос УНБ-600 складається з двох гідравлічних коробок 2, приймальної коробки 1 і приймального компенсатора, нагнітального трійника 4, запобіжного клапана 3, компенсатора 5 і приводної частини 6. Приводна частина і гідравлічна коробки міцно з'єднані між собою і закріплені на зварній рамі.

Гідравлічна частина насоса УНБ-600 (рис. 1.2) складається з двох коробок 3, з'єднаних з корпусом 7. Знизу до нього кріпиться приймальна коробка 1 з компенсатором, а зверху нагнітальний трійник 5, до якого кріпиться компенсатор і запобіжний клапан 4. Гідравлічні коробки і нагнітальний трійник, виготовлені з легованої сталі, разом з чотирма клапанними коробками розраховані на високий тиск, що виникає під час роботи. У нижніх клапанних коробках встановлені вхідні, а у верхніх – вихідні клапани 6. У циліндричних горизонтальних опорах гідравлічних коробок встановлені і закріплені за допомогою шпильок, гайок і стаканів 2 знімні циліндрові втулки 10, в яких піднімаються поршні 9. Ущільнення штока здійснюється грундбуксою 8. В залежності від необхідного тиску і подачі визначається внутрішній діаметр втулок. Зовнішні розміри всіх циліндрових втулок, а також конструкція всіх клапанів для всіх однакових насосів.



Рисисунок 1.1 – Буровий насос УНБ-600.

Циліндрові втулки, клапани, сідло клапана і шток — швидкозношувані змінні деталі насоса, стійкість яких в кінцевому рахунку визначає працездатність насоса.

Для підвищення величини стійкості циліндрові втулки виготовляють з високовуглецевої сталі (сталь 70 ГОСТ 1050-74), а внутрішню поверхню зміцнюють СВЧ на твердість HRC – 60-64 і шліфують.

Штоки виготовляють із сталі 40Х, зміцнюють на твердість HRC – = 40-60 і шліфують, сідла, клапана – із сталі 38ХС із загальним зміцненням на твердість

Таблиця 1.1 – Характеристики бурових насосів великої потужності

Параметри	НБ-375 (БРН-1)	УНБ-600 (У8- 6МА2)	НБТ-475	НБТ-600	УНБТ- 950	УНБТ- 1180
1. Тип насоса	Горизонтальний двопоршневий двосторонньої дії		Горизонтальний трипоршневий односторонньої дії			
2. Потужність, кВт	375	600	475	600	950	1180
3. Полезна мощность, кВт	325	475	375	475	750	1060
4. Длина хода поршня, мм	300	400	250	250	300	300
5. Максимальное число двойних ходів у хвилину	72	65	140	135	125	125
6. Максимальна частота обертання трансмісійного вала, с ⁻¹ /(об/хв)	5,0/300	5,33/320	7,40/430	7,08/425	9,26/556	9,26/556

Кінець таблиці 1.1

7. Передавальне відношення	4,15	4,92	3 152	3 152	4448	4448
8. Число пасів «Д(Е)»	12	16	16	16	20	20
9. Запобіжний клапан	мембранний		КП-250	КП-250	КП-50-350	КП-50-400
10. Пневмокомпенсатор	ПК-40-200	ПК-70-250	ПК-40-250	ПК-40-250	ПК-70-350	ПК-70-400
об'єм камери, дм ³ (л)	40	70	40	40	70	70
- найбільший тиск повітря, МПа	6,0	9,0	7,0	7,0	10,0	10,0
11. Діаметр шківів, мм	1600	1400 1700 1800	1120	1120	710 800 1000	1000
12. Габаритні розміри, мм						
довжина	4320	5100	4300	4400	5550	5550
ширина	2620	3004	2720	3100	3250	5400
висота	2715	3305	1640	2630	3250	3400
13. Маса насоса зі шківом, кг	14700	25450	16650	20090	23939	24100

1.3. Бурові насосі малої потужності

Насоси бурові малої потужності – НБ-32, НБ-50, НБ-80 – горизонтальні, двопоршневі, двосторонньої дії призначені для нагрівання промивальної рідини

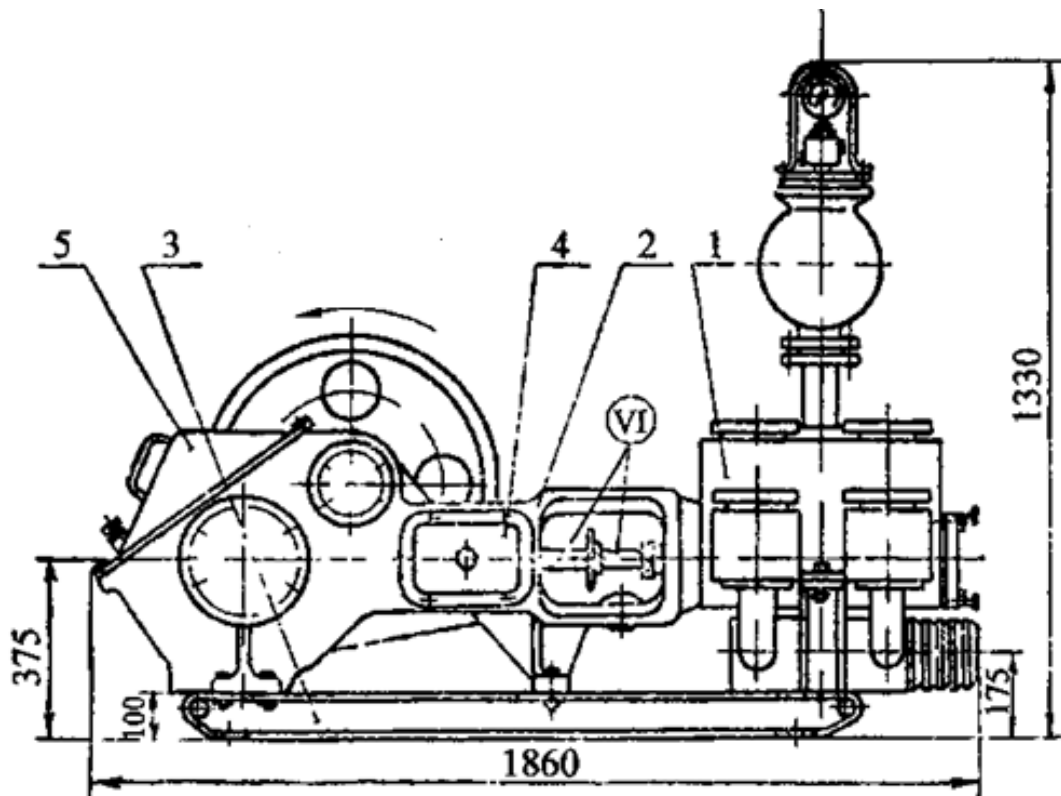
в свердловину при геологічному бурінні нафти і газу, а також для різних перекачок води, промивальної рідини господарського призначення при бурінні експлуатаційних і глибоких розвідних свердловин.

Експлуатація цих насосів здійснюється в умовах помірного клімату при температурі навколишнього повітря від -45°C до $+45^{\circ}\text{C}$.

В якості перекачуваної рідини використовується глинистий розчин або вода з домішками нафти в обсязі не більше 20%. Зміст механічних частинок (пісків, твердих частинок) має бути не більше 1%.

Двухпоршневой насос НБ-50

Розглядаємо конструкцію насоса НБ-50, загальний вид якого представлений на рис. 1.3, 1 - блок гідравлічний НБ50.02.000; 2 – блок привода НБ50.01.000; 3 - рама НБ32.00.030; 4 - кришка в зборі 11Гр.15.000; 5 - кришка станини НБ32.03.000.



Випускаються у наступній комплектації:

- з шківом з правої сторони;

- з шківом з лівої сторони;
- з пневмомуфтою і шківом з правої сторони;
- з пневмомуфтою і шківом з лівої сторони;
- з фрикційною муфтою і шківом з правої сторони;
- з фрикційною муфтою і шківом з лівої сторони;
- з шківом з правої сторони і боковим розташуванням манометра;
- з шківом з лівої сторони і боковим розташуванням манометра;
- з пневмомуфтою, шківом з правої сторони і боковим розташуванням манометром;
- з пневмомуфтою, шківом з лівого боку і боковим розташуванням манометр;
- з фрикційною муфтою, шківом з правої сторони і боковим розташуванням манометра;
- з фрикційною муфтою, шківом з лівого боку і боковим розташуванням манометра.

1.4. Експлуатація бурових насосів

Бурові насоси функціонують у різноманітних кліматичних умовах при температурах навколишнього середовища до $\pm 50^{\circ}\text{C}$, а температура бурового розчину коливається від -1°C до $+80^{\circ}\text{C}$. Густина розчинів зазвичай становить приблизно $1200\text{--}1300\text{ кг/м}^3$, проте в окремих випадках вона може зменшуватися до 800 кг/м^3 або сягати 2000 кг/м^3 і навіть більше.

Тривалість роботи насоса варіюється від півгодини до 200 годин і більше залежно від режиму експлуатації. Періоди короткочасних технологічних простоїв можуть тривати 3–15 хвилин для нарощування бурильної колони або до 10 годин і довше для підйому та спуску долота при великих глибинах або встановленні обсадних труб.

Обладнання має бути зручним для експлуатації, технічного обслуговування та ремонту безпосередньо на місці бурових робіт, а також забезпечувати можливість оперативного оновлення швидкозношуваних компонентів — поршнів, штоків, циліндрових гільз, сальникових ущільнень, клапанів та інших деталей. При нормальних умовах експлуатації термін служби, під час будівництва свердловини, деталей обмежений таблиця 1.2.

Таблиця 1.2 – Термін служби швидкозношуваних деталей.

Назва деталі	Термін служби, год
Поршень	100-200
Шток	150-200
Циліндрові втулки	200-300
Клапани	300-400

Іноді термін служби цих деталей скорочується до кількох десятків годин. Тому швидкість і зручність їх заміни, а також мала працездатність операцій мають велике значення.

У зв'язку з цим велике значення набуває правильна експлуатація бурових насосів і своєчасне технічне обслуговування, щоб забезпечити ресурс на капітальний ремонт не менше 10 тисяч. год.

Після монтажу слід перевірити:

- Горизонтальність установки насосів на підставі.
- Положення шківів приводу і бурового насоса у вертикальній площині - кістки.
- Стан загороджень.
- Наявність та якість оливи в картері.
- Наявність мастила в підшипникових вузлах.
- Гідравлічну частину насоса.
- Заповнення компенсаторів стиснутим повітрям.
- Стан запобіжних пристроїв.
- Кріплення всіх вузлів і з'єднань.

Після вищезгаданих перевірок слід вивести:

1. Гідравлічне випробування нагнітального трубопроводу бурових насосів і стояка на міцність і герметичність.
2. Заливку клапанів промивальної рідини, пробний пуск насоса на викид, перевірку змазки в крейцкопфну частину та рівномірності подачі насоса.

Далі пуск під навантаження та спостереження:

1. за показами манометрів;
2. за станом сальників і ущільнень;
3. за роботою клапанів і поршнів по стуку;
4. за неперервним охолодженням штоків;
5. за станом корпусів підшипників і їх нагріванням;
6. за станом кріплення штоків і контрштоків;
7. за станом кріплення клапанних кришок;
8. за станом клинових пасів привода;
9. за вмістом піску в промивальній рідині (не більше 2-2,5%).

Тиск насоса повинен відповідати характеристиці насоса. Допускається лише короткочасне (до 10 хв.) підвищення нормальних тисків не більше ніж на 10%. Стрілка манометра під час роботи повинна легко вібрувати. Якщо вона нерухома, то манометр несправний і його необхідно замінити, так як працювати на несправному манометрі забороняється. Стук клапанів, поршнів і циліндрових втулок недопускаються.

Сальникові і манжетні ущільнення повинні забезпечувати повну герметичність. Нагрів крейцкопфів, підшипників, стук пальців крейцкопфа і підвищений шум зубчатого зачеплення не допускаються. При нагріванні цих вузлів вище 70°C насос слід зупинити і з'ясувати причини нагріву і стука. Необхідно ретельно стежити за станом зубчатого з зачеплення, направляючих крейцкопфа і штоків, так як при пошкодженні їх поверхні робота недопустима.

Більше уваги слід приділяти кріпленню гідравлічних корок до станини. Клинопасова передача привода має бути виставлена по осях канавок; відхилення шківів повинно бути не більше 2-3 мм; непаралельність осей шківів понад 1 мм на

1000 мм довжини ; осьове розміщення канавок шківів допускається не більше 2 мм на 1000 мм міжосьового стоянки і зростає більше ніж на 0,2 мм на кожні 100 мм міжосьової відстані вище 1 м. Канавки шківів повинні бути чистими: на них не повинні потрапляти мастило і промивальна рідина. Вони не повинні зафарбовуватися. Натяг пасів в процесі експлуатації необхідно періодично контролювати, заміряючи прогин середини міжцентрового розташування.

Наприклад, натяжка пасу довжиною 10000-12500 мм контролюється за допомогою вантажу масою 10 кг, підвішеного до середини прольота кожного пасу, а прогин повинен бути 130-140 мм.

Провисання клинових пасів по довжині повинна бути однієї групи комплектацій або, в крайньому випадку, поруч розташованих груп довжини (для пасів довжиною 7100-10000 мм – 6 груп; для пасів Д (Е) 10000: (9970-9985); (9985-10000); (10000-10015); (10015-10030); (10030-10045);

Необхідно систематично підтягувати кріплення циліндрових втулок і слідувати за постійною обмивкою штоків водою або маслом.

При заміні циліндрових втулок, якщо їх діаметр змінюється, слід встановити відповідну запобіжну діафрагму.

Калібровані кільця запобіжного діафрагмового пристрою

Діаметр циліндричний втулки, мм	Насос УНБ-600		Насос НБ-375 (БРН-1)	
	Тиск, МПа	Отвір кільця, мм	Тиск, МПа	Отвір кільця, мм
200*	10,0*	58,9*	—	—
190	11,5	48,2	—	
180	12,5	43,0	10,0	42
170	14,5	35,4	11,0	36
160	16,5	30,1	12,5	32
150	19,0	25,3	15,0	26
140	22,5	20,7	17,0	23
130	25,0	18,4	180	22
			190	21 рік
			200	20

1. Залежно від розміру циліндрових гільз і граничного робочого тиску слід змінювати кільця, відкалібровані за внутрішнім діаметром.

2. У діафрагмовому запобіжному вузлі латунна мембрана товщиною приблизно 0,5 мм має бути виготовлена виключно зі сплаву Л-63М; використання інших матеріалів суворо забороняється.

3. Монтаж запобіжного вузла в корпусі діафрагми здійснюється у такій послідовності: спочатку розміщується гумове кільце товщиною 3–5 мм з отвором діаметром 45 мм для насоса типу НБ-375 або 60 мм для типу УНБ-600, далі встановлюється латунна діафрагма, потім каліброване кільце. Після цього вся конструкція затискається різьбовою гайкою-стаканом.

Щоб уникнути розмивання гідроблоку, сідло клапана потрібно щільно посадити в гніздо. Для цього конічна поверхня гнізда в гідрокоробці та сідла клапана не повинна мати пошкоджень. Перед встановленням ці поверхні слід насухо протерти. Сідло клапана акуратно розміщують у конічному отворі без ударів і поштовхів, щоб не пошкодити посадочні площини. На встановлене сідло розташовують розпірний стакан і вручну, приклавши значне зусилля (удвох), затягують кришку клапанної коробки. Після цього кришку відкручують, розпірний стакан прибирають і встановлюють клапан. Такий спосіб запресування сідла є найнадійнішим та найефективнішим серед аналогічних методик.

Потрібно контролювати посадку клинопасового шківів на валу й при потребі підтискати кріплення.

Періоди заміни долота варто використовувати для перевірки насоса, насамперед його клапанів і поршнів, виправлення несправностей і оновлення зношених компонентів. Перші 10–14 днів для досягнення кращої роботи підшипників кочення, зубчастого зачеплення та інших вузлів насоса слід експлуатувати агрегат при навантаженні не більше ніж на 50–60% номінальної потужності.

Притирання зубчастої передачі здійснено однобічно й відповідає напрямку обертання, зазначеному на рамі насоса. У разі зміни напрямку обертання слід

провести обкатку зубців без навантаження, щоб досягти плями контакту не менше ніж 60% по висоті й 50% по довжині зубців, а також перевірити можливий розігрів напрямних крейцкопфів під час холостого обертання насоса.

Зазор між втулкою і пальцем крейцкопфа при розмірі бронзової гільзи має бути не більше 0,3–0,4 мм. Експлуатація при більшому зазорі заборонена.

Регулювання в крейцкопфній групі потрібно проводити при досягненні зазору 1–1,2 мм. При цьому регульовальний зазор між накладкою крейцкопфа і напрямною у рамі виставляють у межах 0,2–0,5 мм.

Підкачування стисненого повітря у сферичні компенсатори слід здійснювати своєчасно. Робочий тиск у компенсаторі має бути $P_{ком} = 0,4P_{роб}$, де $P_{роб}$ — робочий тиск прокачуваної бурової рідини, що допускається для конкретного розміру циліндро-поршневої групи, встановленої на насосі.

Додаткові вказівки з експлуатації й технічного обслуговування:

1. Перед монтажем посадочне місце циліндрової гільзи та її ущільнень слід змастити.
2. Гайки шпильок затягувати рівномірно у шаховому порядку.
3. Напрямок встановлення прижимного кільця циліндрової гільзи обирати відповідно до вказаного розташування вікон (мітка-стрілка), для забезпечення оптимального руху потоку рідини.

Технічна характеристика бурових насосів малої потужності

Параметри	НБ-32	НБ-50	НБ-80
Потужність насоса, кВт	32	50	80
2. Корисна потужність насоса, кВт	25	40	70
3. Продуктивність (подача), л/с, найбільша	9,9	11,9	14,9
найменша	4,9	6,4	6,1
4. Тиск найбільший, МПа	4,0	6,3	10,4
5. Довжина ходу, мм	160	160	200
6. Частота подвійних ходів у хвилину	105	105	105
7. Вакуумметрична висота всмоктування, м. водяного стовпа	4	4	4
8. Кутова швидкість трансмісії го вала, с ⁻¹ (об/хв)	6,6 394	6,6 394	6,8 408
9. Передавальне відношення зубчатого зачеплення	3,75	3,75	3,89
10. Тип клинового паса	«В»	«В»	«В»
11. Число пасів	5	5	6
12. Діаметр шківів, мм	620	620	680
13. Діаметр вхідного патрубку /вихідного, мм	113/50	113/50	113/55
14. Габаритні розміри, мм довжина	1860	1860	1915
ширина	740-1000	740-1000	820-1020
висота	1330	1330	1215
15. Маса, кг, при виконанні 01; 02; 07; 08	1040	1040	1220
03; 04; 09; 10	1080	1080	1305
05; 06; 11; 12	1180	1180	1385

2. Основи засади експлуатації та ремонту виробів нафтових і газових промислів

2.1 Основи експлуатації виробів

Експлуатація — це стадія життєвого циклу виробів, протягом якої забезпечуються, підтримуються й відновлюються їхні робочі якості. Під виробом розуміють будь-який тип технічного засобу. Процес експлуатації, як правило, включає використання обладнання за призначенням, його транспортування, складування, технічний нагляд і ремонтно-відновлювальні роботи.

Експлуатаційна діяльність поділяється на два основні напрями: застосування техніки за її функціональним призначенням та технічне забезпечення.

Використання за призначенням — це застосування устаткування (агрегатів) у межах норм технічного паспорта й рекомендацій виробника.

Технічна експлуатація охоплює переміщення, зберігання, технічний сервіс та відновлювальні заходи для обладнання.

Матеріально-технічна база експлуатації — будівлі, технічні пристрої, оснастка, запасні частини й витратні матеріали, що необхідні для підтримки працездатності виробів.

Система експлуатації — комплекс технічного парку, персоналу й нормативно-технічної документації, що гарантує організоване й результативне функціонування для розв'язання виробничих задач.

Умови експлуатації — сукупність факторів, що впливають на технічний стан обладнання під час його використання.

Передпродажна підготовка — комплекс заходів юридичних або фізичних осіб для перевірки техніки й приведення її до робочого стану згідно зі стандартами.

Введення в експлуатацію — процедура, яка засвідчує технічну готовність приладів до застосування, оформлюється документами й, у деяких випадках,

включає тестування й закріплення обладнання за відповідальним підрозділом.

Початок експлуатації — момент офіційного запуску техніки у виробничий процес.

Очікування застосування — проміжок часу, коли обладнання готове до роботи й відповідає технічним вимогам.

Зберігання під час експлуатації — утримування техніки у справному стані в спеціально призначених для цього умовах, що гарантують її безпеку.

Транспортування під час експлуатації — переміщення технічного оснащення до місця призначення за допомогою відповідних транспортних засобів.

Ремонт — комплекс технічних маніпуляцій для відновлення функціонального стану обладнання або його окремих вузлів.

Техобслуговування — перелік заходів для підтримки або відновлення працездатного стану техніки під час використання, очікування, складування або транспортування.

Технологічна підготовка — низка операцій із підготовки обладнання до роботи або його повернення у вихідний стан без проведення капітального ремонту.

Нормальна експлуатація — використання обладнання відповідно до технічної документації.

Підконтрольна експлуатація — застосування техніки для отримання розширених відомостей про її технічний стан.

Лідерна експлуатація — тестове навантаження обмеженої кількості виробів у посиленому режимі для визначення ресурсу.

Фактична експлуатація — використання техніки в реальних виробничих умовах.

Зняття з експлуатації — оформлений документами процес, що фіксує непридатність або неефективність подальшого використання техніки.

Завершення експлуатації — момент виведення виробу з експлуатаційного фонду.

Технічний сервіс — послуги спеціалізованих організацій для забезпечення безпечного й безперервного функціонування техніки.

Фірмове техобслуговування — технічна підтримка виробника при експлуатації його продукції.

Фірмовий ремонт — відновлювальні роботи, що проводяться виробником техніки.

Якість — набір характеристик і ознак виробу або послуги, що відповідають запитам користувачів.

Властивості — специфічні риси виробу або послуги, що визначаються під час розробки або використання.

Показники якості — кількісна оцінка однієї або кількох властивостей, яка визначає рівень якості виробу.

Будь-який виріб характеризується низкою властивостей, котрі можуть враховуватися при його створенні або застосуванні. При цьому під «експлуатацією» розуміється використання виробів, у яких витрачається власний ресурс, а під «споживанням» — застосування виробів, що витрачаються при використанні. Умовно характеристики виробів поділяють на прості та комплексні.

2.2 Класифікація та характеристики виробів нафтових і газових промислів

До категорії виробів для нафтогазового комплексу належить широкий ряд спеціального обладнання. Сюди входять колтубінгові агрегати, призначені для спуско-підіймальних операцій і технологічних процесів із застосуванням гнучких труб при капітальних і поточних ремонтах свердловин, а також при інтенсифікації їх роботи на значних глибинах. Такі комплекси дозволяють усувати парафінові й гідратні закупорювання, проводити вилучення піску, кислотну обробку приствольної ділянки та інші маніпуляції без зупинки експлуатації свердловини при тиску на гирлі до 70 МПа.

Серед важливого устаткування окремо виділяються відцентрові, штангові

й плунжерні насоси, призначені для підйому нафти зі свердловин і її транспортування магістральними трубами, а також для закачування промивальних розчинів під час бурових робіт. Велике значення мають магістральні трубопроводи, що забезпечують переміщення вуглеводневих ресурсів до насосних станцій і кінцевих точок розподілу.

Окремий вид техніки — сепараційні установки, розроблені для розділення багатофазних потоків на газову, рідку та тверду фракції. Для гарантування герметичності й безпеки керування потоками використовуються фонтанна арматура й запірні механізми — шибєрні й клинові засувки. Насосно-компресорні труби застосовуються для подачі флюїдів або газу, а також при проведенні ремонтних, монтажних і демонтажних робіт. Бурильні й обсадні труби забезпечують спорудження стовбура свердловини й подальшу підтримку його цілісності.

Усі ці види устаткування мають надходити від виробника у складі повного пакету експлуатаційного забезпечення, що гарантує безпечне й стабільне функціонування обладнання під час експлуатації.

2.3 Експлуатаційні документи

Експлуатаційна документація є однією з чотирьох складових систем експлуатації машин. ДСТУ ГОСТ 2.601:2006. Єдина система конструкторської документації. Експлуатаційні документи (ГОСТ 2.601-2006, IDT) встановлює види, комплектність і правила виконання експлуатаційних документів (ЕД), призначені для забезпечення експлуатації машини та ознаки її конструкції, а також встановлення правил експлуатації, що визначають основні параметри та властивості машини, гарантії виготовлення, тривалість та умови функціонування, основні дефекти та методи їх усунення, правила утилізації машини та їх складових частин.

Відповідно до ДСТУ ГОСТ 2.601:2006. Єдина система конструкторської документації. Експлуатаційні документи (ГОСТ 2.601-2006, IDT) передбачені

наступні види документів:

Керівництво з експлуатації (РЭ) - документ, що містить відомості про конструкції, принципи дії, характеристики (властивості) машини та її складових частин, і вказівки, необхідні для правильної та безпечної експлуатації, а також методи оцінки її технічного стану при визначенні необхідності виправлення в ремонті та відомості про використання машини в цілому та її складу.

Інструкція по монтажу, пуску, регулюванню та обкатці (ІМ) - документ, що містить відомості, необхідні для монтажу, пуску, регулювання, обкатки і введення машини в експлуатацію на місці застосування, і складовий у випадку, якщо ці відомості недоцільно або неможливо викласти в настанові з експлуатації.

Формуляр (ФО) - документ, що містить гарантії виробника, значення основних параметрів і характеристик, інформацію про технічний стан машини, дані про її сертифікацію та використання, а також службовець для внесення фактичних даних, які необхідно зафіксувати в період її експлуатації.

Паспорт (ПС) - документ, що містить гарантії виробника, значення основних параметрів і характеристик машини, а також відомості про її сертифікацію та використання.

В залежності від призначення машини, умов її експлуатації та обсягу обов'язкових зведень виробник оформляє ФО або ПС.

Каталог деталей і збірних одиниць (КДЗ) - документ, що містить перелік деталей, і збірних одиниць машини, відомості про їх число, розташування, взаємозамінність, конструктивні особливості та матеріали. Розробляється на машини, для яких протягом часу їх експлуатації передбачені багатократні ремонти та заміни запасних частин.

Норми витрат запасних частин (НЗЧ) - документ, що містить номенклатуру запасних частин машини та їх число, необхідне на період експлуатації, тобто середнє очікуване за період експлуатації число заміна складових частин через відмови та виробітку ресурсу.

Норми витрати матеріалу (НМ) - документ, що містить номенклатуру матеріалів та їх кількість, що витрачається за період експлуатації машини, це

середня очікувана витрата матеріалів за період експлуатації.

Відомість комплекту запасних частин, інструментів і приналежності (ЗП) - документ, що містить інформацію про номенклатуру, призначення, кількість і місця розміщення запасних частин, інструментів, приналежності (ЗП) і матеріали, витрачені за період роботи машини. Якщо число необхідних ЗП незначно, то відомість не розробляється, а потрібна номенклатура перераховується у формулярі або паспорті.

Навчальні плакати (НП) - ілюстрації, що містять відомості про конструкцію машини, принципи її дії, прийомах використання та технічному обслуговуванні.

Відомість експлуатаційних документів (ВЕ) встановлює комплектність і місця укладання документів, що поставляються з машиною або окремо від неї. Якщо в комплект входять два або більше самостійних ЕД, то така відомість складається обов'язково.

3 Розрахунок основних параметрів і вибір бурового насоса

Потужність і продуктивність бурового насоса вибирають розрахунковим шляхом на основі вимог, передбачених технологією буріння і промивки свердловини з урахуванням її конструкцій і компоновки бурильної колони. При цьому вихідного потоку розчину в кільцевому просторі швидкість стискання при бурінні під проміжну та експлуатаційну колону при забійному двигуні повинна бути не менше $V = 0,5-0,6$ м/с, а при роторному способі буріння $V = 0,3-1,2$ м/с. Приймаємо швидкість вихідного потоку рівної $V = 0,5$ м/с.

1. Швидкість вихідного потоку розчину в кільцевому просторі свердловини при бурінні під проміжну та експлуатаційну колонну:

$$V = \frac{4Q_{min}\eta_{об}\eta_{он}}{\pi(D_{\delta}^2 - D_{\kappa}^2)}$$

$$Q_{min} = \frac{V\pi(D_{\delta}^2 - D_{\kappa}^2)}{4\eta_{об}\eta_{он}} = \frac{3.14 * 0,7 * (2,159^2 - 1,47^2)}{4 * 0,96 * 0,9} = 15,9 \frac{\text{л}}{\text{с}}$$

де $\eta_{об} = 0,9$ - об'ємний КПД процесу нагрівання (коефіцієнт утечек);

$\eta_{он} = 0,96$ - індикаторний КПД;

D_{δ} - діаметр долота при бурінні під експлуатаційну колонну, дм;

D_{κ} - зовнішній діаметр колони бурильних труб, дм.

Отримане значення продуктивності необхідно перевірити за умовною подачею розчину на забій, що визначається відношенням:

$$q_3 = \frac{Q_{min}}{F_3}$$

2. Втрати тиску на маніфольді:

де $a_m = 40 * 10^{-6}$

$$P_m = a_m \gamma Q_{min}^2 = 40 * 10^{-5} * 1,2 * 15,9^2 = 0,12 \text{ МПа}$$

Потери тиску в бурильних трубах:

$$P_{\delta m} = a_{\delta m} \lambda Q_{min}^2 L$$

де $a_{\delta m} = 600 * 10^{-8}$ - коефіцієнт потужності тиску в бурильних трубах;

$L = 5500 - 500 = 5000$ м - довжина колони бурильних труб.

$$P_{\text{бт}} = 600 * 10^{-8} * 1,2 * 15,9^2 * 5000 = 9,1 \text{ МПа}$$

Втрати тиску в обважнених бурильних трубах:

$$P_{\text{убт}} = a_{\text{убт}} \lambda Q_{\text{min}}^2 L_{\text{убт}}$$

де $a_{\text{убт}} = 5,9 * 10^{-6}$ - коефіцієнт тиску в УБТ

$$P_{\text{убт}} = 5,9 * 10^{-6} * 1,2 * 15,9^2 * 200 = 0,36 \text{ МПа}$$

Втрати тиску в замкових з'єднаннях:

$$P_3 = a_3 \gamma Q^2 \frac{L}{l}$$

де $a_3 = 7,1 * 10^{-5}$ - коефіцієнт тиску в замкових з'єднаннях.

$l = 23,5$ м - відстань між замковими з'єднаннями, м

$$P_3 = 7,1 * 10^{-5} * 1,2 * 15,9^2 \frac{5000}{23,5} = 4,6 \text{ МПа}$$

Втрати тиску в забійному двигуні $P_{\text{зд}} = 0$

Втрати тиску в долі:

$$P_{\text{д}} = a_{\text{д}} \gamma Q_{\text{min}}^2$$

$$a_{\text{д}} = \frac{0,12}{F_0^2}$$

де F_0 - сумарна площа поперечних перерізів вихідних отворів бурового долота, см².

Для долота $D_{\text{д}} = 215,9$ мм $F_0 = 13,5$ см², тоді $a_{\text{д}} = 658 * 10^{-6}$

$$P_{\text{д}} = 658 * 10^{-6} * 1,2 * 15,9^2 = 0,2 \text{ МПа}$$

Втрати тиску в кільцевому просторі:

$$P_{\text{кв}} = a_{\text{кв}} \gamma Q_{\text{min}}^2 H_{\text{скв}}$$

$a_{\text{кв}} = 490 * 10^{-9}$ - коефіцієнт потужності тиску в кільцевому просторі

$$P_{\text{кв}} = 490 * 10^{-9} * 1,2 * 15,9^2 * 5500 = 0,81 \text{ МПа}$$

Тиск, що створюється насосом:

$$P_{\text{max}} = 0,81 + 0,2 + 4,6 + 0,36 + 9,1 + 0,12 = 15,2 \text{ МПа}$$

3. Визначаємо гідравлічну потужність насоса:

$$N_z = P_{max} Q_{min} a = 15,2 * 15,9 * 1,2 = 300 \text{ кВт}$$

де a – коефіцієнт при запуску насоса $a = 1,1 - 1,2$.

4. Механічна потужність насоса:

$$N_m = N_z \frac{\eta_{об}}{\eta_m \eta} = 300 * \frac{0,9}{0,78 * 0,98} = 353 \text{ кВт}$$

де $\eta_{об} = 0,9$ - об'ємний КПД процесу всмоктування (коефіцієнт наповнення);

$\eta_m = 0,78$ механічний ККД насоса;

$\eta = 0,98$ гідравлічний ККД насоса.

5. Хід поршня насоса:

$$S = 626 - \frac{1780}{(0,1335 + \lg N)^2} = 626 - \frac{1780}{(0,1335 + \lg 353)^2} = 378 \text{ мм}$$

Приймаємо $S = 400 \text{ мм} = 4 \text{ дм}$.

Визначимо частоту ходів поршня

$$n = 49 + \frac{130,5}{(0,1335 + \lg N)^2} = 49 + \frac{130,5}{(0,1335 + \lg 768)^2} = 67,1 \text{ ХОД/ХВ}$$

Прим. частоту ходів поршнів = $65 \text{ ХОД/ХВ} = 1,083 \text{ ХОД/С}$.

6. Довжина шатуна:

$$l_{ш} = \frac{L_{кр}}{\lambda} = \frac{S/2}{\lambda} = \frac{200}{0,3} = 666 \text{ мм}$$

7. Діаметр штока:

$$d = 11,9 \cdot \sqrt[3,54]{N} = 11,9 \cdot N^{0,282} = 11,9 \cdot 353^{0,282} = 62,2 \text{ мм}$$

Приймаємо $d_{ш} = 60 \text{ мм} = 0,6 \text{ дм}$

8. Визначаємо діаметр поршня:

$$d_n = \sqrt{\frac{19Q}{aSn} + \frac{d_{ш}^2}{2}} = \sqrt{\frac{19 * 15,9}{0,9 * 4 * 65} + \frac{0,6^2}{2}} = 1,2 \text{ дм} = 120 \text{ мм}$$

де $a = 0,9$ - коефіцієнт подачі.

Отже діаметр поршня рівний 120 мм

9. Довжина циліндрової втулки:

Приймаємо $l = 590$ мм

10. Виробляємо перевірку розрахунковим шляхом продукцією бурового насоса:

$$Q = \alpha \frac{2(2F_n - f)Sn}{60} = 0,9 * \frac{2*(2*1,33 - 0,442)*4*65}{60} = 17,3 \text{ л/с}$$

11. Максимально допустимий тиск на викид насоса:

$$P_{max} = (123 + 0,195 * N_M) * 0,1 = (123 + 0,196 * 353) * 0,1 = 19,2 \text{ МПа}$$

12. Прийmemo передаточне відношення зубчатого зачеплення кривошипного і трансмісійного валів $i = 4,92$.

13. Діаметр клапанів визначає площу прохідного перерізу, необхідну для руху рідини із заданою швидкістю. При повністю відкритому клапані площа прохідного перерізу у горловини конічного сідла визначається за формулою:

$$f_{np} = \pi d_{кл} h_{max} \sin \alpha,$$

де $d_{кл}$ - діаметр горловини седла клапана;

h_{max} - висота подьєма клапана;

α - угол между образующей и осью конуса; $\alpha = 45$ або 60 .

Висота підйому клапана визначається з умов безударної посадки тарілки на сідло клапана, яка визначається залежністю:

$$h_{max} n \leq 1200 - 1300$$

$$h_{max} = \frac{1250}{65} = 19,23 \text{ мм}$$

Діаметр клапана розраховується за максимальною продуктивністю насоса, тобто при найбільшому діаметрі циліндрової втулки. При цьому швидкість руху рідини не повинна перевищувати 10-15 м/с.

$$V = \frac{4Q_{max}}{\pi d_{кл}^2}$$

$$d_{кл} = \sqrt{\frac{4Q_{max}}{\pi V}} = \sqrt{\frac{4 * 17,3}{3,14 * 120}} = 43 \text{ мм}$$

$$f_{np} = 3,14 * 0,43 * 0,1923 * \sin 60 = 0,23 \text{ дм}^2$$

14. Діаметри вхідної і вихідної труби визначають найбільшу продуктивність насоса і швидкість руху розчину в цих трубах з урахуванням умов нерозривності потоку

$$Q_{max} = \frac{\pi d_v^2}{4} V_v = \frac{\pi d_n^2}{4} V_n$$

де d_v і d_n - діаметри вхідної і вихідної труби;

V_v і V_n - середні швидкості руху рідини у вхідної і вихідної трубах.

$V_v = 1-2$ м/с; $V_n = 1,5-2,5$ м/с.

Прийmemo $V_v = 1,8$ м/с; $V_n = 2,5$ м/с.

Отримаємо

$$d_v = \sqrt{\frac{4Q_{max}}{\pi V_v}} = \sqrt{\frac{4 * 17,3}{3,14 * 12}} = 1,36 \text{ дм}$$

$$d_n = \sqrt{\frac{4Q_{max}}{\pi V_n}} = \sqrt{\frac{4 * 17,3}{3,14 * 25}} = 0,94 \text{ дм}$$

Параметри	Значення
Механічна потужність, кВт	353
Гідравлічна потужність, кВт	300
Число циліндрів	2
Хід поршня, мм	400
Діаметр штока, мм	60
Число подвійних ходів у хвилину, хв^{-1}	65
Продуктивність, л/с	17,3
Тиск максимальний, МПа	19,2
Максимальна продуктивність, л/с	15,9

Вибираємо двопоршневий буровий насос УНБ-600

3.1 Визначення сил, діючих на деталі бурового насоса

Схема дій зусиль на деталях кривошипно-шатунного механізму наведена на рис. 3.1

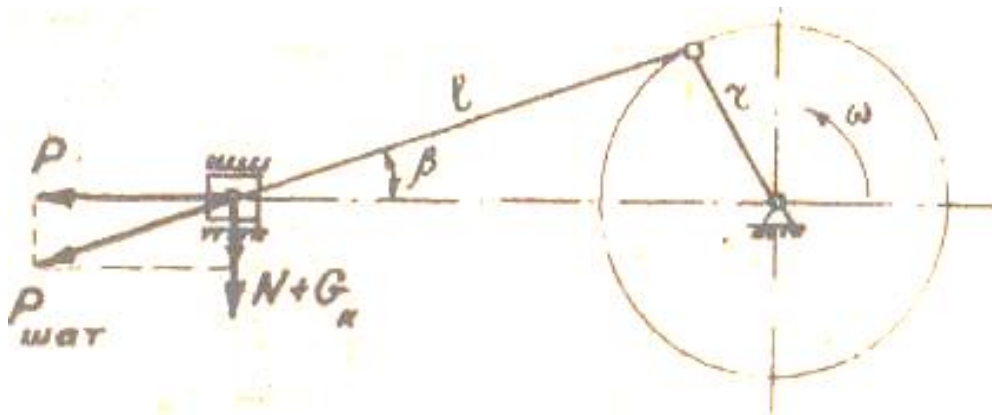


Рисунок 3.1 – Кривошипно-шатунний механізм бурового насоса

Номінальні зусилля, діючі на шток, визначаються за формулами

а) при русі поршня до кришки циліндра (стискаюче зусилля)

$$P_{шт} = \frac{612000 * N_M * \eta_M}{z * S * n(2 - t^2)\eta_{II}} = \frac{612000 * 584 * 0,85}{2 * 40 * 65(2 - 0,54^2)0,965} = 35438 \text{ кГ}$$

б) при русі поршня до валу (розтягуюче зусилля)

$$P_{шт} = \frac{612000 * N_M(1 - t^2)}{z * S * n(2 - t^2)\eta} = \frac{612000 * 584(1 - 0,54^2)}{2 * 40 * 65(2 - 0,54^2)0,92} = 30979 \text{ кГ}$$

2. Номінальні горизонтальні зусилля в шатуні визначені за формулами:

а) при русі поршня до кришки циліндра

$$P_c = \frac{P_{штc}^H}{\eta_k} = \frac{35438}{0,97} = 36534 \text{ кГ}$$

б) при русі поршня до валу

$$P_p = \frac{P_{штp}^H}{\eta_k} = \frac{30979}{0,97} = 31937 \text{ кГ}$$

3. Максимальні значення номінальних зусиль вздовж осі шатуна визначаються за формулами:

а) при русі поршня до кришки циліндра

$$P_{шатc} = \frac{P_c}{\cos \beta_{max}} = \frac{36534}{0,98} = 37280 \text{ кГ}$$

б) при русі поршня до валу

$$P_{шатp} = \frac{P_p}{\cos \beta_{max}} = \frac{31937}{0,98} = 32589 \text{ кГ}$$

4. Зусилля, які діють на вал від шатунів, змінюють вертикалі і горизонтальними складовими, що визначаються за формулами:

а) при $\alpha=0^\circ$ (початок руху відстаючого поршня до кришки циліндра)

$$P_A^r = P_B^r = \frac{P_{штc}^H}{\eta_k * \eta_{бш}} = \frac{35438}{0,97 * 0,98} = 37280 \text{ кГ}$$

$$P_A^b = P_A^r * tg \beta_{max} = 37280 * 0,203 = 7568 \text{ кГ}$$

$$P_B^b = 0$$

$$C_B = \frac{k_{max} * 2 * M_{НОМ} * \cos(\theta - a_s)}{D_2 \cos a_s} = \frac{0,9 * 2 * 858480 * 0,98}{0,17 * 0,93} = 9578486 \text{ кГ}$$

$M_{НОМ}$ – номінальний крутний момент:

а) на валу

$$M_{НОМ} = \frac{97500 * N_M * \eta_2 * \eta_3^2}{n} = \frac{97500 * 584 * 0,98 * 0,98^2}{65} = 824484 \text{ кГм}$$

б) на трансмісійному валу

$$M_{НОМ} = \frac{97500 * N_M * \eta_3}{n} = \frac{97500 * 584 * 0,98}{65} = 858480 \text{ кГм}$$

7. Осева сила, що діє в зубчатому зачепленні вздовж утворює початкового циліндра, визначається за формулою:

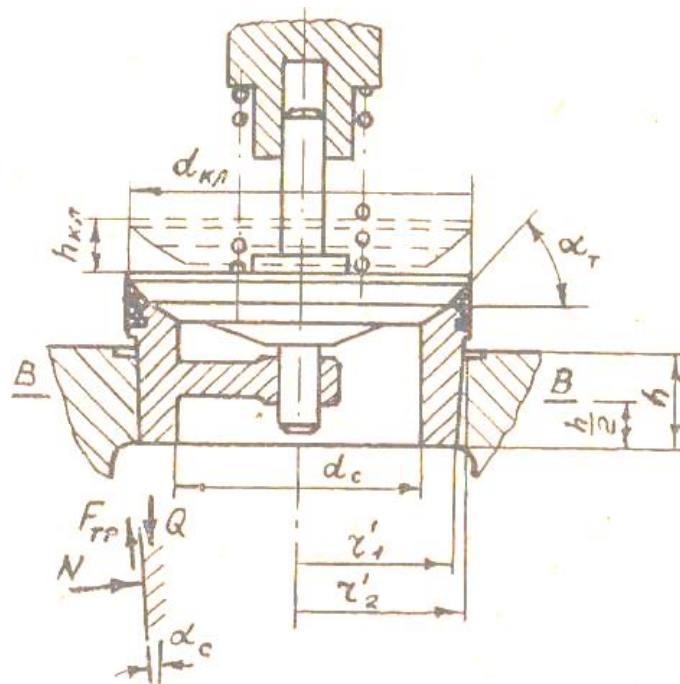
а) для валу

$$C_0 = \frac{k_{M_i} * 2 * M_{НОМ} * \operatorname{tg} \beta_d}{D_2} = \frac{1 * 2 * 824484 * 0,23}{0,737} = 514603 \text{ кГ}$$

б) для трансмісійного валу

$$C_0 = \frac{k_{M_{max}} * 2 * M_{НОМ} * \operatorname{tg} \beta_d}{D_1} = \frac{0,8 * 2 * 858480 * 0,23}{0,17} = 1858356 \text{ кГ}$$

Для шевронної передачі осева складова зусилля в зачепленні $C_0=0$.



Приймаючи необмежені можливості приводу, а також враховуючи нестабільність міцнісних властивостей запобіжних клапанів і виникають перевантаження при запуску насосів, слід [28]:

- а) при розрахунках деталей на витривалість з урахуванням наступних - перевантажень, що перевищують номінальні навантаження на 15%, коефіцієнтом $k=1,15$;

- б) при розрахунках деталей на статичну міцність і стійкість – короткочасні перевантаження, що перевищують номінальні навантаження на 25%, коефіцієнтом $k_n=1,25$.

4. РЕМОНТ КЛАПАННОЇ КОРОБКИ

4.1 Загальні відомості про ремонт

Деталі, вузли та машини в цілому в міру експлуатації поступово знижують рівень працездатності від виникнення в них неполадок та зношування. Несправності (забруднення, порушення надійності та щільності з'єднань та регулювання) усуваються технічним обслуговуванням машин, а знос їх лише ремонтом.

Основою правильної експлуатація машини є планове забезпечення їх обслуговуванням та ремонтом, що виключає або зводить до мінімуму можливість раптових відмов.

У народному господарстві широко використовується систему планово-попереджувального обслуговування та ремонт машин.

Система ППР - комплекс заходів щодо обслуговування та ремонт машин, що виконуються профілактично за заздалегідь складеним планом для підтримки машини у справному та працездатному стані.

Система ППР передбачає такі основні положення:

1. Ремонт обладнання виконуватися через планований проміжки часу, які називаються міжремонтними періодами ;
2. Після планового капітального ремонту характеристика обладнання наближається до паспортних дані нового обладнання ;
3. протягом ремонтного циклу встановлення у суворій черговості проходити всі планові ремонти, передбачені системою;
4. Окрім планових ремонтів виконується технічний обслуговування обладнання ;
5. Чергування, витрата та обсяг обслуговування та ремонтів визначається призначенням, конструкцією та умовами експлуатації обладнання.

Ремонтні роботи в залежності від обсягу та складності поділяються на три категорії

1. Точний ремонт поставить завдання підтримувати працездатність окремих частина в цілому справжньої машини.

Обсяг і складність операції порівняно невеликі - перевірка стану обладнання, заміна деталей, що швидко зношуються, заміна при необхідності мастила, усунення всі дефектів, що не вимагається розбирання складних частина обладнання. Устаткування після ремонтних робіт перевіряють та регулюють.

Точний ремонт виконатися місце на місці встановлення та використання обладнання.

2. Середній ремонт називається ремонт, у якому відновлюється працездатність важливих частина машини, втрачена результат природного носу деталей. Цей ремонт пов'язаний із значним обсягом складно- розбірних робіт на основних агрегатах машини.

Середній ремонт стаціонарного важкого та громіздкого обладнання виконується місце на місці використання ; для прискорення та полегшення робіт максимального використання раніше відремонтовані на базі зміни деталі та вузли (принцип вузлового ремонту).

Щоб звести до мінімуму простої складних технологічних установок, бажано зношений агрегат замінювати повністю відремонтованим, взятим із резерву (принцип агрегатного ремонту).

3. Капітальний пропонує ремонт, застосовуючи відшкодування справності та повного, або близького до повного, відновлення ресурсу виробу із заміною або ремонтом будь- яких його частин, включаючи базові, та їх регулювання.

4.2 Дефекти клапанної коробки

У таблиці 4.1 наведені можливі дефекти, які зустрічаються при огляді клапанної коробки та способи відновлення на кожний випадок.

Таблиця 4.1 – Дефектна відомість

Можливий дефект	Рекомендований спосіб відновлення
Наскрізні тріщини в стінках гідрокоробки, що виходити середину камери	Бракувати
Некрізні тріщини, що виходять на посадкові поверхні	Бракувати
Тріщини ненаскрізні, що не виходять на посадкові поверхні.	Бракувати коробки, що мають тріщини довгою понад 80 мм, глиб понад 0,5 товщини стінки у всіх 5шт. Тріщини довгою глибиною менше 80 мм менше 0,5 товщини стінки, у деяких до 5шт заварити та очистити.
Промиви	Бракувати коробки з промивами глибиною більше 20мм. Наплавити та обробити місце промивів глибиною менше 20 мм
Руйнування або знос ниток різьби М16-7Н, М20-7Н, М24-7Н, М27-7Н, G3/4-в	Ремонтувати установкою вкрутів з різьбленням по кресленню з наступним заварюванням. Загальна кількість вкрутів допускається не більше 10 і не більше двох під фланець
Знищення або зношування ниток різьби Трап.140x8	Наплавити та обробити до розміру за кресленням

Кінець таблиці таблиці 4.1

Знос поверхні Ø75+0,2 (Трійник викидний, колектор нагнітальний)	Наплавити та обробити до розміру за кресленням
Знос поверхні Ø 130+0,26 (Кришка клапана)	Наплавити та обробити до розміру за кресленням
Знос поверхні Ø 115+0,23 (Манжета)	Наплавити та обробити до розміру за кресленням
Знос конусної поверхні Ø 108+0,1 (Сідло клапана)	Наплавити та обробити до розміру за кресленням
Знос конусної поверхні Ø 85+0,07 (Корпус сальника)	Обробити до ремонтного розміру або наплавити та обробити до розміру за кресленням.
Знос поверхні Ø 142 +0,26 (Втулка циліндрова)	Наплавити та обробити до розміру за кресленням
Ризики та задираки та раковини на посадкових поверхнях	Зачистити або шліфувати до усунення дефектів, але до розмірів не більше дозволених

4.3 Ремонт проривів

При промиванні клапанної коробки у місце посадки сідла клапана забезпечується такі операції:

Клапанну коробку повністю розбирають. Сідло клапана знімається на стенді за допомогою знімачів. Рухаються в напрямку знімання сідла. Шток

розсуває лапки і відбувається фіксація лапок за сідло клапана, яка фіксує шток знімач і шток гідродомкрата.

Зробивши всі настановні операції, перевіряють правильність встановлення знімачів, надійність кріплення гайки. Потім включають гідростанцію, що подає тиск гідродомкрат. Шток гідродомкрата рухаючись тягне за собою шток з'ємника, на якому закріплені лапки, що втримують сідло клапана. Хід гідродомкрата 20мм., зусилля 50тс., що забезпечує знімання сідло клапана.

Огляд посадкового місце сідла клапана на наявності промивів і тріщин. Якщо промиви мають глибину більше 20мм., то коробку бракують, якщо менше 20мм., тоді коробку ремонтують шляхом наплавлення промивів і наступною розточкою до розміру за кресленням.

Місце посадки сідла клапана розточують під наплавлення на горизонтально верстаті місце під наплавлення готують шляхом зачистки напилком, шкіркою, шліфувально машинкою.

Відновлені поверхні піддають наплавлення на автоматі наплавлення. Наплавлені поверхні зачищають напилком, шкіркою та протирають бензином для повного видалення масляних плям

Потім клапанну коробку встановлюють на горизонтально- розточувальний верстат, фіксують, і розточують наплавлений поверхню до розмірів креслення. Виробляють контроль правильності одержаних розмірів, конусність 1:5 перевіряють калібром-конусним. Після капітального ремонту під час гідровипробування коробки тиском 23,5 МПа (240 кгс/см²) протягом 5хв.

4.4 Демонтаж клапана бурового насоса

Знімач клапана – це необхідний інструмент для швидкого демонтажу клапана при його заміні. Якість виконання і сумісність конструкцій з'єднувача з сідлом клапана впливають на зручність і швидкість заміни зношеного пристрою і загальну продуктивність насоса.

Незважаючи на таку конструкцію, існують різні конструкції знімачів клапанів для бурових насосів. Для зняття сідла клапана має перегородку інструмент складається з різьбового стержня, буфера, поперечної накладки, набору лапок різного профілю та фіксуючих гайок. Така конструкція забезпечує кращий огляд в насосі під час демонтажу деталей.

Як і самі клапани, знімачі бувають різних розмірів і типів. Правильніше всього вибирати інструмент для демонтажу за номером деталі.

Якщо номер невідомий, при виборі можна використовувати таку інформацію:

- модель і бренд насоса;
- модель і тип клапана;
- кількість перегородок сідла клапана.

Конструкція знімача

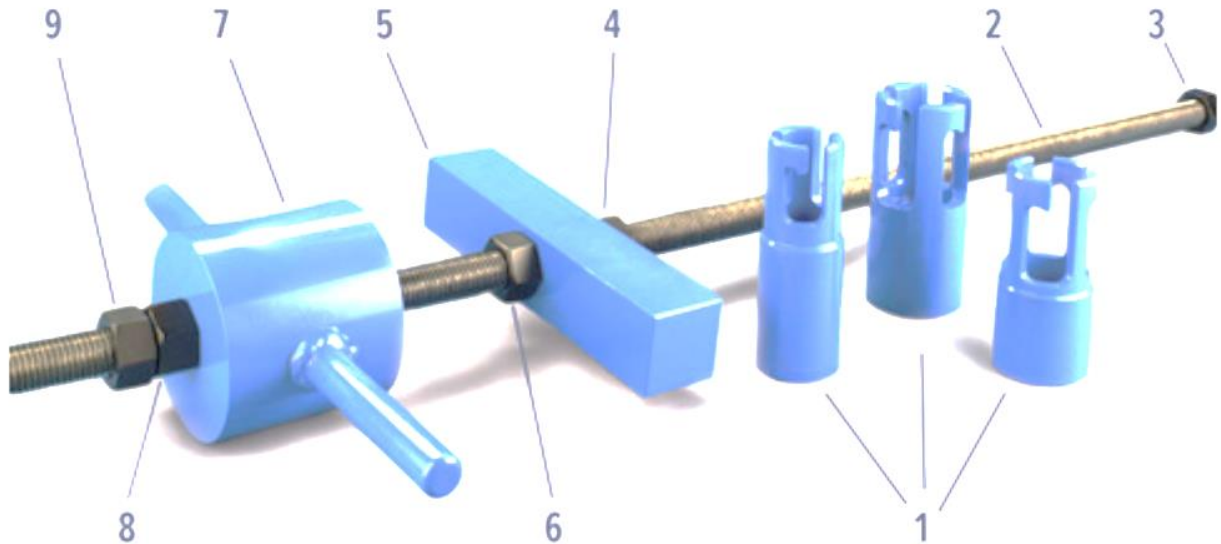


Рисунок 4.1 – Знімач клапанів бурового насоса

1 – лапка або кулачковий знімач; 2 – гвинт; 3 – натяжна гайка; 4 – нижня гайка накладна; 5 – поперечна накладка (опорний елемент); 6 – верхня гайка накладна; 7 – буфер; 8 – буферна гайка; 9 – контргайка буферної гайки.

Лапка (1) закріплюється на гвинтовому стержні (2) за допомогою різьби. Стержень вгвинчується в отвір лапки на глибину до 25 сантиметрів. Потім з'єднання фіксується натяжною гайкою (3), що виключає будь-яке коливання в з'єднанні лапки і стержня.

Поперечна накладка (5) служить для опори знімача і розміщується поперек клапанного отвору для демонтажу. Нижня гайка (4) є обмежувачем і не дозволяє накладці поміститися вниз по гвинтовому стержню.

Зміцнююча верхня гайка (6) використовується для надійної фіксації поперечної опори на насосі і повинна щільно прилягати до опорного елемента. Якщо при першому поштовху клапан не зрушується, кріпіть її потрібно повторно затягнути. Ослаблена фіксація і здвиг накладки можуть привести до розтяжки або поломки зубців лапки.

Буфер (7) забезпечує поштовх для натягування клапана. Буферна гайка (8) служить обмежувачем для бампера при русі вгору. Буферяється про стопорний елемент і зупиняється.

Контргайка (9) служить для фіксації буферного стопора під час удару і змішує його зміщення. Контргайка має бути добре затягнута.

Після вибору правильного знімача клапана слідуйте інструкціям по демонтажу. Не використовуйте знімний інструмент, якщо його міцність не відповідає характеристикам клапана. Це працює над вилученням арматури і може привести до поломки обладнання.

Зняття клапана

Для безпечного зняття виконайте наступні дії:

1. Дотримуйтесь інструкцій по збірці «лапки до стержня», як зазначено в описі компонентів знімача клапана. Перевірте, щоб різьбовий стержень був вкручений в лапку як можна глибше, а натяжна гайка щільно прилягала до деталей.
2. Просуньте лапку через перегородки сідла клапана. Поверніть інструмент праворуч, поки зубці лапки не перетнуться з перегородками сідла.

Потягніть за стрижень, доки кінці лапки не зачепляться за перегородки сидла. Затягніть верхню гайку поперечної накладки до повної фіксації кріплення.

3. Поперечна накладка повинна щільно прилягати до отвору у блоці клапанів. Затягніть фіксуючу нижню гайку до упору. Якщо стопорний елемент залишиться не затягнутим, лапка розтягнеться або зламається.

4. Буфер повинен опиратися на верхню гайку поперечної накладки. Перевірте, що відстань між нижнім положенням бампера і буферним обмежувачем становить не менше 154 мм. Затягніть контргайку, щоб закріпити обмежувач в цьому місці.

5. Візьміть буфер для ручки, намагаючись тягнути строго вертикально. Потягніть бампер зверху швидким і сильним рухом. На цьому етапі попробуйте ще раз затягнути нижній фіксуючий елемент перекладу.

6. Продовжуйте ударяти буфером по обмежувачу, поки клапан не ослабне.

7. Повторіть дані кроки для всіх клапанів бурового насоса.

Блоки клапанів сконструйовані таким чином, щоб їх можна було легко встановити з мінімальною розбіркою. Однак, якщо огляд показує, що з'явився обсяг, може знадобитися обслуговування із заміною тіла клапана, пружини та ущільнення клапана, або перетяжка шпильок, болтів і контргайок. Ми також рекомендуємо повторно облицювати або перевстановлювати сидло, щоб усунути виступи на внутрішніх або зовнішніх краях.

Докладні інструкції та інструменти для встановлення доступні для кожного замовлення клапанів насоса. Ви можете отримати консультацію по вибору та використанню інструментів у наших спеціалістів.

5 Монтаж та експлуатація обладнання

5.1 Особливості експлуатації насоса

Перекачувальне середовище — буровий розчин на нафтовій або водяній основі з додаванням нафтових продуктів (5–20 %), хімічних реагентів і обважнювачів. Загальний об'єм твердих частинок у обважненому розчині може досягати 40 % при визначеній густині. Розмір часток варіюється від 5×10^{-6} мм (розміри великих молекул) до 0,1 мм. Умовна в'язкість — 20–100 с. Мінералізація — до 15 %. Вміст розчиненого газу — до 2 %. Температура бурового розчину на вході в насос — $T = 35 \dots 45$ °С.

Для досягнення високих експлуатаційних характеристик насоса необхідна ефективна фільтрація промивальної рідини від частинок породозабою. Після очищення на регенераційних пристроях об'єм частинок зі розміром понад 0,1 мм у розчині не має перевищувати 0,5 %.

Насос монтується на відстані до 100 м від устя свердловини, під навісом або в мобільному укритті. Робоча температура повітря — ± 50 °С; температура розчину — від -1 до $+80$ °С, а його параметри можуть змінюватися під час буріння однієї свердловини.

Насос має володіти функцією самовсмоктування і в звичайних умовах працювати з підпорним відцентровим насосом, забезпечуючи тиск до 0,4 МПа.

Регулювання продуктивності насоса — від 5 до 20 л/с, із можливістю ступінчастого зміщення шляхом зміни діаметра поршнів і циліндрових втулок (108–200 мм).

Технічні вимоги до виготовлення бурових насосів визначає ДСТУ ГОСТ 6031-81 «Насоси бурові».

Порядок обкатки УНБ:

При вимкненій системі охолодження запустіть привод бурового насоса, перевірте мастило і плавно нарощуйте частоту ходів до 65–70 ход./хв.

Зверніть увагу на:

Шум редуктора: має бути рівномірний, без стукотів і скреготу;

Витік масла штоком повзуна;

Щільність корпусу.

При част. 65–70 ход./хв насос має працювати не менш ніж 0,5 години.

Після цього збільшіть частоту до 125 ход./хв і відрегулюйте тиск масла мастильної системи редуктора через гідроклапани: встановіть 0,65 МПа (6,5 кгс/см²).

Тиск насоса встановлюється автоматично — 0,68 МПа (6,8 кгс/см²). При частоті до 125 ход./хв насос працює не менш ніж 0,5 години.

Після обкатки редуктора і налаштування мастила — встановіть буровий насос.

Переведіть електронасос системи охолодження циліндро-поршневої групи в автоматичний режим синхронно зі стартом бурового насоса. З'єднайте хомутами штоки поршнів і повзунів, перевірте коректність пружинних шайб під гайками. Перевірте роботу підпорних насосів згідно з їх інструкцією.

5.2 Монтаж насосів

Монтаж, завантаження, розвантаження та переміщення вантажів необхідно виконувати під контролем відповідальної за безпеку особи.

Під час перерви в монтажних-демонтажних роботах забороняється залишати підвішені компоненти обладнання.

Треба перевірити горизонтальне розташування насоса на підставі — перекіс може вивести крейцкопф із направляючих.

Манометр на входному трубопроводі слід встановити так, щоб його шкала була чітко видима обслуговуючому персоналу, із циферблатом у вертикальній площині. Вибирайте прилад зі шкалою, де при максимальному робочому тиску стрілка знаходиться в центрі шкали, а на позначці 25,0 МПа зробіть червону мітку.

Запуск насоса дозволяється лише після звукового і світлового сигналу, а також при повністю встановлених огорожах.

При наповненні пневмокомпенсатора нейтральним газом або повітрям потрібно виключити можливість потрапляння горючих речовин у газову магістраль. Перед розборкою обов'язково повністю спустити заповнювальний газ. Подавання газу контролюється манометром після відновлення роботи насоса.

Для уникнення накопичення осаду в запобіжному клапані слід регулярно проводити контрольне спрацювання.

Перед монтажем насосної установки переконайтеся в надійності затягування різьбових з'єднань, особливо в гідравлічному блоці — ослаблення може пошкодити з'єднання та ущільнювальні поверхні.

Нарезка зубчастої передачі насоса проводиться так: без навантаження — 0,5 год, із навантаженням 75 % номінальної потужності — 1 год, а при 95 % — також 1 год.

Трубопровід не повинен мати різких вигинів, а кількість запірних пристроїв і колін — мінімальна.

Вхідний трубопровід має бути максимально коротким, нахил його — до насоса, щоб уникнути утворення повітряних кишень.

Для захисту від забруднення всмоктуваної рідини на вході потрібно встановити фільтр.

При роботі насоса з підпором на початку вхідного трубопроводу необхідно встановити засувку.

Всі з'єднання на вході мають бути герметичними.

На вихідному трубопроводі безпосередньо біля насоса обов'язково ставлять засувку.

На вході та виході трубопроводів, ближче до насоса, рекомендується встановити пневмокомпенсатори.

Також на вхідному і вихідному трубопроводах повинні бути вакуумметр і манометр.

Підготовка до пуску

Всі операції з підготовки, запуску та зупинки насоса виконуються за вказівкою начальника або старшого зміни.

Після отримання наказу машиніст має переконатися в журналі чергувань, що зникла причина зупинки.

Далі слід перевірити:

- з'єднання двигуна з редуктором і редуктора з насосом;
- технічний стан сальників;
- підключення вхідного та вихідного трубопроводів;
- наявність масла в баку, маслінках, підшипниках і редукторі;
- подачу води для охолодження сальників;
- справність та під'єднання контрольно-вимірювальних приладів та автоматики;
- відсутність сторонніх предметів поблизу рухомих частин.

Перед пуском заповнюють буферну камеру або всмоктувальний ковпак рідиною до потрібного рівня та відкривають всмоктуючий трубопровід.

Одночасно черговий електрик перевіряє кабель, обмотки, заземлення двигуна і пускача, а також змазку в підшипниках електродвигуна.

Запуск насоса

Безпосередньо перед запуском проводять ретельний огляд насоса. Усі мастильні прилади повинні бути очищені та наповнені олією.

Для насосів із висотою всмоктування понад 4 м робоча камера циліндра та всмоктуючий трубопровід повинні бути заповнені рідиною. При відсутності приймального клапана використовують вакуум-насос.

Негайно перед пуском відкривають крани мастильних приладів.

- При пуску з байпасною лінією: закрита заправка на виході, відкрито по байпасу → натисніть «Пуск» → працює насос;
- Без байпасної лінії: відкривають засувку на виході — пуск без відкритого виходу заборонений (ризик пошкодження).

- Пуск потрібно здійснювати на мінімальних оборотах (якщо можна), а потім плавно збільшувати до нормальної частоти. Якщо це неможливо, під час пуску з'єднують циліндри з атмосферою через кран або пропускають рідину через байпас.
- Пуск із закритою засувкою на виході категорично заборонений — це може спричинити поломку.
- Після запуску перевіряють стан ходової частини, двигуна, циліндрів та мастила, слухають роботу. Якщо все в нормі — включають насос під навантаження та роблять відмітку часу пуску в журналі.

Зупинка насоса

Насос зупиняють лише за вказівкою начальника/старшого зміни. У надзвичайних випадках машиніст може зупинити сам, але потім доповідає керівництву.

Без байпаса:

1. Закривають засувку на вхідній лінії;
2. Вимикають приводний двигун;
3. Закривають крани мастильних приладів та засувку;
4. Зливають рідину з камери та трубопроводів, особливо якщо вона може замерзнути.

З байпасом:

1. Відкривають рух по байпасу;
2. Закривають вхідний потік;
3. Вимикають привод;
4. Закривають вхідну засувку;
5. Зливають залишки рідини при ризику замерзання.

У обох випадках продовжують мастильну циркуляцію ручним насосом до повного охолодження агрегату. Потім припиняють подачу охолоджуючої води. Якщо насос залишають надовго при температурі нижче точки замерзання рідини,

зливають її з усіх порожнин. При зупинці для ремонту звільнюють усі комунікації від рідини, води та мастила.

5.3 Обслуговування працюючих насосів

Під час роботи насоса машиніст повинен стежити за показами контрольно-вимірювальних приладів, за справністю та роботою системи мащення, контролювати наявність мастила та по мірі витрати додавати його. Нормальна робота системи мащення передбачає нагрівання підшипників, крейцкопфа. Мастило в системі не повинно нагріватися вище плюс 70°C. При виявленні сторонніх шумів і стуків в процесі роботи насоса слід встановити їх причини і усунути.

Необхідно слідкувати за кількістю газу в пневмокомпенсаторах. При недостатній кількості газу в пневмокомпенсаторі на вихідній лінії або надлишку газу у вхідній лінії необхідно прийняти заходи до відновлення потрібного рівня рідини в них.

Машиніст зобов'язаний слідкувати за роботою сальникових ущільнень, своєчасно підтягуючи їх або змінюючи набивку після встановлення насоса.

При роботі насоса машиніст регулює подачу і напір відповідно до встановлених норм технологічного режиму. Машиніст веде змінний журнал (звіт), в який через певні проміжки часу, як правило, в кінці кожного години роботи, записує показання приладів: температуру, тиск, напір тощо.

При раптовій мимовільній зміні насосом режиму роботи або появі ненормального стуку, або при значному нагріванні частин, що рухаються, насос слід негайно зупинити.

Під час роботи поршневих насосів можливі різні несправності. Неправильну роботу клапанів, робочої камери або циліндра та пневмокомпенсаторів визначають шляхом аналізу знятих індикаторних діаграм. Нагрівання підшипників вище допустимої температури відбувається через недостатню кількість мастила, надмірну затяжку підшипників, наявність води та

механічних домішок в маслі. Надмірне нагрівання сальника буває при сильній зтяжці набивки або перекося натискної втулки.

5.4 Ефективність експлуатації та ремонту виробів нафтових і газових промислів

Ремонт — це сукупність дій, спрямованих на відновлення справного або функціонального стану технічного об'єкта, а також на повернення ресурсу обладнання чи його окремих складових.

Виконання ремонту виробів здійснюється у випадках, коли їх заміна на нові екземпляри неможлива або економічно недоцільна. Це важливий етап у «життєвому циклі» техніки, який реалізується відповідно до затвердженого графіка, розробленого службою головного механіка підприємства. Проведення ремонту дає змогу повернути обладнанню початкові або наближені до них експлуатаційні параметри, відновити його працездатність після поломки, а також істотно знизити витрати (оскільки відпадає потреба в придбанні нового обладнання, якщо є можливість відновити наявне).

Часто продукція морально застаріває раніше, ніж вичерпується її технічний ресурс, або собівартість виробництва неремонтованих виробів є значно нижчою — у таких випадках виробники переходять на випуск неремонтованої продукції.

Ремонтується все технологічне обладнання, що застосовується у нафтогазовому секторі та суміжних галузях.

Класифікація ремонтів:

Плановий ремонт (регламентний або профілактичний) — виконується у визначені строки за встановленим графіком. Здійснюється після вичерпання ресурсу обладнання або у випадках, коли після часткової несправності воно ще зберігає обмежену працездатність чи її можна відновити. Такий підхід дає

можливість попередити користувачів про майбутні зупинки й заздалегідь організувати ремонтний простій.

Технічне обслуговування (ТО) — призначене для підтримання систем у постійній технічній та функціональній готовності, а також для запобігання несправностям і аваріям. Включає в себе регулярний нагляд за правильністю експлуатації згідно з технічною документацією, станом обладнання та усуненням дрібних збоїв.

Поточний ремонт — незначний за обсягом, виконується в умовах штатної роботи обладнання. Передбачає перевірку та, за потреби, заміну зношуваних компонентів, оновлення мастила, усунення дрібних поломок. Якщо несправність не усувається силами ТО, викликаються виїзні ремонтні бригади. Після завершення ремонту проводиться перевірка роботи механізмів і регулювання вузлів.

Капітальний ремонт — найбільш трудомісткий вид обслуговування, що передбачає повне розбирання агрегатів, заміну всіх зношених елементів та виконання обсягу робіт, притаманного поточному ремонту. В результаті обладнання повертається до початкових технічних характеристик. Капремонт зазвичай виконується на спеціалізованих ремонтних підприємствах, іноді — в цехах чи на ремонтних базах. Графік і обсяг робіт визначаються за погодженням з техслужбою.

Відновлювальний ремонт — здійснюється без повної заміни елементів, із застосуванням методів відновлення, таких як наплавлення, проточування, паяння тощо.

Позаплановий ремонт — реалізується внаслідок аварій чи несподіваних відмов. У разі належної організації планово-попереджувального обслуговування такі випадки мають бути поодинокими.

Ремонтпридатність — це здатність виробу бути обслугованим або відновленим до працездатного стану. Вона визначається такими параметрами:

Ймовірність відновлення — імовірність того, що відновлення працездатності завершиться у встановлений термін;

Середній час відновлення — середня тривалість ремонтних робіт;

Швидкість відновлення — темп, з яким обладнання повертається в експлуатацію.

Рациональний вибір параметрів ремонтної стратегії є ключовим чинником забезпечення надійної експлуатації техніки. Для формування обсягу та змісту періодичних ремонтів можуть використовуватись різні методичні підходи.

Частота проведення ремонтів безпосередньо впливає на характер ремонтних робіт, оскільки залежно від експлуатаційного ресурсу окремих деталей і вузлів, вони включаються у відповідний етап обслуговування.

Висновки

У результаті виконаної роботи було всебічно проаналізовано конструктивні особливості, експлуатаційні умови та методи ремонту бурових насосів, що є ключовим елементом бурового обладнання в нафтогазовій промисловості. Детально розглянуто різновиди бурових насосів за рівнем потужності, їх технічні характеристики та принципи дії. Це дозволило сформулювати цілісне уявлення про функціональну роль насосів у процесі буріння свердловин.

Значну увагу приділено питанням експлуатації та технічного обслуговування насосного обладнання, адже від правильності цих процесів залежить ефективність усієї бурової установки. Встановлено, що регулярна профілактика та своєчасний ремонт дозволяють уникнути аварій, зменшити виробничі простої та мінімізувати фінансові втрати.

Особливо актуальними є аспекти ремонту клапанної коробки, оскільки саме цей вузол зазнає найбільшого навантаження і зношення. Аналіз типових дефектів, методів демонтажу клапанів та технології ремонту проривів допоміг окреслити оптимальні підходи до обслуговування цих компонентів. У роботі також проведено розрахунок сил, що діють на деталі бурового насоса, що є основою для точного проектування та вибору обладнання.

У підсумку, можна зробити висновок, що технічно грамотний підхід до експлуатації, монтажу, обслуговування та ремонту бурових насосів суттєво впливає на ресурс обладнання, безпеку робіт, економічні показники буріння та дотримання міжнародних стандартів. Запропоновані технічні рішення і рекомендації можуть бути практично застосовані на бурових підприємствах задля підвищення ефективності виробничих процесів.

Перелік посилань на джерела

1. Практикум з курсу “Машини і обладнання для буріння нафтових і газових свердловин” для студентів спеціальності “Обладнання нафтових і газових промислів”. Частина II. - Івано-Франківськ, ІФНТУНГ, 2003.
2. Лівак І. Д., Концур І. Ф., Шостаківський І.І. Основи нафтогазової справи. Навчальний посібник. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2015. 344 с.
3. ДСТУ 3008:2015. Інформація та документація. Звіти у сфері науки і техніки. Структура та правила оформлювання [Чинний з 2017-07-01]. – Київ, 2016. – 26 с.
4. Копей Б.В., Лях М.М. Нафтогазове обладнання: у 11 т. / За загальною ред. Б.В. Копея. Т. 2 Розрахунок, конструювання, монтаж та експлуатація машин та обладнання для спорудження свердловин: підручник. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2021. – 286 с.
5. Концур І.Ф., Лівак І.Д. Гідромашини і компресори. Конспект лекцій. Івано-Франківськ: Факел, 2004. - 133 с.
6. Практикум з ремонту машин. / За ред. О. І. Сідашенка, О. А. Науменка – К.: Урожай, 1995. – 224 с.
7. Михайлюк В.В., Концур І.Ф., Дейнега Р.О. Гідромашини: атлас схем та конструкцій. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2015. 30 с.
8. Чухрай В. Є. Обґрунтування технологічних параметрів обладнання для операцій розбирання-складання машин в умовах ремонтної бази їх власників. Механізація та електрифікація сільського господарства. Випуск 83. Наукове видання. Глеваха, 2000 – с. 234-238.
9. Орловський В. М., Білецький В. С., Вітрик В. Г., Сіренко В. І. Бурове і технологічне обладнання: навчальний посібник. – Харків: Харківський національний університет міського господарства імені О. М. Бекетова, НТУ «ХПІ», ТОВ НТП «Бурова техніка», Видавництво «Новий Світ – 2000», 2024. – 358 с. ISBN 978-966-418-290-118.

10. Яремійчук Р. С., Мислюк М. А., Рибчич І. Й. Буріння свердловин. Том 1: Загальні відомості. Бурові установки. Обладнання та інструмент. – 2002. – 298 с.5.
11. Концур І.Ф., Михайлюк В.В., Дейнега Р.О., Фафлей О.Я., Репало Д.С., Станович В.В. (2020). Дослідження та модернізація конструкції клапанного вузла бурового насоса. Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу, (1(48), 86-92.
12. Чаплінський, С. С. Класифікація та аналіз роботи поршневих бурових насосів / С. С. Чаплінський, З. М. Одосій, В. Я. Шиманський // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. - 2010. - № 4. - С. 19-22.
13. Венгринюк, Т & Дейнега, Р & Фафлей, О & Михайлюк, В & Попов, О & Венгринюк, А. (2023). Дослідження гідродинамічних характеристик клапана бурового насоса для різних властивостей промивальної рідини. Scientific Bulletin of Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas. 44-51. 10.31471/1993-9965-2023-1(54)-44-51.
14. Лазаренко О. Г., Лівінський А. М. Досвід буріння гідротермальних свердловин із використанням мобільних бурових установок AGBO G750 та T4W Atlas Copco. – 2015.2.
15. Технологія і техніка буріння: навчальний посібник для студентів вищих навчальних закладів. – [без видавця], [рік]. – с.307–539.7.
16. Навчальний посібник «Бурове і технологічне обладнання», Харківський політехнічний інститут, 2021.48.
17. Орловський В. М., Білецький В. С., Вітрик В. Г., Сіренко В. І. Бурове і технологічне обладнання: навчальний посібник. – Львів: Видавництво «Новий Світ – 2000», 2024. – 358 с.