Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

Інститут інженерної механіки та робототехніки

Кафедра нафтогазових машин та обладнання

КАЛИНЮК РОМАН БОГДАНОВИЧ
(прізвище, ім'я, по батькові)

УДК622.24
(індекс)

БАКАЛАВРСЬКА РОБОТА
(назва роботи)

Обладнання для експлуатації свердловин за допомогою штангової гвинтової насосної установки
(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 **Калинюк Р.Б.**
(підпис, ініціали та прізвище здобувача)

Науковий керівник **Федорович Ярослав Теодорович к.т.н., доцент**
(підпис, прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання керівника)

Допущено до захисту
Завідувач кафедри

Проф.._____ Гриджук Я.С.
(посада) (підпис) (дата) (ініціали та прізвище)

Івано-Франківськ – 2026 рік

ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ

Інститут *Інженерної* механіки та робототехніки
Кафедра *Нафтогазових машин та обладнання*
Спеціальність *Галузеве машинобудування*
ОПП *Інжиніринг і сервісне обслуговування нафтогазових машин та обладнання*

ЗАТВЕРДЖУЮ

Зав. кафедри_____ ***Я .Т. Федорович***

"__"_____ *2026 р.*

ЗАВДАННЯ
НА БАКАЛАВРСЬКУ РОБОТУ

Студенту *Калинюку Роману Богдановичу*
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: *Обладнання для експлуатації свердловин з допомогою штангової гвинтової насосної установки*

Затверджена наказом по університету від *16.02.2026р.* № *113/7*

2. Термін здачі студентом закінченої роботи: *16.06.2026р.*

3. Зміст бакалаврської роботи (перелік питань, що їх належить розробити):
Вступ. Особливості роботи насосного обладнання при видобуванні високов'язкої нафти. Обгрунтування доцільності використання обладнання штангового гвинтового насоса (ШГН). Огляд конструкцій комплексу обладнання ШГНУ. Підбір обладнання штангової гвинтової насосної установки та його розрахунки. Опис конструкції та принципу дії обладнання УШГН. Особливості умов роботи колони насосних штанг в комплекті ШГНУ. Дослідження напружено-деформованого стану насосних штанг в комплекті ШГНУ з допомогою ЕОМ. Монтаж, експлуатація та ремонт обладнання ШГНУ. Охорона праці. Висновки. Перелік використаних джерел.

4. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень)**:**
- Схема обладнання, що експлуатується ШГНУ – 1 арк. ф. А1;
- Теоретичні креслення приводів гвинтового насоса – 1 арк. ф. А1;
- Складальне креслення насоса –1 арк. ф. А1;
- Складальне креслення устьового привода - 1 арк. ф. А1
- Складальне креслення привідної головки – 1 арк. ф. А2;
- Робочі креслення деталей – 1 арк. ф. А2
- Результати дослідження насосних штанг – 1 л, ф. А1

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№	Назва етапів бакалаврської роботи	Термін виконання	Примітка
	Пояснювальна записка	*До 15.06.2026 р.*	
1			
2			
3			
4			
5			
6			
	Графічна частина	*До 15.06.2026 р.*	

Студент _____ *Калинюк Р.Б.*
(особистий підпис) (розшифрування підпису)

Керівник роботи _____ *Федорович Я.Т.*
(особистий підпис) (розшифрування підпису)

РЕФЕРАТ

Бакалаврська робота на тему «Обладнання для експлуатації свердловин за допомогою штангової гвинтової насосної установки» -

62 с., 16 рис., 1 табл., 7 додатків, 17 джерел.

Об'єкт дослідження – Об'єктом є процес забезпечення тривалої експлуатації штангових гвинтових насосних установок.

Мета роботи **–** є дослідження роботи насосних штанг в комплекті штангових гвинтових насосних установок.

В роботі описані особливості роботи насосного обладнання при видобуванні високов'язкої нафти. Обгрунтуванна доцільность використання обладнання штангового гвинтового насоса (ШГН).. Зроблений короткий огляд обладнання УШГН. Вибрано обладнання згідно вихідних даних. Описана конструкція вибраного обладнання. Проаналізовані умови та особливості роботи колони насосних штанг при експлуатації свердловин в комплекті УШГН. Приведені результати дослідження насосних штанг в комплекті УШГН. В розрахунковій частині виконано розрахунки основних деталей обладнання. Розглянуті питання з обслуговування та експлуатації вибраного обладнання.

Запропоновано заходи забезпечення нормальних умов праці.

Ключові слова: гвинтовий штанговий насос, насосні штанги, експлуатація, навантаження, працездатність, міцність.

ABSTRACT

Bachelor's thesis on the topic «Equipment for the operation of wells using a rod screw pumping unit» -

62 pages, 16 figures, 1 tables, 7 appendices, 15 sources.

Research object – The object is the process of ensuring long-term operation of rod screw pumping units.

The purpose of work – is to study the operation of pump rods in a set of rod screw pump units.

The work describes the peculiarities of the operation of pumping equipment during the extraction of highly viscous oil. Reasonable expediency of using rod screw pump (SHGN) equipment.. A brief overview of the equipment of the USHGN was made. Equipment selected according to the original data. The design of the selected equipment is described. The conditions and features of the operation of the column of pumping rods during the operation of wells in the USHGN set were analyzed. The results of the study of pump rods in the USHGN set are given. Calculations of the main parts of the equipment were performed in the calculation part. Considered issues of maintenance and operation of selected equipment.

Measures to ensure normal working conditions are proposed.

Key words: screw rod pump, pump rods, operation, load, performance, strength.

Зміст

Стор.

Вступ……
1 Особливості роботи насосного обладнання при видобуванні високов'язкої нафти…….
1.1 Аналіз умов роботи насосного обладнання при перекачуванні пластових рідин підвищеної в'язкості…….
1.2 Основні заходи зменшення впливу високої в'язкості рідини на роботу насосних установок ……
2 Обгрунтування доцільності використання обладнання штангового гвинтового насоса (ШГН) для видобутку…….
3 Огляд конструкцій обладнання штангової гвинтової насосної установки……..
3.1 Штангові гвинтові насосні установки із наземним приводом……
3.1.1 Призначення та сфера застосування насосів……
3.1.2 Основні переваги УШГН перед іншими видами насосів……
3.1.3 Класифікація УШГН……...
3.1.4 Привод штангових гвинтових насосних установок…….
3.2 Методика вибору обладнання…….
4 Підбір обладнання УШГН та його розрахунок……..
4.1 Розрахунок глибини спуску насоса……
4.2 Розрахунок на міцність колони штанг……..
4.3 Розрахунок колони НКТ…….
4.4 Розрахунок привода……..
4.5 Розрахунок опорних елементів……..
5 Опис конструкції та принципу дії УШГН……
6 Особливості роботи і розрахунку насосних штанг з гвинтовими насосами……
7 Дослідження пружно-деформованого стану насосних штанг під час експлуатації в комплекті обладнання УШГН з допомогою ЕОМ……
8 Монтаж, експлуатація та ремонт обладнання УШГН
9 Охорона праці ……
Висновки…….
Перелік використаних джерел……
Додатки……

ВСТУП

Актуальність. На сьогодні у світовій практиці, як підтверджують дослідження спеціалістів, запаси легких нафт значно нижчі ніж запаси високов'язких нафт. Така ж тенденція спостерігається на нафтопромислах АТ «Укрнафта». Для видобування пластових рідин з невисокими дебітами (30-40 $м^3$/добу) та підвищеної в'язкості на нафтопромисловому ринку на початку 80-х років у США і Франції з'явились гвинтові насоси з поверхненим приводом.

На окремих нафтопромислах України останнім часом використовують гвинтові штангові свердловинні установки фірми Schoeller-Bleckmann, Австрія. Особливістю таких установок є та, що передача обертового руху від привода до насоса здійснюється через колону насосних штанг. Навантаження, які сприймаються насосними штангами в комплекті гвинтової штангової насосної установки відрізняються від тих, що діють на насосні штанги в комплекті штангової свердловинної насосної установки. Для розрахунку насосних штанг використовують методику, яка враховує дію крім розтягуючих навантажень, навантаження кручення.

Метою роботи є вивчення особливостей конструкції обладнання гвинтової штангової насосної установки, особливостей умов роботи, вибір комплекту для заданих умов та дослідження навантаженості колони насосних штанг в комплекті установки з використанням компютерних програм.

1 ОСОБЛИВОСТІ РОБОТИ НАСОСНОГО ОБЛАДНАННЯ ПРИ ВИДОБУВАННІ ВИСОКОВ'ЯЗКОЇ НАФТИ

1.1 Аналіз умов роботи насосного обладнання при перекачуванні пластових рідин підвищеної в'язкості

Видобуток нафти на нафтопромислах України найбільшого поширення одержав спосіб підняття вуглеводневої сировини в основному з допомогою штангової свердловинної насосної установки (80 %). Вони характеризуються простотою конструкції, невимогливістю до технічного обслуговування та інш. Але видобування нафти за допомогою штангової свердловинної насосної установки у якої висока в'язкість, має деякі особливості, що ускладнюють сам процес видобування, а також понижують надійність наземного та свердловинного обладнання.

Частина нафти вилучається із нафтових свердловин за допомогою безштангових насосних установок. До класу безштангових насосних установок відносяться занурні відцентрові насоси, діафрагмові насоси з електроприводом, струменеві та інш.

Установки занурних відцентрових насосів використовують у випадках, коли продуктивний пласт здатен забезпечити дебіт до 150-350 $м^3$/добу зі свердловини із середньою глибиною підвіски до 1900-2200 м. Робота установки ускладнюється при вилучанні високов'язких нафт. Наприклад в НГВУ «Бориславнафтогаз» почали впроваджувати занурні відцентрові насосні установки, але для забезпечення нормальної роботи при вилученні високов'язких нафт застосовують нагрівальні електротени, які опускають у свердловину на спеціальному кабелі.

У тому випадку, коли необхідно поєднати переваги електровідцентрових насосних установок та працювати на малих дебітах використовують гвинтові насосні установки. Такі установки знайшли використання в Україні поки що на промислах НГВУ «Полтаванафтога» та «Охтирканафтогаз».

Особливістю застосування гвинтових насосних установок крім того є можливість відкачувати пластові високов'язкі рідини.

Під високов'язкою рідиною розуміється дуже в'язка нафта або стійка емульсія з води і нафти, причому в'язкість самої нафти в цьому випадку може бути невеликою [2].

Якщо аналізувати динамограми, що характеризують роботу штангового свердловинного насоса при відкачуванні високов’язких нафт, то відмічається вплив гідродинамічних сил тертя, що відповідно спотворюють її.

На динамограмі роботи насоса, що відкачує високов'язку рідину, видно вплив гідродинамічних сил тертя в підземній частині насосної установки, що виражається в повній відсутності пружних коливань штангової колони і стовпа рідини і переміщенні екстремальних (максимальних і мінімальних за цикл дії насоса навантажень) на середину ходів вгору і вниз [2].

Негативні наслідки, що викликаються дією великих гідродинамічних опорів в підземній частині насосної установки, зводяться до збільшення p_{max}, зниженню p_{min} і ККД установки. Все це призводить до виникнення зайвих навантажень на всі ланки насосної установки. Проте шкідливий вплив високої в'язкості не завжди обмежується перерахованими явищами. В деяких випадках може виникнути відставання руху точки підвісу штанг від руху балансира - при ході штанг вниз. Це відставання супроводжується ослабленням канатної підвіски і приводить до виникнення ударів у всіх ланках установки. Тому наявність відставання веде до обмеження продуктивності установки, а в деяких випадках при особливо високій в'язкості відкачуваної рідини взагалі перешкоджає налагодженню нормальної експлуатації свердловини без проведення спеціальних заходів [1, 2].

В даному випадку зустрічаємося з граничною подачею насосної установки. У даному випадку деформації штанг від сил інерції їх маси відсутні і межа подачі насоса створюється силами гідродинамічних опорів. Ця межа характеризується наявністю нульового навантаження в точці підвісу штанг [1, 2].

Сили гідродинамічного тертя в підземній частині насосної установки виявляються у вигляді розосереджених сил по довжині колон штанг і труб, місцевих опорів при обтіканні рідиною штангових з'єднань, гідродинамічної

складової сил тертя в зазорі плунжерної пари і, нарешті, опорів в клапанах, особливо в нагнітальному клапані при ході штанг вниз [1, 2].

Не розглядаючи дію всіх цих сил, треба сказати, що гідродинамічна складова сил тертя в плунжерній парі невелика по абсолютній величині і практично дуже мало відчутна. Тому виключаємо її з розгляду. До речі сказати, напівридке і сухе тертя в зазорі плунжерної пари насосів, призначених для відкачування дуже в'язких рідин теж повинне бути незначним, оскільки для відкачування в'язких рідин застосовують насоси з великими зазорами. Місцеві опори при обтіканні головок і муфт штанг також незначні, оскільки для відкачування високов'язких рідин застосовують підйомники з можливо більшою площею кільцевого перетину. Втім, при необхідності ці опори можуть бути враховані [1, 2].

Для звичних умов експлуатації свердловин з високов'язкою рідиною, тобто середніх дебітів і невеликих глибин, практично відчутний вплив в'язкості на роботу насосної установки позначається, починаючи з в'язкості 10 Ст і більше. При високих дебітах рідини, наприклад 90 $м^3$/добу, вплив в'язкості позначиться в досить сильній мірі вже при 5 Ст [2].

1.2 Основні заходи зменшення впливу високої в’язкості рідини на роботу насосних установок

Основні заходи щодо зменшення впливу високої в'язкості відкачуваної рідини на роботу установки - це збільшення діаметра насоса і відповідно труб, а також зниження в'язкості відкачувальної рідини. Ефективність першого способу полягає в наступному. Для отримання заданого дебіту насос збільшеного діаметра дозволяє понизити швидкість руху штанг (швидкість відкачування $S_0 \times n$), що істотно може зменшити силу тертя в насосному підйомнику і дещо понизити опори в одному нагнітальному клапані (другий нижній клапан повинен бути видалений). Крім того, при збільшенні кільцевого перетину підйомника гідродинамічні сили тертя теж зменшуються [1, 2].

До заходів щодо зниження в'язкості відкачуваної рідини відносяться: підлив розчинника (малов'язкої нафти) в міжтрубний простір або підігрів нафти в свердловині вибійним підігрівачем.

Перевагою способу підливу малов'язкої нафти є те, що, регулюючи кількість розчинника, що підливається, можна понизити в'язкість суміші до будь-якої величини, аж до значення в'язкості розчинника. Як показали спеціальні дослідження, виконані В. Ф. Силкіним, кількість легкої нафти, що підливається, навіть при дуже високій в'язкості відкачуваної рідини звичайно невелика (10 - 15 % або трохи більша об'єму рідини, що видобувається) [2].

Зрозуміло, підлив рідини повинен бути організований так, щоб забезпечити надійність процесу. Раптове припинення підливу рідини і робота установки якийсь час без підливу може привести до необхідності підйому насоса і труб і налагодженню процесу заново. Як правило, для забезпечення надійності підливу необхідно застосовувати спеціальні дозаторні насоси. При первинному пуску в хід установки з підливом необхідно заздалегідь відтіснити рівень в'язкої нафти до прийому насоса за допомогою знову-таки підлива малов'язкої нафти [2].

Другий спосіб зниження в'язкості — підігрів відкачуваної рідини біля прийому насоса — навряд чи може набути велике поширення, оскільки для здійснення його необхідні значні витрати на кабель, електроенергію, ремонт нагрівальних пристроїв. Крім того, спосіб цей дуже ускладнює підйомно-спускові роботи в свердловині [2].

Наступний захід щодо поліпшення умов відкачування високов'язкої нафти полягає в підливі води в міжтрубний простір свердловини. Свого часу було відмічено, що при появі пластової води в продукції свердловини (не менше 10 %) в'язкість рідини зменшується. Звідси і виник на деяких промислах спосіб підливу води в затрубний простір свердловин з високов'язкою нафтою, що у багатьох випадках виправдав себе на практиці [2].

Вода і нафта взаємно нерозчинні і тому справа полягає тут не в зниженні в'язкості нафти, а у тому, що утворюється структура нафтоводяного (двофазного)

потоку типу нафта у воді, тобто у водяному середовищі розташовуються нафтові глобули і краплини. Тому гідродинамічне тертя виникає у водяному середовищі, володіючою дуже малою в'язкістю в порівнянні з потоком безводної нафти, звідси різке зниження величини цього тертя. Необхідна кількість води, що підливається, повинна встановлюватися дослідним шляхом у кожному конкретному випадку [2].

При підливі води (як і при підливі малов'язкої нафти) повинна бути забезпечене постійність призначеної кількості води, що підливається, щоб уникнути неполадок. Крім того, при підливі води залежно від якості води і властивостей нафти в насосному підйомнику може виникнути небезпека утворення стійкої емульсії, в'язкість якої ще вища, ніж в'язкість відкачуваної нафти. Це неминуче приведе до неполадок і зриву експлуатації [2].

Окрім описаних заходів щодо зменшення впливу на роботу насосної установки високої в'язкості відкачуваної рідини існують спеціальні способи відкачування високов'язких рідин. Так, були запропоновані схеми підземної частини насосної установки, в яких штангова колона поміщена в середовище малов'язкої нафти або води. Тим самим найважливіша складова гідродинамічних сил тертя при ході штанг вниз майже повністю виключається [2].

Ще одним способом відбору високов’язкої нафти є використання гвинтових насосів, які відрізняються простою конструкції та дозволяють перекачувати рідину будь-якої в’язкості без пульсацій потоку.

На даний час в нафтовій промисловості використовуються одногвинтові насоси, що іменуються в зарубіжній літературі Moineau pumps або Progressive cavity pumps (PCP). Простота конструкції і унікальні характеристики гвинтових насосів дозволяють ефективно використовувати їх в різних технологічних процесах. Сьогодні у всьому світі спостерігається пік інтересу до одногвинтових гідромашин і на думку експертів надалі сфера їх застосування і технологій з їх використанням розширюватиметься [2].

У 1980-х рр. почалося використання гвинтових насосів для механізованого видобутку, в результаті, вони поступово впровадилися в нафтову промисловість.

До 2003 року, гвинтові насоси стали використовувати на більш ніж 40000 свердловин по всьому світу. Видобуток в'язких і високов'язких нафт став рентабельнішим для нафтової промисловості.

2 ОБГРУНТУВАННЯ ДОЦІЛЬНОСТІ ВИКОРИСТАННЯ ОБЛАДНАННЯ ШТАНГОВОГО ГВИНТОВОГО НАСОСА (ШГН) ДЛЯ ВИДОБУТКУ

Доцільність використання установок штангових гвинтових насосів обумовлюється перевагами даних установок над іншим обладнанням, що використовується для видобування нафти механізованим способом, таким як вставні штангові насоси, електровідцентрові занурні насоси та занурні гвинтові насоси з електроприводом.

2.1 Економічні дані

Вартість установок УШГН значно менша ніж у конкуруючого обладнання, незалежно від того чи це звичайний поршневий насос, чи заглибний насос з електроприводом. Відмінності у вартості на користь установок штангових гвинтових насосів проявляються на всіх рівнях.

- Початкові інвестиції:

Для свердловин із низьким об’ємом нафти, що видобувається, звичайна установка штангового насоса коштує приблизно вдвічі більше ніж установка гвинтового насоса. Співвідношення затрат збільшується з розміром установки. Порівняння з установкою занурного насоса з електроприводом дає ще більше співвідношення витрат.

- Транспортування:

Вся установка гвинтового насоса, якою б не була її продуктивність, може бути доставлена в пікапі. Це робить транспортні витрати незначними.

- Монтажні роботи:

Тут затрати, що пов’язані зі встановленням гвинтового насоса, також дуже низькі. Установка ШГН монтується бригадою підйомника важкого обладнання і кваліфікованих робітників не потребує. Не потребує ніяких опорних плит чи

свайних фундаментів, так як привідна головка встановлюється безпосередньо на устьове обладнання. Для порівняння, монтаж звичайної великої установки (продуктивність 200 $м^3$/добу і більше) коштує приблизно від 4000 до 5000 умовних одиниць.

- Експлуатаційні витрати:

Витрати на експлуатацію системи механізованого видобутку нафти залежать від її ККД. У порівнянні з установкою гвинтового насоса, витрати при експлуатації звичайної установки з поршневим насосом приблизно на 25 % вищі, а витрати на установку заглибного насоса з електроприводом – приблизно на 75 % вищі.

Вартість технічного обслуговування звичайних установок та установок гвинтових насосів є приблизно однаковою.

Ці економічні переваги пояснюють неперервне поширення застосування гвинтових насосів в США і Канаді.

У Канаді, де гвинтові насоси використовуються широко й успішно, вони поступово витісняють звичайні вставні штангові насоси. Також у міру розробки моделей високої продуктивності, гвинтові насоси тепер почали успішно конкурувати із заглибними електровідцентровими насосами низької та середньої продуктивності.

1.3.2 Порівняння експлуатаційних характеристик з іншими системами механізованого видобутку нафти

Гвинтовий насос має ряд значних переваг перед звичайним штанговим насосом:

а) УШГН більш ефективно справляється з наступними проблемами:

- присутність піску в стовбурі свердловини: ця проблема не впливає на процес видобутку завдяки пружній деформації еластоміра.

- присутність вільного газу на прийомі насоса: на відміну від поршневого

насоса, гвинтовий насос не створює ні газових пробок, ні бульбашок.

б) ШГН є найкращим насосом для роботи з рідинами з високою в'язкістю:

- тертя між колоною штанг, що рухається зворотно-поступально, і в’язкою рідиною є таким, що вповільнюється хід униз плунжера насоса, тим самим обмежуючи подачу. У випадках дуже високої в'язкості, тертя може приводити до перебування штанг у стиснутому стані протягом ходу вниз, а це ситуація, яка веде до частих поломок штанг.

- навпаки колона насосних штанг, що обертається, приводячи в рух гвинтовий насос, зазнає постійного навантаження й постійного крутного моменту. У рідинах з дуже високою в'язкістю крутний момент є обмежуючим чинником для швидкості обертання, але якщо типорозмір штанг був вибраний правильно, то немає ніякої небезпеки їх руйнування.

в) ШГН постійно збалансований:

- у звичайній установці штангового насоса істотна частина енергії повинна витрачатися на подолання сил інерції, що є результатом зворотно-поступального руху колони насосних штанг. У той же час постійна рівновага установки гвинтового насоса, з її рівномірним рухом, призводить до істотної економії енергії.

г) Подача УШГН є рівномірною:

- гвинтовий насос переміщає рідину безупинно й рівномірно, тоді як поршневий насос робить це тільки протягом 50 % часу. Ця властивість гвинтового насоса приводить до кращого гідравлічного коефіцієнта корисної дії і значної економії енергії.

д) Ствол свердловини не піддається пульсаціям:

- у результаті рівномірності подачі виноситься менша кількості піску з нафтоносних шарів неущільненого піску.

е) Гвинтовий насос протидіє утворенню твердого осаду на стінках:

- оскільки 100 % поверхні ротора постійно сковзає по 100 % поверхні статора.

є) Гвинтові насоси мають широкий діапазон продуктивності:

- насос може працювати в широкому діапазоні швидкостей, приблизно від 60 до 600 хв$^{-1}$, і навіть більш широкому. Моделі високої об'ємної продуктивності, забезпечують значно більшу продуктивність, ніж звичайні штангові насоси.

Переваги УШГН над електровідцентровим заглибний насосом полягають в наступному:

Електричний відцентровий занурний насос не рекомендується застосовувати в наступних випадках:

- присутність піску в свердловинному флюїді, тому що електричний відцентровий занурний насос швидко зношується.

- присутність вільного газу на прийомі насоса, тому що електричний відцентровий занурний насос створює газові пробки і бульбашки, що веде до розривів потоку рідини .

- дуже в'язкий свердловинний флюїд, тому що ККД електричного відцентрового занурного насоса в цьому випадку є дуже низьким.

- низькі подачі, тому що електричний відцентровий занурний насос є економічно неефективним у таких випадках.

Коли вільний газ виходить із нафтоносного шару, кращим способом запобігання потрапляння газу у гвинтовий насос, є встановлення насоса нижче перфораційних отворів завжди, коли це можливо. Таке встановлення насоса неможливе для електричного відцентрового занурного насоса, водонепроникний двигун якого прохолоджується потоком, що його обтікає - обходить.

Переваги УШГН над заглибними гвинтовими насосами з електроприводом:

У сильно викривлених свердловинах необхідне використання великої кількості центраторів, щоб мінімізувати зношування штанг-насосно-компресорних труб. Однак через значну вартість центраторів, використання

гвинтового насоса може бути нерентабельним. З іншого боку, є безліч ситуацій, в яких гвинтовий насос працює набагато ефективніше, ніж електричний відцентровий заглибний насос.

Занурний гвинтовий насос із електроприводом є комбінацією обох установок і їх специфічних переваг. Приводний пристрій є по суті приводним пристроєм електричного відцентрового насоса, який усуває необхідність використання колони насосних штанг, а свердловинним насосом є гвинтовий насос. Приводний пристрій містить два додаткові елементи, необхідні гвинтовому насосу:

- свердловинний редуктор, щоб понизити швидкість приводного пристрою для електричного відцентрового насоса приблизно з 3500 $хв^{-1}$ (при 60 Гц) до діапазону швидкостей, необхідних гвинтовому насосу.

- гнучкий вал для переходу від співвісного руху електродвигуна до планетарного руху ротора.

Наявність цих елементів знижує надійність установки та вартість обслуговування та ремонту.

3 ОГЛЯД КОНСТРУКЦІЙ ОБЛАДНАННЯ ШТАНГОВОЇ ГВИНТОВОЇ НАСОСНОЇ УСТАНОВКИ

3.1 Штангові гвинтові насосні установки із наземним приводом

3.1.1 Призначення та сфера застосування насосів [12]

Установки занурних гвинтових насосів із наземним приводом часто називають УШГН (установка штангового гвинтового насоса), призначені для відкачування високов'язкої пластової рідини з нафтовидобувних свердловин.

Установка (рис. 3.1) є занурним штанговим насосом (ШГН), статор якого нерухомо кріпиться на колоні труб НКТ, а гвинт до колони штанг. До нижньої частини статора кріпиться клапанний вузол. Наземне обладнання включає колонну головку, превентор-трійник, редуктор, модульну вставку, електродвигун.

Обертання гвинта здійснюється колоною штанг, розміщеної всередині колони НКТ, від наземного приводу, що складається з обертача (редуктора) та електродвигуна.

Гвинтовий насос забезпечує високу працездатність при відкачуванні високов'язкої рідини з підвищеним газовим фактором та значним вмістом механічних домішок.

У похило-спрямованих свердловинах для зменшення сил тертя та зношування труб НКТ встановлюються муфти-центратори, які виконують функцію проміжних радіальних опор, можуть бути представлені у двох конструктивних виконаннях:

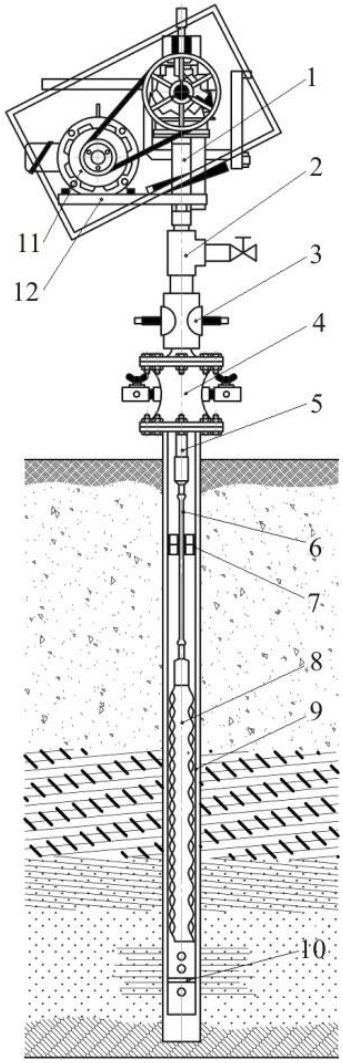
– нерозбірні, розміщені безпосередньо на повнорозмірній або укороченій штанзі за спеціальною технологією у заводських умовах;

– Розбірні, що встановлюються між муфтами стандартних штанг.

Найбільш раціонально використовувати штангові центратори, що забезпечують їхню нерухомість щодо колони НКТ, що призводить до зниження витрати електроенергії та зношування труб. Кілька нижніх штанг, розташованих безпосередньо близько до ротора, що ексцентрично обертається, центраторами не

оснащуються.

Раціональною сферою застосування УШГН є вертикальні свердловини або свердловини з малими темпами набору кривизни з пластовими рідинами високої в'язкості, з підвищеним вмістом газу та механічних домішок. Найчастіше УШГН застосовуються для дебітів від 3 до 50-100 м^3/добу з напором до 1000-1500 м, проте деякі типорозміри УШГН можуть мати набагато більші видобуткові можливості [12].



1 – електродвигун; 2 – модульна вставка; 3 – обертач; 4 – превентор-трійник; 5 – колонна головка; 6 – НКТ; 7 – штангова обертальна колона; 8 – ротор гвинтового насоса; 9 – статор гвинтового насоса; 10 – клапанний вузол; 11 – електродвигун; 12 – рама

Рисунок 3.1 – Компонування гвинтової насосної установки УШГН

3.1.2 Основні переваги УШГН перед іншими видами насосів [2]

Основні переваги установок штангового гвинтового насоса з наземним приводом:

– зниження металоємності установки у 8-10 разів у порівнянні зі верстатами-качалками;

– зниження енергетичних витрат на 30% за рахунок підйому рідини при обертальному русі колони штанг;

– поверхневий привод розміщується на колонній головці без спеціального фундаменту;

– спрощення технологічних робіт при ремонтах свердловин;

– зниження витрат на монтажні роботи у 5 разів;

– Збільшення нафтовіддачі пласта за рахунок безперервного потоку нафти в свердловину.

Причиною досить широкого застосування УШГН є їх техніко-економічні переваги в порівнянні з іншими механізованими способами видобутку нафти.

Порівняно зі свердловинними штанговими насосними установками (ШСНУ):

– простота конструкції та мала маса приводу; відсутність необхідності у зведенні фундаментів під привод установки;

– простота транспортування, монтажу та обслуговування;

– широкий діапазон фізико-хімічних властивостей пластових рідин, що відкачуються (можливість відкачування рідин високої в'язкості та підвищеного газовмісту);

– врівноваженість приводу, сталість навантажень, що діють на штанги, рівномірність потоку рідини, зниження енергетичних витрат і потужності приводного двигуна, мінімальний емульгувальний вплив на рідину, що відкачується;

– Відсутність клапанів у свердловинному насосі.

Порівняно з установками занурних електровідцентрових насосів (УЕВН):

– простота конструкції насоса (відсутні шарнірні з'єднання, пускові муфти,

радіальні та осьові підшипники);

– наземне розташування приводного електродвигуна, що призводить до зниження його вартості та до відсутності дорогих гідрозахисту та довгого броньованого кабелю.

3.1.3 Класифікація УШГН [4]

У зарубіжній та вітчизняній практиці відома велика кількість схем та типорозмірів УШГН, які можна класифікувати наступним чином:

1) За типом приводу:

– з електроприводом;

– з об'ємним гідроприводом;

– приводом від ДВС;

– З газовим двигуном.

Найбільшого поширення набули установки з асинхронним електроприводом змінного струму з номінальною частотою обертання 1000 $хв^{-1}$. Потужність електродвигуна в залежності від подачі та тиску насоса змінюється від 3 до 100 кВт та вище.

2) За кінематичною схемою приводу:

– з одноступінчастою трансмісією;

– з двоступінчастою трансмісією.

Найпростіша схема УШГН, що виключає силову трансмісію, до якої двигун безпосередньо з'єднується з валом приводної голівки, практично не використовується, оскільки потрібне застосування тихохідних двигунів, що неефективно.

Одноступенева схема трансмісії може бути реалізована на базі ремінної, ланцюгової або зубчастої передачі.

Двоступінчаста схема (1 ступінь - ремінна, 2 ступінь - зубчаста передача) забезпечує можливість використання швидкохідних приводних двигунів зі зниженими масогабаритними параметрами, а також зниження передавального

відношення першого ступеня, що дозволяє здійснювати широке регулювання частоти обертання штанг шляхом зміни шківів ремінної передачі.

В окремих випадках для спрощення трансмісії як приводний електродвигун доцільно використовувати мотор-редуктор.

Найбільшого поширення набули схеми приводів з одноступінчастою ремінною трансмісією.

3) За типом ремінної передачі:

– з клинопасовими ременями;

– з зубчастими ременями.

Найбільш часто застосовують звичайні багаторядні клинопасові передачі.

У деяких конструкціях використовуються полікліновi та зубчасті ремені. Останні забезпечують передачу високих крутних моментів без ковзання, не вимагають попереднього натягу і періодичної підтяжки, відрізняються компактністю і високим ККД.

4) За конструкцією вала:

– цілісний вал;

– порожнистий вал.

Компонування з цілісним валом, що не вимагає використання полірованого штока, складне при регулюванні осьового положення ротора насоса щодо статора під час монтажу колони штанг. У зв'язку з цим приводний вал, як правило, виконується порожнистим, що дозволяє пропускати всередині нього полірований шток і регулювати положення останнього в осьовому напрямку.

5) За розташуванням приводного гвинта:

– з горизонтальним розташуванням осі двигуна;

– з вертикальним розташуванням осі двигуна.

Вертикальне компонування двигуна характерне для одноступінчастих ремінних трансмісій, горизонтальне - для приводів із зубчастою конічною передачею.

6) За способом регулювання швидкості приводного валу УШГН:

– з регульованим приводним двигуном (електричним або гідравлічним);

– з регульованим передавальним ставленням (за рахунок зміни шківів ремінної та введенням варіатора передачі).

Найбільш перспективне використання установок із частотно-регульованим електроприводом змінного струму, що забезпечує повний діапазон регулювання швидкості (від 0 до 100 %) та можливість підтримки оптимального в заданих умовах режиму роботи системи пласт-насос-привід. Інша функція регульованого електроприводу – плавний пуск та зупинка установки, що підвищує надійність її експлуатації. Станція керування регульованим електроприводом включає систему контролю та реєстрації, що дозволяє відстежувати режим роботи приводу та вносити необхідні керуючі дії.

7) За кінематичним відношенням робочих органів:

– з однозахідним ротором (кінематичне відношення 1:2);

– із багатозахідними робочими органами (кінематичне відношення 2:3, 3:4, 4:5 тощо).

Вибір кінематичного відношення обумовлюється необхідними експлуатаційними параметрами (діаметр, витрата, тиск, частота обертання) та технологічними можливостями під час виробництва.

8) За схемою закріплення статора:

– трубний (статор закріплюється на різьбі до кінця НКТ);

– вставний (статор спускається на штангах у зборі з ротором і кріпиться на НКТ за допомогою спеціального замка).

9) За схемою закріплення низу НКТ:

– з вільним кінцем;

– із заякореним кінцем.

10) За кінематичною схемою насоса:

– з внутрішнім елементом (гвинтом), що обертається;

– з зовнішнім елементом, що обертається (обоймою).

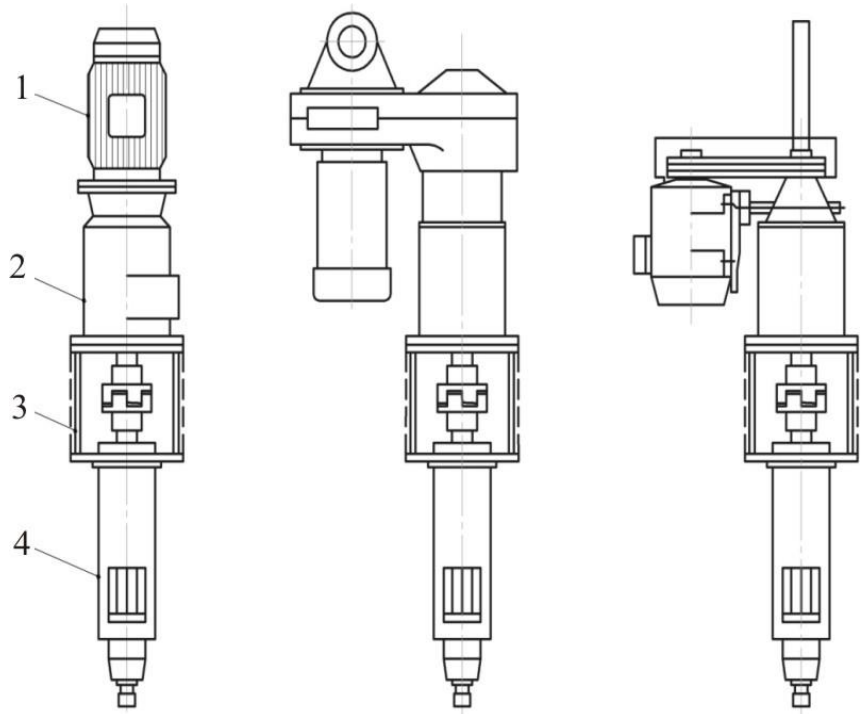
Типова схема з гвинтом, що обертається - найбільш поширена, проста і економічна як в конструктивному плані, так і при монтажі та експлуатації.

Схема з обоймою, що обертається, в якій потік пластової рідини піднімається по внутрішньому каналу обертових порожнистих колон штанг або труб, запропонована з метою запобігання відкладень парафіну на стінки НКТ і зниження гідравлічних втрат на тертя за рахунок створення водяного кільця на стінках порожнистих штанг. Така система є складнішою, вимагає використання порожнистих штанг збільшеного діаметра і гирлового вертлюга для відведення рідини зі свердловини, і не знайшла промислового застосування [12].

3.1.4 Привод штангових гвинтових насосних установок

Привод гвинтових штангових насосів може мати різне виконання. Найбільш частина використовується механічний привод з одноступінчастою клинопасової трансмісією (рис. 3.2 в). Такий привід має мінімальну вартість і масу, а для зміни частоти обертання колони штанг (для зміни величини подачі насоса) необхідно провести заміну шківів клинопасової передачі [12].

Приводи із зубчастими редукторами (рис. 3.2 а і б) мають менше поширення через необхідність з'єднання тихохідного валу з полірованим штоком, що призводить до складності підгонки довжини колони штанг. Крім того, зміна частоти обертання приводу можлива лише за рахунок зміни швидкості обертання вала електродвигуна [12].



а – з планетарною трансмісією; б - із зубчастою трансмісією; в - з клинопасової трансмісією; - електродвигун; 2 – планетарний редуктор; 3 - муфтове з'єднання валу приводу та полірованого штока; 4 - корпус ущільнення полірованого штока

Рисунок 3.2 - Схеми приводів гвинтового штангового насоса

3.2 Методика вибору обладнання [2]

Підбір обладнання УШГН починається із визначення глибини спуску насоса під динамічний рівень рідини в свердловині. Цей етап підбору аналогічний першому етапу підбору інших видів свердловинних насосів, таких як електровідцентрові занурні насоси та штангові свердловинні насоси. Єдиною відмінністю тут величина заглиблення під динамічний рівень, так як гвинтові насоси можуть працювати із доволі високим вмістом вільного газу на прийомі. Ця величина може досягати 50 % [2].

Після визначення глибини підвішування насоса, тобто довжини колони штанг та НКТ, визначають типорозміри відповідних гвинтових насосів та необхідні частоти обертання колони штанг, виходячи із заданої величини подачі насоса.

Гвинтові насоси, що випускаються, мають різні робочі об’єми, тому вказані в паспортних даних теоретичні подачі насоса відносяться до постійної частоти обертання ротора насоса, яка дорівнює 100 хв$^{-1}$. Тому для заданого дебіту свердловини можуть бути підібрані різні насоси з різними частотами обертання ротора. Як правило, вибирається частота обертання в інтервалі від 150 до 350 хв$^{-1}$.

Менша частота обертання призводить до виникнення великих втрат в напорі насоса, а більша – до суттєвого підвищення втрат через тертя як в гвинтовій парі, так і в колоні штанг та НКТ [2].

По вибраному типорозміру насоса визначається момент обертання ротора та момент тертя колони штанг. Саме сума цих моментів буде визначати необхідний момент на полірованому штоку та приводній головці. По моменту і частоті обертання полірованого штока проводиться підбір приводної головки та приводного двигуна [2].

За максимальним крутним моментом на полірованому штоку проводиться розрахунок колони штанг. Так як найчастіше в УШГН застосовуються штанги діаметром 22 мм, то по величині крутного моменту підбирається марка сталі, що забезпечує необхідний запас міцності по еквівалентним напруженням.

Вибір приводного електричного двигуна здійснюється по потужності та частоті обертання на полірованому штоку, а також з врахуванням передавального відношення вибраного типорозміру приводної головки.

Далі наведено правила, яких необхідно дотримуватись для забезпечення правильного розрахунку та підбору обладнання [2].

- щоб гарантувати більш тривалий термін служби насоса, рекомендується вибирати модель, номінальний напір якої приблизно на 30 % вище, ніж очікуваний тиск, що долається насосом;
- по тій самій причині, що описана вище, необхідно підбирати швидкість обертання ротора в середньому діапазоні, переважно нижче 400 хв$^{-1}$. При однаковій подачі модель насоса із більшим робочим об’ємом буде обертатися з більш низькою швидкістю;

- необхідно забезпечувати достатнє заглиблення насоса, щоб розташувати його подалі від вільного газу. Присутність вільного газу на рівні насоса зменшує ККД. Крім того, надмірний газорідинний фактор може викликати перегрівання насоса через недостатнє мащення;
- як правило, необхідно використовувати тільки штанги класу Д, щоб попередити поломки та пошкодження, які неможливо усунути.

4 ПІДБІР ОБЛАДНАННЯ УШГН ТА ЙОГО РОЗРАХУНОК

4.1 Розрахунок глибини спуску насоса

В таблиці 4.1 наведені вихідні дані для проведення необхідних розрахунків.

Таблиця 4.1 – Вихідні дані для проведення розрахунків

Параметр	Значення
Знаходження родовища	НГВУ «Охтирканафтогаз»
Номер свердловини	26
Пласт	В-14
Інтервал перфорації $L_{перф}$, м	3435 – 3413
Середина інтервалу перфорації $L_{с.перф}$	3420
Пластовий тиск $P_{пл}$, МПа	20
Тиск насичення нафти газом $P_{нас}$, МПа	15
Коефіцієнт продуктивності свердловини K, т/(д·МПа)	3
Середньодобовий дебіт рідини $Q_{рід}$ (очікуваний), т/д	10
Обводнення (об'ємне) $n_в$, частка одиниці	0,272
Промисловий газовий фактор $Г$, $м^3/т$	80
Газонасиченість в пластових умовах G, $м^3/т$	80
Буферний (лінійний) тиск $P_{буф}$, МПа	1,6
Затрубний тиск (відкритий, закритий) $P_{зат}$, МПа	1,5
Густина нафти в пластових умовах $\rho_{нпл}$, $кг/м^3$	630
Густина дегазованої нафти $\rho_{ндег}$, $кг/м^3$	870
Густина пластової води $\rho_{впл}$, $кг/м^3$	1130
Густина нафтового газу за стандартних умов $\rho_{су}$, $кг/м^3$	0,9
Вміст вільного газу на прийомі насоса $\varphi_{пр}$, частка одиниці	0,4
Кінематичний коефіцієнт в'язкості нафти $\nu_н$, $м^2/с$, при температурі: 50 °С	$1{,}1 \cdot 10^{-6}$
Об'ємний коефіцієнт нафти $b_н$	1,2
Глибина спуску експлуатаційної колони $L_{ек.к}$ діаметром 146 мм, м	0 – 3900
Пластова температура $T_{пл}$, °С	100

Визначаємо вибійний тиск:

$$P'_{\text{виб}} = \text{P}_{\text{пл}} - \frac{\text{Q}_{\text{рід}}}{\text{K}} = 20 - \frac{10}{3} = 16{,}67 \text{ МПа}.$$

Розраховуємо густину рідини в колоні НКТ:

$$\rho_{\text{р}} = \frac{\rho_{\text{нпл}} + \rho_{\text{ндег}}}{2} \cdot \left(1 - \text{n}_{\text{в}}\right) + \rho_{\text{впл}} \cdot \text{n}_{\text{в}} = \frac{630 + 870}{2} \cdot \left(1 - 0{,}272\right) + 1130 \cdot 0{,}272 = 853 \text{ кг/м}^3.$$

Визначаємо глибину на якій в свердловині починається виділення з нафти газу:

$$L = L_{\text{с.перф}} - \frac{\left(P_{\text{виб}} - P_{\text{нас}}\right) \cdot 10^6}{\rho_{\text{р}} \cdot g} = 3420 - \frac{\left(16{,}67 - 15\right) \cdot 10^6}{853 \cdot 9{,}81} = 3221 \text{ м}.$$

Визначаємо тиск на прийомі насоса за формулою:

$$P_{\text{пр}} = \frac{P_{\text{нас}} \cdot 0{,}1}{0{,}1 + \dfrac{\varphi_{\text{пр}}}{\left(1 - \varphi_{\text{пр}}\right) \cdot \left(1 - \text{n}_{\text{в}}\right) \cdot \dfrac{\Gamma}{P_{\text{нас}}}}} = \frac{15 \cdot 0{,}1}{0{,}1 + \dfrac{0{,}4}{\left(1 - 0{,}4\right) \cdot \left(1 - 0{,}272\right) \cdot \dfrac{80}{15}}} = 5{,}52 \text{ МПа}.$$

Визначаємо розрахункову густину (середню густину газорідинної суміші в інтервалі $L - L_{\text{н}}$):

$$\rho_{\text{розр}} = \rho_{\text{р}} \cdot \left(1 - 0{,}33 \cdot \phi_{\text{пр}}\right) + 0{,}33 \cdot \phi_{\text{пр}} \cdot \rho_{\text{су}} \cdot \left(P_{\text{нас}} + P_{\text{пр}}\right) =$$
$$= 853 \cdot \left(1 - 0{,}33 \cdot 0{,}4\right) + 0{,}33 \cdot 0{,}4 \cdot 0{,}9 \cdot \left(15 + 5{,}52\right) = 743 \text{ кг/м}^3.$$

Визначаємо глибину спуску насоса:

$$L_{\text{н}} = L - 10^6 \cdot \frac{P_{\text{нас}} - P_{\text{пр}}}{\rho_{\text{розр}} \cdot g} = 3197{,}8 - 10^6 \cdot \frac{15 - 5{,}52}{743 \cdot 9{,}81} = 1921 \text{ м}.$$

Зважаючи на глибину спуску насоса (1921 м) і очікуваний дебіт рідини (10 м^3/д) згідно з [6] вибираємо насос фірми KUDU типу 30ТР2000 (паспортна продуктивність насоса при частоті обертів 500 хв$^{-1}$ і нульовому напорі становить 27 м^3/д, номінальний напір – 2000 м). Напірна характеристика насоса 30ТР2000 зображена на рисунку 4.1.

Розраховуємо напір над насосом:

$$\text{ло}\, H_{\text{н.н}} = L_{\text{н}} + \frac{\text{P}_{\text{буф}}}{\rho_{\text{р}} \cdot g} = 1921 + \frac{1{,}6 \cdot 10^6}{853 \cdot 9{,}81} = 2112 \text{ м}.$$

Розраховуємо напір під насосом (для спрощення розрахунків приймаємо густину рідини в затрубному просторі рівною густині рідини в НКТ):

$$H_{\text{п.н}} = \frac{P_{\text{пр}}}{\rho_{\text{затр}} \cdot g} = \frac{P_{\text{пр}}}{\rho_{\text{р}} \cdot g} = \frac{5{,}52 \cdot 10^6}{853 \cdot 9{,}81} = 659 \text{ м.}$$

Різниця напорів над і під плунжером:

$$H = H_{\text{н.н}} - H_{\text{п.н}} = 2112 - 659 = 1452 \text{ м.}$$

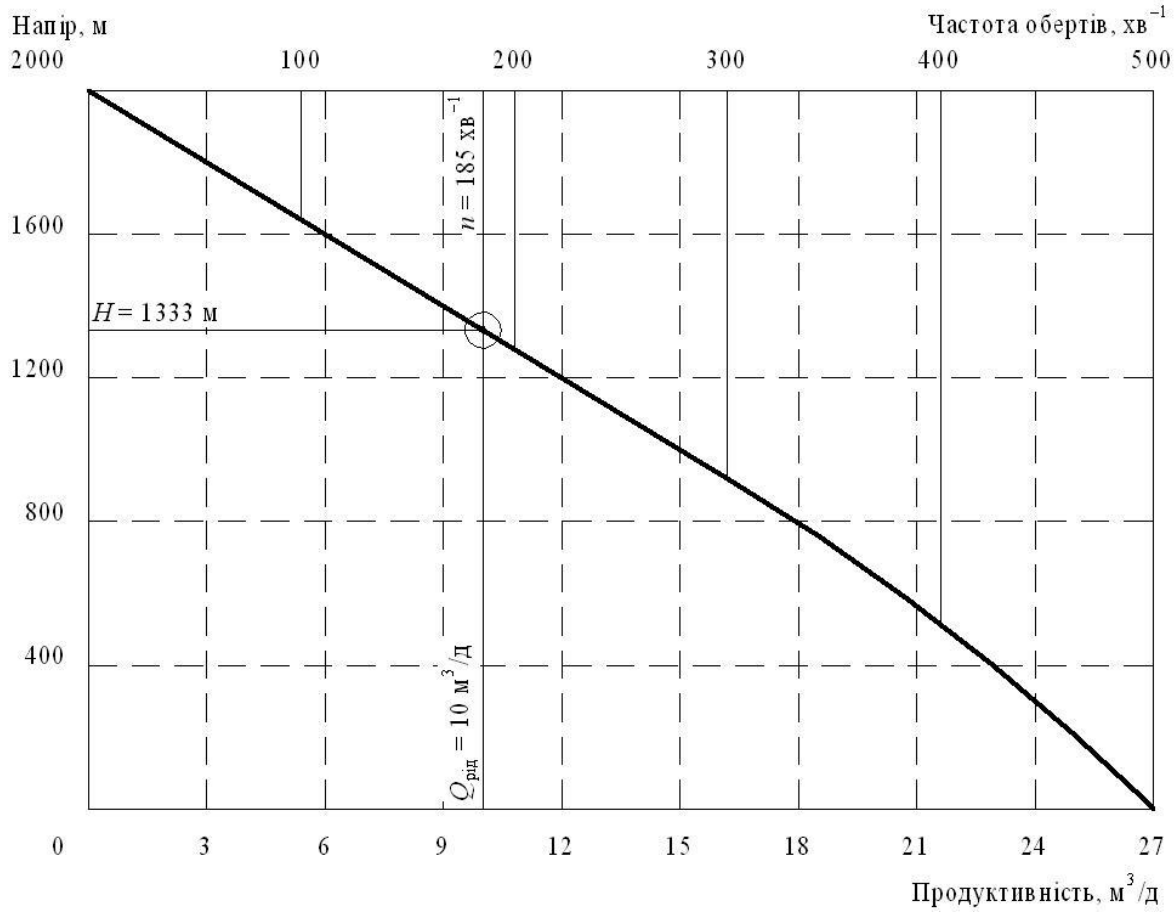


Рисунок 4.1 – Напірна характеристика насоса 30ТР2000 [4]

З рисунка 4.1 бачимо, що вибраний насос 30ТР2000 при глибині спуску $L_{\text{н}}$ = 1921 м і частоті обертання ротора n = 185 хв$^{-1}$ може створити напір H = 1333 м, що забезпечить необхідний розрахунковий (після перерахунку напору на воду $H_{\text{вод}}$ = 1239 м).

4.2 Розрахунок на міцність колони штанг

За номограмою (рис. 4.2) визначаємо мінімально необхідний діаметр насосних штанг $d_{НШ}$ = 19 мм.

Визначаємо вагу колони штанг у рідині (враховується коефіцієнт плавучості b = 0,873):

$$G_{шт} = b \cdot q \cdot g \cdot L_H = 0{,}873 \cdot 2{,}33 \cdot 9{,}81 \cdot 1921 = 38{,}3 \text{ кН}.$$

За номограмою (рис. 4.3) визначаємо навантаження від осьових сил в робочих органах насоса $F_{ро}$ = 8,3 кН

Визначаємо за номограмою (рис. 4.2) крутний момент насоса М = 100 Н·м.

Крутний момент, що передається штангами дорівнює:

$$M_{ШТ} = k_м \cdot M = 1{,}1 \cdot 100 = 110 \text{ Н·м}$$

Визначаємо максимальні розтягуюче і дотичне напруження:

$$\sigma_p = 4 \cdot (G_{шт} + F_{ро}) / (\pi \cdot d^2) = 4 \cdot (38{,}3 + 8{,}3) \cdot 10^3 / (\pi \cdot 0{,}019^2) = 164{,}4 \text{ МПа},$$

$$\tau = 16 \cdot M_{ШТ} / (\pi \cdot d^3) = 16 \cdot 110 / (\pi \cdot 0{,}019^3) = 81{,}7 \text{ МПа}.$$

Еквівалентне напруження в перерізі верхньої штанги колони насосних штанг дорівнює (враховуючи, що $\sigma_И = 0$ МПа):

$$\sigma_{екв} = \sqrt{\sigma^2 + 4\tau^2} = \sqrt{164{,}4^2 + 4 \cdot 81{,}7^2} = 231{,}8 \text{ МПа}.$$

Визначаємо границю плинності матеріалу насосних штанг при коефіцієнті запасу міцності $k_{ст}$ = 1,3 – 1,5:

$$\sigma_T = k_{СТ} \cdot \sigma_{екв} = (1{,}3 \ldots 1{,}5) \cdot 231{,}8 = (301{,}3 \ldots 347{,}6) \text{ МПа}$$

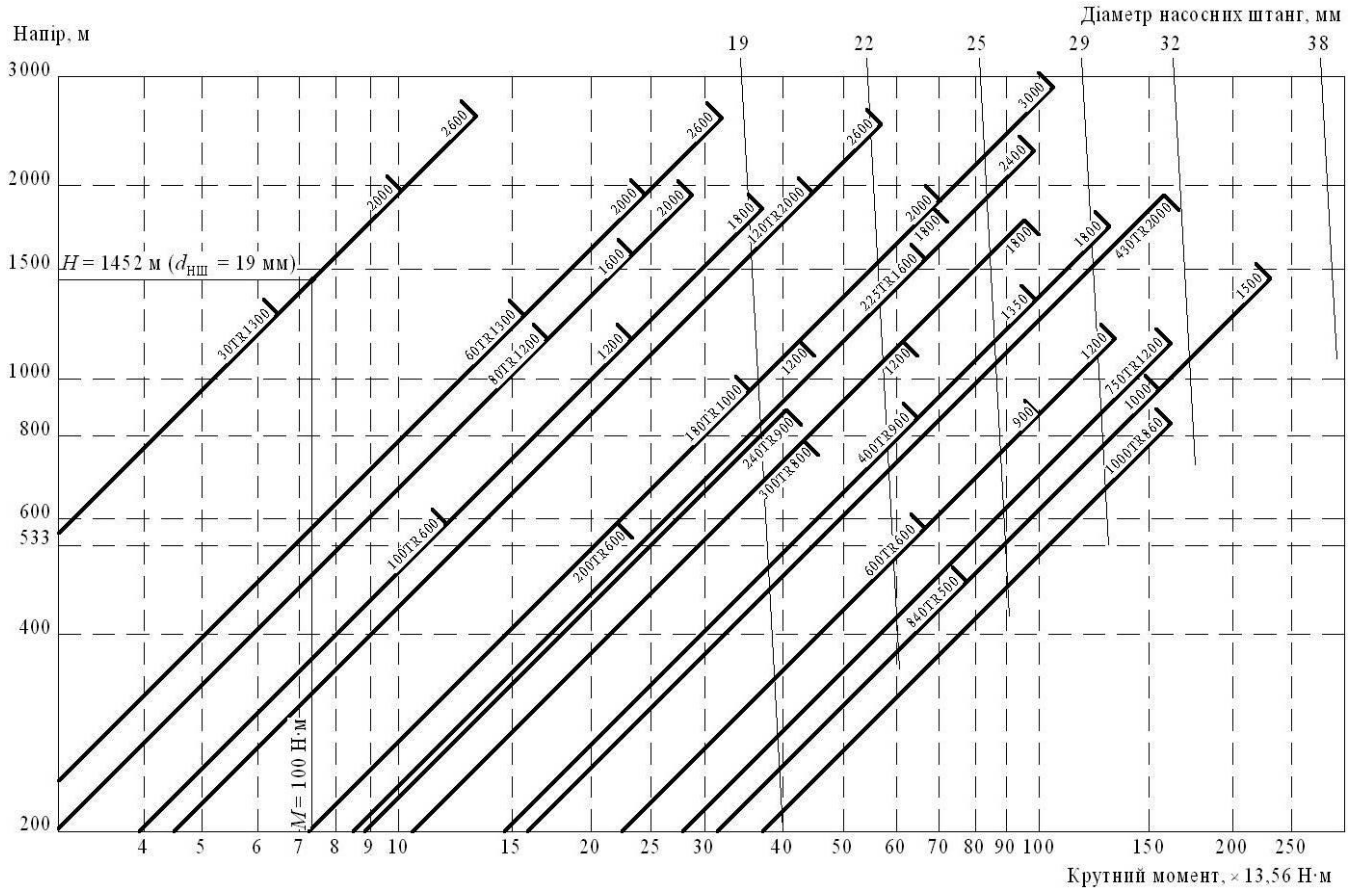


Рисунок 4.2 – Номограма для визначення крутного моменту і діаметра насосних штанг [2]

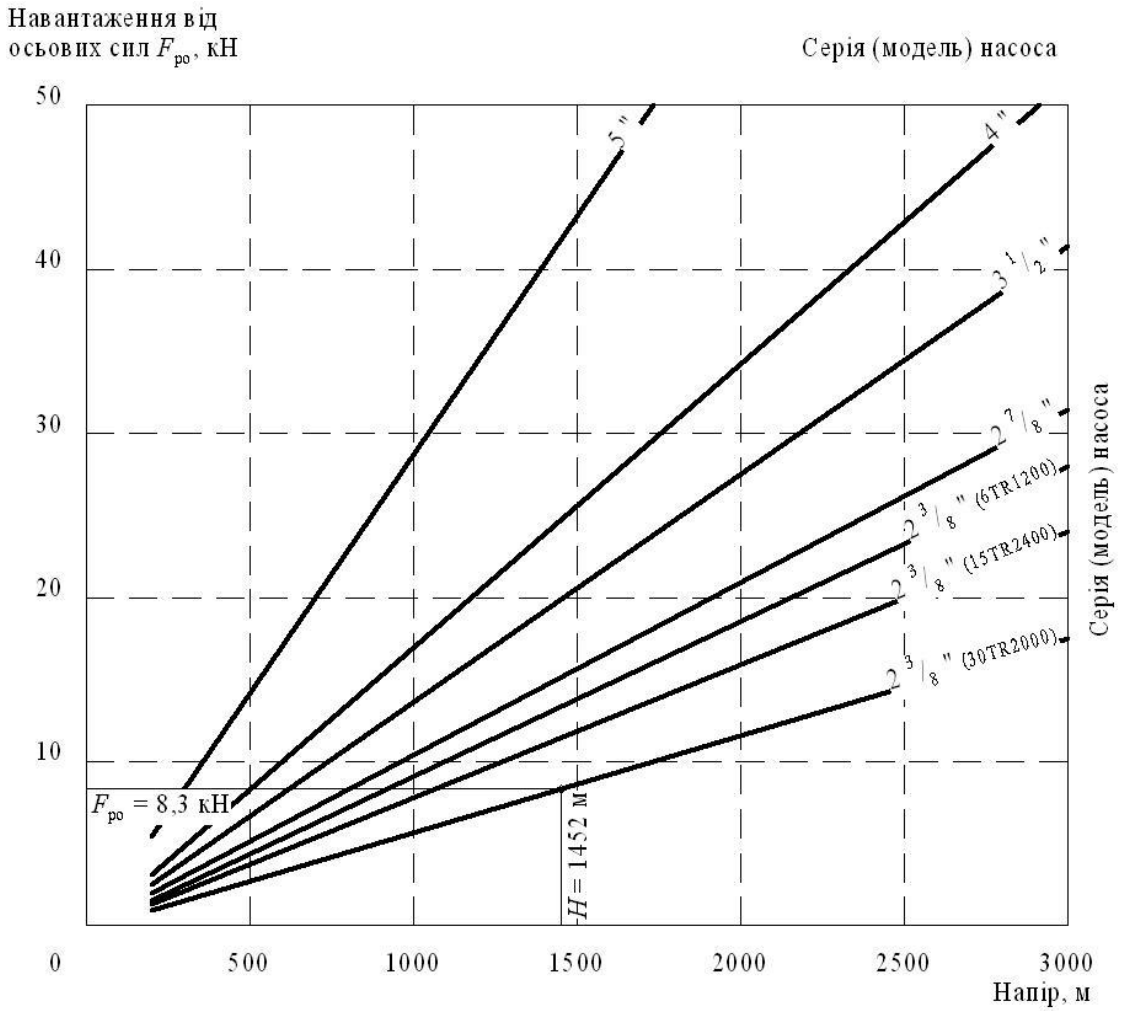


Рисунок 4.3 – Номограма для визначення навантаження від осьових сил в робочих органах насоса [2]

За результатами розрахунку вибираємо односекційну колону насосних штанг довжиною 1921 м, що складається зі штанг ШН19 за ГОСТ 13877-96. Матеріал штанг: сталь 20Н2М за ГОСТ 4543-71 нормалізована ($\sigma_T^{\min} = 414$ МПа, що відповідає класу міцності К).

4.3 Розрахунок колони НКТ

В якості труб для ліфтової колони вибираємо НКТ діаметром 73 мм.

Визначаємо допустиму довжину першої секції ліфтової колони, складеної із гладких НКТ діаметром 73 мм групи міцності К за ДСТУ 8935:2019:

$$l_{\text{НКТ1}} = \frac{\frac{G_{\text{зр1}}}{k_{\text{з1}}} - G_{\text{шт}} - \rho_{\text{р}} \cdot (S_{\text{НКТ}} - S_{\text{р}}) \cdot L_{\text{н}} \cdot g}{q_{\text{тр1}} \cdot g},$$

де $S_{\text{НКТ}} = \pi \cdot 0{,}062^2/4 = 30{,}17 \cdot 10^{-4}$ м^2 – площа прохідного отвору колони НКТ;

$G_{\text{зр1}} = 373900$ Н – зрушуюче навантаження;

$k_{\text{з1}} = 1{,}3$ – коефіцієнт запасу міцності;

$q_{\text{тр1}} = 9{,}47$ кг – маса 1 м гладких НКТ діаметром 73 мм;

$$l_{\text{НКТ1}} = \frac{\frac{373900}{1{,}3} - 38300 - 853 \cdot (30{,}17 - 2{,}84) \cdot 10^{-4} \cdot 1921 \cdot 9{,}81}{9{,}47 \cdot 9{,}81} = 2623 \text{ м}.$$

За результатами розрахунку вибираємо односекційну колону НКТ довжиною 1921 м, що складається із гладких НКТ діаметром 73 мм групи міцності К за ДСТУ 8935:2019.

Для перевірки ліфтової колони можна провести розрахунок на міцність колони НКТ.

На НКТ у ході роботи установки діють сила власної ваги $G_{\text{тр}}$ і гідростатичне навантаження від стовпа рідини $G_{\text{рНКТ}}$. У аварійній ситуації при обриві НШ до цих двох навантажень додається ще сила ваги НШ у повітрі $G_{\text{шт}}$. Виходячи з цих найважчих умов найбільше навантаження, яке несе колона НКТ у верхній точці $G_{\text{мах}}$, визначається за формулою:

$$G_{\text{мах}} = G_{\text{тр}} + G_{\text{рНКТ}} + G_{\text{шт}}$$

Сила власної ваги НКТ $G_{\text{тр}}$ визначається за формулою:

$$G_{\text{тр}} = L_{\text{н}} \cdot q_{\text{тр}} \cdot g = 1921 \cdot 9{,}47 \cdot 9{,}81 = 178{,}4 \text{ кН}.$$

Гідростатичне навантаження від стовпа рідини $G_{\text{рНКТ}}$:

$$G_{\text{рНКТ}} = (S_{\text{НКТ}} - S_{\text{р}}) \cdot L_{\text{н}} \cdot \rho_{\text{р}} \cdot g = (30{,}17 - 2{,}84) \cdot 10^{-4} \cdot 1921 \cdot 853 \cdot 9{,}81 = 43{,}9 \text{ кН}$$

Максимальне навантаження, яке несе колона НКТ у верхній точці, становить:

$$G_{\text{мах}} = 178{,}4 + 43{,}9 + 38{,}3 = 260{,}6 \text{ кН}$$

Умова міцності виконується, оскільки отримане значення 260,6 кН є меншим за величину зрушувальних навантажень 373,9 кН з врахуванням коефіцієнту запасу міцності 1,3, тобто:

$$260{,}6 < 373{,}9 / 1{,}3 = 287{,}6 \text{ кН}.$$

4.4 Розрахунок привода [5]

4.4.1. Визначаємо потужність двигуна

$$N_{дв} = \frac{N_{нас}}{\eta} = \frac{3{,}87}{0{,}7} = 5{,}5 кВТ \text{ ,}$$

де η - ККД двигуна;

4.4.2 Визначаємо частоту обертів

$$n_{дв} = n_c(1 - S) = 1500 - (1 - 0.055) = 1445 хв^{-1}$$

$$\omega_{дв} = \frac{\Pi \cdot n_{дв}}{30} = \frac{3{,}14 \cdot 1445}{30} = 151{,}3 с^{-1} \text{ ,}$$

$$T_{дв} = \frac{N_{дв}}{\omega_{дв}} = \frac{5500}{151{,}3} = 36{,}4 Н \cdot м$$

4.4.3 Кутова швидкість і кількість обертів гвинта

$$\omega_{гв} = 8 с^{-1}$$

$$n_{гв} = \frac{30 \cdot \omega_{гв}}{3{,}14} = \frac{30 \cdot 8}{3{,}14} = 76{,}4 хв^{-1} \text{ ,}$$

де $\omega_{гв}$ - кутова швидкість гвинтового насоса.

4.4.4 Загальне передавальне відношення

$$u_з = \frac{n_{дв}}{n_{гв}} = \frac{1445}{76,4} = 18,9 .$$

4.4.5 Визначаємо момент на гвинті і перевальні відношення

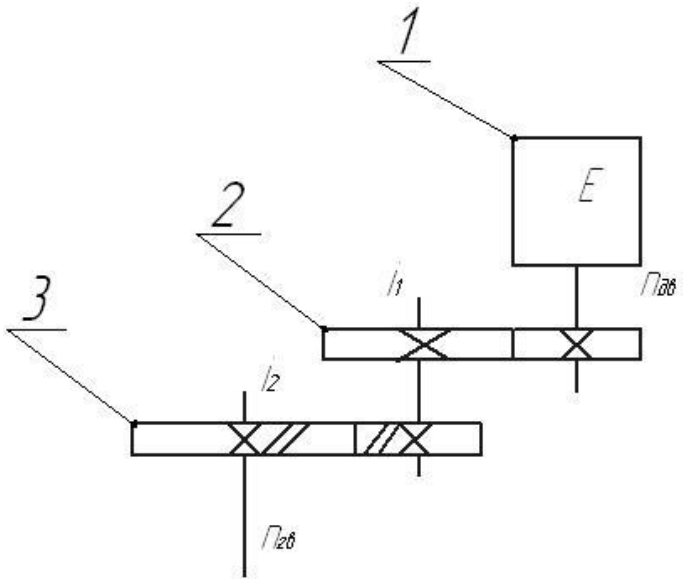
$$T_{гв} = T_{дв} \cdot u \cdot \eta = 36.4 \cdot 18.9 \cdot 0.7 = 481.5 H \cdot м$$

$$u_1 = 2.25$$

$$u_2 = \frac{u_3}{u_1} = \frac{18.9}{2.25} = 8.4$$

де u_1, u_2 - передавальні відношення;

$T_{гв}$ - момент на гвинті;



1- Електродвигун;

2- Модульна вставка;

3- Редуктор-обертач.

Рисунок 4.4 –Кінематична схема приводу УШГН

4.4.6 Розраховуємо потужність на валах приводу і крутний момент

1) $T_{дв} = \frac{P_{дв}}{\omega_{дв}} = 360 H \cdot м$,

2) $n_2 = \frac{n_{дв}}{u_1} = \frac{1445}{2.25} = 642\,хв^{-1}$,

$$\omega_2 = \frac{\Pi \cdot n_{дв}}{30} = \frac{3{,}14 \cdot 1445}{30} = 151 c^{-1}$$

$$Тг = Тдд \cdot u_1 \cdot \eta_п \cdot \eta_{цп} = 642 \cdot 2{,}25 \cdot 0{,}99 \cdot 0{,}97 = 729{,}77 Нм$$

де $\eta_ï$ =0,99, $\eta_{ðï}$ =0,97.

3) $n_3 = \frac{n_2}{u_2} = \frac{642}{8.4} = 76.4 хв^{-1}$,

$$\omega_3 = \frac{\Pi \cdot n_2}{30} = \frac{3{,}14 \cdot 642}{30} = 67{,}1 c^{-1}$$

$$T_3 = T_{гв} = T_2 \cdot u_2 \cdot \eta^2{}_п \cdot \eta_{цп} = 729{,}77 \cdot 8{,}4 \cdot 0{,}99 \cdot 0{,}97 = 5827 Нм$$,

4.5 Розрахунок опорних елементів

При виході з ладу ротора необхідно піднімати колону штанг і НКТ, в той час як у вставного гвинтового насоса можна було б підняти тільки колону штанг разом з ротором і статором [12].

Для фіксації ротора в НКТ використано конічне з'єднання. Його особливістю є напруженість і висока міцність з'єднання при можливості складання і розбирання конічної пари без порушення поверхні деталей.

В нерухомому конічному з'єднанні крутному моменту протидіє момент тертя, який виникає на прилягаючих поверхнях під впливом сили Q, яка діє вздовж осі (осьовий тиск) і викликає нормальний питомий тиск р на спряженій поверхні.

Умова нерухомості з'єднання:

$$M_{ТР} > M_Р ,$$

де $M_{ТР}$ - момент тертя в конічному з'єднанні;

$M_Р$ - реактивний момент на корпусі насоса.

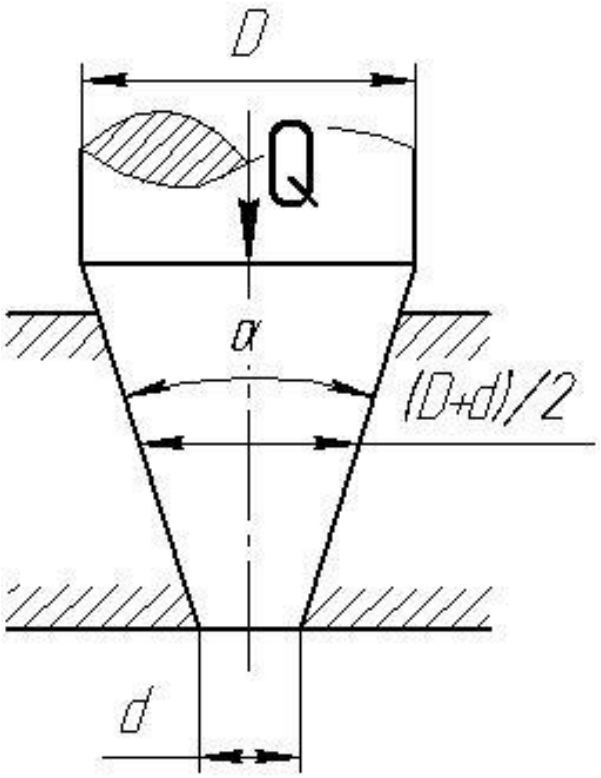


Рисунок 4.5 - Схема конічного з’єднання

Момент тертя в конічному з’єднанні:

$$M_{TP} = f \frac{Q}{\sin \alpha} \cdot \frac{D+d}{4},$$

де f - коефіцієнт тертя;

Q – осьовий тиск;

D - більший діаметр конуса;

d - менший діаметр конуса;

α - кут нахилу конуса.

З умови (3.13) маємо

$$M_{TP} = f \frac{Q}{\sin \alpha} \cdot \frac{D+d}{4} > M_P,$$

Звідки

$$\alpha < \arcsin\left[\frac{f \cdot Q \cdot (D+d)}{4 \cdot M_P}\right],$$

У випадку якщо вираз в дужках більший 1, то кут вибираємо з можливості забезпечення заданого прохідного перерізу упорної муфти.

Осьовий тиск:

$$Q = (\pi D_{Н}{}^{2} / 4 - \pi d^{2}{}_{Н} / 4) \cdot (H - (h + H_{СТ})) \cdot g \cdot \rho_{р} + m_{н} \cdot g,$$

де $D_н$, $d_н$ - розміри ніпеля упорного, відповідно 98 і 48 мм;

H - глибина спуска насоса, 532 м;

h - довжина насоса, 4,5 м;

$\rho_р$ – густина продукції свердловини, 890 м^3/кг;

$m_н$ – маса насоса, 380 кг.

Тоді

$$Q = (3{,}14 \cdot 0{,}098^{2} / 4 - 3{,}14 \cdot 0{,}048^{2} / 4) \cdot (532 - (4{,}5 + 360)) \cdot 9{,}81 \cdot 890 + 380 \cdot 9{,}81 =$$
$$= 94832 Н$$

$$\alpha < \arcsin\left[\frac{0{,}035 \cdot 94832 \cdot (0{,}098 + 0{,}048)}{4 \cdot 180}\right] = 43{,}97°.$$

Остаточно приймаємо для надійної фіксації з’єднання кут конуса 42°.

5 ОПИС КОНСТРУКЦІЇ ТА ПРИНЦИПУ ДІЇ ОБЛАДНАННЯ УШГН

Комплекс обладнання штангової гвинтової насосної установки з поверхневим приводом (УШГН) для видобування високов'язких нафт представлений на рисунку 5.1.

Установка складається з поверхневого та занурного обладнання. Свердловинне обладнання представляє одногвинтовий насос 2, ротор якого опускається у свердловину на колоні насосних штанг, а статор попередньо подається у свердловину на колоні насосно-компресорних труб 3. Нижня частина статора з'єднана з динамічним якорем 1. Верхня частина насосно-компресорних труб підвішена в трубній головці 5.

Поверхневе обладнання штангової гвинтової насосної установки включає устьовий сальниковий превентор 6, повертач 7 з модульною вставкою і електродвигун 8. Устьовий сальниковий превентор герметизує устя свердловини з допомогою самоущільнювального сальникового вузла. Привод має таку особливість, що може ступінчасто і плавно регулювати частоту обертання приводної колони насосних штанг за допомогою змінювання в широкому діапазоні передавального відношення в редукторі.

Штанговий гвинтовий насос працює наступним чином.

У обоймі, яка має профільовану внутрішню гвинтову поверхню, обертається однозахідний гвинт. Так як поверхні обойми і гвинта мають особливий профіль, тому обертання гвинта забезпечує безперервний рух рідини. Особливість така, що між внутрішньою гвинтовою поверхнею обойми і поверхнею гвинта створюються замкнуті об'єми.

Як було сказано вище гвинт - однозахідний, і будь-який його поперечний переріз представляє собою коло радіусом R (рис. 5.2) [13].

Центр перетину гвинта зміщений щодо осі на величину ексцентриситету *e*. Поверхня гвинта утворюється обертанням синусоїди *abcd* навколо осі з її одночасним переміщенням вздовж осі [13] .

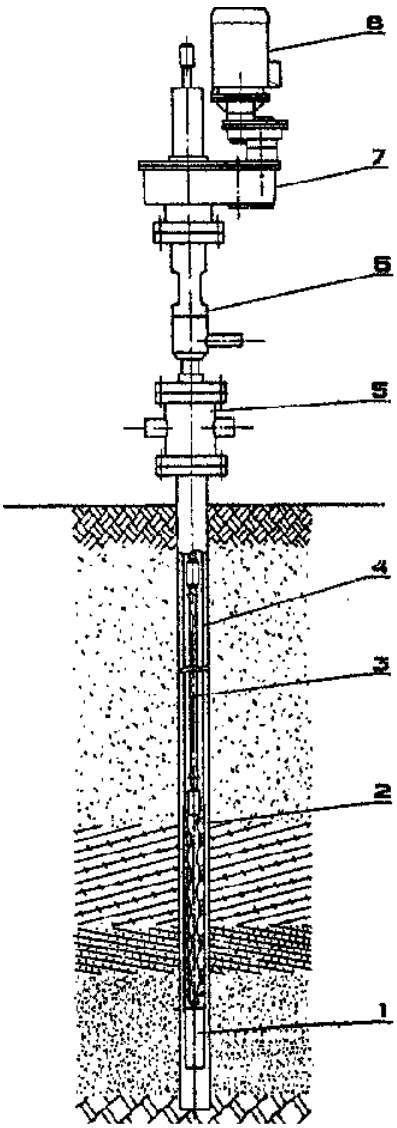


Рисунок 5.1 - Схема гвинтової насосної установки типу УШГН

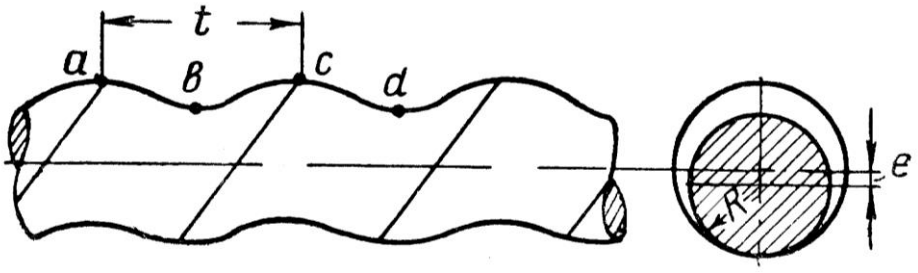


Рисунок 5.2 - Гвинт насоса []

Внаслідок обертання гвинта насоса на 360° осьове переміщення становить значення *t* і рівне кроку гвинта. Під час правого обертання гвинта його західність

буде лівою і навпаки. При обертанні гвинт прагне вийти з обойми. А так як є опора, то старається перемістити обойму у напрямі руху рідини [13].

Обойма насоса (рис. 5.3) являє собою порожнистий циліндр з профільованою внутрішньою поверхнею двозахідного гвинта з кроком *T*, рівному двійному кроку гвинта насоса *2t*. А так як центр перерізу кола гвинта і вісь гвинта зміщені до осі гвинта і осі обойми на величину ексцентриситету *e*, то поперечний перетин двозахідної гвинтової поверхні обойми буде представлений у вигляді півкіл радіусом *R*, рівним радіусу перетину гвинта і прямокутника. Внутрішню поверхню обойми можна представити як утворену складним переміщенням вказаного перетину при його обертанні навколо осі обойми і при русі вздовж цієї осі. Гвинтова поверхня обойми має той же напрям обертання, що і поверхня робочого гвинта. Всі точки на периферії перетину обойми описують гвинтові лінії, і при повороті на кут 360° перетин переміщається на величину кроку *T* [13].

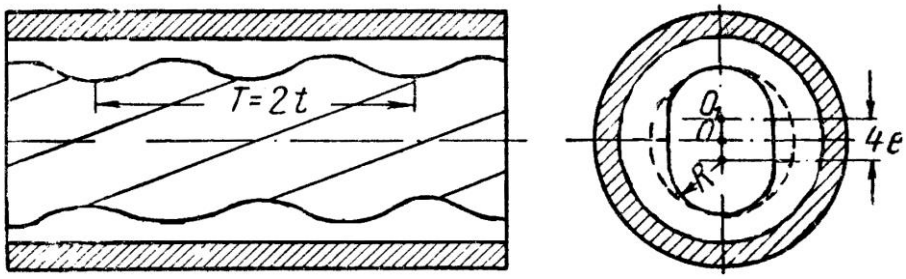


Рисунок 5.3 - Обойма насоса []

Осьове переміщення при повороті на кут φ складе:

$$Z = T \cdot \varphi / (2 \cdot \pi). \qquad (5.1)$$

При обертанні гвинта його будь-який поперечний перетин переміщається у відповідному поперечному перетині обойми, утворюючи місяцеподібні замкнуті порожнини [13].

Загальна площа двох поперечних перетинів цих порожнин рівна різниці площ перетинів обойми і гвинта *4eD*. Замкнуті порожнини поширюються на довжину

кроку обойми, так як мають контури витка спіралі із змінною площею поперечного перетину, що змінюється від нуля до *4eD* [13].

За принципом дії одногвинтові насоси є насосами об'ємного типу, так як їх продуктивність залежить від загального об'єму замкнутих порожнин, які творились за одиницю часу. При постійному обертанні гвинта насоса його подача, як і швидкість руху рідини в напірному трубопроводі буде постійною.

Щоб не відбулось зворотного обертання колони насосних штанг при зупинці приводного двигуна тому приводна головка має гальмівний пристрій.

Для зручності обслуговування установки під приводною головкою розміщений сальниковий плашковий превентор, який служить для заміни основного сальника без зупинки насоса і для для герметизації устя свердловини під час ремонту поверхневого обладнання.

Затискач устьового штока здійснюється двома півхомутами, яких внутрішня циліндрова поверхня з’єднюється з штоком за допомогою шести болтів, а зовнішня профільована поверхня вставляється в маточину приводного вала.

В комплект свердловинного обладнання УШГН входить колона насосно-компресорних труб, в нижній частині приєднюється статор насоса і колона насосних штанг. Колона насосних штанг обертається в центраторах, які захищають їх від протирання. Нижній кінець колони штанг з’єднаний з ротором насоса. Внизу циліндра (обойми) змонтований упорний палець насоса.

Динамічний якір, встановлюваний нижче статора, фіксує колону насосно-компресорних труб відносно експлуатаційної колони в радіальному напрямі, допускаючи лише вертикальне переміщення. Якір доцільно використовувати при великих крутних моментах, обумовлених діаметром гвинта або напором насоса. За відсутності якоря при монтажі УШГН необхідно забезпечити необхідні моменти кріплення різьбових з'єднань НКТ.

Упорний палець в насосі служить для правильної підгонки довжини колони штанг при монтажі штангового гвинтового насоса.

Штангові центратори, які виконують функцію проміжних радіальних опор, можуть бути представлені в двох конструктивних виконаннях:

– нерозбірні, розміщені безпосередньо на повнорозмірній або укороченій штанзі по спеціальній технології у заводських умовах;

– розбірні, які встановлюються між муфтами стандартних штанг.

Доцільно застосовувати штангові центратори, які забезпечують їхню нерухомість відносно колони НКТ, що приводить до зниження витрати електроенергії і зносу НКТ. Центратори виконуються із зносостійких пластмас або композитних матеріалів, що можуть витримувати різні середовища і температури.

При роботі УШГН пластова рідина, що піднімається, рухається в кільцевому просторі між колонами НКТ і штанг і далі через відвід трійника поступає в маніфольд.

В УШГН найбільше розповсюдження отримали НКТ і насосні штанги діаметром відповідно 73 і 22 мм. В установках використовуються стандартні устьові штоки діаметром 32 і 36 мм [13].

6 ОСОБЛИВОСТІ УМОВ РОБОТИ І РОЗРАХУНКУ НАСОСНИХ ШТАНГ В КОМПЛЕКТІ УСТАНОВКИ ШТАНГОВИХ ГВИНТОВИХ НАСОСІВ

У комплекті установки штангових гвинтових насосів застосовують звичайні насосні штанги. Але робота штангової колони в комплекті штангової свердловинної насосної установки відрізняється від роботи штангової колони в комплекті штангової гвинтової насосної установки. В процесі експлуатації насосні штанги у комплекті штангової свердловинної насосної установки зазнають сумісної дії розтягуючого навантаження і корозійного середовища, що сприяє ранньому виникненню та інтенсивному розвитку корозійно-втомних тріщин. У комплекті установки штангових гвинтових насосів колона насосних штанг приводить в обертання ротор гвинтового насоса, що суттєво відрізняється від умов роботи в складі штангової насосної установки. На відміну від ШСНУ пружна колона штанг ГШНУ піддається дії не тільки повздовжніх деформацій за рахунок власної ваги і гідравлічного навантаження, але і деформації кручення [12, 9].

Верхній переріз штангової колони найбільш навантажений і закручується на кут, який залежить від крутного моменту, довжини колони штанг, модуля зсуву матеріалу штанг і полярного моменту [12, 9].

$$\varphi = K_{\varphi} \cdot M \cdot L / G \cdot I_p, \qquad (6.1)$$

де K_{φ} – коефіцієнт, який враховує відхилення осі свердловини від вертикалі і тертя штанг в центраторах (5-10), якщо не враховувати тертя і вертикальність свердловини, то K_{φ}=1;

M – крутний момент насоса (в нижньому перерізі штанг);

L – довжина колони штанг;

G – модуль зсуву матеріалу штанг, G = 0,8-105 МПа;

I_p – полярний момент інерції перерізу, $I_p = \pi d^4/32$;

d – діаметр штанг.

Верхній переріз колони штанг на початок роботи штангової гвинтової насосної установки зазнає попередньої деформації кручення (9-35 обертів) на всю довжину колони штанг і знаходиться в пружно-деформованому стані. Таке явище викликає необхідність оснащення приводу штангової гвинтової насосної установки гальмівним пристроєм та підвищені вимоги безпеки при демонтажі установки чи при підйомі устьового штока [12, 9].

Деформація розтягу колон штанг і НКТ після виведення насоса на робочий режим враховується при початковому встановленні ротора відносно статора при монтажі установки. Розрахунок деформації колони НКТ та штанг ведеться аналогічно до розрахунку для відповідних елементів ШСНУ [12, 9].

Розрахунок колони штанг на статичну міцність може проводитись з метою:

– визначення необхідного діаметра d чи границі плинності σ_y матеріалу штанг;

– визначення коефіцієнта запасу міцності в заданих умовах експлуатації насоса;

– визначення граничної глибини спуску насоса.

Умова статичної міцності має вигляд:

$$\sigma_{екв} = \sqrt{\sigma^2 + 4 \cdot \tau^2} = \sigma_y / \kappa, \qquad (6.2)$$

де $\sigma_{екв}$ – еквівалентні напруження в перерізі штанги;

σ – сумарні нормальні напруження, $\sigma = \sigma_p + \sigma_{зг}$.

Допустимий коефіцієнт запасу міцності κ при розрахунку колони штанг приймається рівним 1,3-1,5 [12, 9].

Враховуючи вище сказане можна зробити висновок, що колони насосних штанг в складі обладнання установки штангового гвинтового насоса як і установки штангового свердловинного насоса працюють в складних умовах, так як на них діють розтягуючі навантаження від ваги колони насосних штанг колони і ваги

стовпа рідини над насосом, крутний момент, що передається з устя від приводної головки. Додаткові згинальні навантаження виникають на викривлених ділянках свердловини [9].

7 ДОСЛІДЖЕННЯ ПРУЖНО-ДЕФОРМОВАНОГО СТАНУ НАСОСНИХ ШТАНГ ПІД ЧАС ЕКСПЛУАТАЦІЇ В КОМПЛЕКТІ ОБЛАДНАННЯ УШГН З ДОПОМОГОЮ ЕОМ

В даному розділі проведено моделювання пружно-деформованого стану натурного зразка верхньої насосної штанги, що з'єднана з полірованим штоком. Досліджувався зразок насосної штанги діаметром 19 мм, виготовленої із сталі 15Х2ГМФ, довжиною 1400 мм, до нього було прикладено розтягуюче зусилля 164,4 МПа та крутний момент 110 Н·м. Моделювання проводилось в програмному середовищі Solid Works [9].

Першим етапом моделювання було створення 3D моделі досліджуваного зразка насосної штанги.

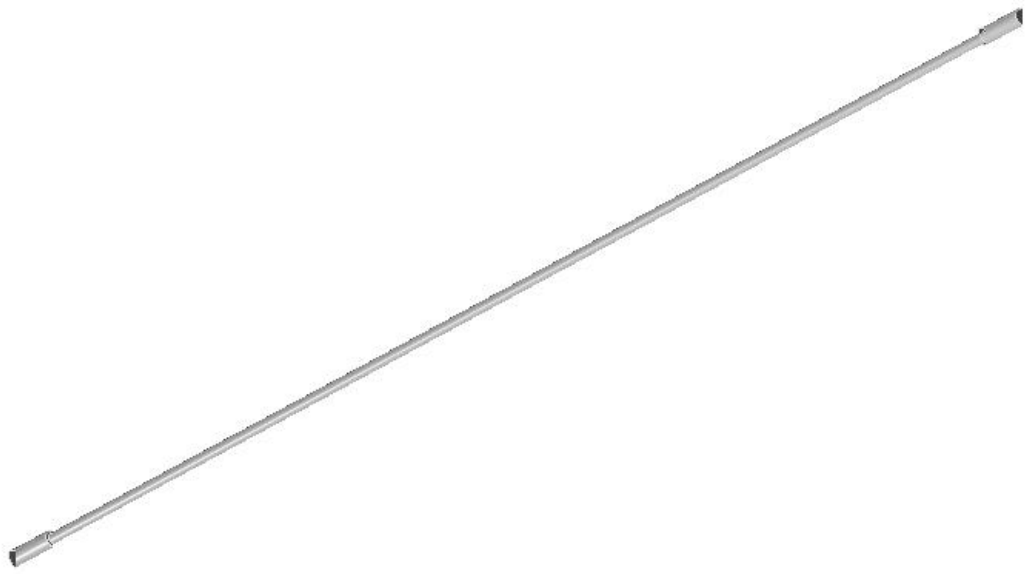


Рисунок 7.1 – 3D модель досліджуваного зразка насосної штанги

Далі програмою було створено сітку скінчених елементів за допомогою якої і проводиться саме моделювання робочого процесу [9].

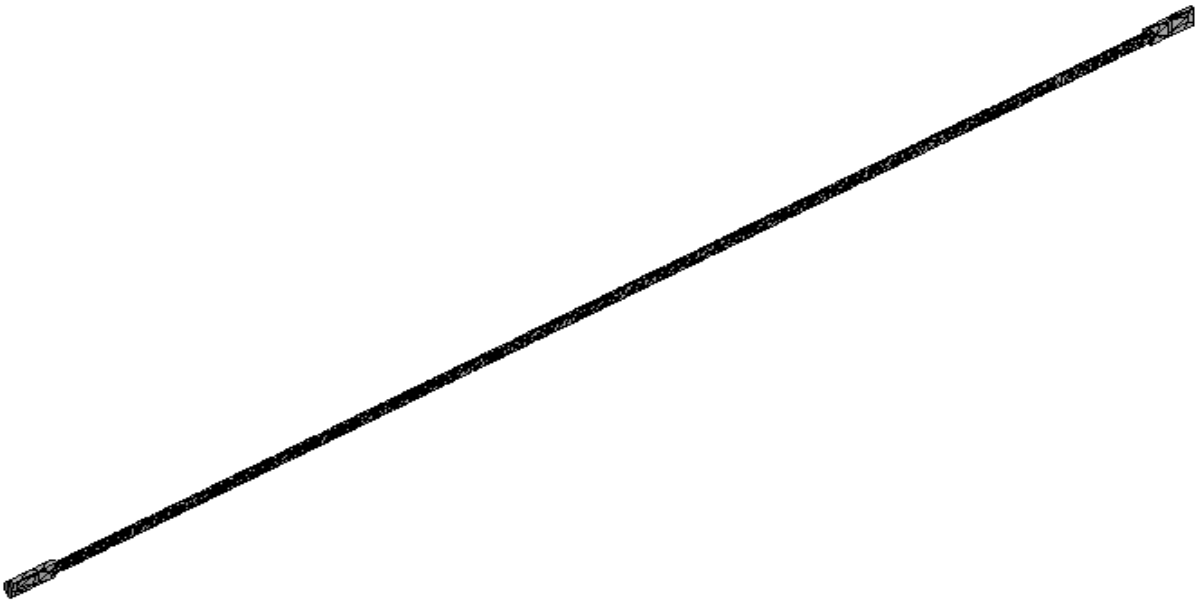


Рисунок 7.2 – Зразок насосної штанги із сіткою скінчених елементів.

Потім один кінець зразка зафіксували, а до іншого кінця приклали розтягуюче зусилля та крутний момент, які діють в реальних умовах на насосну штангу [9].

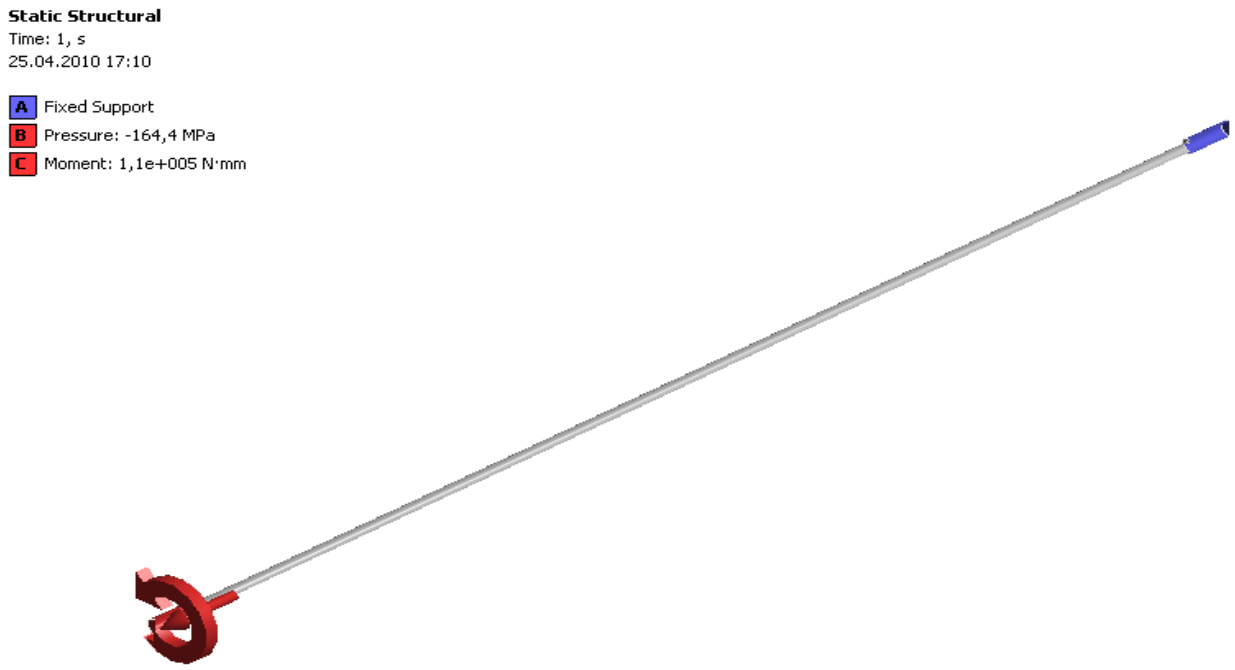


Рисунок 7.3 – Досліджуваний зразок із прикладеними розтягуючим зусиллям та крутним моментом

Наступним кроком було проведення моделювання пружно-деформованого стану дослідженого стану під дією заданих навантажень. Програма дозволяє вирахувати еквівалентні напруження, що виникли в досліджуваному зразку та оцінити їх розподіл [9].

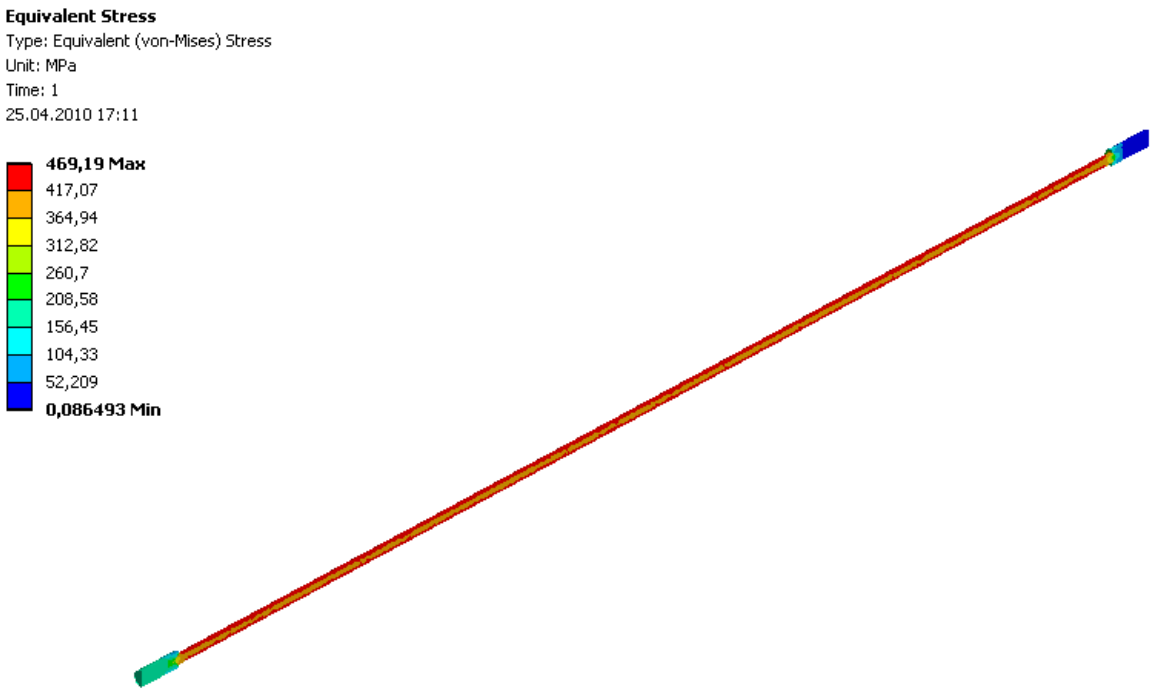


Рисунок 7.4 – Еквівалентні напруження, що виникають в досліджуваному зразку

На рисунку 7.5 можна детальніше розглянути розподіл еквівалентних напружень, що виникають в тілі досліджуваного зразка насосної штанги. Як бачимо всередині штанги проходить так звана нейтральна лінія (оранжевий колір), по якій еквівалентні напруження дорівнюють 417,07 МПа. Ближче до поверхні зразка починається ділянка на якій діють максимальні еквівалентні напруження (червоний колір), що становлять майже 470 МПа. З цієї ділянки, як правило, і починається руйнування насосних штанг [9].



Рисунок 7.5 – Розподіл еквівалентних напружень по тілу зразка

Далі було досліджено деформації досліджуваного зразка, які виникають внаслідок дії прикладених навантажень.

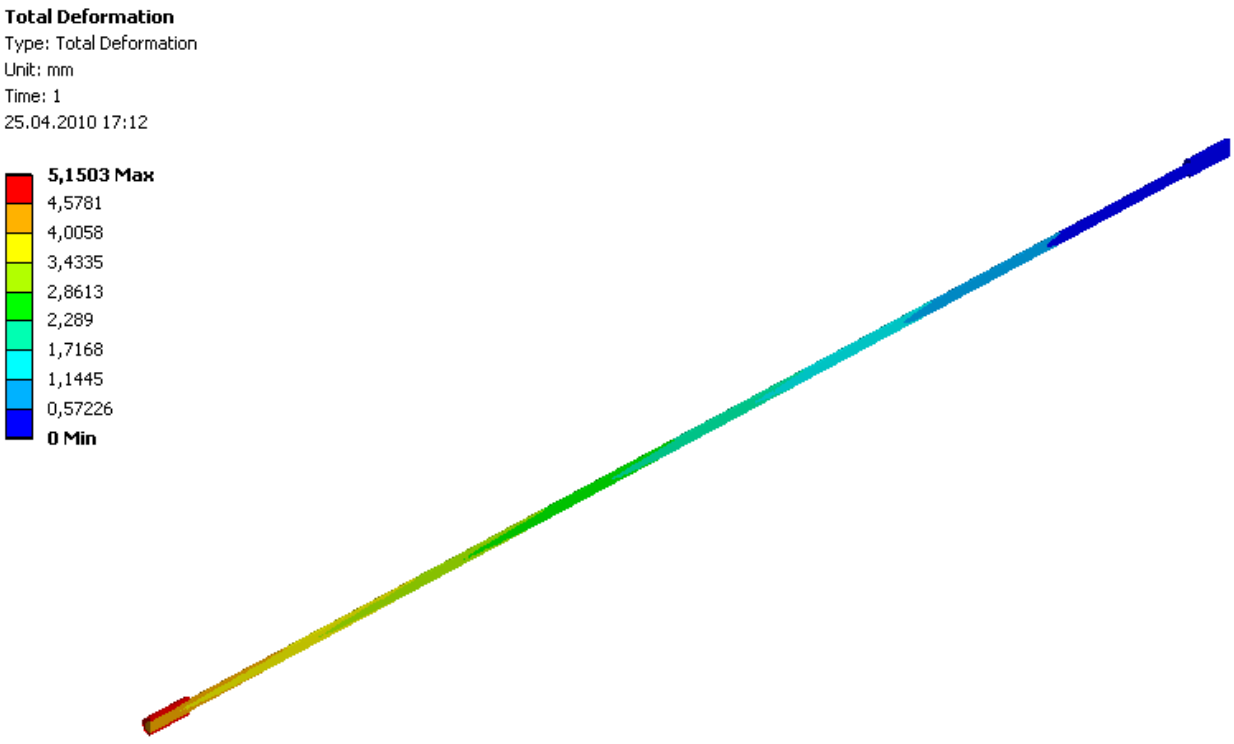


Рисунок 7.6 – Деформації, що виникають під дією заданого навантаження

Як бачимо з рисунку 7.6 мінімальна деформації (синій колір), що рівні 0 виникають у верхньому зафіксованому кінці досліджуваного зразка, а максимальні, які дорівнюють приблизно 4 мм (жовтий колір), на нижньому, до якого було прикладено зусилля.

З допомогою комп'ютерного моделювання з'являється можливість краще дослідити умови роботи насосних штанг та вплив діючих навантажень. Також дозволяє визначити еквівалентні напруження та деформації, що виникають в досліджуваному зразку [9].

8 МОНТАЖ, ЕКСПЛУАТАЦІЯ ТА РЕМОНТ ОБЛАДНАННЯ УШГН

8.1 Монтаж установок штангових гвинтових насосів

Перед доставкою гвинтового насоса (ШГН) на свердловину необхідно ретельно перевірити обладнання відповідно до інструкції на експлуатацію. Підготовка свердловини до експлуатації, монтаж установки гвинтового свердловинного насоса (УШГН) і спуск агрегату в свердловину, налаштування та регулювання пускової електроапаратури, а також підготовка до пуску установки проводяться також як і при монтажі установки свердловинного відцентрового електронасоса.

Монтаж закінчують установкою обладнання на усті свердловини, яке забезпечує підключення трубопроводу для відбору газу міжтрубного (кільцевого) простору; установкою на викидному трубопроводі манометра, зворотного клапана та засувки, яка повинна стояти по ходу рідини перед зворотним клапаном. Перед запуском установки необхідно відкрити засувку. Експлуатація насоса при закритій засувці неприпустима, оскільки це неминуче призведе до аварії.

8.2 Технічне обслуговування установок свердловинних гвинтових насосів

У процесі експлуатації УШГН:

– ведуть нагляд за роботою насосного агрегату;

– не рідше одного разу на місяць заміряють подачу насоса, вміст попутної води, температуру рідини, що відкачується, динамічний рівень, буферний тиск;

– не рідше одного разу на тиждень заміряють напругу та силу струму електродвигуна;

– при зниженні опору ізоляції нижче 0,05 МОм зі свердловини піднімають електродвигун;

– при відключенні установки пристроєм контролю ізоляції після попереднього виміру опору ізоляції;

– системи кабель – двигун, свердловинний агрегат піднімають із свердловини;

– при відключенні установки повторний запуск проводять після виміру опору ізоляції системи кабель-двигун;

– періодично очищають апаратуру від пилу та бруду, підтягують ослаблі та зачищають підгорілі контакти, перевіряють затяжку болтів на вході та виході та перемичках трансформатора (знеструмлених);

– усувають усі несправності апаратури згідно з інструкцією з експлуатації.

Дані роботи установки заносять в експлуатаційний паспорт.

8.3 Підйом та демонтаж установок свердловинних гвинтових насосів [17].

Для того, щоб виконати підйом та демонтаж слід вимкнути установку, потім вимкнути рубильник – запобіжник; від'єднати кабель, що живить двигун. Від станції управління перевірити опір ізоляції системи кабель - двигун, встановити і відцентрувати щоглу підйомного механізму, при необхідності заглушити свердловину, застосовуючи для цієї мети тільки зворотне промивання, демонтувати гирлову арматуру, злити рідину з НКТ через зливний клапан, скинувши в колону НК5 колони НКТ патрубок довжиною 0,5-1 м з муфтою на іншому кінці, встановити на патрубку елеватор і підняти колону труб. Розібрати ущільнення кабелю в планшайбі або колонній головці, встановити на фланець колонної головки п'єдестал та піднімати агрегат свердловин зі швидкістю 0,25 м/с [17].

Під час підіймання труб кабель звільняють від поясів, не допускаючи падіння їх у свердловину. Труби піднімають із одночасним намотуванням кабелю на барабан. Необхідно кабель намотувати рівномірно і не торкатися землі. Не допускаються його перегини та удари по броні. Кабель із свердловини повинен надходити на верхню частину барабана. Після підйому агрегату знімають кожухи плоского кабелю.

Агрегат розбирають на секції і перевіряють наявність олії та герметичність

двигуна та гідрозахисту, легкість обертання валів, а також виявляють наявність зовнішніх дефектів. Демонтаж агрегату здійснюється у послідовності, зворотній монтажу. В електродвигуні вимірюють опір ізоляції і потім струмовідвід закривають спеціальною кришкою. Після від'єднання кабельної муфти від електродвигуна вимірюють опір ізоляції кабельної лінії.

Після закінчення демонтажу результати зовнішнього огляду, результати вимірювання опору ізоляції кабелю, електродвигуна, герметичності двигуна, результати перевірки обертання валів заносяться в експлуатаційний паспорт.

8.4 Ремонт установок свердловинних гвинтових насосів

Усі роботи з ремонту УШГН виконує спеціалізована ремонтна бригада БПО (ЦППО). Також ремонт може здійснюватись сервісними організаціями, що мають відповідну ліцензію.

Технологія ремонту гвинтового насоса передбачає такі роботи.

1) Зовнішнє очищення від бруду, експлуатаційного середовища, парафіну, солей.

2) Розбирання на спеціальному верстаті, обладнаному струбцинами. При розбиранні насосів необхідно пам'ятати, що всі деталі, що обертаються (гвинти, вали, ексцентрикові муфти) мають ліві різьблення, а корпусні деталі і обойми - праві. Розбирання спочатку ведеться на складальні одиниці, а потім проводиться розбирання складальних одиниць.

3) Миття деталей.

4) Дефектація деталей на придатні, що підлягають ремонту та підлягають списанню. Деталі визнаються непридатними для подальшого використання за таких дефектів:

5) На гумових обоймах є раковини, газові бульбашки та інші неприпустимі дефекти, обумовлені нормативно-технічної документації;

6) На гвинтах є зминання пазів, відколи хрому на робочих поверхнях, тріщини або відхилення від первісної форми;

7) На ексцентрикових муфтах є зім'яті або зламані ролики, тріщини та зім'яті пази під ролики;

8) На провідній напівмуфті є тріщини, вм'ятини та знос, зламана пружина;

9) Зношування підшипників ковзання в опорі перевищує 0,25-0,3 мм, а на п'ятах з силікованого графіту є відколи, тріщини або інші дефекти або їх знос перевищує 1 мм.

10) Ремонт деталей, відновлення поверхонь яких можливе у цехах БПО (ЦППО). Відремонтовані деталі мають відповідати вимогам нормативно-технічної документації.

11) Комплектація деталей для збирання насоса.

12) Складання насоса. Перед складанням всі деталі повинні бути змащені консерваційним мастилом. Спочатку збирають основні складальні одиниці, потім збирають насос загалом. При складанні робочих органів (гвинтів) необхідно провести їх балансування у насосі. Балансування досягається шляхом зміщення при складанні осей правого і лівого гвинтів діаметрально протилежні сторони від осі насоса. Балансування проводиться за допомогою спеціальної скоби, що постачається разом із насосом.

13) Випробування насоса. Мета випробувань – перевірити відповідність паспортних даних фактичним. Випробування слід проводити на трансформаторному маслі з температурою 25-30 ° С і в'язкістю 10-5 - 2 10-5 м2/с. При цьому насоси звичайного виконання повинні мати параметри, що відповідають номінальним, а насоси, призначені для роботи в умовах підвищеної температури або в'язкості, повинні мати показники на 25-30% менше від номінальних. Під час випробування насоси обкатуються на стенді під навантаженням протягом 20-30 хв. Зниження подачі після відновлення допускається до 12%.

14) Перевірка кріплень насоса та їх герметичності, паяння та лудіння швів та встановлення пакувальних кришок.

Ремонт електродвигуна та гідрозахисту виконується аналогічно ремонту електродвигуна та гідрозахисту свердловинних відцентрових електронасосів [17].

9 ОХОРОНА ПРАЦІ

Установка гвинтова насосна з поверхневим приводом, як вказується вище, призначена для видобутку пластової рідини. Все обладнання установки монтується на гирлі свердловини. Сучасна практика нафтовидобутку припускає кущове розміщення свердловин. Це не тільки дозволяє компактно розміщувати експлуатаційне обладнання і спрощувати його обслуговування, але і значно економити як виробничі так і природні ресурси. У виробничому середовищі присутній не тільки основний компонент пластова рідина (нафта, вода, попутний газ), але речовини вживані при різних видах обробок для інтенсифікації притоку нафти до забою свердловини [15].

Нафта, легкозаймиста маслянista рідина, звично темно-бурого кольору, що є в основному сумішшю вуглеводнів. У відносно невеликих кількостях в нафті містяться сірчисті, азотні, кисневі з'єднання. У воді нафта практично нерозчинна. Сирі нафти здатні при горінні прогріватися в глибину, утворюючи все зростаючий гомотермічний шар. Швидкість вигоряння 9 – 12 см/год.; швидкість наростання прогрітого шару 24 – 36 см/год.; температура прогрітого шару 130 – 160 °С; температура полум'я 1100 °С. Основними елементами, що входять до складу нафти є вуглець і водень. Сірка в нафті частково знаходиться у вільному стані, частково у вигляді H_2S. Попутний, природний газ нафтових родовищ зустрічається як у вигляді чисто газових родовищ, так і разом з нафтою. Це безбарвні гази, переважно без запаху (якщо не містять H_2S і інших з'єднань сірки). Хімічний склад природних газів різних родовищ розрізняється, але основну масу завжди складає метан [16].

У виробничих об'єктах нафтової промисловості основний об'єм шкідливих речовин поступає з нафти і газу, продуктів їх переробки і згорання. Небезпечні викиди шкідливих речовин можливі при всіх технологічних процесах буріння, видобутку, підготовки, транспортування і зберігання нафти, газу [16].

На об'єктах нафтової промисловості джерелами шуму в основному є механічні, гідродинамічні, електромагнітні і інші нестаціонарні процеси, пружні

коливання, пульсації потоків рідин і газів, складний рух інерційних тіл, робота редукторів і ін. Шум, вібрації, ультразвук руйнівно діють на організм людини в цілому і відносяться до небезпечних чинників в умовах праці.

Найбільш небезпечними елементами електроустановок є пускачі, рубильники, автомати і запобіжники; небезпечними — дроти, шини. З цими елементами обслуговуючому персоналу доводиться постійно стикатися, а у ряді випадків виконувати роботи під напругою або поблизу струмоведучих частин, що знаходяться під напругою [15, 16].

Найбільш небезпечними виробничими операціями при розробці нафтових і газових родовищ є: спуско-підйомні (укладання труб і насосів, згвинчення, розгвинчування і підйом труб і штанг з містків), підготовчі роботи (монтаж, демонтаж), навантажувально-розвантажувальні роботи, установка на гирлі спецагрегатів і спецобладнання.

При насосному способі видобутку нафти травмонебезпечними видами робіт залишаються: огляд і обслуговування наземного обладнання (при змащуванні і ремонті, при недостатньому використовуванні засобів механізації, відсутності огорож рухомої штанги і інших вузлів, що обертаються). Небезпечні зони створюються на гирлі свердловини в процесі монтажу і демонтажу, при ловінні насоса і т.д. [15, 16].

Для стабілізації і поліпшення екологічної обстановки на території родовищ необхідно проводити комплекс технологічних і організаційних заходів, що передбачає: [16].

– припинення спалювання нафтового газу і його 100 % -у утилізацію;

– заміну старого обладнання новим, надійнішим;

– виключення аварійних розливів нафти, пластових вод і ін. рідин;

– своєчасну рекультивацію земель;

– будівництво полігонів твердих побутових відходів.

ВИСНОВКИ

В результаті виконаної роботи обгрунтовано доцільність використання штангових гвинтових насосних установок для видобування високов'язної нафти, описано умови його роботи.

Зроблений огляд конструкцій обладнання, на підставі якого проведений підбір для заданих умов експлуатації і виконаний розрахунок окремих деталей.

Описані особливості умов роботи та розрахунок насосних штанг в комплекті гвинтових штангових установок.

Виконані дослідження напружено деформованого стану під час експлуатації з допомогою ЕОМ.

Розглянуті питання монтажу, експлуатації та ремонту обладнання.

Зосереджена увага на питаннях охорони праці.

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1 Білецький В.С., Орловський В.Г., Вітрик В.Г. Основи нафтогазової інженерії: підручник. Львів : Новий світ 2000, 2019. 416 с.

2 Балденко Д.Ф., Балденко Ф.Д. Перспективи створення гідроприводних гвинтових насосних установок для видобутку нафти. Нафтове господарство, 2002 №3.

3 Бойко В.С., Кондрат Р.М., Яремійчук Р.С. Довідник з нафтогазової справи. К. : Львів, 1996 620 с.

4 ДСТУ 8935:2019 Труби насосно-компресорні та муфти до них. Технічні умови.

5 Нафтогаз розвиток. [Електронний ресурс]. - Режим доступу: <http://ng-razvitie.ru/vintovyie-nasosyi.html>.

6 Світлицький В. М., Кривуля С. В., Матвієнко А. М., Коцаба В. І. Машини та обладнання для видобування нафти і газу. Довідковий посібник. Харків, КП «Міська друкарня, 2014. 352 с.

7 Tanelli. Industrial equipment. [Електронний ресурс]. - Режим доступу : http://tanelli.ru/jekspluatacija-vintovyh-nasosov.html.anelli. Industrial equipment. [Електронний ресурс]. - Режим доступу : http://tanelli.ru/jekspluatacija-vintovyh-nasosov.html.

8 Tanelli. Industrial equipment. [Електронний ресурс]. - Режим доступу : http://tanelli.ru/vintovoj-nasos-dlja-skvazhin.html.

9 Тези доповіді Калинюк Р.Б. «Умови роботи насосних штанг в комплекті штангової гвинтової насосної установки» на XXXVIII науково-технічній конференції студентів (другий етап), квітень 2026 р.

10 Онищенко О.Г., Матвієнко А.М. Глибинонасосні способи видобування нафти: навч. посібник. Полтава : ПолНТУ, 2011. 163 с.

11 Римчук Д.В., Пономаренко В.В., Шудрик О.Л. Обладнання для буріння свердловин і видобутку нафти і газу. Підручник. Одеса : Видавничий дім «Гельветика», 2025. 381 с.

12 Федорович Я. Т. Машини та обладнання для видобутку нафти і газу. Навч. посібник. Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2015. 344 с.

13 Федорович Я. Т., Джус А. П. Машини та обладнання для видобутку нафти і газу. Лабораторний практикум. Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2021. 141 с.

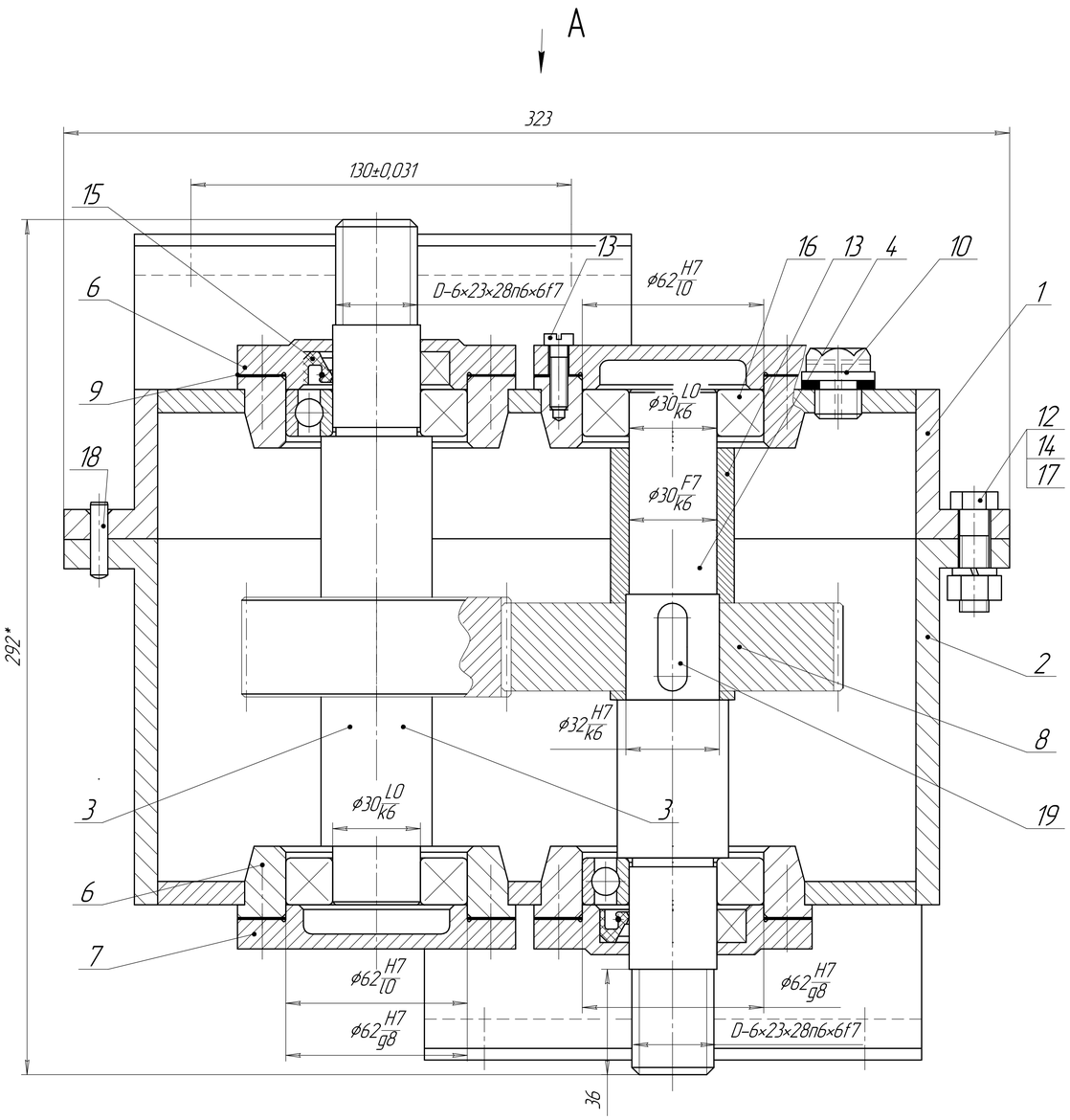
14 Федорович Я. Т. Методичні вказівки для підготовки, виконання та захисту бакалаврських кваліфікаційних робіт студентів спеціальності 133 – Галузеве машинобудування. Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2021. 40 с.

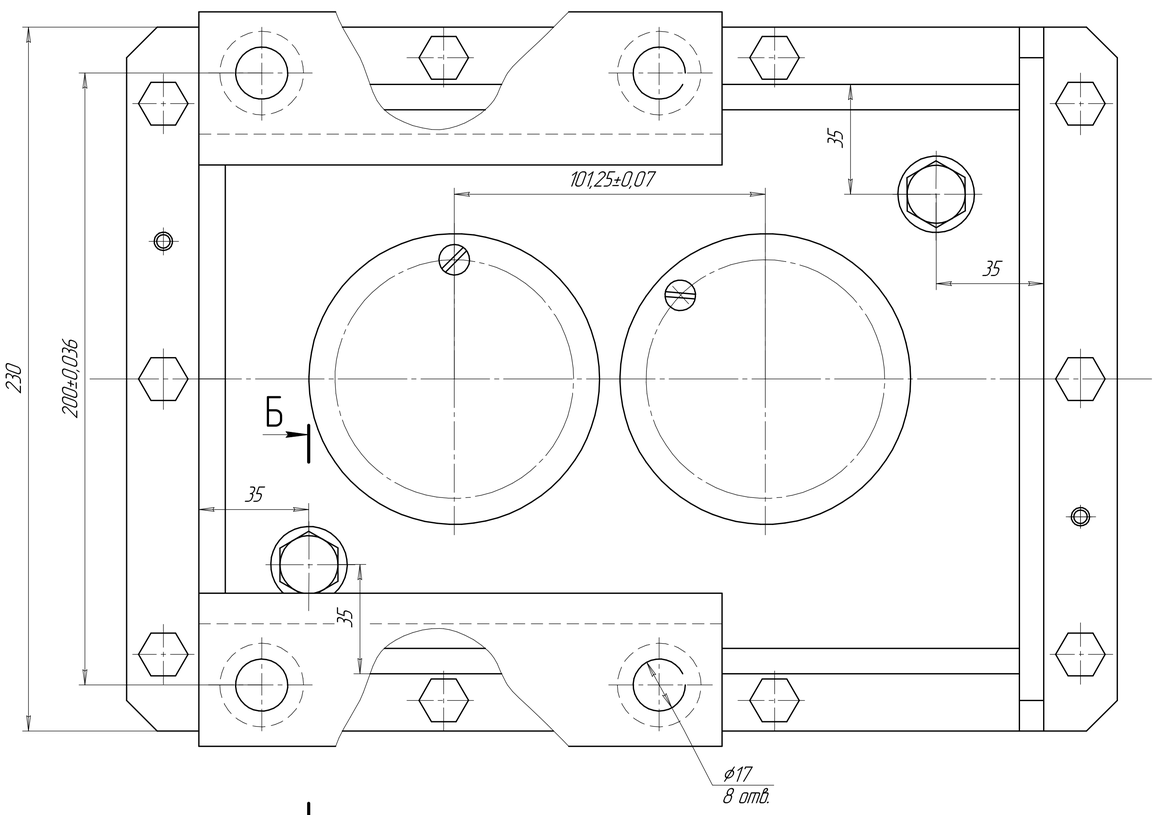
15 НПАОП 11.1-1.01-08. Правила безпеки в нафтогазодобувній промисловості України

16 Правила безпеки в нафтогазовидобувній промисловості. Київ : 2023.

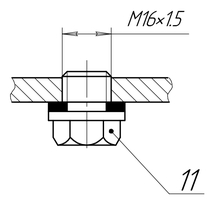
17 Катеринчук П. О., Римчук Д. В. та інш. Освоєння, інтенсифікація та ремонт свердловин. Харків : Пром-Арт, 2018. 608 с.

БР.ГМІ-60.04.00.000 СК





Б-Б



1. При зміні схеми підключення вставки до двигуна пробку і віддушину поміняти місцями.
2. При транспортуванні віддушину замінити пробкою з комплектуючих.
3. При складанні забезпечити осьовий люфт валів до 0.10...0.15 мм.
4. Обкатати без навантаження протягом 3 год. при n=1500 об/хв.
5. Зовнішню поверхню покрити емаллю ПФ-115 ГОСТ 6465, сіра 894.

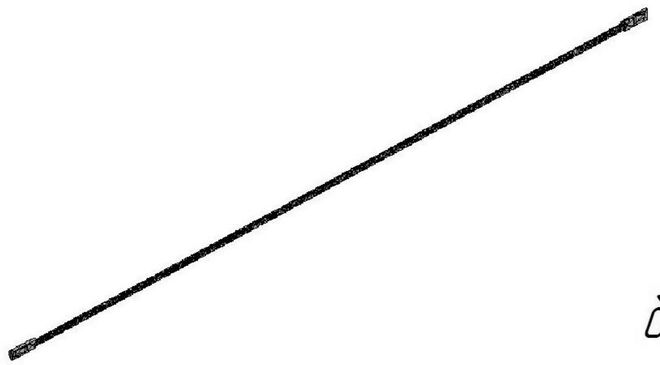
Зм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	БР.ГМІ-60.04.00.000 СК			
Розробив		Калинюк			Вставка модульна Складальне креслення	Літ.	Маса	Масштаб
Перевірив		Федорович				Н	40	1:1
Т.контр.		Федорович				Лист	Листів 1	
Рецензент		Венгриновк				ІФНТУНГ ГМІ-22-1		
Н.контр.		Федорович						
Затвердив		Гриджук						

Копировал Формат А1

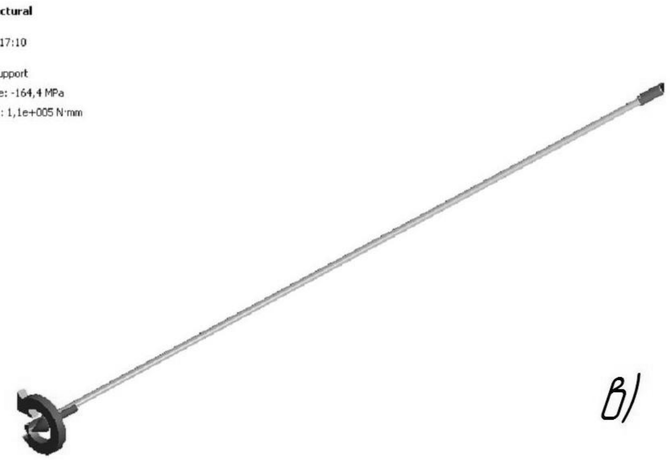
Інв. № оригін. | Підпис і дата | Замість інв. № | Інв. № дубл. | Підпис і дата



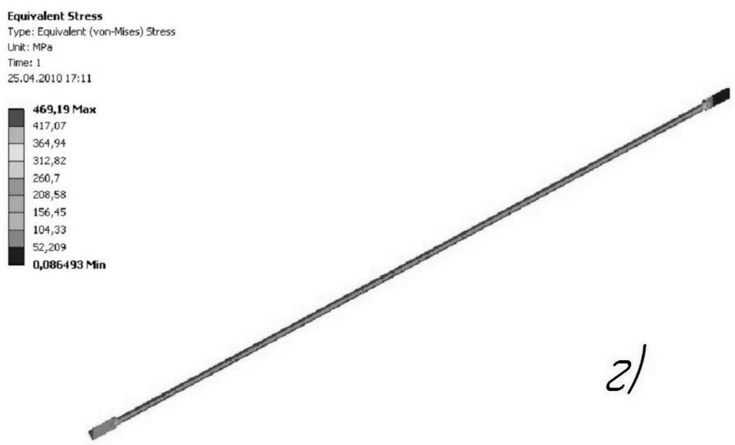
а)



б)



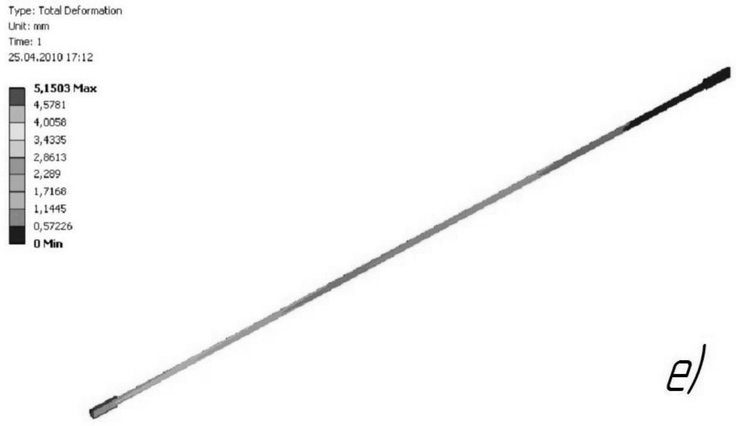
в)



г)



д)

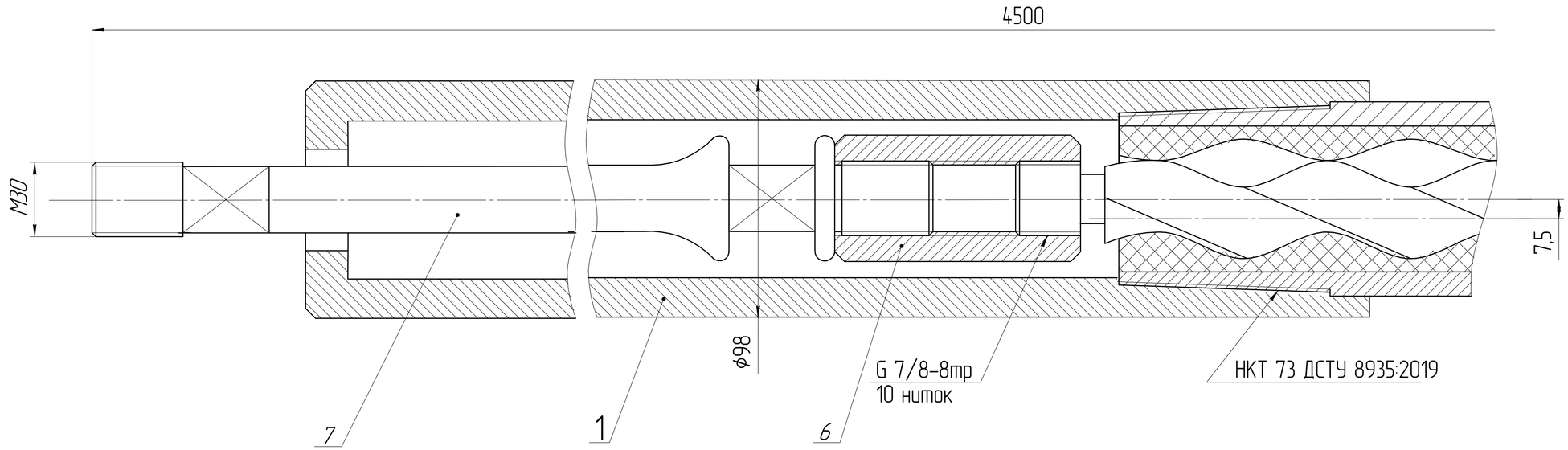


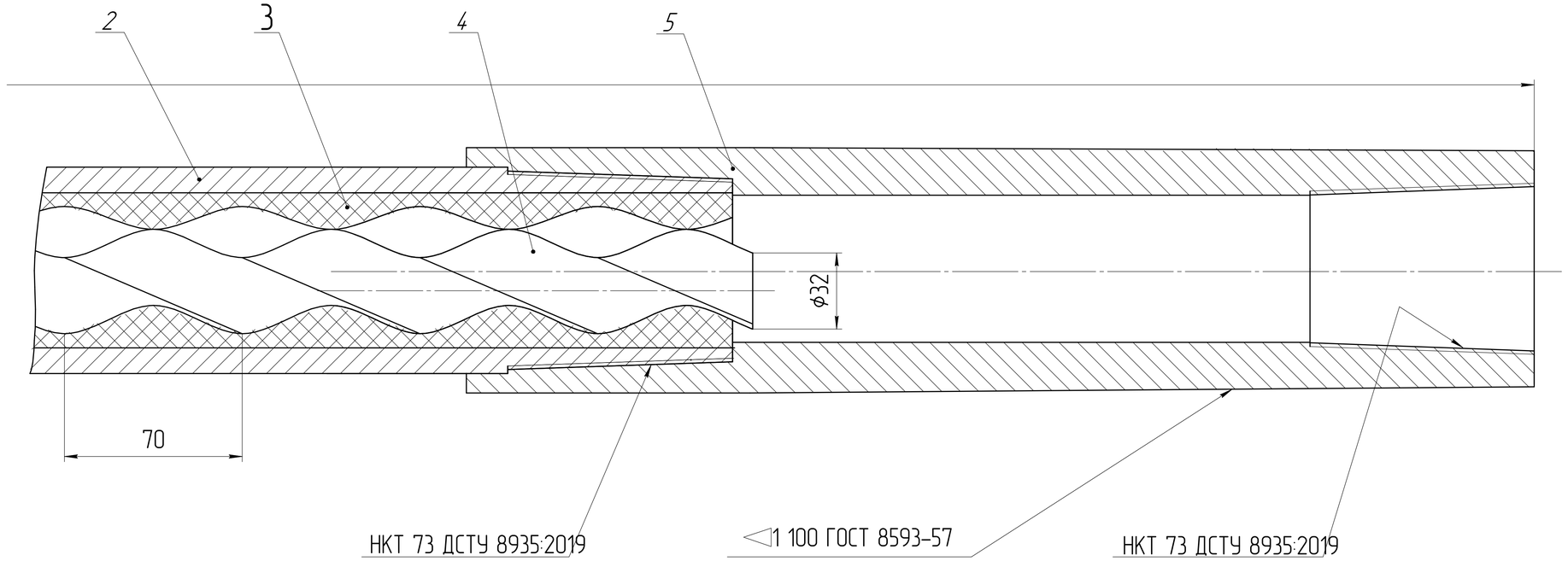
е)

а – загальний вигляд моделі досліджуваного зразка;
б – сітка скінченних елементів;
в – схема прикладання навантажень;
г – епюра розподілу напружень;
д – епюра розподілу напружень(збільшено);
е – епюра розподілу деформацій.

					БР.ГМІ-60.00.00.000 ГР		
Зм.	Лист	№ докум.	Підп.	Дата	Результати досліджень напружено-деформованого стану насосних штанг	Літ.	Маса	Масштаб
Розробив		Калинюк				Н	–	1:1
Перевірив		Федорович						
Т.контр.		Федорович				Лист	Листів 1	
Рецензент		Венгринюк						
Н.контр.		Федорович			–	ІФНТУНГ, ГМІ-22-1		
Затвердив		Грицюк						
Копіював						Формат А1		

Інв. № ориг. | Підпис і дата | Взамін. інв. № | Інв. № дубл. | Підпис і дата





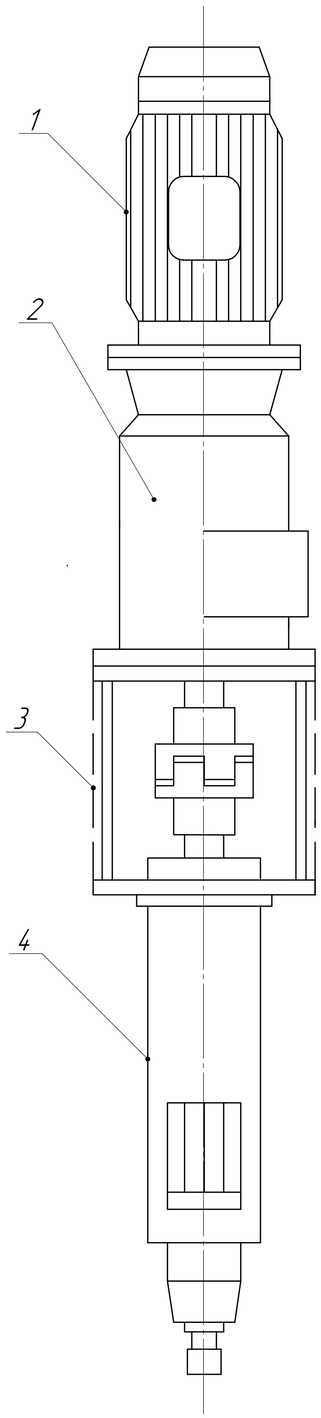
1. Номінальний напір, м 1200
2. Номінальна подача, м^3/добу 20
3. Гідравлічна потужність, кВт 3,5
4. Перекачувана рідина нафта, нафтова емульсія
5. Температура перекачуваної рідини, 80 °С

					БР.ГМІ-60.10.00.000 СК		
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Разраб.		Калинюк			Гідравлічна частина насоса	Лит.	Масса	Масштаб
Пров.		Федорович			Складальне креслення	Н	380	1:1
Т.контр.		Федорович				Лист	Листов 1	
Рецензент		Венгриновк			–	ІФНТУНГ		
Н.контр.		Федорович				ГМІ-22-1		
Утв.		Грудзик						

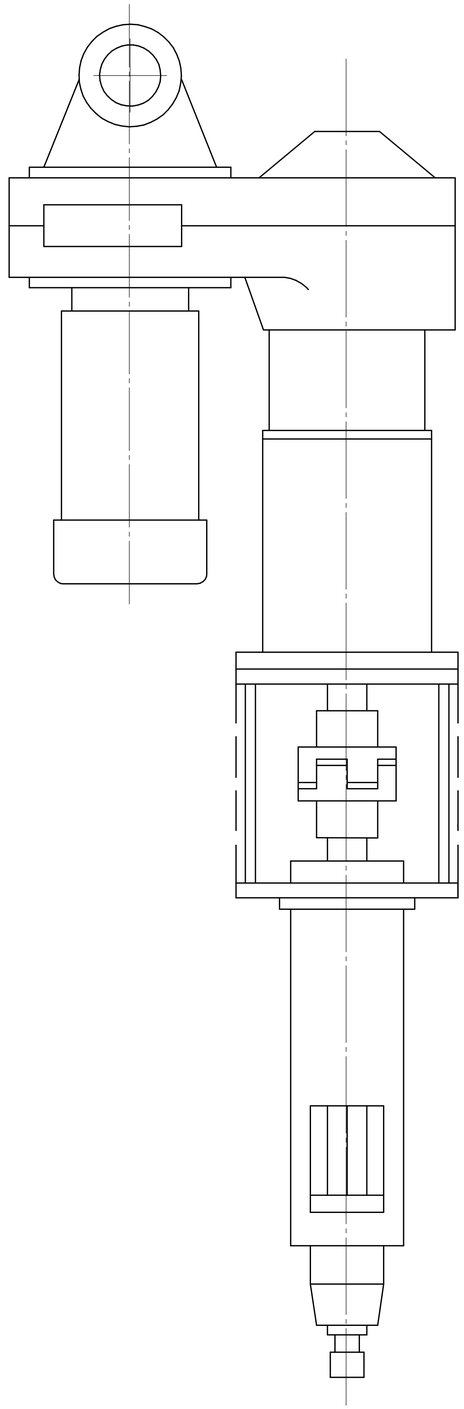
Копировал Формат А1

Перв. примен. | Справ. № | Подп. и дата | Инв. № дубл. | Взам. инв. № | Подп. и дата | Инв. № подл.

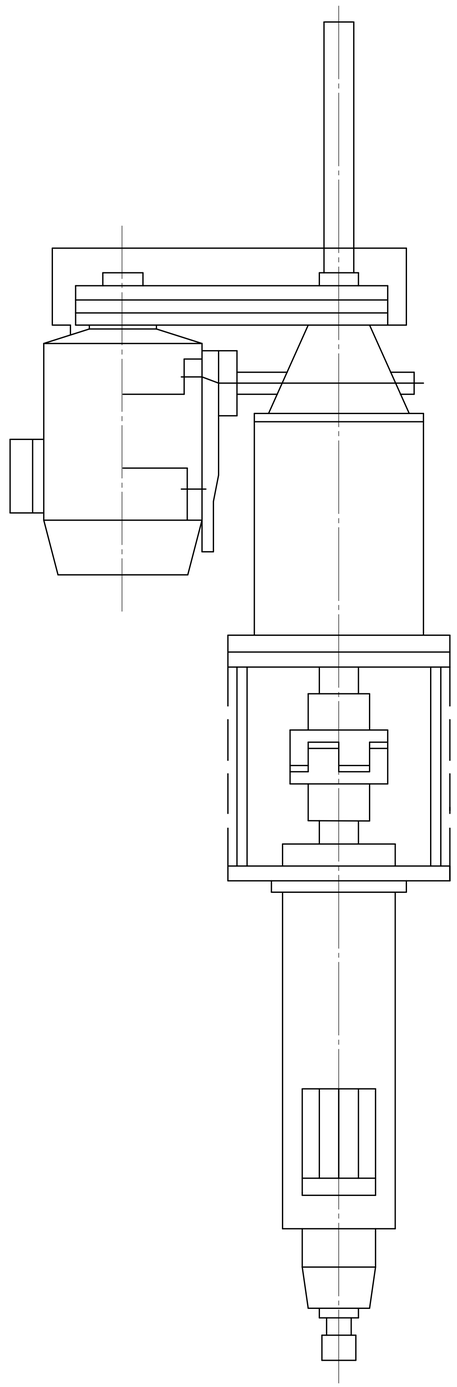
БР.ГМІ-60.02.00.000 СЗ



а)



б)



в)

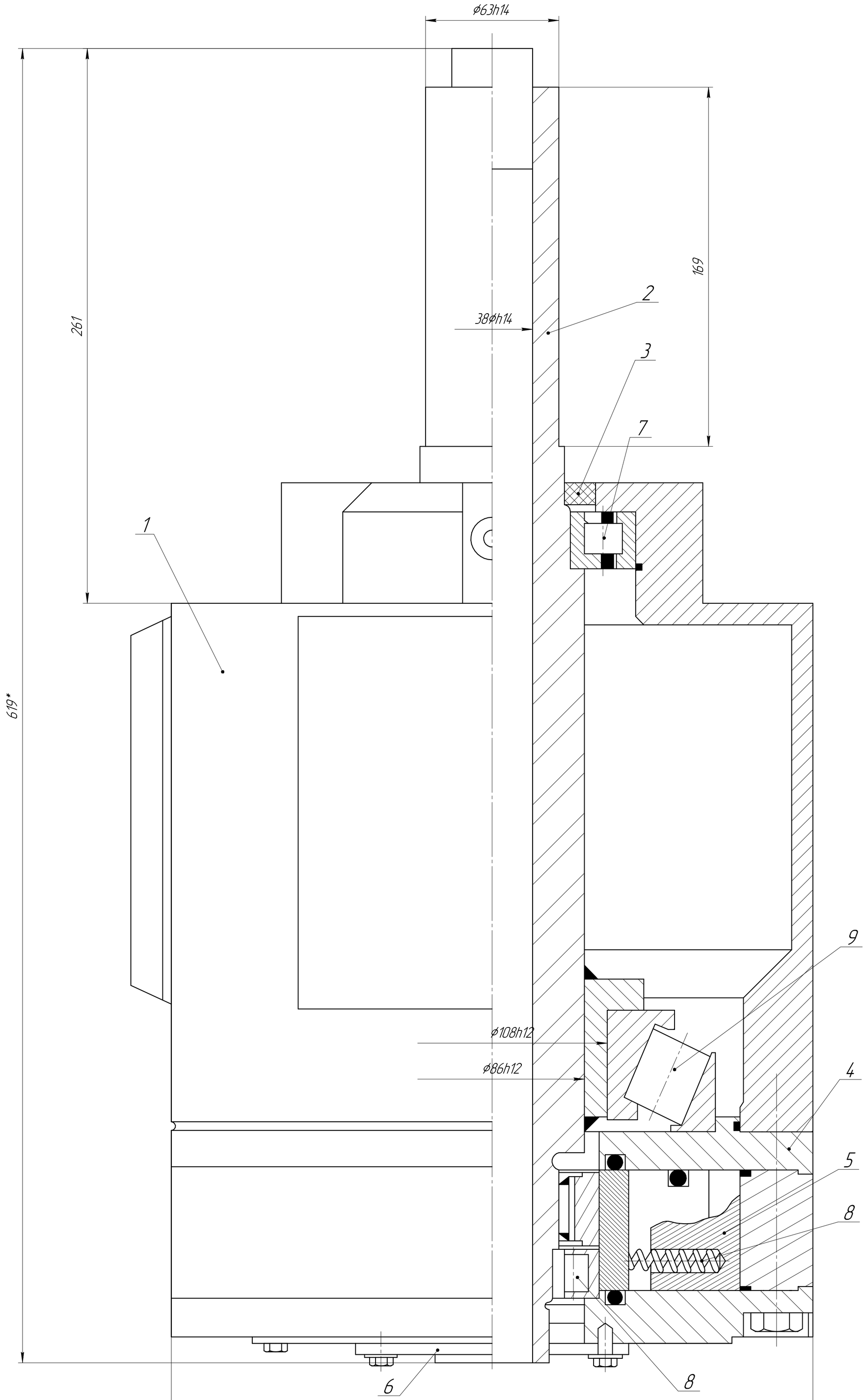
а – із планетарною трансмісією;
б – із зубчастою трансмісією;
в – із клинопасовою трансмісією.

1 – електродвигун;
2 – планетарний редуктор;
3 – муфтове з'єднання вала привода і полірованого штока;
4 – корпус ущільнення полірованого штока.

					БР.ГМІ-60.02.00.000 СЗ		
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Види існуючих конструкцій приводів УШГН	Лит.	Масса	Масштаб
Разраб.		Калинюк				Н	–	–
Пров.		Федорович				Лист	Листов 1	
Т.контр.		Федорович						
Рецензент		Венгринюк			–	ІФНТУНГ ГМІ-22-1		
Н.контр.		Федорович						
Утв.		Гриджук						

Копировал Формат А1

Перв. примен.
Справ. №
Подп. и дата
Инв. № дубл.
Взам. инв. №
Подп. и дата
Инв. № подл.

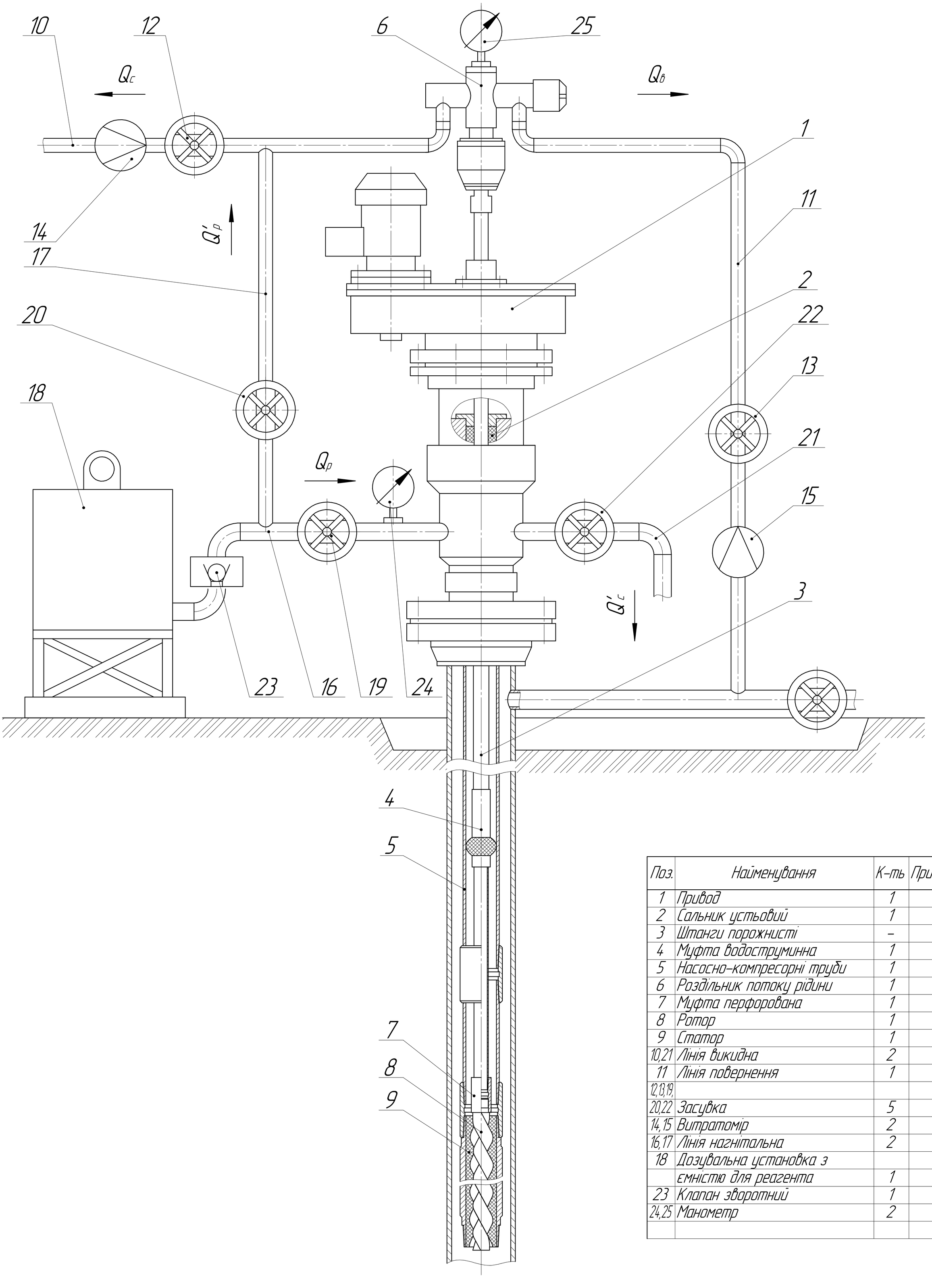


1. Перед установкою роликопідшипники змастити жировим мастилом ГОСТ 1631-61.
2. Після збирання привідної головки перевірити легкість обертання головного штока, шток повинен обертатися від руки.
3. Всі необроблені повехні деталей пофарбувати масляною фарбою червоного кольору емаль ПФ-115.4А
4 * Розміри для довідок

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	БР.ГМІ-60.02.03.000 СК			
Разраб.		Калинюк			Привідна головка Складальне креслення	Лит.	Масса	Масштаб
Пров.		Федорович				Н	118	1:1
Т.контр.		Федорович				Лист	Листов 1	
Реценз.		Венгринюк			–	ІФНТУНГ ГМІ-22-1		
Н.контр.		Федорович						
Утв.		Гриджук						

Копировал Формат А1

Перв. примен.
Справ. №
Подп. и дата
Инв. № дубл.
Взам. инв. №
Подп. и дата
Инв. № подл.



Поз.	Найменування	К-ть	Примітка
1	Привод	1	
2	Сальник устьовий	1	
3	Штанги порожнисті	–	
4	Муфта водоструминна	1	
5	Насосно-компресорні труби	1	
6	Роздільник потоку рідини	1	
7	Муфта перфорована	1	
8	Ротор	1	
9	Статор	1	
10,21	Лінія викидна	2	
11	Лінія повернення	1	
12,13,19,			
20,22	Засувка	5	
14,15	Витратомір	2	
16,17	Лінія нагнітальна	2	
18	Дозувальна установка з		
	ємністю для реагента	1	
23	Клапан зворотний	1	
24,25	Манометр	2	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
Разраб.		Калинюк		
Пров.		Федорович		
Т.контр.		Федорович		
Рецензент		Венгринюк		
Н.контр.		Федорович		
Утв.		Гриджук		

БР.ГМІ-60.00.00.000 СЗ

Схема обв'язки обладнання УГШН

Лит.	Масса	Масштаб
Н	–	–
Лист	Листов 1	

ІФНТУНГ
ГМІ-22-1

Копировал

Формат А1

Перв. примен.

Справ. №

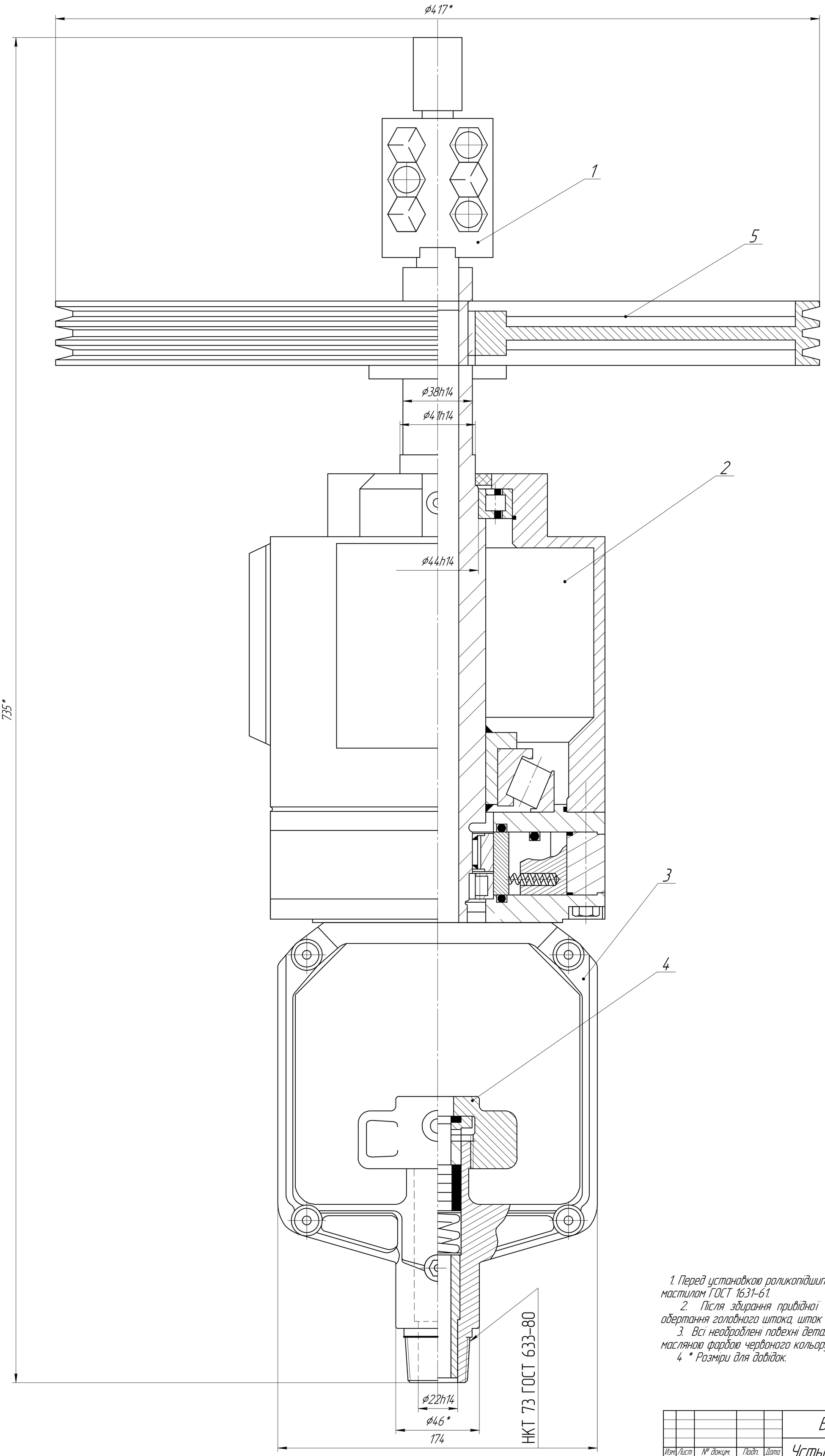
Подп. и дата

Инв. № дубл.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.



1. Перед установкою роликопідшипники змастити жировим мастилом ГОСТ 1631-61.
2. Після збирання привідної головки перевірити легкість обертання головного штока, шток повинен обертатися від руки.
3. Всі необроблені повехні деталей пофарбувати масляною фарбою червоного кольору емаль ПФ-115.4А
4 * Розміри для довідок.

						БР.ГМІ-60.01.00.000 СК	
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Устьовий привід	Лит.	Масса / Масштаб
Разраб.		Калинюк			Складальне креслення	Н	180 / 1:1
Пров.		Федорович				Лист	Листов 1
Т.контр.		Федорович					
Рецензент		Венгринюк			–	ІФНТУНГ ГМІ-22-1	
Н.контр.		Федорович					
Утв.		Гриджик					

Копировал

Формат А1

Перв. примен.

Справ. №

Подп. и дата

Инв. № дубл.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.