

Міністерство освіти і науки України
Національний університет
«Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

Навчально-науковий інститут нафти і газу
Кафедра нафтогазової інженерії та технологій
Спеціальність 185 Нафтогазова інженерія та технології

До захисту

Завідувач кафедри

В.о. професор кафедри
С.Савчук

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

на тему: Дослідження роботи вертлюгів із удосконаленою конструкцією
ущільнення напірного патрубку

Пояснювальна записка

Керівник

Ст. викладач Іщенко В.Р.

посада, наук. ступінь, ПІБ

Іщенко
підпис, дата

Виконавець роботи

Зайцев Сергій Олексійович

студент, ПІБ

група 601-МН

Зайцев

підпис, дата

Консультант за 1 розділом

к.т.н., доцент Шестеренко М

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 2 розділом

к.т.н. Савчук В.С.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 3 розділом

к.т.н. Савчук В.С.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 4 розділом

к.т.н. доц Михайловська О.В.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Дата захисту 22.01.2025

Полтава, 2025

АНОТАЦІЯ

В магістерській роботі на тему “ Дослідження роботи вертлюгів із удосконаленою конструкцією ущільнення напірного патрубка ”:

1. У розділі “Вибір та опис технологічного обладнання” проведено порівняльно-критичний аналіз технологічних комплексів для буріння свердловин, обґрунтовано вибір технологічного комплексу для буріння свердловини та бурового вертлюга. Коротко описано призначення, будову, комплектність та принцип дії вибраного обладнання.

2. В розділі “Опис технічної пропозиції” проведено обґрунтування доцільності та економічної ефективності введення запропонованих технічних рішень із модернізації вертлюга УВ-320, запропонована модернізована конструкція вертлюга, обґрунтовано її технічну доцільність, розрахований економічний ефект від впровадження модернізованої конструкції вертлюга УВ-320.

3. В розділі “Дослідно-конструкторська робота” за результатами проведених досліджень роботи модернізованого ущільнення бурового вертлюга побудовані графічні залежності та здійснено порівняння розрахункових даних з експериментальними.

4. В розділі “Розрахунки працездатності” проведено розрахунки на довговічність, міцність та жорсткість деталей модернізованого вертлюга.

5. В розділі “Монтаж і експлуатація обладнання” розроблений комплекс робіт з підготовки до проведення монтажних робіт з обладнанням бурової установки БУ 5000ЕУ, особливості проведення монтажу вертлюга та розроблені підготовчі роботи перед експлуатацією вертлюга. Кількість робітників монтажної бригади розраховано згідно норм часу на виконання монтажу бурової установки. Описано роботи, які здійснюються в процесі експлуатації вертлюга, роботи при його поточному та капітальному ремонті, розроблений технологічний процес виготовлення модернізованої деталі. У розділі також проаналізовані потенційні небезпеки при монтажі, експлуатації та ремонті вертлюгів, методи і засоби для забезпечення нормальних умов їх експлуатації.

6. Дата видачі завдання 14.10.2024

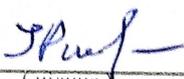
КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Етапи підготовки	Термін виконання
1	Інформаційно-оглядова частина	14.10-25.10
2	Експериментальна частина	28.10-15.11
3	Теоретична частина (Аналітика, Статистика, Моделювання)	01.07-14.07
4	Впровадження результатів досліджень	09.12-27.12
5	Оформлення та узгодження роботи	30.12-12.01
6	Попередні захисти робіт	13.01-17.01
7	Захист магістерської роботи	20.01-24.01

Студент

 
(підпис) (прізвище та ініціал)

Керівник роботи

 
(підпис) (прізвище та ініціал)

	Стор.
Вступ.....	4
1. Вибір та опис технологічного обладнання.....	6
1.1 Розрахунок та вибір основного технологічного обладнання.....	6
1.2 Конструкція вибраного обладнання.....	15
2. Опис технічної пропозиції.....	22
2.1 Опис модернізованої конструкції вертлюга.....	22
2.2 Оцінка економічної ефективності.....	26
3. Дослідно-конструкторська робота	30
3.1 Теоретичні обґрунтування працездатності ущільнень вертлюга	30
3.2 Розробка стенда для дослідження вертлюгів	31
3.3 Науково-теоретичне дослідження динамічного режиму роботи ущільнення модернізованого вертлюга	34
4. Розрахунки працездатності.....	39
4.1 Розрахунок ствола вертлюга на міцність	39
4.2 Розрахунок стропа вертлюга на міцність	42
4.3 Розрахунок пальця стропа вертлюга на міцність	45
4.4 Розрахунок напірної труби вертлюга	47
4.5 Розрахунок на витривалість підшипника основної опори вертлюга	48
5. Монтаж і експлуатація обладнання.....	50
5.1 Особливості монтажу бурового вертлюга і обладнання насосно- циркуляційної системи бурової установки	50
5.2 Експлуатація та ремонт обладнання.....	53
5.3 Охорона праці й техніка безпеки при монтажі та експлуатації обладнання.....	60
Висновки.....	66
Список використаної літератури	68

ВСТУП

Актуальність теми. В процесі експлуатації вертлюг перебуває під дією статичних осьових навантажень від ваги бурильної колони і динамічних навантажень, які створюються поздовжніми коливаннями долота і пульсацією подачі промивальної рідини. Деталі вертлюга, які контактують з розчином, піддаються абразивному спрацюванню. Зносостійкість деталей тертя вертлюга понижуються в результаті нагрівання при терті.

Розроблені різні конструкції проміжних пристроїв для герметичного з'єднання відводу і ствола. Працездатність вертлюга залежить від надійності ущільнень, які застосовуються в його рухомих і нерухомих з'єднаннях. Найбільш відповідальними є ущільнення напірного патрубку, які герметизують введення промивальної рідини, що нагнітається під високим тиском, в канал ствола. Однією з основних причин передчасного виходу з ладу вузла напірного сальника – неспівпадання осей і перекося поверхонь ущільнювальних зв'язаних деталей. Розрахунком розмірного ланцюга встановлено [18], що величина відхилення замикаючої ланки значно перевершує допустимий зсув осей поверхні напірного патрубку і ствола під ущільнення.

На працездатність вузла напірного сальника має вплив жорстке кріплення напірного патрубку. В результаті такого кріплення і внаслідок відхилень геометричних розмірів є перекося і, як наслідок, односторонній знос напірних патрубків. В результаті обстеження вертлюгів при капітальному ремонті і проведенні експлуатаційних випробувань встановлено, що основними причинами їх відмов є втрата працездатності основної опори, а також недостатня довговічність вузла напірного сальника і вузла нижнього масляного сальника [34].

Це все ще раз підтверджує актуальність проблеми і необхідність подальших науково-дослідницьких робіт, направлених на удосконалення конструкції вертлюга з метою підвищення його надійності і довговічності за

рахунок встановлення масляної ємності з розділовальним елементом, розміщеної концентрично поздовжній осі напірного патрубка вертлюга.

Мета роботи. Удосконалення конструкції ущільнення напірного патрубка та дослідження роботи вертлюга УВ-320.

Об'єкт дослідження. Процеси зношування деталей вертлюга під час буріння свердловини.

Предмет дослідження. Властивості і характеристики вертлюга із масляною ємністю, яка встановлена концентрично поздовжній осі напірного патрубка.

Можливі результати, які очікуються при виконанні роботи, їхня новизна та значення. При запровадженні даної конструкції вертлюга, що оснащений масляною ємністю з розділовальним елементом, яка розміщена концентрично поздовжній осі напірного патрубка вертлюга, очікується: підвищення надійності масляного ущільнення; збільшення терміну служби напірного патрубка; підвищення надійності та довговічності підшипникових вузлів і вертлюга в цілому.

Апробація роботи. Основні положення магістерської роботи доповідались та обговорювались на 76-й науковій конференції професорів, викладачів, наукових працівників, аспірантів та студентів Національного університету «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка», секція нафтогазова інженерія та технології, м. Полтава, 20.05.2024 р.

Структура й обсяг магістерської роботи.

Магістерська робота складається із вступу, п'яти розділів, загальних висновків, списку використаних літературних джерел, який містить 40 найменувань, додатків. Основна частина магістерської роботи викладена на 67 сторінках комп'ютерного набору і містить 14 рисунків і 8 таблиць. Повний обсяг магістерської роботи становить 71 сторінки.

1 ВИБІР ТА ОПИС ТЕХНОЛОГІЧНОГО ОБЛАДНАННЯ

1.1 Розрахунок та вибір основного технологічного обладнання

1.1.1 Вихідні дані для магістерської роботи

Конструкція свердловини глибиною 5600 м подана на рис. 1.1.

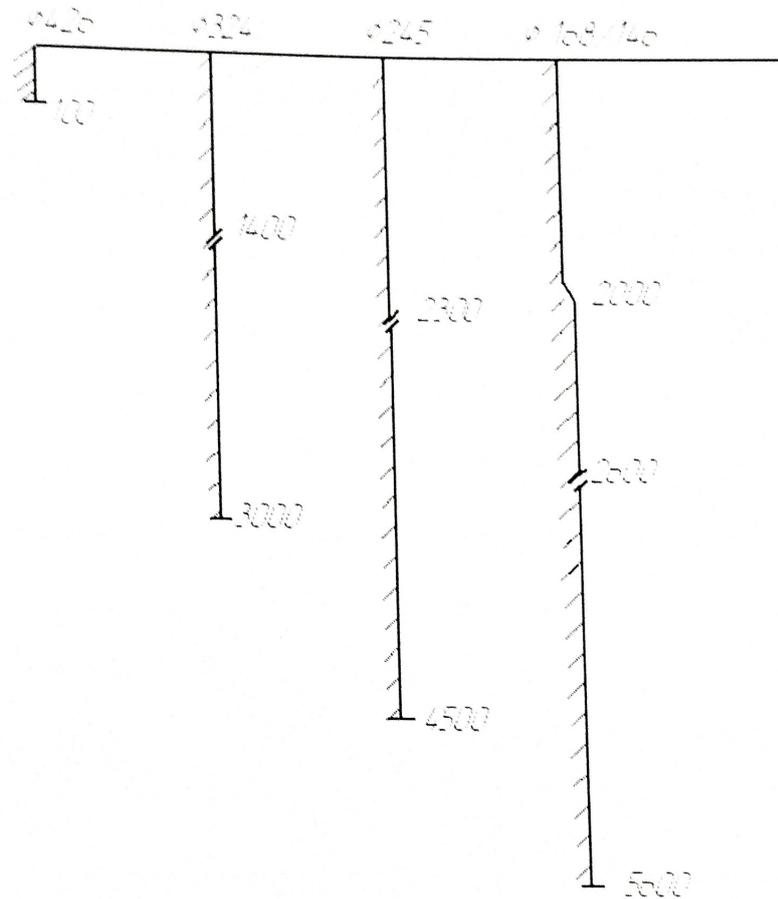


Рисунок 1.1 – Конструкція свердловини

Кондуктор $d = 426$ мм спускається на глибину 100 м з метою перекриття верхніх нестійких порід, схильних до поглинень і обвалів. Цементується по всій довжині.

Проміжна колона $d = 324$ мм спускається на глибину 3000 м двома секціями із стиковкою на глибині 1400 м з метою перекриття крейдових і юрських відкладів, де можливі звуження ствола, жолобоутворення і

поглинання. Цементується колона по всій довжині.

Проміжна колона $d = 245$ мм спускається на глибину 4500 м двома секціями із стиковкою на глибині 2300 м з метою перекриття верхніх і середніх карбонатних порід, схильних до обвипань і обвалів. Цементується колона по всій довжині.

Експлуатаційна колона $d = 168/146$ мм спускається до проектної глибини 5600 м двома секціями із стиковкою на глибині 2600 м і переходом на глибині 2000 м. Цементується колона по всій довжині.

1.1.2 Розрахунок діаметрів доліт

Діаметр долота при бурінні під кожну обсадну колона визначаємо за формулою [8]:

$$D_{\text{дол}} = D_{\text{н}} + 2\Delta, \quad (1.1)$$

де $D_{\text{н}}$ – зовнішній діаметр муфти колони обсадних труб [8];

2Δ – величина проміжку між муфтою і стінками свердловини [8].

Під кондуктор $D_{\text{дол}}^{126} = 451 + 45 = 496$ мм; приймаємо $D_{\text{дол}}^{126} = 490$ мм.

Під проміжну колона $D_{\text{дол}}^{324} = 351 + 37 = 388$ мм; приймаємо $D_{\text{дол}}^{324} = 394$ мм.

Під проміжну колона $D_{\text{дол}}^{245} = 270 + 25 = 295$ мм; приймаємо $D_{\text{дол}}^{245} = 295$ мм.

Під експлуатаційну колона $D_{\text{дол}}^{146} = 166 + 20 = 186$ мм; приймаємо $D_{\text{дол}}^{146} = 190$ мм.

1.1.3 Розрахунки обсадних і бурильних колон

1.1.3.1 Визначення довжини ОБТ

Довжину ОБТ при бурінні під кожну обсадну колона визначаємо за формулою [8]

$$l_{\text{обт}} = \frac{K \cdot G}{q_{\text{обт}} \left(1 - \frac{j_{\text{о.р.}}}{j_{\text{н}}}\right)}, \quad (1.2)$$

де K – коефіцієнт, який ураховує перевищення ваги ОБТ над навантаженням на долото; приймаємо $K=1,25$;

G – осьове навантаження на долото; приймаємо згідно ГТН;

$q_{\text{обт}}$ – вага 1 м.п. ОБТ [8];

$j_{\text{б.р.}}$ – питома вага бурового розчину; приймаємо згідно ГТН;

$j_{\text{м}}$ – питома вага матеріалу труб; приймаємо $j_{\text{м}}=7850\text{кг/м}^3$.

Під кондуктор:

$$\ell_{\text{обт}}^{426} = \frac{1,25 \cdot 60 \cdot 10^3}{1920 \left(1 - \frac{1120}{7850}\right)} = 45 \text{ м}$$

Під проміжну колону $\text{Ø} 324$ мм:

$$\ell_{\text{обт}}^{324} = \frac{1,25 \cdot 200 \cdot 10^3}{1920 \left(1 - \frac{1160}{7850}\right)} = 150 \text{ м}$$

Під проміжну колону $\text{Ø} 245$ мм:

$$\ell_{\text{обт}}^{245} = \frac{1,25 \cdot 180 \cdot 10^3}{1890 \cdot \left(1 - \frac{1310}{7850}\right)} = 143 \text{ м}$$

Під експлуатаційну колону:

$$\ell_{\text{обт}}^{146} = \frac{1,25 \cdot 140 \cdot 10^3}{970 \cdot \left(1 - \frac{1790}{7850}\right)} = 231 \text{ м}$$

1.1.3.2 Визначення довжини бурильного інструменту

Розраховуємо бурильний інструмент при бурінні під експлуатаційну колону [8].

Для I-ої секції бурильної колони приймаємо бурильну трубу $\text{Ø} 114$ мм із товщиною стінки 11 мм групи міцності Е. Визначаємо допустиму глибину бурильних труб за формулою:

$$\ell_{\text{дон}} = \frac{Q^I_{\text{дон}} - \ell_{\text{обт}} \cdot q_{\text{обт}} \left(1 - \frac{j_{\text{в.р.}}}{j_{\text{м}}}\right)}{q^I_{\text{пр}} \left(1 - \frac{j_{\text{в.р.}}}{j_{\text{м}}}\right)} + \ell_{\text{обт}}, \quad (1.3)$$

де $q^I_{\text{пр}}$ – вага 1 м.п. бурильної труби [8];

$Q^I_{\text{дон}}$ – допустиме розтягуюче навантаження на тілі труби; визначаємо за формулою

$$Q^I_{\text{дон}} = \frac{Q_p}{K}, \quad (1.4)$$

де Q_p – розтягуюче навантаження, при якому напруження у тілі труби досягає межі текучості [8];

K – коефіцієнт запасу міцності; приймаємо для роторного буріння $K=1,4$.

$$Q^I_{\text{дон}} = \frac{2650}{1,4} = 1893 \text{ кН};$$

$$\ell_{\text{дон}} = \frac{1893 \cdot 10^3 - 231 \cdot 970 \cdot \left(1 - \frac{1790}{7850}\right)}{323 \cdot \left(1 - \frac{1790}{7850}\right)} + 231 = 7129 \text{ м}$$

Верхню частину колони складаємо із труб діаметром 127 мм із товщиною стінки 10 мм групи міцності Е. Визначаємо допустиму довжину 2-ої секції за формулою [8]

$$\ell^II_{\text{дон}} = \frac{Q^II_{\text{дон}} - Q^I_{\text{дон}}}{q^II_{\text{пр}} \left(1 - \frac{j_{\text{в.р.}}}{j_{\text{м}}}\right)}, \quad (1.5)$$

де $q^II_{\text{пр}}$ – вага 1 м.п. бурильної труби 2-ої секції;

$Q^II_{\text{дон}}$ – допустиме розтягуюче навантаження на тілі труби 2-ої секції.

$$Q^II_{\text{дон}} = \frac{Q^II_p}{K}. \quad (1.6)$$

$$Q^II_{\text{дон}} = \frac{2750}{1,4} = 1964 \text{ кН};$$

$$\ell''_{\text{дон}} = \frac{1964 \cdot 10^3 - 1893 \cdot 10^3}{331 \cdot \left(1 - \frac{1790}{7850}\right)} = 302 \text{ м}$$

Третю секцію бурильних труб складемо із труб діаметром 140 мм із товщиною стінки 10 мм групи міцності Е. Допустиму довжину визначаємо аналогічно допустимій довжині 2-ої секції за формулами

$$\ell'''_{\text{дон}} = \frac{Q'''_{\text{дон}} - Q''_{\text{дон}}}{q'''_{\text{пр}} \left(1 - \frac{j_{\sigma, \text{р.}}}{j_{\sigma}}\right)}; \quad (1.7)$$

де $q'''_{\text{пр}}$ – вага 1 м.п. бурильної труби 3-ї секції;

$Q'''_{\text{дон}}$ – допустиме розтягуюче навантаження на тілі труби 3-ї секції

$$Q'''_{\text{дон}} = \frac{Q'''_{\text{р.}}}{K}. \quad (1.8)$$

$$Q'''_{\text{дон}} = \frac{3050}{1,4} = 2179 \text{ кН}$$

$$\ell'''_{\text{дон}} = \frac{2179 \cdot 10^3 - 1964 \cdot 10^3}{388 \cdot \left(1 - \frac{1790}{7850}\right)} = 718 \text{ м}$$

Відповідно проведених розрахунків складаємо таблиці вибору компонування бурильного інструменту.

Таблиця 1.1 – Робочий інструмент при бурінні під експлуатаційну колону

Умовний діаметр бурильної труби, мм	Товщина стінки, мм і група міцності.	Вага 1 м.п., Н	Довжина, м
1	2	3	4
140	10Е	388	718
127	10Е	331	302
114	11Е	323	4349
ОБТ-108	-	970	231

Таблиця 1.2 – Робочий інструмент при бурінні під проміжну колону ϕ 245 мм

Умовний діаметр бурильної труби, мм	Товщина стінки, мм і група міцності.	Вага 1 м.п., Н	Довжина, м
1	2	3	4
127	10E	331	8
114	11E	323	4349
ОБТ-197	-	1890	143

Таблиця 1.3 – Робочий інструмент при бурінні під проміжну колону ϕ 324 мм

Умовний діаметр бурильної труби, мм	Товщина стінки, мм і група міцності.	Вага 1 м.п., Н	Довжина, м
1	2	3	4
114	11E	323	2850
ОБТ-203	-	1920	150

Таблиця 1.4 – Робочий інструмент при бурінні під кондуктор

Умовний діаметр бурильної труби, мм	Товщина стінки, мм і група міцності.	Вага 1 м.п., Н	Довжина, м
1	2	3	4
114	11E	323	55
ОБТ-203	-	1920	45

1.1.3.3 Визначення ваги колони бурильних і обсадних труб

Вагу бурильного інструмента при бурінні під кожен обсадну колону визначаємо за формулою [8]:

$$Q_{\phi,к.} = (Q_{\phi,тр.} + Q_{ОБТ})K; \quad (1.9)$$

де $Q_{\phi,тр.}$ - вага колони бурильних труб;

$Q_{ОБТ}$ - вага колони ОБТ;

K – коефіцієнт прихвату; приймаємо $K=1,3$

Під експлуатаційну колону:

$$Q_{\phi,к.}^v = (388 \cdot 718 + 331 \cdot 302 + 323 \cdot 4349 + 970 \cdot 231) \cdot 1,3 = 2619546 \text{ Н} \approx 2620 \text{ кН}$$

Під проміжну колону ϕ 245 мм:

$$Q^{np}_{\phi_k} = (331 \cdot 8 + 323 \cdot 4349 + 1890 \cdot 143) \cdot 1,3 = 2180939 \text{ Н} \approx 2181 \text{ кН}$$

Під проміжну колону ϕ 324 мм:

$$Q^{np}_{\phi_k} = (323 \cdot 2850 + 1920 \cdot 150) \cdot 1,3 = 1571115 \text{ Н} \approx 1571 \text{ кН}$$

Під кондуктор:

$$Q^k_{\phi_k} = (323 \cdot 55 + 1920 \cdot 45) \cdot 1,3 = 135414 \text{ Н} \approx 135 \text{ кН}$$

Вагу кожної секції обсадних колон визначаємо згідно з конструкцією свердловини, приймаючи коефіцієнт запасу допустимого навантаження на гаку для обсадної колони $k = 1,15$.

Визначаємо вагу кожної секції експлуатаційної колони діаметром 168/146 мм, яка спускається двома секціями:

1-ша секція довжиною 3000 м:

$$Q^I_e = (2600 \cdot 323 + 750 \cdot 393 + 2250 \cdot 360) \cdot 1,15 = 2236233 \text{ Н} \approx 2236 \text{ кН}$$

2-га секція довжиною 2600 м:

$$Q^{II}_e = (460 \cdot 435 + 230 \cdot 471 + 250 \cdot 435 + 1060 \cdot 399 + 600 \cdot 337) \cdot 1,15 = 1083668 \text{ Н} \approx 1084 \text{ кН}$$

Визначаємо вагу кожної секції проміжної колони діаметром 245 мм, яка спускається двома секціями:

1-ша секція довжиною 2200 м:

$$Q^I_{np} = (2300 \cdot 323 + 1200 \cdot 740 + 500 \cdot 627 + 500 \cdot 568) \cdot 1,15 = 2562660 \text{ Н} \approx 2563 \text{ кН}$$

2-га секція довжиною 2300 м:

$$Q^{II}_{np} = (1600 \cdot 649 + 700 \cdot 740) \cdot 1,15 = 1789860 \text{ Н} \approx 1790 \text{ кН}$$

Визначаємо вагу кожної секції проміжної колони діаметром 324 мм, яка спускається двома секціями:

1-ша секція довжиною 1600 м:

$$Q^I_{np} = (1400 \cdot 323 + 450 \cdot 918 + 1000 \cdot 839) \cdot 1,15 = 1959945 \text{ Н} \approx 1960 \text{ кН}$$

2-га секція довжиною 1400 м:

$$Q^{II}_{np} = 1400 \cdot 992 \cdot 1,15 = 1597120 \text{ Н} \approx 1597 \text{ кН}$$

Визначаємо вагу кондуктора діаметром 426 мм і довжиною 150 м:

$$Q_k = 100 \cdot 1350 \cdot 1,15 = 155250 \text{ Н} \approx 155 \text{ кН}$$

Таблиця 1.5 – Зведена вагова характеристика обсадних і бурильних колон

№ п/п	Назва колони	Діаметр труб, мм	Товщина стілки, мм і група міцн.	Глибина спуску, м	Вага колони, кН
1	2	3	4	5	7
1	Бурильний інструмент під експлуатаційну колону	140 127 114 ОБТ-146	10Е 10Е 11Е -	718 302 4349 231	2620
2	Бурильний інструмент під проміжну колону ϕ 245 мм	127 114 ОБТ-197	10Е 11Е -	8 4349 143	2181
3	Бурильний інструмент під проміжну колону ϕ 324 мм	114 ОБТ-203	11Е -	2850 150	1571
4	Бурильний інструмент під кондуктор	114 ОБТ-203	11Е -	55 45	135
5	Експлуатаційна колона	114 146	11Е 9,17Р110 11Л 11Е 11К	2600 750 550 340 1360	2236
		168 146	11К 12Д 11Д 10Д 9,17Р110	460 230 250 1060 600	
6	Проміжна колона ϕ 245 мм	114 245	11Е 11Л 10К 9Д	2300 1200 500 500	2563
		245	11,05Р110 12Л	1600 700	
7	Проміжна колона ϕ 324 мм	114 324	11Е 12Е 10К 10Д 9Д	1400 450 350 300 500	1960
		324	12Е	1400	
8	Кондуктор	426	12Д	100	155

1.1.4 Вибір категорії, класу та основних параметрів бурової установки

Таким чином, після проведення розрахунків в пункті 1.1.3, найважчою колоною є бурильний інструмент при бурінні під експлуатаційну колону. Вага колони складає 2620 кН. Згідно цих даних вибираємо бурову установку з дизель-гідравлічним приводом БУ-6500 ДГ (рис. 1.2), яка задовольняє розрахункам [5].

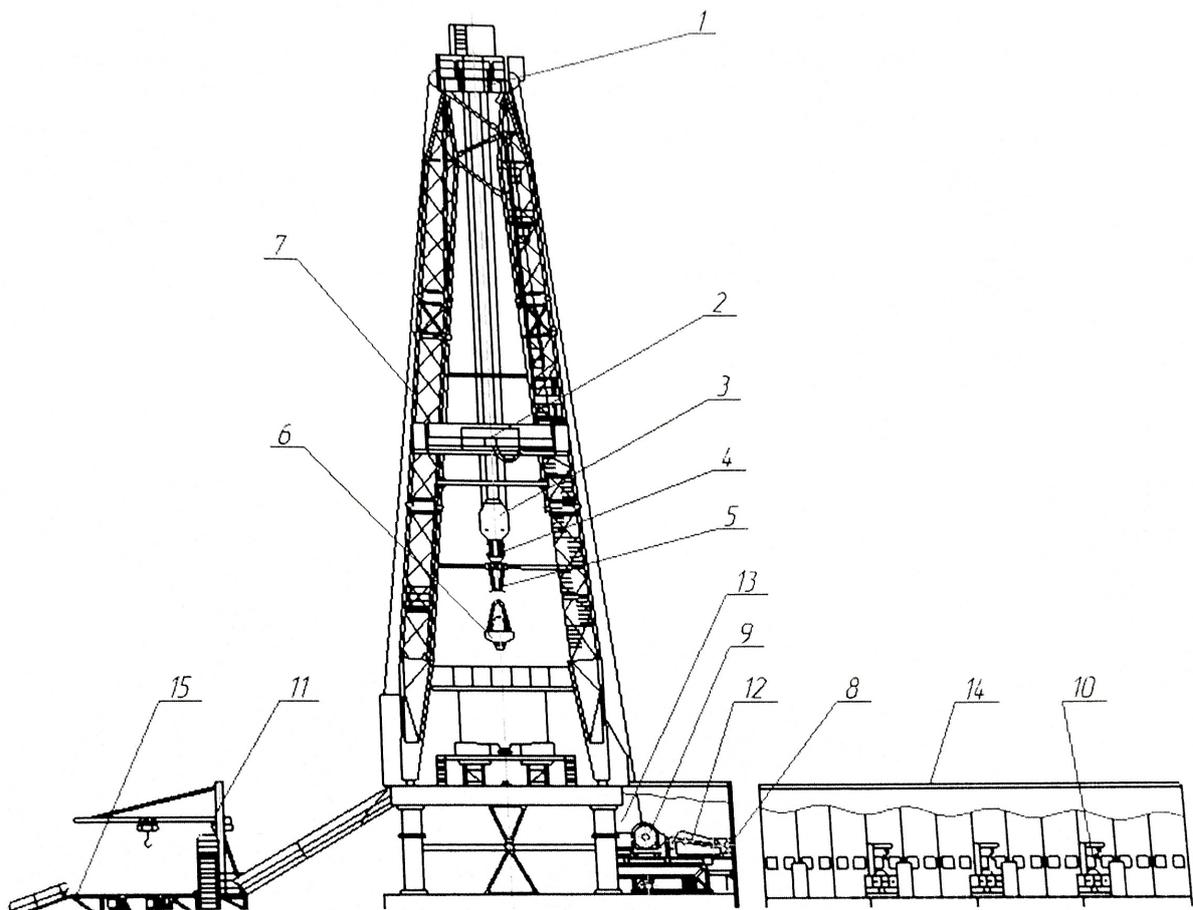


Рисунок 1.2 – Схема бурової установки БУ-6500 ДГ:

- 1 – кронблок; 2 – балкон механізму розстановки свічок; 3 – талевий блок;
- 4 – автоматичний елеватор; 5 – підвіска вертлюга; 6 – вертлюг; 7 – бурова вишка; 8 – основа лебідкового блоку; 9 – бурова лебідка; 10 – буровий насос; 11 – поворотний кран; 12 – редуктор; 13 – бак для охолодження гальма;
- 14 – каркас укриття; 15 – приймальний місток

Технічна характеристика бурової установки БУ-6500 ДГ

Допустиме навантаження на гак, кН.....	4000
Умовна глибина буріння, м.....	6500
Загальна установлювана потужність,кВт.....	3000
Оснастка талевого механізму.....	6×7
Діаметр талевого канату,мм.....	35
Привід бурової установки.....	диз.- гідр.
Силові агрегати.....	1АДГ-100
Лебідка.....	ЛБУ-1700
Потужність лебідки, кВт.....	1250
Буровий насос.....	У8-7МА2
Потужність насосу,кВт.....	825
Ротор.....	УР-560
Вантажопідйомність ротора,т.....	320
Число швидкостей ротора.....	3+1р.
Вертлюг.....	УВ-320
Вишка.....	ВА-45-320
Кронблок.....	УКБА-7-400

Бурова установка БУ-6500 ДГ рекомендована для турбінного і роторного способів буріння свердловин на глибину 6500 м в неелектрифікованих районах, оснащена комплексом АСП, дизель-гідролічним приводом від силових агрегатів 1АДГ-1000, електрообладнанням та буровими спорудами для дрібноблокового монтажу. Кінематична схема установки складається із кінематичної схеми спуско-підйомного агрегату ЛБУ-1700 і кінематичної схеми приводу лебідки, ротора через лебідку і бурових насосів.

1.2 Конструкція вибраного обладнання

Вертлюг УВ-320 (рис. 1.3), який входить в склад вибраної бурової установки БУ-6500 ДГ, складається з наступних основних вузлів та деталей.

Корпус 4 вертлюга виготовляється з вуглецевої або низьколегованої сталі і являє собою порожнисту відливку із зовнішніми бічними кишенями для стропа 11. За допомогою стропа вертлюг підвішується до підвіски талевого механізму. Симетричний відносно вертикальної осі строп можна поділити на сім ділянок: провущини, дві паралельні і дві похилі вітки, що сходяться до осі вертлюга та мають круглий поперечний переріз, і дугова ділянка, переріз якої міняється від круглого до еліптичного. Строп виготовляється методом вільного кування з легуваних сталей марок 40ХН, 38ХГН, 30ХГСА [5].

На висаджених кінцях стропа прошиваються і розточуються отвори для осей 7, якими з'єднується строп із корпусом вертлюга. Осі встановлюються своїми кінцями в горизонтальних розточках кишень і корпусу і фіксуються від осьових і кутових переміщень стопорними планками 8, які входять в торцеві канавки осей і приварюється до корпусу вертлюга. При відводі ведучої труби в шурф строп вертлюга відхиляється від вертикалі і займає положення, зручне для його роз'єднання і з'єднання із талевим механізмом.

Кут відхилення стропа від вертикалі обмежується стінками корпусу вертлюга і не перевищує 45° . Осі стропа мають змащувальні канавки і отвори з різьбою для пружинних маслянок. Додаткова нарізка, яка виконана в отворах на торцях осей, використовується для демонтажу осей за допомогою гвинтових зйомників. В корпусі вертлюга на упорних і радіальних підшипниках обертається ствол 5, з'єднаний перевідником 1 з ведучою трубою бурильної колони.

Ствол являє собою сталевий циліндр з центральним наскрізним каналом для промивальної рідини і з зовнішнім фланцем, під яким монтується основна опора — упорний підшипник 6.

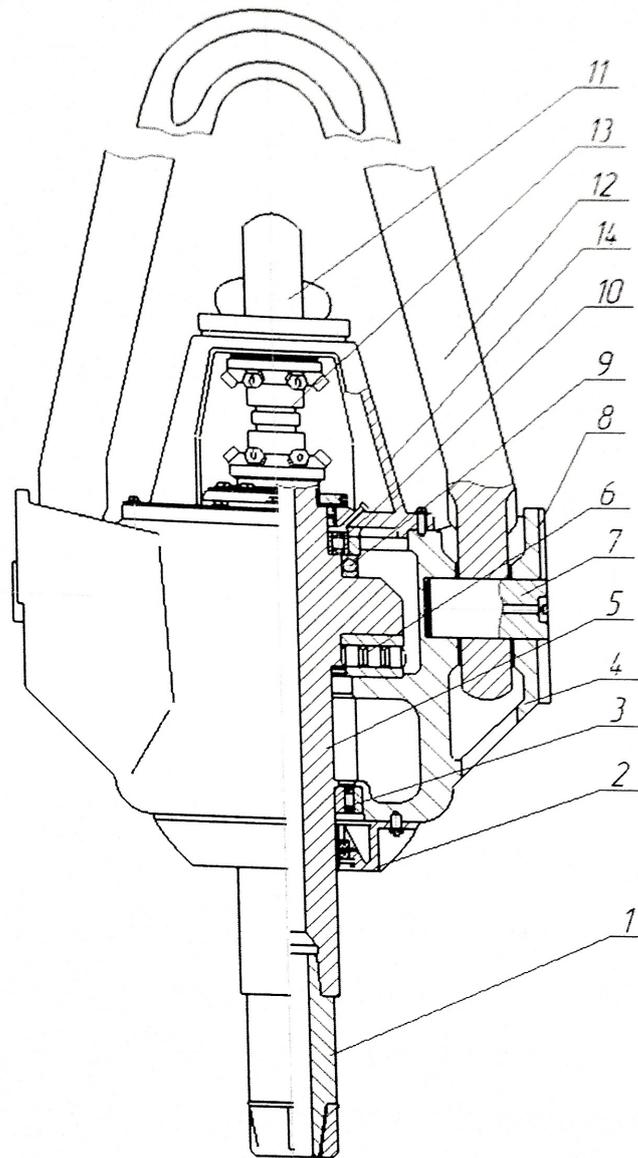


Рисунок 1.3 — Вертлюг УВ-320:

- 1 – перевідник; 2 – нижня кришка; 3 – роликовий підшипник; 4 – корпус;
 5 – ствол; 6 – упорний підшипник; 7 – пальці; 8 – стопорна планка;
 9 – упорний підшипник; 10 – роликовий підшипник; 11 – відвід; 12 – строп; 13
 – швидкозйомне ущільнення; 14 – верхня кришка

При роторному бурінні ствол приводиться в обертовий рух від стола ротора, сприймає навантаження, які створюються бурильною колоною і промивальною рідиною, що нагнітається в свердловину. У порівнянні з іншими несучими вузлами і деталями ствол вертлюга найбільш навантажений. Це

ставити підвищені вимоги до його міцності. Стволи вертлюгів виготовляються з фасонних поковок, які одержуються методом вільного кування. Завдяки застосуванню таких заготовок зменшується витрата матеріалу і витрати на механічну обробку та отримується найсприятливіша структура матеріалу у виробі. Для стволів використовують сталі марок 40Х, 40ХН, 38ХГН, які набувають в результаті кування більш досконалу кристалічну структуру і підвищені механічні властивості [5].

Осьове положення ствола вертлюга фіксується упорними підшипниками 6 і 9. Основна опора ствола – підшипник 6 навантажений вагою ствола і приєднаної до нього бурильної колони, коли вертлюг через строп підвішується до талевого механізму. Допоміжною опорою ствола є підшипник 9, який навантажується власною вагою корпусу та інших необертових деталей, коли вертлюг спирається на ствол, а строп перебуває у вільному стані. Такий варіант навантаження може мати місце при встановленні вертлюга з ведучою трубою в шурф, а також в процесі механічного буріння верхніх інтервалів свердловин із повним розвантаженням бурильної колони на вибій, коли внаслідок її недостатньої ваги навантаження на долото доповнюється вагою вертлюга.

Правильне регулярне і симетричне розміщення роликів підшипника 6 вздовж радіусів і відносно осі обертання та сприйняття відцентрових сил забезпечується масивним сепаратором. В менш навантаженій допоміжній опорі використовується кульковий упорний підшипник. Ствол центрується в корпусі по осі його вертикальної розточки радіальними роликівими підшипниками 3 і 10. Упорні підшипники центруються обертовим кільцем, змонтованим на стволі. Нерухоме кільце є вільним і завдяки цьому само центрується відносно тіл кочення підшипника.

Осьове положення ствола і зазор в підшипниках 9 і 10 регулюються товщиною пакету прокладок між корпусом 4 і кришкою 14 вертлюга. Для захисту ствола від спрацювання нижній радіальний підшипник змонтовано на видовженій протекторній втулці, по зовнішній поверхні якої працюють манжети нижнього ущільнення масляної ванни.

Від осевого переміщення протекторну втулку зафіксовано нагвинченою на ствол гайкою, самовідгвинчування якої попереджається стопорними гвинтами. Зовнішнє кільце нижнього радіального підшипника утримується пружинним стопором, встановленим в кільцевий канавці корпусу. Для з'єднання ствола вертлюга з ведучою трубою використовується змінний ніпельний перевідник 1, його використання запобігає зношенню і механічним пошкодженням нарізки ствола.

З метою попередження саморозгвинчування нарізки ствола, перевідника 1, верхнього перевідника ведучої труби (ПШВ) і її верхнього кінця виконано лівими. На відміну від вказаних нарізки нижнього кінця ведучої труби, її нижнього перевідника (ПШН) та в усіх з'єднаннях бурильної колони є правими, що визначено напрямом обертання долота [3].

Корпус вертлюга закривається верхньою 14 і нижньою 2 кришками з центральними отворами для виводу кінців ствола. Кришки кріпляться до корпусу болтами. Верхню кришку оснащено стійками і фланцем, до якого кріпиться відвід 11 для з'єднання з буровим рукавом. З відводу промивна рідина надходить у канал стовбура через проміжний пристрій 13 - ущільнення високого тиску.

В порожнині між корпусом 4 з кришками 14, 2 і стволом утворено масляну ванну, в яку заливається рідке мастило для змащування основної опори і нижнього радіального підшипників. Закріплений до верхньої площини опорного фланця корпусу стакан утримує в собі консистентне мастило, яким змащується допоміжна опора 9 і верхній радіальний підшипник 10, та попереджає вимивання консистентного мастила рідким з масляної ванни. Масло до ванни заливається через отвір в верхній кришці 14 корпусу. Для зливу відпрацьованого масла передбачено отвір в нижній кришці 2 корпусу. Рівень масла перевіряється відгвинчуванням контрольної пробки корпусу вертлюга. Отвори корпусу і кришок, що мають вихід у масляну ванну, закриваються нарізними пробками.

Корпус вертлюга закривається верхньою 14 і нижньою 2 кришками з

центральними отворами для вивідних кінців ствола. Кришки кріпляться до корпусу болтами. Верхня кришка забезпечена стійками і другим фланцем, на якому укріплено відвод 11 для з'єднання вертлюга з буровим шлангом. З відводу промивальна рідина поступає в прохідний отвір ствола через швидкозйомне ущільнення 13.

В талевому механізмі бурової установки БУ-6500ДГ замість гака використовується автоматичний елеватор [5]. З'єднання вертлюга з автоматичним елеватором здійснюється за допомогою пристрою (рис. 1.4), що складається з петлевих стропів 2, перехідної скоби 3 і траверси 5.

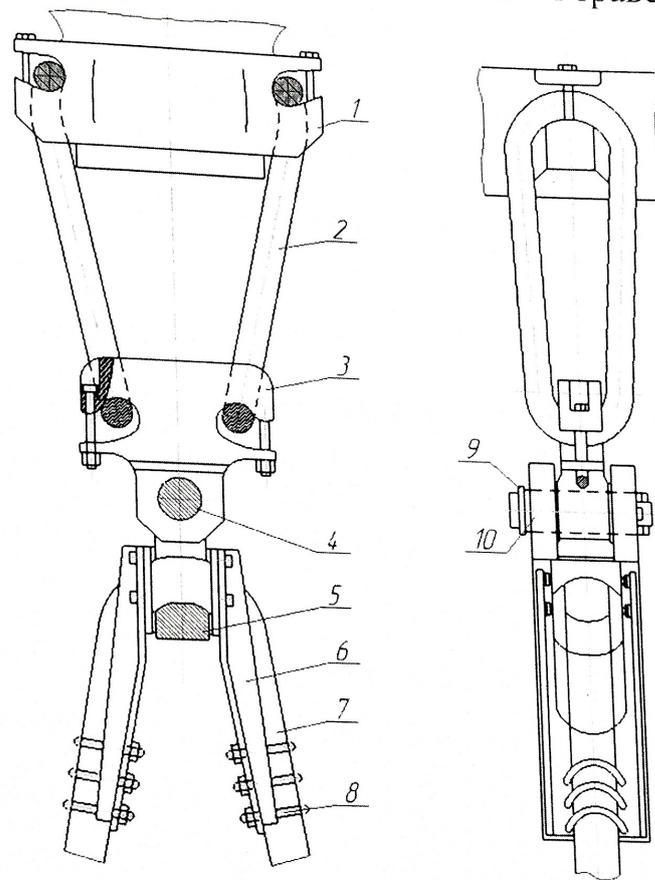


Рисунок 1.4 – Підвіска вертлюга:

- 1 – автоматичний елеватор; 2 – петльові стропи; 3 – перехідна скоба;
 4 – вісь; 5 – траверса; 6 – рамки; 7 – строп вертлюга; 8 – хомути; 9 – гайка;
 10 – шплінт

Траверсу надягається на строп 7 вертлюга і з'єднується з перехідною скобою віссю 4, закріпленою гайкою 9 і шплінтом 10. Положення траверси

фіксується рамками 6, закріпленими на стропі вертлюга хомутами 8.

Вертлюг підвішується до талевого механізму за допомогою стропів 2, сполучаючих перехідну скобу з автоматичним елеватором 1, встановленим на талевому блоці. Для запобігання стропів від випадання провущини автоматичного елеватора і перехідної скоби кріпляться болтами. При установці вертлюга в шурф стропи витягують і автоматичний елеватор звільняється для виконання спуско-підйомних операцій [19].

Висновки

За найбільшим навантаженням на гаку під час буріння свердловини глибиною 5600 м вибрана бурова установка БУ-6500 ДГ, за допомогою якої будемо здійснювати технологічні операції в процесі спорудження даної свердловини. У склад вибраної бурової установки входить буровий вертлюг УВ-320.

В результаті обстеження вертлюгів при капітальному ремонті і проведенні експлуатаційних випробувань встановлено, що основними причинами їх відмов є втрата працездатності основної опори, а також недостатня довговічність вузла напірного сальника і вузла нижнього масляного сальника.

Тому існує необхідність в модернізації вертлюга для підвищення надійності масляного ущільнення, збільшення терміну служби напірного патрубку, підвищення надійності та довговічності підшипникових вузлів і вертлюга в цілому.

2 ОПИС ТЕХНІЧНОЇ ПРОПОЗИЦІЇ

2.1 Опис модернізованої конструкції вертлюга

Мета модернізації вертлюга УВ-320 – збільшення надійності і довговічності вертлюга за рахунок встановлення масляної ємності з розділювальним елементом, розміщеної концентрично поздовжній осі напірного патрубку вертлюга.

Технічний результат досягається тим, що вертлюг, який складається із корпусу, ствола, напірного патрубку, останній зв'язаний зі стволом і підводом за допомогою нижнього і верхнього ущільнювальних вузлів. Вузли виконані у вигляді манжет з розділювальними кільцями, розташованих в корпусах. Вертлюг має масляну ємність з розділювальним елементом, розміщеним концентрично поздовжній осі напірного патрубку. Масляна ємність має можливість з'єднуватись з внутрішньою порожниною напірного патрубку за допомогою радіальних каналів.

Модернізоване швидкозйомне ущільнення вертлюга (рис. 2.1) складається із напірного патрубку 4 та масляної ємності 7. Виконання масляної ванни в корпусі нижнього пристрою ущільнювача дозволяє її установку концентрично поздовжній осі напірного патрубку. Завдяки цьому охоплюється нижній вузол ущільнювального пристрою з порожниною 8 кільцевої форми для мастила. Розділювальний елемент в ємності є поршень 10. Внизу поршень з'єднується з внутрішньою порожниною відводу 11 і напірного патрубку 4 завдяки каналам 12 і 13, що утворені між торцями в елементах нижнього вузла ущільнювача і ствола 2 вертлюга. На зовнішній поверхні напірного патрубку 4 виконані дві риски 14 і 15, на відстані від кожного торця патрубку 4, яка менша половини довжини патрубку. Відстань між рисками є рівною відстані не менше висоти поясок тертя ущільнювальної манжети 16 пакету ущільнювального вузла.

В ущільнювальному вузлі манжети ізолювані одна від іншої розділювальними кільцями 17 – 19. Риски 14 і 15 на напірному патрубку

розташовані одна відносно іншої на відстані, рівній половині відстані (кроку) між елементами ущільнювальної манжети 16. Таке розміщення рисок на напірному патрубку дозволяє при його переміщенні на вказану відстань більш повно використовувати усю робочу поверхню тертя напірного патрубка 4.

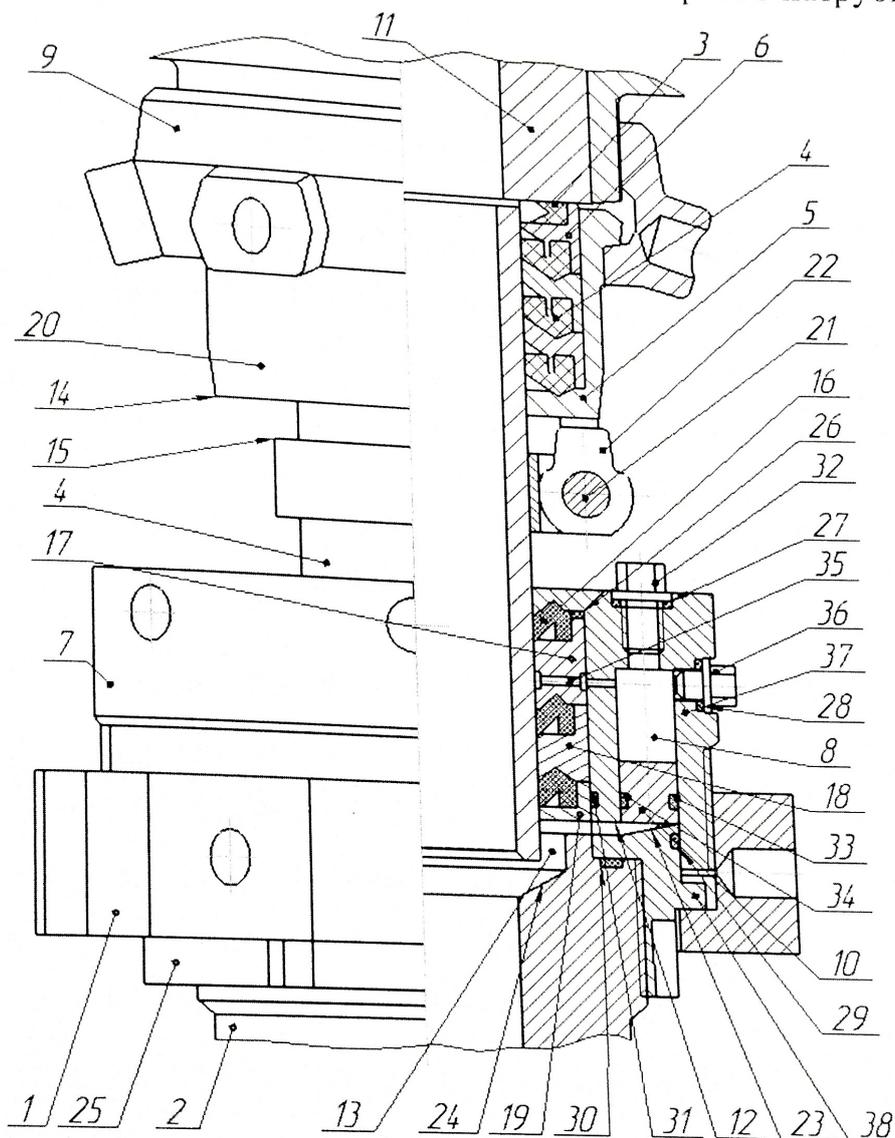


Рисунок 2.1 – Модернізоване швидкозйомне ущільнення вертлюга УВ-320:
 1, 9, 25 – гайка; 2 – ствол; 3, 26, 29-31, 33, 34 – ущільнювальне кільце;
 4, 16 – ущільнювальна манжета; 5 – верхній ущільнювальний пристрій;
 6, 17, 19 – розділювальне кільце; 7 – масляна ємність; 8 – порожнина;
 10 – поршень; 11 – внутрішня порожнина; 12, 13 – канали; 14, 15 – риски;
 18 – металева вставка; 20 – хомут; 21 – болт; 22 – серга; 23, 24 – поверхня;
 27, 28 – ущільнення; 32, 36 – пробка; 35 – радіальний канал; 37 – корпус;
 38 – кільце

Хомут 20 з болтом 21 розміщені у верхній частині напірного патрубка. Вони взаємопов'язані зі з'єднувальним елементом у вигляді серги 22, яка виконана на корпусі верхнього ущільнювального пристрою 5.

Нижнє розділювальне кільце 19 в своїй нижній частині має вигляд корончатої форми. Це виконано для розміщення виступів в каналі, який утворений торцями корпусу нижнього ущільнювального елемента і ствола вертлюга.

Канали 12 і 13 забезпечують подачу під тиском із порожнини патрубка 4 вертлюга бурового розчину під поршень 10. При відсутності тиску в порожнині патрубка 4 дані канали забезпечують зливання бурового розчину з-під поршня в порожнину ствола по похилих поверхнях 23 і 24, які виконані в гайці 25 і стволі у вигляді воронок. Така конструкція запобігає загальмування рідини в зимовий час.

Ущільнювальні кільцями 26 – 31 герметизують всі роз'ємні з'єднання ущільнюючих пристроїв швидкорозйомного з'єднання напірного патрубка вертлюга. Пробкою 32 закриває отвір для заливання мастила з порожнини 8. Поршень 10 ущільнюється кільцями 33 і 34. Для подачі мастила з порожнини 8 в зону тертя між зовнішньою поверхнею патрубка 4 і ущільнювальними манжетами в кільці 17 виконаний радіальний канал 35. Пробка 36 закриває даний радіальний канал.

Верхня необертова частина ущільнювального вузла 5 вертлюга включає підвід 11, гайку 9, розділювальні кільця 6, ущільнювальне кільце 3, ущільнювальні манжети 4, сергу 22, шарнірно пов'язану з хомутом 20 за допомогою стяжного болта 21.

Взаємозв'язок ствола вертлюга з корпусом, емністю 7 нижнього ущільнювального пристрою вертлюга виконаний через проміжну (перехідну) гайку 25 і гайку 1.

Модернізований вертлюг працює наступним чином.

Вертлюг підвішується до талевого блоку за допомогою стропа з використанням підвіски вертлюга (рис. 2.4). Ствол вертлюга з'єднується з

ведучою трубою, нижній кінець якої з'єднується з бурильною колоною. Підвід 11 вертлюга з'єднується з буровим рукавом від стояка нагнітальної лінії (маніфольда) бурових насосів [3].

При бурінні свердловини буровий розчин нагнітається під тиском буровими насосами через буровий рукав і підвід 11. Через напірний патрубок 4, порожнини ствола, квадратної штанги і бурильної колони буровий розчин подається до долота на вибої свердловини. При цьому ротор при роторному бурінні обертає ведучу бурильну трубу з бурильною колоною і долотом та одночасно обертає ствол вертлюга. Буровий розчин, що нагнітається через вертлюг, під тиском до 32 МПа з порожнини 11 по каналах 13 і 12 подається під поршень 10, чим підтискає його. Завдяки цьому поршень витісняє з порожнини 8 мастило через канал 35 в ущільнювальні манжети 16 і зону тертя ущільнювальних манжет.

Тиск мастила в порожнині збільшується і діє на поршень 10, переміщаючи його вниз. Подання мастила в ущільнювальні манжети 16 автоматично припиняється після припинення нагнітання бурового розчину через вертлюг, що приводить до падіння тиску в порожнині вертлюга до атмосферного. Залишок бурового розчину з-під поршня 10 через канали 12 і 13 стікає в порожнину вертлюга по похилих поверхнях 23 і 31, що унеможлиблює накопичення і замерзання в зимовий час бурового розчину в ємності 7 нижнього ущільнювального пристрою.

В процесі експлуатації зовнішня поверхня в зоні тертя напірного патрубку 4 зношується. Для її заміни спочатку напірний патрубок звільняють від стопоріння хомутом 20. Потім напірний патрубок зміщують вертикально від низу до верху від першої риски 14 до другої риски 15 на напірному патрубку. Далі напірний патрубок кріпиться у верхній частині за допомогою хомута 20 і болта 21.

Таким чином, забезпечується змащення поверхонь тертя напірного патрубку і ущільнювальної манжети 16 в зоні тертя, що продовжує термін служби напірного патрубку в процесі буріння свердловини. Після зносу

напірний патрубок звільняється від стопоріння, перевертається на 180°, знову встановлюється в ущільнювальні пристрої, стопориться хомутом. Експлуатація напірного патрубку здійснюється у вказаній послідовності з основним (первинним) і додатковим відпрацюванням до його остаточної заміни на інший.

2.2 Оцінка економічної ефективності

Для визначення річного економічного ефекту від впровадження модернізованого вертлюга використовуємо формулу

$$E = \left[3_1 \times \frac{B_2}{B_1} \times \frac{P_1 + E_n}{P_2 + E_n} + \frac{(I_1 - I_2) - E_n(K_2 - K_1)}{P_2 + E_n} \right] \times n, \quad (2.1)$$

де:

3_1 і 3_2 – приведені витрати;

I_1 і I_2 – річні експлуатаційні витрати;

K_1 і K_2 – супутні капітальні витрати; $K_2 - K_1 = 0$;

$E_n = 0.15$ – нормативний коефіцієнт ефективності капітальних вкладень;

B_1 і B_2 – річні об'єми продукції, що виробляється при використанні одиниці нового обладнання;

P_1 і P_2 – долі відрахувань, зворотні строкам служби;

n – річний об'єм використовуваних вертлюгів, $n = 5$ штук.

Розраховуємо собівартість вертлюга-аналога:

$$C_6 = \frac{Ц_6}{1 + P_n}, \quad (2.2)$$

де: $Ц_6$ – оптова ціна вертлюга УВ-250МА;

P_n – норматив рентабельності ($P_n = 0,3$)

вартість вертлюга УВ-250МА $Ц_3$ пдв = 450000 грн.

Тому за формулою

$$C_6 = Ц_{зпдв} - \frac{Ц_{зпдв}}{100 + Cт_{пдв}} \times Cт_{пдв}, \quad (2.3)$$

де: $Cт_{пдв}$ – ставка податку на додану вартість (20%)

$$Ц_6 = 450000 - \frac{450000}{100 + 20} * 20 = 375000 \text{ грн.}$$

Згідно формули 2.2:

$$С_6 = \frac{375000}{1 + 0,3} = 364078 \text{ грн.}$$

Розраховуємо собівартість вертлюга після модернізації:

$$С_n = С_6 + С_m, \quad (2.4)$$

де $С_m$ – собівартість модернізації.

$$С_m = С_{mat} + С_{mont. виг.}, \quad (2.5)$$

де $С_{mat}$ – вартість використаних матеріалів для виготовлення модернізованого вузла.

$С_{mont. виг.}$ – вартість монтажу та виготовлення вузла.

На модернізацію вертлюга витрачено матеріалів загальною вартістю 7040 грн.

Визначимо вартість виготовлення та монтажу за формулою

$$С_{mont. виг.}^{mont} = k_{n.z.} \times \lambda \sum_{i=1}^n C_{ii} \times \tau_i \times (1 + H_{ii}), \quad (2.6)$$

де $k_{n.z.}$ – коефіцієнт накладних витрат: $k_{n.z.} = 1,3$;

λ - коефіцієнт з врахування премій: $\lambda = 1,25$;

C_{ii} – годинна тарифна ставка робітника бригади;

τ_i – час виконання робіт:

- токарних робіт $\tau_r = 6$ год
- слюсарних робіт $\tau_{сл} = 2$ год

Для виготовлення модернізованого вузла використовуються два робітники 5-го розряду: токар і слюсар.

$$C_{ii} = k_{ii} * C_{i1}, \quad (2.7)$$

k_{ii} – тарифний коефіцієнт; $k_{i5} = 1,576$;

C_{i1} – годинна тарифна ставка 1-го розряду ($C_{i1} = 17,8$ грн.)

H_{ii} – норма нарахувань на заробітну плату; $H_{ii} = 37,7\%$.

Тоді,

$$C_{\text{ремонт}} = 1,3 \times 1,25 \times (1,576 \times 17,8 \times 6 + 1,576 \times 17,8 \times 2) \times (1 + 0,377) = 2201 \text{ грн.}$$

$$C_M = 7040 + 2201 = 9241 \text{ грн.}$$

Собівартість вертлюга після модернізації:

$$C_{II} = 364078 + 9241 = 373319 \text{ грн.}$$

Оптова ціна вертлюга після модернізації:

$$C_M = C_{II} \times (1 + P_c), \quad (2.8)$$

$$C_M = 373319 \times (1 + 0,3) = 485315 \text{ грн.}$$

Визначаємо P_1 та P_2 :

$$P_1 = \frac{1}{T_1}, \quad (2.9)$$

$$P_2 = \frac{1}{T_2}, \quad (2.10)$$

де T_1 і T_2 – терміни служби вертлюга: $T_1=5$ років – до модернізації, $T_2=6$ років – після модернізації. Збільшення терміну служби вертлюга відбувається за рахунок зменшення кількості ремонтів за рік з 5 до 4 штук. Тому використовуючи формули (2.9) і (2.10) отримаємо $P_1=0,2$; $P_2=0,17$.

ΔH – зміна експлуатаційних витрат. Після модернізації витрати енергії не змінились. Трудомісткості одного ремонту зменшилась на $\Delta T_p=10$ год. Тому економія експлуатаційних витрат відбувається за рахунок економії заробітної плати ремонтників

$$\Delta H = \Delta T_p \times k_{\text{п.з.}} \times \lambda \times \sum_{i=1}^n C_{II} \times C_i \times (1 + H_{II}), \quad (2.11)$$

Для ремонту використовується бригада: слюсарі 3 і 4 розряду.

k_{ii} – тарифний коефіцієнт розряду; $k_{i3} = 1,221$; $k_{i4} = 1,376$.

Тому отримаємо

$$\Delta H = 10 \times 1,3 \times 1,25 \times (1,221 \times 17,8 \times 1 + 1,376 \times 17,8 \times 1) \times (1 + 0,377) = 1453 \text{ грн.}$$

За формулою (2.1) річний економічний ефект від впровадження модернізованого вертлюга складає:

$$E = \left[364078 \times 1 \times \frac{0,2 + 0,15}{0,17 + 0,15} + \frac{1453}{0,17 + 0,15} - 373319 \right] \times 5 = 147160 \text{ грн.}$$

Висновки

Суть технічного рішення з модернізації вертлюга УВ-320 полягає в тому, що порівняно із аналогом у модернізованому вертлюгу встановлено масляну сміть, виконану в корпусі нижнього ущільнювального пристрою концентрично подовжній осі напірного патрубку, яка охоплює нижній вузол ущільнювального пристрою, з порожниною кільцевої форми для мастила. Розділювальний елемент в ємності виконаний у вигляді поршня.

Внаслідок даного вдосконалення підвищується надійність масляного ущільнення, виключається витікання масла з корпусу вертлюга, збільшується термін служби напірного патрубку, підвищується надійність і довговічність підшипникових вузлів і вертлюга в цілому. Річний економічний ефект від впровадження модернізованої конструкції вертлюга складає 147160 грн., що вказує на економічну доцільність даної технічної пропозиції.

3 ДОСЛІДНО-КОНСТРУКТОРСЬКА РОБОТА

3.1 Теоретичні обґрунтування працездатності ущільнень вертлюга

Працездатність вертлюга залежить від надійності ущільнень, що застосовуються в його рухомих і нерухомих з'єднаннях. Найбільш відповідальними є ущільнення напірної труби, які служать для запобігання витoku промивальної рідини, що нагнітається під високим тиском. Для цієї мети використовуються самоущільнювальні радіальні і торцеві манжети з синтетичних матеріалів, що володіють достатньою пружністю і зносостійкістю [3]. Манжети спрямовані назустріч діючому тиску і тому притискаються до ущільнювальних поверхонь з силою, яка пропорційна тиску бурового розчину.

Радіальна і торцева манжети ущільнюють дотичні торці напірної труби і відводу. Манжети встановлюються в канавках кільцевої втулки, яка разом з манжетами надіта на напірну трубу і щільно притиснута до відводу вертлюга за допомогою накладної гайки. Протилежний стик між нижнім торцем напірної труби і стволом вертлюга ущільнюється чотирма радіальними манжетами, розділеними металевими кільцями, і торцевою манжетою. Радіальні манжети встановлені в стакані і затягнуті накладною гайкою, що з'єднує стакан зі стволом вертлюга [3].

Стакан обертається разом зі стволом і радіальні манжети ковзають щодо напірної труби, яка утримується силою тертя у верхній манжеті. Ковзання викликає знос контактних поверхонь, який прискорюється абразивним впливом бурового розчину. Надійність і довговічність нижнього ущільнення напірної труби вища завдяки багаторядній конструкції. Стакан забезпечений гвинтовою масельничкою для періодичного змащення манжет з метою зменшення зносу і нагріву ущільнення в результаті тертя. Манжета, яка розташована над мастильним отвором в стакані, запобігає витoku мастила при шприцюванні і оберігає його від зовнішнього забруднення. Торцева манжета обертається разом зі стволом вертлюга і залишається нерухомою щодо дотичних поверхонь. Неточності, які допущені при виготовленні і збиранні, компенсуються

віднопливаючим положенням напірної труби. Напірні труби виготовляються з низьколегованих сталей марок 12ХН2А, 20ХН3А та ін. Зовнішня поверхня напірних труб шліфується і має твердість HRC 56-62 [3].

3.2 Розробка стенда для дослідження вертлюгів

Завершальними операціями технологічного процесу виготовлення модернізованого вузла є його встановлення, припрацювання зібраного обладнання, його випробування.

Зібране обладнання повинно відповідати технічним вимогам. Про якість обладнання судять за даними фактичних експлуатаційних характеристик машини (потужністю, частотою обертання, продуктивністю, вантажопідйомністю, тиском та ін.) і правильністю взаємодії окремих вузлів і агрегатів.

Обов'язковий остаточний контроль здійснюється після збирання складальної одиниці, агрегату або машини в цілому. Після ретельного огляду та перевірки правильності збирання проводиться припрацювання (обкатка) машини [1].

Розрізняють холодне і гаряче припрацювання. При холодному припрацюванні машини випробовують без навантаження і приводять в дію від стороннього джерела енергії. При гарячому припрацюванні машину повністю збирають і припрацьовують під навантаженням. Навантаження на машину можна створювати за допомогою гальма (механічного, електричного, гідравлічного) або інших пристроїв.

Допускається проводити прискорене припрацювання, що виконують з використанням спеціальних припрацьовувальних присадок, які додають до змащувального мастила.

Тривалість припрацювання різна залежно від типу і призначення обладнання. У початковий період припрацювання без навантаження перевіряють правильність балансування обертових частин машини, пригонку

підшипників і якість збирання. Весь період припрацювання машини строго контролюється спеціальним персоналом з використанням необхідних контрольно-вимірювальних приладів; ведеться спостереження за температурою підшипників, наявністю, характером і величиною вібрацій, рівнем шуму в процесі припрацювання, швидкістю зношування [1].

Початкова шорсткість впливає на тривалість припрацювання. Чим більше відрізняється шорсткість, отримана при механічній обробці, від шорсткості, що встановлюється після припрацювання, тим більше тривалість випробувань. Погано припрацьовані деталі швидко зношуються. Закінчення припрацювання характеризується стабілізацією інтенсивності зношування. Після закінчення припрацювання машину розкривають, оглядають спряжень і усувають неполадки. Потім машину знову збирають і піддають випробуванням відповідно до інструкції.

Зазвичай повністю зібрану машину піддають приймальним, контрольним і спеціальним випробуванням. Приймальні випробування встановлюють відповідність фактичних експлуатаційних характеристик машини технічним умовам і проводяться на спеціальних стендах в умовах, максимально наближених до експлуатаційних.

Порядок випробувань визначається технічними умовами. Виявлені в процесі приймальних випробувань неполадки усувають, після чого машину знову піддають повторним (контрольним) випробуванням.

При внесенні в машину будь-яких нових елементів (новий матеріал, зміна якості поверхні, модернізація та ін.) проводять спеціальні випробування. Результати випробувань оформляються у вигляді акту, а дані випробувань відзначаються в паспорті машини. Оскільки якісні та всебічні випробування машини можуть бути зроблені тільки на спеціальному стенді, слід прагнути до створення подібних стендів на всіх ремонтних підприємствах нафтогазової галузі [1].

На рис. 3.1 приведена схема стенду для випробування вертлюгів [1]. Стенд складається з щогли 6 для підвішування вертлюга, приводу для

обертання ствола вертлюга і домкратів 9 з траверсою 10 для створення навантаження на вертлюг 3. Висота щогли від основи до верхньої площадки 8 м. На верхньому майданчику змонтовані підшипники, в яких встановлена верхня траверса 7. На траверсу надягають строп випробуваного вертлюга. У нижній частині щогли приварені поперечки, в яких змонтовані два гідравлічних домкрати. Плунжери домкратів впираються в нижню рухому траверсу, на перевідник якої нагвинчують робочу трубу. В основі підлоги по осі щогли встановлений домкрат для підтримання нижньої траверси.

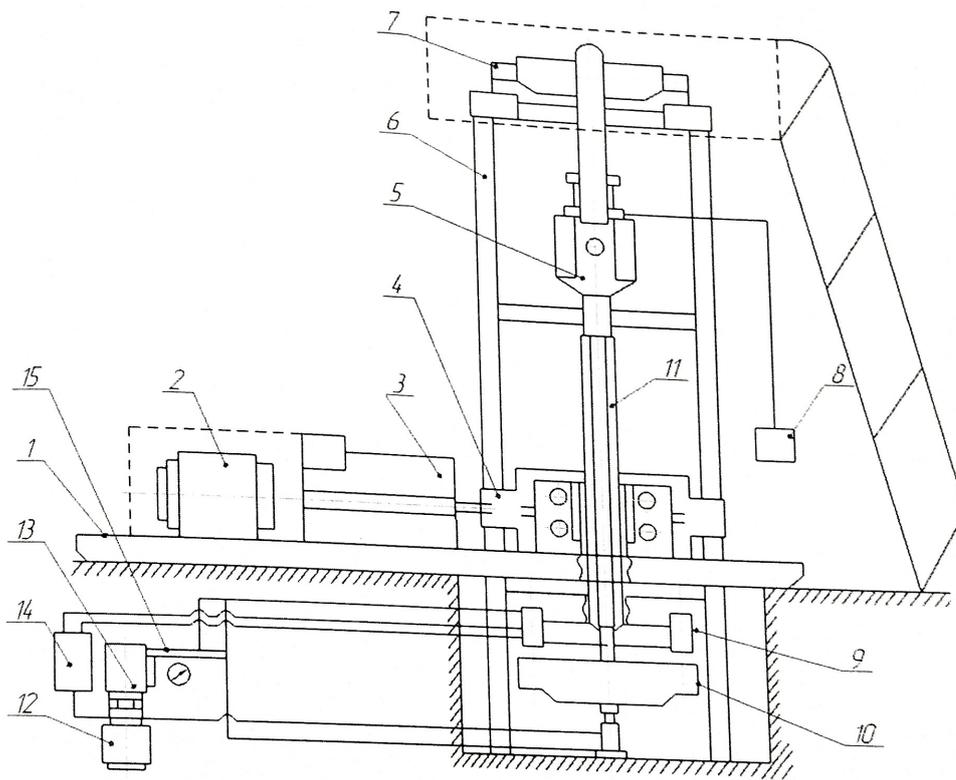


Рисунок 3.1 – Стенд для випробування вертлюгів:

- 1 – рама; 2 – електродвигун; 3 – коробка передач; 4 – ротор; 5 – вертлюг;
 6 – щогла; 7 – верхня траверса; 8 – апарат для реєстрації температури;
 9 – домкрат; 10 – нижня траверса; 11 – робоча труба; 12 – електродвигун насоса; 13 – насос; 14 – ємність для масла; 15 – нагнітальний колектор

Приводна частина являє повністю скомплектований індивідуальний привід ротора. Привід складається із зварної рами, на якій змонтовані два електродвигуни та чотиришвидкісна коробка передач.

Робоча труба проходить через отвір в столі ротора і в верхній частині приєднується до ніпеля ствола вертлюга. До домкратів підведені трубопроводи гідравлічної системи для подачі і відведення масла насосом [1].

Тиск гідравлічної системи контролюється манометрами. Рівні мастила в коробці передач і нижній траверсі визначаються за допомогою рівнемірів.

Стволу вертлюга обертання передається від електродвигунів через коробку передач, ротор і робочу трубу (квадрат). Навантаження на вертлюг створюється домкратами. Плунжери домкратів, переміщаючись під дією нагнітаного насосом масла, натискають на нижню траверсу, зусилля від якої передається через робочу трубу на ствол вертлюга.

Перед установкою на стенд вертлюг повинен бути повністю зібраний. У корпус вертлюга має бути залито масло в обсязі, передбаченому технічними умовами [1].

При випробуванні модернізованого вертлюга нагрів масла допускається до 60° С. Температуру вимірюють термопарами, пропущеними всередину корпусу вертлюга через заливальний отвір, а реєструють потенціометром.

3.3 Науково-теоретичне дослідження динамічного режиму роботи ущільнення модернізованого вертлюга

Процес створення нових і вдосконалення існуючих ущільнень вертлюгів може бути покращений за рахунок використання сучасних інноваційних технологій інженерного аналізу, які пов'язані з комп'ютерним моделюванням і оптимізацією та базуються на чисельних методах обчислювальної механіки рідини і газу та твердого деформованого тіла. Нові конструкції ущільнень дозволять забезпечити економію енергії, а також екологічну безпеку бурових вертлюгів.

На підставі викладеного ясно, що актуальність задачі підвищення ефективності роботи ущільнень вертлюгів за рахунок створення нових конструкцій ущільнень з покращеними характеристиками, їх чисельного

аналізу, експериментальних досліджень, оптимізації гідрогазодинамічних характеристик, розробки методик їх інженерного розрахунку безперервно зростає. А результати досліджень можуть бути актуальними у суміжних галузях науки при розрахунку і проектуванні практично всіх типів ущільнювальних вузлів [22].

Випробування на осадку проводились для визначення властивостей деформації залежно від тиску на поверхню і температури ущільнення. Випробування на осадку проводились за допомогою багатофункціонального випробувального пристрою TEMES. Випробувальна лабораторія оснащена двома випробувальними стендами даного типу, таким чином, є можливість дуже швидко перевірити ущільнення. При цьому, перевірки підлягають на пружно-пластичну деформацію ущільнення із зовнішнім діаметром до 170 мм при максимальній силі 1000 кН і максимальній температурі 600° С. На рис. 3.2 показані результати випробувань на осадку: крива осадки без знаходження точок порушення ущільнення.

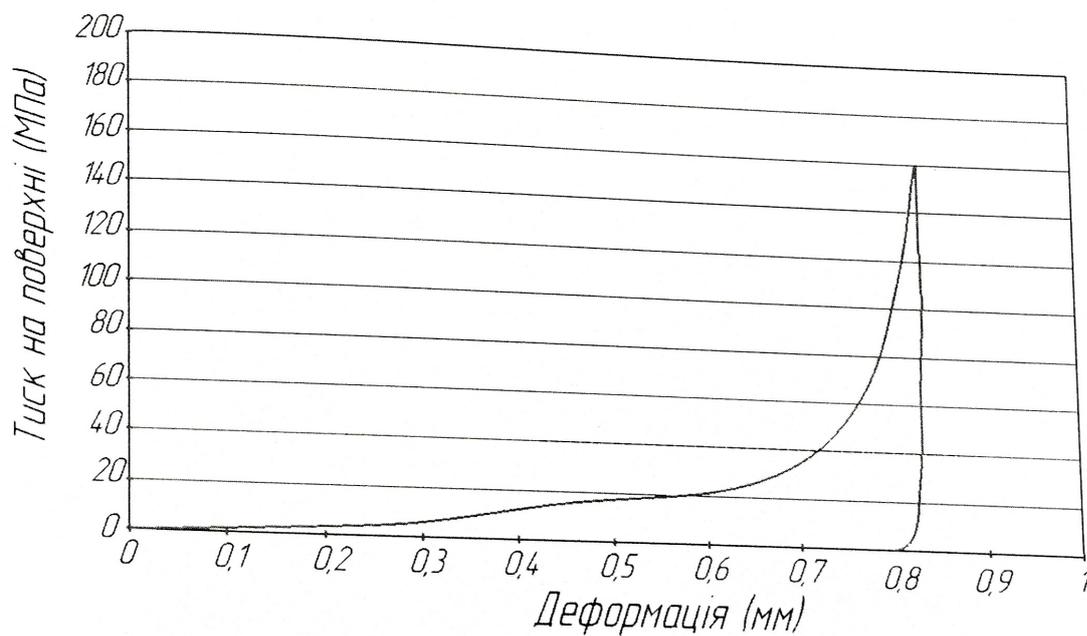


Рисунок 3.2 – Крива осадки без знаходження точок порушення ущільнення

Також за допомогою багатофункціонального випробувального пристрою TEMES проведені випробування на стиск для визначення модуля пружності залежно від тиску на поверхню і максимально допустимого тиску на поверхню

ущільнення при кімнатній або при підвищеній температурі, результати яких показані на рис. 3.3.

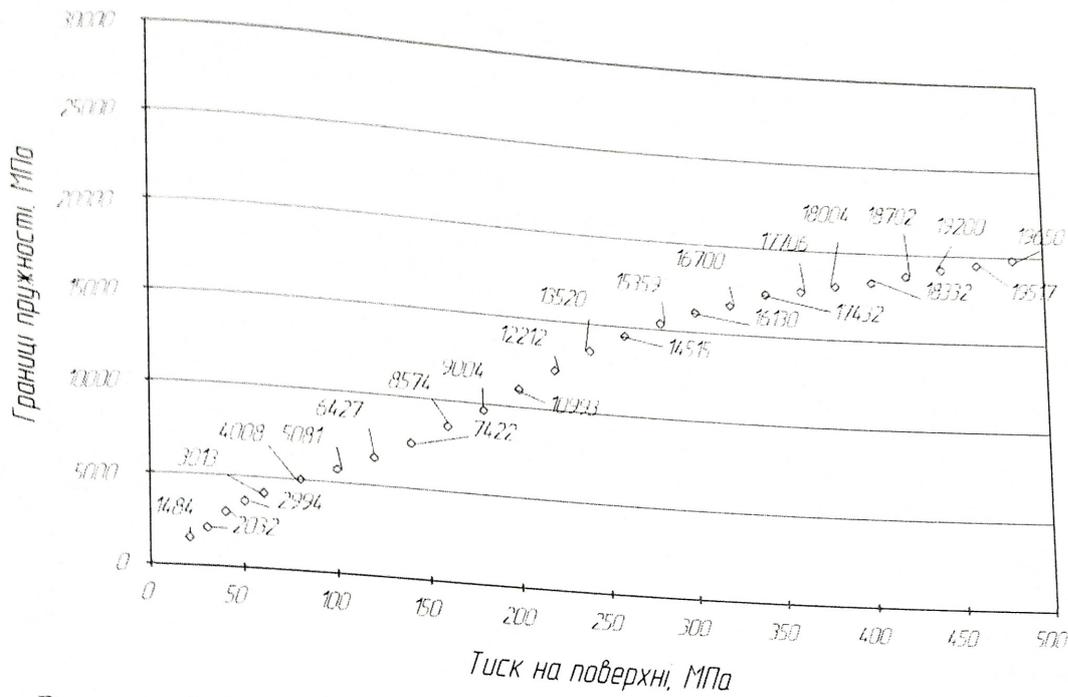


Рисунок 3.3 – Модуль пружності залежно від розподільчого тиску на поверхні ущільнення

Випробування на витікання для визначення ущільнюючих властивостей в залежності від внутрішнього тиску і тиску на поверхню ущільнення: проводились при стандартній температурі, у випробувальній лабораторії із використанням обох випробувальних стендів TEMES. Зовнішній діаметр зразка обмежений до 170 мм, максимальна сила 1000 кН, перевірялись ущільнення з геометрією *DN40 / PN40*, при можливій допустимій температурі до 400° С. Крива витікань при внутрішньому тиску 4 МПа зображена на рис. 3.4.

Випробування на повзучість і релаксацію проводились для визначення характеристик повзучості і релаксації ущільнень залежно від тиску на поверхню, температури і жорсткості випробувального пристрою.

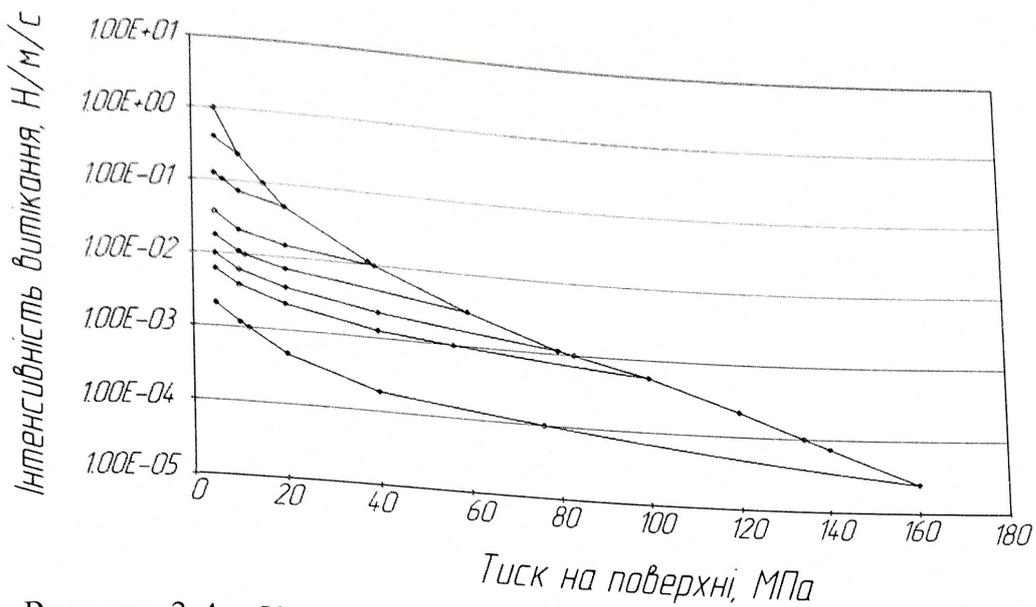


Рисунок 3.4 – Крива витікань при внутрішньому тиску 4 МПа

Спеціально для дослідження повзучості і релаксації ущільнюючих елементів поряд з двома багатофункціональними випробувальними пристроями TEMES, також використовувався стенд для випробування на релаксацію TEMES relax. Межі робочого діапазону складають: температура випробування 600°C і сила 1000 кН, зовнішній діаметр зразка обмежена до 170 мм. Результати випробувань на повзучість і релаксацію при вихідному тиску на поверхню 50 МПа показані на рис. 3.3.

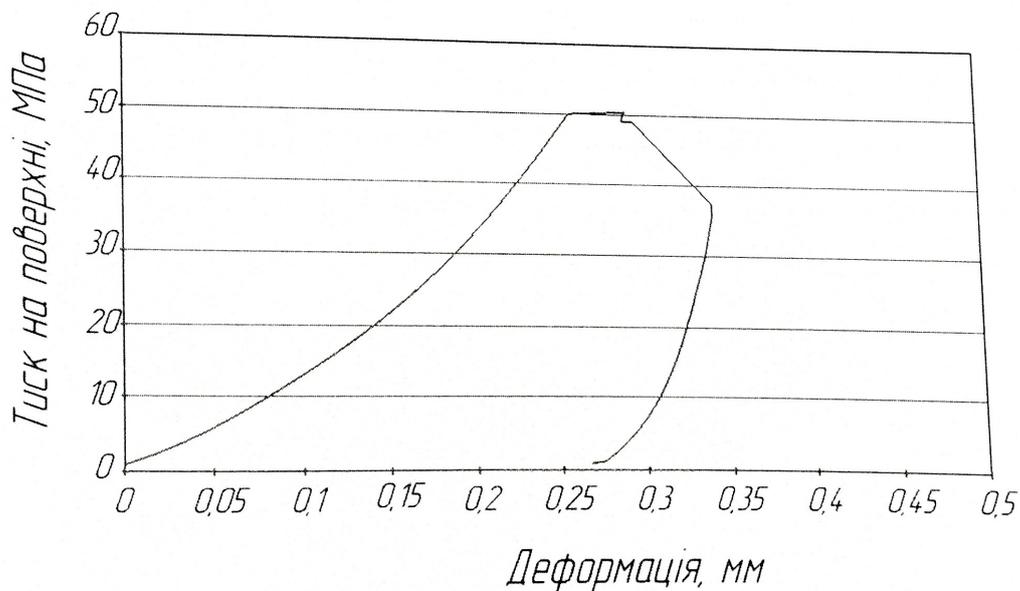


Рисунок 3.5 – Випробування на повзучість і релаксацію при вихідному тиску на поверхню 50 МПа

Надалі заплановано спеціальні випробування для розробки нових матеріалів ущільнювачів або для перевірки на придатність відповідно до спеціальних фірмових специфікацій (наприклад, фірми Shell, Total). Необхідно провести випробування для високотемпературного застосування, на вогнестійкість і розриви, для чого потрібно розробити відповідну процедуру випробування ущільнювальних вузлів модернізованого вертлюга.

Висновки

У даному розділі магістерської роботи було розроблено стенд для дослідження вертлюга, за допомогою якого забезпечується остаточний контроль після модернізації. Після ретельного огляду та перевірки правильності збирання модернізованого вертлюга проводиться його припрацювання.

За результатами проведених досліджень роботи модернізованого ущільнення бурового вертлюга, що були одержані в процесі виконання дослідно-лабораторних робіт, побудовано графічні залежності: крива осадки без знаходження точок порушення ущільнення; модуль пружності залежно від розподільчого тиску на поверхні ущільнення; крива витікань при внутрішньому тиску 4 МПа; випробування на повзучість і релаксацію при вихідному тиску на поверхню 50 МПа.

Порівняння розрахункових даних з експериментальними показує задовільні співпадання, що підтверджує можливість ефективного використання модернізованого в магістерській роботі ущільнення бурового вертлюга УВ-320.

4 РОЗРАХУНКИ ПРАЦЕЗДАТНОСТІ

4.1 Розрахунок ствола вертлюга на міцність

В процесі експлуатації вертлюга одним із елементів, який підлягає найбільшому зношенню, є ствол. Тому при розрахунках працездатності вертлюгів обов'язково необхідно враховувати міцність ствола.

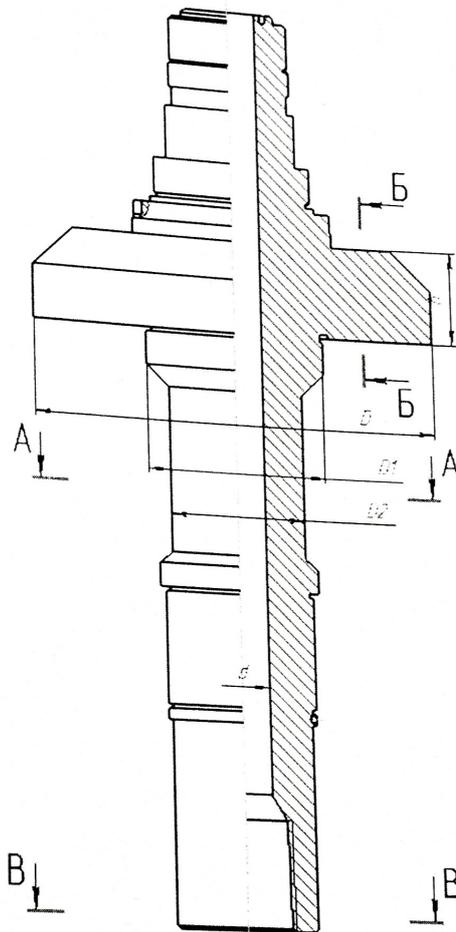


Рисунок 4.1 – Ствол вертлюга

Вихідні дані:

- 1) Вага найважчої колони (бурильний інструмент при бурінні під експлуатаційну колону) $Q_c=2620$ кН (розділ 1 магістерської роботи);
- 2) Розміри ствола вертлюга згідно (рис. 4.1):

$$D=560\text{мм}; D_1=260\text{мм}; D_2=220\text{мм}; d_0=75\text{мм}; h=130.$$

Ствол вертлюга виготовлений із високолегованої і термообробленої

сталіної поковки високої якості і є основною деталлю, яка приймає на себе вагу колони бурильних труб під час буріння свердловини [19].

Ствол вертлюга розраховується на міцність при деформації розтягу, згину та зрізу.

Розглянемо переріз А – А. В цьому перерізі ствол вертлюга розраховуємо на міцність при розтягу.

Розрахунок ведемо за формулою:

$$\sigma_p = \frac{Q_c}{\frac{\pi}{4} \cdot (D_2^2 - d_0^2)}; \quad (4.1)$$

$$\sigma_p = \frac{2620000}{\frac{\pi}{4} \cdot (220^2 - 75^2)} = 78 \frac{H}{мм^2};$$

Визначаємо границю текучості:

$$\sigma_{0p} = 0,5 \sigma_m; \quad (4.2)$$

$$\sigma_m = 750 \frac{H}{мм^2};$$

$$\sigma_{0p} = 0,5 \cdot 750 = 375 \frac{H}{мм^2};$$

Коефіцієнт запасу міцності:

$$K = \frac{375}{78} = 4,8.$$

Розглянемо переріз Б – Б. В цьому перерізі ствол вертлюга підлягає навантаженням згину та зрізу. Визначаємо навантаження згину за формулою:

$$\sigma_{xz} = \frac{M_{xz}}{W}; \quad (4.3)$$

де M_{xz} – максимальний момент згину,

$$M_{xz} = \frac{Q_c(D - D_1)}{4}; \quad (4.4)$$

$$M_{xz} = \frac{2620000 \cdot (560 - 260)}{4} = 196,5 \cdot 10^6 \text{ H} \cdot \text{мм}$$

W – осьовий момент опору,

$$W = \frac{\pi D_1^3 h^2}{6}; \quad (4.5)$$

$$W = \frac{3,14 \cdot 260 \cdot 130^2}{6} = 2,3 \cdot 10^6 \text{ мм}^3$$

$$\sigma_{\text{в}} = \frac{196,5 \cdot 10^6}{2,3 \cdot 10^6} = 85,4 \text{ Н / мм}^2$$

Границя витривалості на згин:

$$\sigma_{0,1} = 0,6 \sigma_m = 0,6 \cdot 750 = 450 \frac{\text{Н}}{\text{мм}^2} .$$

(4.6)

Коефіцієнт запасу міцності на згин:

$$K = \frac{450}{85,4} = 5,3 .$$

Визначасмо напругу перерізу:

$$\tau_{\text{ср}} = \frac{Q_{\text{с}}}{F} ;$$

(4.7)

де F – площа перерізу

$$F = \pi D_1 h = 3,14 \cdot 260 \cdot 130 = 106132 \text{ мм}^2$$

(4.8)

$$\tau_{\text{ср}} = \frac{2620000}{106132} = 24,7 \frac{\text{Н}}{\text{мм}^2} .$$

Границя витривалості на зріз:

$$\tau_{0,1} = 0,7 \sigma_{0,1} = 0,7 \cdot 375 = 262 \frac{\text{Н}}{\text{мм}^2} .$$

(4.9)

Коефіцієнт запасу міцності на зріз:

$$K = \frac{\tau_{0,1}}{\tau_{\text{ср}}} = \frac{262}{24,7} = 10,6 .$$

Розглянемо переріз В – В. У цьому перерізі на ствол вертлюга діє сила розтягу.

$$\sigma_p = \frac{Q_{\text{сп}}}{\frac{\pi}{4} \cdot (D_2^2 - d_3^2)} ,$$

(4.10)

де d_3 – внутрішній діаметр різьби в площині торця; $d_3 = 171 \text{ мм}$.

$$\sigma_p = \frac{2620000}{\frac{3,14}{4} \cdot (220^2 - 171^2)} = 174,2 \frac{\text{Н}}{\text{мм}^2} .$$

Дійсний коефіцієнт запасу міцності по відношенню до границі витривалості буде становити:

що є достатнім.

$$K = \frac{\sigma_{op}}{\sigma_p} = \frac{375}{174,2} = 2,15.$$

4.2 Розрахунок стропа вертлюга на міцність

Розрахуємо строп вертлюга на міцність: матеріал стропа – сталь 35Л, границя міцності якої $\sigma_m = 500 - 600 \frac{H}{мм^2}$.

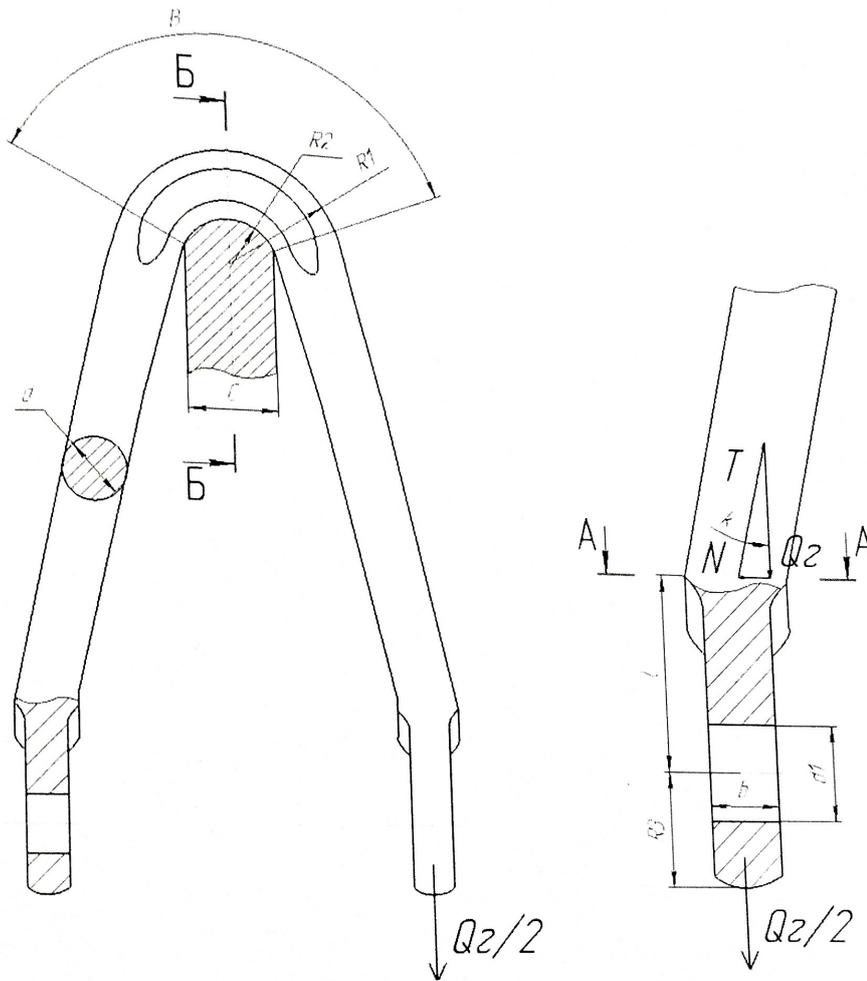


Рисунок 4.2 – Строп вертлюга

Вихідні дані:

- 1) Вага найважчої колони (бурильний інструмент при бурінні під експлуатаційну колону) $Q_c = 2620$ кН (розділ 1 магістерської роботи);
- 2) Розміри стропа вертлюга згідно (рис. 4.2):

$$R_1 = 290 \text{ мм}; R_2 = 120 \text{ мм}; C = 120 \text{ мм}; R_3 = 150 \text{ мм};$$

Найбільш небезпечними є перерізи А – А і Б – Б, які і будемо розраховувати на міцність.

Розглянемо переріз А – А. В цьому перерізі строп вертлюга підлягає напруженням згину від сили N і розтягу від сили T .

Напруження згину визначимо за формулою:

$$\sigma_{z_1} = \frac{M_{z_1}}{W}, \quad (4.11)$$

де M_{z_1} – момент згину.

$$M_{z_1} = Nl. \quad (4.12)$$

$$N = \frac{Q_1}{2} \operatorname{tg} k, \quad (4.13)$$

де $k = 8^\circ 30'$.

$$N = \frac{2620}{2} \operatorname{tg} 8^\circ 30' = 195,2 \text{ кН};$$

l – плече згину, $l = 240 \text{ мм}$; $W = 0,1d^3$; d – діаметр перерізу, $d = 130 \text{ мм}$.

Маючи всі значення визначаємо

$$\sigma_{z_1} = \frac{2620 \cdot 240}{0,1 \cdot 150^3} = 125,4 \text{ Н / мм}^2,$$

Напруження розтягу, $\frac{H}{\text{мм}^2}$:

$$\sigma_m = \frac{T}{F}, \quad (4.14)$$

$$T = \frac{2620}{2 \cdot 0,989} = 1324,6 \text{ кН} \quad (4.15)$$

$$F = \frac{\pi d^2}{4} = \frac{3,14 \cdot 150^2}{4} = 26493 \text{ мм}^2. \quad (4.16)$$

Таким чином,

$$\sigma_p = \frac{1324,6 \cdot 10^3}{26493} = 50 \frac{\text{Н}}{\text{мм}^2}.$$

Результуюче напруження в цьому перерізі

$$\sigma_{рез} = \sigma_{z_1} + \sigma_p = 125,4 + 50 = 175,4 \frac{\text{Н}}{\text{мм}^2}. \quad (4.17)$$

Визначаємо границю текучості при розтягу на згин.

$$\sigma_{0p} = 0,6\sigma_{\kappa} = 0,6 \cdot 600 = 360 \frac{H}{мм^2}.$$

$$\sigma_{0з} = 0,5\sigma_{\kappa} = 0,5 \cdot 600 = 300 \frac{H}{мм^2}.$$

Так як границя втомленості при розтягу σ_{0p} менша границі втомленості при згині $\sigma_{0з}$, то для визначення коефіцієнта запасу міцності K приймаємо до уваги σ_{0p} .

$$K = \frac{\sigma_{0p}}{\sigma_{0з}} = \frac{300}{175,4} = 1,71, \quad (4.18)$$

що цілком допустимо.

Розглянемо переріз Б – Б. Цей переріз розраховуємо за формулою Ляме.

Максимальне розтягуюче напруження на внутрішній поверхні стропа рівне

$$\sigma_{1\max} = q \frac{R_1^2 + R_2^2}{R_1^2 - R_2^2}, \quad (4.19)$$

де q – інтенсивність тиску,

$$q = \frac{Q_2}{cd}. \quad (4.20)$$

$$q = \frac{2620000}{120 \cdot 150} = 145,6 \frac{H}{мм^2}.$$

$$\sigma_{1\max} = 145,6 \cdot \frac{29^2 + 12^2}{29^2 - 12^2} = 205,8 \frac{H}{мм^2}.$$

Коефіцієнт запасу міцності рівний

$$K = \frac{300}{205,8} = 1,46.$$

що є цілком достатнім.

Максимальне розтягуюче напруження на зовнішній поверхні визначаємо за

формулою

$$\sigma_{2\max} = \frac{2qR_2^2}{R_1^2 - R_2^2} = \frac{2 \cdot 145,6 \cdot 120^2}{290^2 - 120^2} = 60,2 \frac{H}{мм^2}. \quad (4.21)$$

$$K = \frac{300}{60,2} = 5.$$

Розглянемо провущину штропа. Розраховуємо провущину штропа також по формулі Ляме:

$$\sigma_{1\max} = q \frac{R_3^2 + \left(\frac{d_1}{2}\right)^2}{R_3^2 - \left(\frac{d_1}{2}\right)^2}, \quad (4.22)$$

$$q = \frac{Q_s}{2d_1 b}. \quad (4.23)$$

де d_1 – діаметр провущини, $d_1 = 140$ мм;

b – ширина провущини, $b = 100$ мм.

$$q = \frac{2620000}{2 \cdot 140 \cdot 100} = 93,6 \text{ Н / мм}^2.$$

$$\sigma_{1\max} = 93,6 \frac{150^2 + \left(\frac{140}{2}\right)^2}{150^2 - \left(\frac{140}{2}\right)^2} = 145,7 \frac{\text{Н}}{\text{мм}^2}.$$

$$K = \frac{300}{145,7} = 2,06.$$

що є достатнім.

4.3 Розрахунок пальця стропа вертлюга на міцність

Розраховуємо палець стропа вертлюга на міцність (рис. 4.3): матеріал пальця – сталь 40ХН.

Вихідні дані:

1) Вага найважчої колони (бурильний інструмент при бурінні під експлуатаційну колону) $Q_s = 2620$ кН (розділ 1 магістерської роботи);

2) Розміри на схемі зусиль, діючих на палець стропа вертлюга, згідно

рис. 4.3:

$$b = 100 \text{ мм}; \sigma_{\text{ш}} = 450 \frac{\text{Н}}{\text{мм}^2}; l_2 = 88 \text{ мм}; \sigma_6 = 750 \frac{\text{Н}}{\text{мм}^2}; l_1 = 72 \text{ мм}$$

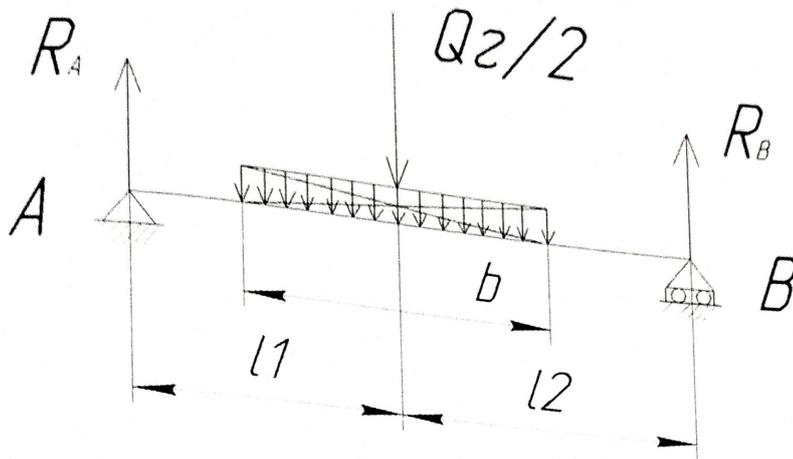


Рисунок 4.3 – Схема зусиль, діючих на палець стропа вертлюга

Палець стропа працює на деформацію згину та зрізу. Більш небезпечною є деформація згину. Розраховуємо палець стропа на міцність при деформації згину.

Реакції R_a і R_b неоднакові, так як $l_1 < l_2$. Взявши суму моментів всіх сил відносно опори А, визначаємо реакцію R_b .

$$R_b(l_1 + l_2) - \frac{Q_2}{2}l_1 = 0 \quad (4.24)$$

$$R_b = \frac{Q_2 \cdot l_1}{2 \cdot (l_1 + l_2)} = \frac{2620000 \cdot 72}{2 \cdot (88 + 72)} = 589,5 \text{ кН}$$

$$R_a + R_b = \frac{Q_2}{2}, \quad (4.25)$$

звідси:

$$R_a = \frac{Q_2}{2} - R_b = 1310 - 589,5 = 720,5 \text{ кН.}$$

Визначаємо максимальний згинаючий момент:

$$M_{z'} = R_b l_2 - \frac{Q_2 b}{16}. \quad (4.26)$$

$$M_{z'} = 589,5 \cdot 88 - \frac{3620 \cdot 100}{16} = 35501 \text{ кН} \cdot \text{мм.}$$

Знаходимо напруження згину:

$$\sigma_{z'} = \frac{M_{z'}}{W}; \quad (4.27)$$

$$\sigma_{z'} = \frac{35501000}{0,1 \cdot 115^3} = 233,4 \text{ Н} / \text{мм}^2;$$

Визначаємо коефіцієнт запасу міцності:

$$K = \frac{\sigma_{no}}{\sigma_v} = \frac{450}{233,4} = 1,93.$$

що є достатнім.

4.4 Розрахунок напірної труби вертлюга

Розраховуємо напірну трубу вертлюга на міцність при максимальному тиску, що розвиває буровий насос $p=32$ МПа. Матеріал для виготовлення труби – сталь 40ХН, межа міцності якої $\sigma_v = 75$ МПа. Дані для розрахунку взяті з рис. 4.4.

Внутрішня труба розраховується на міцність при розтягу від тиску бурового розчину, що проходить через неї:

$$\sigma_p = \frac{2 \cdot p \cdot \left(\frac{D_1}{D_2}\right)^2}{\left(\frac{D_1}{D_2}\right)^2 - 1}, \quad (4.28)$$

де p – максимальний тиск, що розвиває буровий насос;

D_2 – внутрішній діаметр труби, $D_2=76$ мм;

D_1 – зовнішній діаметр труби в найбільш небезпечному перерізі, тобто найменший діаметр, $D_1=90$ мм.

Підставивши значення в формулу 4.28, отримуємо:

$$\sigma_p = \frac{2 \cdot 32 \cdot \left(\frac{0,09}{0,076}\right)^2}{\left(\frac{0,09}{0,076}\right)^2 - 1} = 22,4 \text{ МПа.}$$

Визначаємо межу втоми на розтяг при пульсуючому циклі навантажень:

$$\sigma_{op} = 0,5 \cdot \sigma_v = 0,5 \cdot 75 = 37,5 \text{ МПа.} \quad (4.29)$$

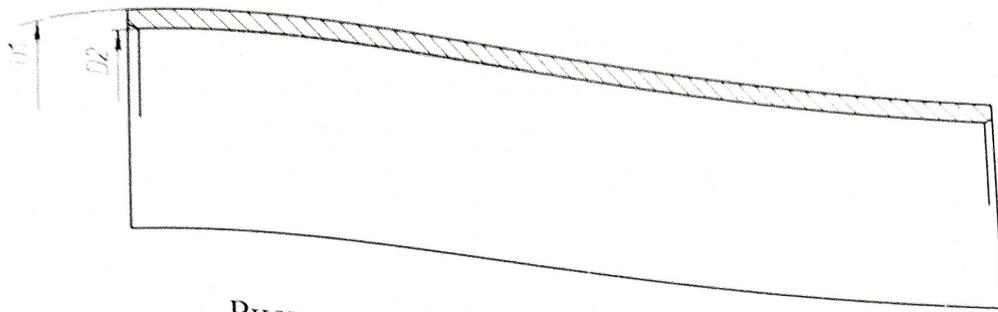


Рисунок 4.4 – Внутрішня труба вертлюга

Дійсний коефіцієнт запасу міцності рівний:

$$K = \frac{\sigma_{op}}{\sigma_p} = \frac{37,5}{22,4} = 1,67, \quad (4.30)$$

що є допустимим.

4.5 Розрахунок на витривалість підшипника основної опори вертлюга

Приймаємо вихідні дані для розрахунку:

1. Навантаження на підшипник прямо пропорційне вазі бурильної колони [18].

2. Зниження навантаження на вертлюг від полегшення колони в буровому розчині складає 15%; навантаження на долото – 15% від ваги колони. При таких даних коефіцієнт пропорційності між вагою бурильної колони в повітрі $Q_{бур}$ і навантаженням на вертлюг рівне $0,85^2$.

3. Коефіцієнт перевантаження для опор вертлюга складає $K_n=1,24$. Цим коефіцієнтом враховуються повздовжні і поперечні коливання колони, які викликають перевантаження опор.

4. Коефіцієнт запасу при ймовірності не руйнування $V=0,95$ складає $k_0=1,2$.

4. Температурний коефіцієнт $k_t=1$.

Вага найважчої колони (бурильний інструмент при бурінні під експлуатаційну колону) $Q_2=2620$ кН (розділ 1 магістерської роботи)

Визначаємо коефіцієнт еквівалентності на трирічний термін або на три тисячі годин служби:

Визначасмо необхідне значення динамічної вантажопідйомності за формулою:

$$k_c = 1,84(T/3000)^{1/3} = 1,84. \quad (4.31)$$

Розраховуємо наближені значення динамічної і статичної вантажопідйомності упорних підшипників за формулами:

$$C = 1,9Q_{\text{бур}}; \quad (4.32)$$

$$C = 1,9 \cdot 2620 = 497800 \text{ Н.}$$

$$C = 15z^{3/4} l^{7/9} d^{29/27}; \quad (4.33)$$

$$z = 1; l = 107 \text{ мм}; d = 52 \text{ мм.}$$

$$C = 15 \cdot 1^{3/4} \cdot 107^{7/9} \cdot 52^{29/27} = 15 \cdot 1 \cdot 36,53 \cdot 68,56 = 375720,1 \text{ Н.}$$

$$Q_{\text{ст}} = 10zdl; \quad (4.34)$$

$$Q_{\text{ст}} = 10 \cdot 1 \cdot 52 \cdot 107 = 556400 \text{ Н.}$$

Отже, підшипники мають достатню довговічність.

Висновки

Проведені розрахунки в даному розділі дипломного проекту підтверджують ефективність технічного рішення з модернізації вертлюга УВ-320, т. як отримані коефіцієнти запасу міцності більші допустимих.

5 МОНТАЖ І ЕКСПЛУАТАЦІЯ ОБЛАДНАННЯ

5.1 Особливості монтажу бурового вертлюга і обладнання насосно-циркуляційної системи бурової установки

Монтаж бурової установки виконується у відповідності з монтажними установочними кресленнями бурової установки. Монтується бурова вишка і талеві система. Вертлюг при агрегатному методі монтажу бурової установки транспортується на автомашинами вантажопідйомністю до 4,5 т.

Монтують приймальні смієсті біля бурових насосів на невисокі металеві основи на фундаментах і вирівнюються у горизонтальній площині за рівнем. При цьому повинно бути забезпечено надходження в них бурового розчину з жолобної системи самопливом. Крім того, приймальні смієсті розташовуються так, щоб рівень рідини в них був вище осі циліндрів насоса для підвищення його коефіцієнта наповнення.

Циркуляційна система монтується з нахилом 1:100 - 1:150 у сторону руху бурового розчину. З гирлом свердловини вона з'єднується жолобом або трубою, які монтуються на металевих козлах через кожні 10-12 м. Для зменшення швидкості руху бурового розчину в жолобах вварені перегородки висотою 150-180 мм.

В буровій установці БУ 5000ЕУ для виконання спуско-піднімальних операцій використовується комплекс механізмів АСП-3М2. У зв'язку з цим вертлюг під час монтажу підвішується до автоматичного елеватора з використанням спеціальної підвіски вертлюга. Буровий рукав приєднується до відводу вертлюга за допомогою фланцевого з'єднання, а другим кінцем буровий рукав приєднується до стояка маніфольда насоса.

У вертлюгу перевіряється якість приєднання його відводу до бурового рукава. Проходить обкатування без навантаження протягом 1-1,5 год. При використанні вертлюга після пробурення свердловини велику глибину, потрібно при обкатуванні доводити навантаження на вертлюг до повного навантаження від ваги колони бурильних труб.

Для пуску в експлуатацію вертлюга необхідно провести наступні роботи 5]:

1. Перевірити плавність обертання ствола вертлюга.
2. Зовнішнім оглядом перевірити стан ствола, стропів і перевідника вертлюга.
3. Звернути особливу увагу на надійність кріплення гайок горловини відводу, нижнього фланця та кришки вертлюга.
4. Перевірити наявність та якість мастила у вертлюгу та пальців стропа.
5. Перевірити стан нижнього ущільнення.

Кількість робітників для монтажу насосно-циркуляційної системи розраховуємо за формулою:

$$R = \frac{\sum T}{F_{д.р.} \times k}, \quad (5.1)$$

де $\sum T$ - трудомісткість програми монтажу;

$F_{д.р.}$ — фонд часу роботи одного робітника, год.; визначаємо за формулою:

$$F_{д.р.} = F_{д.р.}^{НОРМ} - (0,12 * F_{д.р.}^{НОРМ}), \quad (5.2)$$

де $F_{д.р.}^{НОРМ}$ — нормативний фонд часу, год.

0,12 — втрати часу при відпустці, 12 %.

$$F_{д.р.}^{НОРМ} = (D_K - D_B - D_{СВ} - D_{НСВ}) * 40/5 + D_{НСВ} * 7, \quad (5.3)$$

де D_K — кількість календарних днів, $D_K = 365$ днів;

D_B — кількість вихідних днів, $D_B = 104$ днів;

$D_{СВ}$ — кількість святкових днів, $D_{СВ} = 10$ днів;

$D_{НСВ}$ — кількість передсвяткових днів, $D_{НСВ} = 8$ днів;

$D_{рг}$ — кількість робочих годин, $D_{рг} = 40$ год.;

$D_{рд}$ — кількість робочих днів; $D_{рд} = 5$ год.;

$T_{зм}$ — кількість робочих годин у передсвяткові дні, $T_{зм} = 8$ год.

Звідси:

$$F_{\text{д.р.}}^{\text{норм}} = (365 - 104 - 10 - 8) * 40 / 5 + 8 * (8 - 1) = 2000 \text{ год.}$$

$$\text{Тоді } F_{\text{д.р.}} = 2000 - (0,12 * 2000) = 1760 \text{ год.}$$

Таблиця 5.1 – Норми часу на монтаж БУ 5000ЕУ при перетягуванні вежі у горизонтальному положенні

№п/п	Зміст робіт	Норма часу
1	Підготовчі роботи	2066,96
2	Монтаж вишково-лебідкового блоку	488,0
3	Монтаж приводного блоку	145,8
4	Монтаж насосного блоку	143,5
5	Монтаж блоку приготування глинистого розчину	83,0
6	Монтаж зовнішньої частини ПВО	123,01
7	Монтаж маніфольда циркуляційної системи	303,89
8	Монтаж доливної ємності	41,3
9	Монтаж водяної ємності	10,6
10	Монтаж блоку паливно-мастильних матеріалів	8,8
11	Монтаж блоку рідких хімреагентів	19,54
12	Монтаж складу сипучих матеріалів	8,9
13	Монтаж блоку допоміжного обладнання	27,4
14	Монтаж приймального моста	83,6
15	Монтаж енергообладнання	28,6
16	Установка запасних ємностей	24,0
17	Монтаж пневмосистеми	42,1
18	Монтаж блоку котельної	11,4
19	Монтаж трубопроводів	182,71
20	Електромонтажні роботи	825,08
21	Заключні роботи	71,95
22	Всього:	4740,14

Річна програма монтажу – 7 бурових установок БУ 5000ЕУ, отже

$$\sum T = 7 \times 4740,14 = 33181 \text{ люд.-год.}$$

А кількість основних робітників буде рівна:

$$R = \frac{33181}{1760} = 19 \text{ чол.}$$

В табл. 5.2 поданий склад бригади з виконання робіт з монтажу БУ 5000ЕУ.

Таблиця 5.2 – Склад бригади з виконання робіт з монтажу БУ 5000ЕУ

Професії робітників	Розряд	Кількісний склад
Бригадир	VI	1
Вишкомонтажник	VI	1
Вишкомонтажник	V	4
Вишкомонтажник	IV	3
Вишкомонтажник	III	4
Вишкомонтажник	II	2
Вишкомонтажник-зварник	VI	1
Вишкомонтажник-зварник	IV	1
Вишкомонтажник-електромонтер	V	1
Вишкомонтажник-електромонтер	IV	1
Разом		19

5.2 Експлуатація та ремонт обладнання

Після монтажу вертлюга шляхом підвішування на підвісці та приєднання бурового рукава розпочинається експлуатація, проводяться такі роботи з нагляду за буровим вертлюгом [15].

1. Перевіряється надійність кріплення вузлів.

2. Перевіряється стан мастила та його рівень.
3. Стежать візуально за станом підшипників, ущільнень та перевідника.
4. Змащують вертлюг згідно карти змащування.

Вертлюг складається із двох груп деталей: обертальні та необертальні. До обертальних деталей відносяться ствол, підшипникові опори та перевідник. До не-обертальних відносяться корпус, кришка, відвід та строп.

Довговічність вертлюга визначається підшипниковими вузлами (особливо основна опора), пристроями ущільнювачів та напірною трубою. Основна опора вибирається по динамічній вантажопідйомності та перевіряється на статичну вантажопідйомність. Допоміжна опора підбирається конструктивно.

Центрувальні опори сприймають навантаження від дисбалансу ведучої бурильної труби і також вибираються конструктивно та виконуються радіальними роликотпідшипниками. При цьому прагнуть виконання умови, коли відстані між центрувальними опорами є найбільшою.

Застосовуємо аналітичний метод визначення припусків. При обробленні площин ρ_{i-1} , E_i додаються:

$$Z_{i\min} = R_{z_{i-1}} + T_{i-1} + \rho_{i-1} + E_i, \text{ мкм.} \quad (5.1)$$

При паралельному обробленні протилежних поверхонь (так званий двосторонній припуск):

$$2Z_{i\min} = 2(R_{z_{i-1}} + T_{i-1} + \rho_{i-1} + E_i), \text{ мкм.} \quad (5.2)$$

При обробленні внутрішніх й зовнішніх поверхонь обертання (так званий припуск на діаметр):

$$2Z_{i\min} = 2\left(R_{z_{i-1}} + T_{i-1} + \sqrt{\rho_{i-1}^2 + E_i^2}\right), \text{ мкм.} \quad (5.3)$$

Таблиця 5.1 – Дані для визначення граничних розмірів й припусків

Переходи	Елементи припуску				Мін. припуск	Допуск	Макс. припуск	Розміри, мм		Техн. розміри мм	
	R _z	T(h)	Δ _Σ (ρ)	E				d _{min}	d _{max}		
Заготовка	160	200	36	-	2Z _{min}	Td	2Z _{max}	-	150,49	151,49	150,19
Чорнове точіння	50	50	2,2	100	932	400	2532		149,558	149,958	149,958
Чистове точіння	25	25	0,088	6	213	120	493		148,345	148,465	148,465
T/o в печі	-	-	72	-	-	-	-		-	-	-
Попереднє шліфування	10	20	2,16	100	300	60	360		148,045	148,105	148,105
Чистове шліфування	5	15	0,043	3	67	87	105		147,978	148	148
Σ	-	-	-	-	1512	-	3490		-	-	-

При обробленні циліндрової поверхні з використанням центрів (E=0):

$$2Z_{i\min} = 2(R_{z_{i-1}} + T_{i-1} + \rho_{i-1}), \text{ мкм} \quad (5.4)$$

При протягуванні отворів з викривлення ρ_{i-1} та зміщенням E_i осі отвору не усувається:

$$2Z_{i\min} = 2(R_{z_{i-1}} + T_{i-1}), \text{ мкм.} \quad (5.5)$$

Під час кінцевої обробки:

$$Z_{i\min} = R_{z_{i-1}}, \text{ мкм.} \quad (5.6)$$

Шліфування (після термообробки):

$$Z_{i\min} = R_{z_{i-1}} + \rho_{i-1} + E_i, \text{ мкм} \quad (5.7)$$

Розрахунок проводимо для поверхні кільцевої втулки діаметром

148 h6 ($_{-0,022}^0$) мм.

Визначаємо відхилення розташування поверхонь, які для штампованої заготовки:

$$\Delta_{\Sigma} = \sqrt{\Delta_{\Sigma K}^2 + \Delta_{\Sigma \sigma}^2}, \text{ мкм} \quad (5.8)$$

де $\Delta_{\Sigma K}$ – відхилення осі відносно прямолінійності;

$$\Delta_{\Sigma K} = 2\Delta_K \cdot l_K - \text{кривизна деталі.} \quad (5.9)$$

$\Delta_K = 0,15$ мкм/мм – після виправлення на пресі.

l_K – розмір, при якому визначаємо кривизну до торця заготовки, $l_K = 24$ мм.

$$\Delta_{\Sigma K} = 2 \cdot 0,15 \cdot 24 = 7,2 \text{ мкм.}$$

Відхилення відносно співвісності $\Delta_{\Sigma M} = 0,6$ мкм/мм.

Чорнове проточування $K_y = 0,05$.

$$\Delta_{\Sigma M} = 600 \cdot 0,6 = 36 \text{ мкм.}$$

$$\Delta_{\Sigma} = \sqrt{7,2^2 + 36^2} = 36,713 \text{ мкм.}$$

Кривизна деталі:

$$\Delta_{\Sigma 1} = K_{y1} \cdot \Delta_{\Sigma}, \text{ мкм} \quad (5.10)$$

де $K_{y1} = 0,06$ – коефіцієнт уточнення.

$$\Delta_{\Sigma 1} = 0,06 \cdot 36,713 = 2,2 \text{ мкм.}$$

$E_1 = 100$ мкм – похибка установки в патроні.

Чистове точіння:

$$\Delta_{\Sigma 2} = K_{y2} \cdot \Delta_{\Sigma 1} = 0,04 \cdot 2,2 = 0,088 \text{ мкм.} \quad (5.11)$$

де $K_{y2} = 0,04$ – коефіцієнт уточнення.

Похибка установки:

$$E_2 = K_{y1} \cdot E_1, \text{ мкм} \quad (5.12)$$

$$E_2 = 0,06 \cdot 100 = 6 \text{ мкм.}$$

Термооброблення в печі:

$$\Delta_{\Sigma(\delta/l)} = 2 \cdot \Delta_{\delta} \cdot l, \text{ мкм} \quad (5.13)$$

де $\Delta_{\delta} = 1,5$ питома кривизна;

l – довжина поверхні, мм.

$$\Delta_{\Sigma(01)} = 2 \cdot 1,5 \cdot 24 = 72 \text{ мкм.}$$

Попереднє шліфування:

$$\Delta_{\Sigma 2} = K_{\Sigma 2} \cdot \sqrt{\Delta_{\Sigma(10)}^2 + \Delta_{\Sigma(01)}^2}, \text{ мкм} \quad (5.14)$$

$$\Delta_{\Sigma 3} = K_{\Sigma 3} \cdot \sqrt{\Delta_{\Sigma(20)}^2 + \Delta_{\Sigma 2}^2} = 0,03 \cdot \sqrt{72^2 + 0,088^2} = 2,16 \text{ мкм} \quad (5.15)$$

де $K_{\Sigma 3} = 0,03$ – коефіцієнт уточнення.

Чистове шліфування:

$$\Delta_{\Sigma 4} = 0,02 \cdot 2,16 = 0,043 \text{ мкм};$$

$$E_4 = 0,03 \cdot 100 = 3 \text{ мкм.}$$

Отримані дані заносимо до табл. 5.1. Використовуючи формулу (5.3) визначасмо мінімальні припуски на розміри кожного переходу.

$$2Z_{4\text{min}} = 2(10 + 20 + \sqrt{2,16^2 + 3^2}) = 67 \text{ мкм};$$

$$2Z_{3\text{min}} = 2(25 + 25 + \sqrt{0,088^2 + 100^2}) = 300 \text{ мкм};$$

$$2Z_{2\text{min}} = 2(50 + 50 + \sqrt{2,2^2 + 6^2}) = 213 \text{ мкм};$$

$$2Z_{1\text{min}} = 2(160 + 200 + \sqrt{36^2 + 100^2}) = 932 \text{ мкм.}$$

Технологічні допуски для заготовки: $es = +1,3 \text{ мм}; ei = -0,7 \text{ мм}$. Тоді $Td = 2 \text{ мм} = 2000 \text{ мкм}$.

Отримані дані заносимо до табл. 5.1.

Розміри зовнішніх поверхонь:

$$d_{\min(i-1)} = d_{\min i} + 2Z_{\min i} \quad (5.16)$$

$$d_{\min 4} = 186,978 \text{ мм};$$

$$d_{\min 3} = 147,978 + 0,067 = 147,045 \text{ мм};$$

$$d_{\min 2} = 147,045 + 0,300 = 147,345 \text{ мм};$$

$$d_{\min 1} = 147,345 + 0,213 = 147,558 \text{ мм};$$

$$d_{\min \text{ зар}} = 147,558 + 0,932 = 148,49 \text{ мм.}$$

Граничні розміри:

$$d_{\max} = d_{\min} + Td \quad (5.17)$$

$$d_{\max 4} = 187 \text{ мм};$$

$$d_{\max 3} = 151,045 + 0,060 = 151,105 \text{ мм};$$

$$d_{\max 2} = 148,345 + 0,120 = 148,465 \text{ мм};$$

$$d_{\max 1} = 149,558 + 0,400 = 149,958 \text{ мм};$$

$$d_{\max \text{ зар}} = 150,49 + 2 = 152,49 \text{ мм}.$$

Отримані дані заносимо до табл. 5.1.

Максимальний припуск:

$$2Z_{\max i} = d_{\max(i-1)} - d_{\max i} \tag{5.18}$$

$$2Z_{\max 4} = 148,105 - 148 = 0,105 \text{ мм};$$

$$2Z_{\max 3} = 148,465 - 148,105 = 0,360 \text{ мм};$$

$$2Z_{\max 2} = 149,958 - 148,465 = 0,493 \text{ мм};$$

$$2Z_{\max 1} = 151,49 - 149,958 = 1,532 \text{ мм}.$$

Отримані дані заносимо до табл. 5.1.

Перевірка:

$$\sum(2Z_{i \max}) - \sum(2Z_{i \min}) = 3490 - 1512 = 1978 \text{ мкм}; \tag{5.19}$$

$$Td_{\text{зар}} - Td_{\text{дет}} = 2000 - 22 = 1978 \text{ мкм}. \tag{5.20}$$

Умова виконується.

Технологічні розміри заготовки:

$$d_{\text{зар}} = (d_{\min \text{ зар}} + ei)_{-ei}^{+es} = (150,49 + 0,7)_{-0,7}^{+1,3} = 150,19_{-0,7}^{+1,3} \text{ мм}. \tag{5.21}$$

Отримані дані заносимо до табл. 5.1.

Розрахунок режимів різання

Розглянемо токарну операцію з обточуванню зовнішньої поверхні кільцевої втулки. Операція складається з 3 переходів.

Перехід 1 – чорнове обточування з $\varnothing 150$ мм до $\varnothing 149$ мм за 1 прохід ($i=1$). Різець прохідний ВК8, стійкість різця $T=90$ хв.; глибина різання $t=1$ мм, подача $S=0,8$ мм/об.

Припуск на обробку дорівнює глибині різання:

$$Z = t = \frac{D - d}{2} = \frac{150 - 149}{2} = 0,5 \text{ мм}. \tag{5.22}$$

Швидкість різання:

$$V = \frac{C_v \cdot K_v}{t^x \cdot T^m \cdot S^y} \quad (5.23)$$

де C_v – коефіцієнт, що визначає властивість оброблюваної деталі, $C_v=243$;
 K_v – поправочний коефіцієнт, $K_v=0,77$;
 x, m, y – показники степенів, $x=0,15$; $y=0,40$; $m=0,20$.

$$V = \frac{243 \cdot 0,77}{1^{0,15} \cdot 90^{0,20} \cdot 0,8^{0,40}} = 83,18 \text{ м/хв.}$$

Визначаємо частоту обертання шпинделя:

$$n = \frac{1000 \cdot V}{\pi \cdot d}$$

де d – діаметр деталі, мм.

(5.24)

$$n = \frac{1000 \cdot 83,18}{3,14 \cdot 149} = 140 \text{ хв.}^{-1}$$

За паспортом $n=350 \text{ хв.}^{-1}$. Визначаємо фактичну швидкість різання:

$$V_\phi = \frac{\pi \cdot d \cdot n}{1000} = \frac{3,14 \cdot 149 \cdot 350}{1000} = 163,75 \text{ м/хв.} \quad (5.25)$$

Перехід 2 – чистове обточування з $\varnothing 149$ мм до $\varnothing 148$ мм за 1 прохід ($i=1$).

$$Z = t = \frac{D-d}{2} = \frac{150-149}{2} = 0,5 \text{ мм} \quad (5.26)$$

Частота обертання шпинделя і подача залишаються такі ж, як і в першому переході: $S=0,8$ мм/об.; $n=350 \text{ хв.}^{-1}$. Фактична швидкість різання:

$$V_\phi = \frac{\pi \cdot d \cdot n}{1000} = \frac{3,14 \cdot 149 \cdot 350}{1000} = 163,75 \text{ м/хв.} \quad (5.27)$$

Перехід 3 – чистове обточування з $\varnothing 149$ мм до $\varnothing 148$ мм за 1 прохід ($i=1$).

Приймаємо $R_a=3,2$ мкм, подачу $S=0,5$ мм/об.

Розраховуємо глибину різання:

$$t = \frac{D-d}{2} = \frac{149-148}{2} = 0,5 \text{ мм} \quad (5.28)$$

Швидкість різання, з врахуванням $T=90$ хв.:

$$V = \frac{C_v \cdot K_v}{t^x \cdot T^m \cdot S^y} = \frac{324 \cdot 0,8}{0,18^{0,4} \cdot 90^{0,28} \cdot 0,5^{0,2}} = 167,7 \text{ м/хв.}, \quad (5.29)$$

де $C_v=324$; $K_v=0,8$; $x=0,4$; $y=0,20$; $m=0,28$.

Частота обертання шпинделя:

$$n = \frac{1000 \cdot V}{\pi \cdot d} = \frac{1000 \cdot 167,7}{3,14 \cdot 148} = 284,89 \text{ хв}^{-1}$$

(5.30)

Прийmemo за паспортom $n=280 \text{ хв}^{-1}$. Тому фактична швидкiсть рiзання буде:

$$V_{\phi} = \frac{\pi \cdot d \cdot n}{1000} = \frac{3,14 \cdot 148 \cdot 280}{1000} = 130,12 \text{ м/хв.}$$

5.3 Охорона праці й техніка безпеки при монтажі та експлуатації обладнання

В процесі буріння вертлюг підвіщується до автоматичного елеватора і за допомогою гнучкого шланга з'єднується зі стояком напірного трубопроводу бурових насосів. При цьому ведуча труба бурильної колони з'єднується за допомогою різьби із стволом вертлюга, який обертається і оснащений прохідним отвором для бурового розчину. Під час спуско-підіймальних операцій вертлюг з ведучою трубою і буровим рукавом встановлюється в шурф і від'єднується від талевого блоку. При бурінні вибійними двигунами вертлюг використовується при періодичних провертаннях бурильної колони з метою запобігання прихоплень.

Вертлюг і обладнання талевої системи мають небезпечний характер експлуатації. В процесі експлуатації вертлюга, кронблока, талевого блоку і каната може відбутись обрив канату, обрив штропа вертлюга та спадання штропа з підвіски.

Обрив талевого канату має місце при значних вібраціях в процесі буріння свердловин, а також при СПО. Навантаження на підіймальну систему при спуску колон іноді можуть бути небезпечнішими, ніж при підйомі. Наприклад, вага обсадних колон, що спускаються, може бути значно більше ваги бурильних колон, що піднімаються, або різке гальмування бурильних колон, що спускаються з великою швидкістю, може викликати значні динамічні зусилля. Це зумовлено тим, що у бурових установках навантаження створюється бурильною колоною, зануреною в буровий розчин. Відносна

щільність розчину може бути різної (від 0,8 до 2,5); крім того, колона рухається практично завжди в викривленій свердловині. Через тертя колони до стінки свердловини навантаження на піднімальну систему може то збільшуватися, то зменшуватися залежно від напрямку руху колони; при спуску сили тертя зменшують навантаження на гаку, а при підйомі збільшують.

Освітлення бурової установки розраховується методом коефіцієнта використання світлового потоку, точковим методом або за допомогою таблиць питомої потужності та прямих нормативів.

Метод коефіцієнта використання світлового потоку, а також розрахунок освітлення за питомою потужністю застосовують при розрахунках загального рівномірного освітлення горизонтальної поверхні в закритих приміщеннях.

Точковий метод використовують під час перевірки розрахунків освітлення, а також при прямих розрахунках:

- загального локалізованого освітлення;
- місцевого освітлення;
- освітлення не горизонтальних площин;
- зовнішнього освітлення (площ, відкритих просторів).

Для розрахунку освітленості робочої зони проведення робіт з вертлюгом будемо користуватися методом світлового потоку.

Вихідні дані: розміри майданчика $a = 11,15$ м, $b = 7,5$ м; нормоване освітлення проектованого майданчика $E_{II} = 100$ лк; лампи типу ДРЛ; кількість ламп у прожекторі $n = 5$ шт.

Враховуючи світлорозподіл, умови навколишнього середовища та економічність, вибираємо для розрахунку метод питомої потужності в такій послідовності.

1. Потрібну потужність однієї лампи прожектора визначаємо за формулою

$$P_{II} = \frac{m \cdot E_{II} \cdot k \cdot S}{n} \quad (5.31)$$

... коефіцієнт, що враховує залежність між світловим потоком і потужністю лампи; для ламп типу ДРЛ $m = 0,22$;
 k - коефіцієнт запасу на запилення; для ламп типу ДРЛ $k = 1,7$;
 S - площа, що освітлюється, m^2 ;

$$S = a \cdot a = 11,15 \cdot 7,5 = 83,6 \text{ м}^2$$
$$P_{II} = \frac{0,22 \cdot 100 \cdot 1,7 \cdot 83,6}{5} = 625 \text{ кВт} \quad (5.32)$$

2. Приймаємо тип лампи для встановлення в прожектор ДРЛ потужністю $P_{II} = 700 \text{ кВт}$ та з силою світла $I = 36000 \text{ кд}$

3. Мінімальна висота встановлення прожекторів над поверхнею, що освітлюється:

$$h_{\min} = \sqrt{\frac{I}{300}} \quad (5.33)$$

$$h_{\min} = \sqrt{\frac{36000}{300}} = 11 \text{ м}$$

В нашому випадку зручно встановити по одному прожектору на протилежних ногах вежі на висоті 11 м для освітлення бурового майданчика.

Техніка безпеки при експлуатації та обслуговуванні обладнання

При монтажі піднімання вертлюга проводиться за допомогою консольно-поворотного крану. Підвішування здійснюється за дві точки. При підніманні приділяється особлива обережність. Підйом вертлюга в робоче положення здійснюється за допомогою талевої системи. Конструкція з'єднань вертлюга повинна виключати самовідгвинчування окремих його деталей та їх падіння.

Пуск в експлуатацію вертлюга після закінчення монтажу і випробування механізму в роботі вирішується спеціальною комісією за участю представника гірничотехнічної інспекції.

Для виключення заїдань вертлюга слід суворо стежити за станом мастила і його рівнем у ванні. Перевірка рівня мастила повинна здійснюватись по термінах, вказаних в карті мащення. Щоб уникнути виникнення нещасних випадків вертлюг слід замінити, якщо:

1) деформація стропа (увігнутість), або знос його шийки по діаметру складає більше 10 мм, або ж отвір під цапфою зносився більше номінального діаметра на 1,5 мм;

2) утруднено введення гака в строп вертлюга і виведення його унаслідок заїдання стропа в цапфах.

До експлуатації допускаються вертлюги, сальникове ущільнення яких опресовано на тиск, в 1,5 рази більший від робочого.

Ствол, строп і пальці стропа вертлюга періодично перевіряються ультразвуковою дефектоскопією.

Після проведеної модернізації конструкції швидкоз'ємного ущільнюючого вузла вертлюга УВ-250МА технічне обслуговування вертлюга можливо без зняття вертлюга з підвіски, що при бурінні виключає непродуктивні простої.

Завдяки такому виконанню:

1) забезпечується регулювання зазорів у верхньому напрямному підшипнику без розбирання вертлюга, що підвищує довговічність роботи верхніх напрямних і опорного підшипників та підвищує безпеку їх обслуговування;

2) забезпечується зміна верхнього й нижнього ущільнень без розбирання вертлюга;

3) забезпечується можливість подачі змащення в порожнину між манжетами нижнього ущільнення після збирання й у процесі експлуатації, що також підвищує рівень безпеки при експлуатації вертлюга;

4) в цілому підвищуються надійність і довговічність роботи підшипників і нижнього ущільнення.

Все це в цілому підвищує надійність, довговічність та безпеку роботи під час експлуатації модернізованого вертлюга УВ-250 та його технічного обслуговування при експлуатації.

Заходи з пожежної безпеки

Відповідно до протипожежних норм всі виробництва по ступені пожежної небезпеки підрозділяються на п'ять категорій. Основним показником для підрозділу виробництв по ступені їхньої пожежної небезпеки є фізико-хімічні властивості речовин, застосовуваних у виробничому процесі. Розглядувані у магістерській роботі процеси спорудження свердловини (закачування бурового розчину, очищення і його приготування, монтажні роботи бурової вишки, талевої системи і вертлюга), можна віднести до категорії Б. До цієї категорії відносяться виробництва, пов'язані з обробкою, застосуванням, утворенням або зберіганням:

а) газів і парів з нижньою межею вибуховості більше 10% до об'єму повітря, що втримуються в кількостях, достатніх для утворення вибухових сумішей;

б) рідин з температурою спалаху пари вище 28—120°C;

в) горючих речовин, що виділяють пил або волокна в кількості, достатній для утворення з повітрям вибухонебезпечних сумішей.

При бурінні свердловин необхідно дотримуватись вимог „Правил пожежної безпеки в газовій промисловості”. Ступінь пожежної небезпеки залежить також від особливостей технологічного процесу виробництва.

До протипожежного інвентарю відносять бочки з водою, ящики з піском, ломи, сокири, лопати, багри й інші пристосування, які повинні знаходитися на видних місцях. Доступ до засобів пожежогасіння повинен бути вільний.

На відміну від звичайного господарського інвентарю протипожежний інвентар фарбують у червоні кольори. Ящики з піском повинні бути розраховані на зберігання 0,5 м³ піску. Їх щільно закривають для запобігання піску від забруднення й зволоження. На ящику білою фарбою робиться напис «Для гасіння пожежі». На відрах роблять напис «Пожежне відро».

Комплект первинних засобів гасіння пожежі збирають на щитах, які вивішують на видних і легкодоступних місцях. Місця розміщення щитів

визначаються за узгодженням з пожежною охороною. В магістерській роботі передбачено місце розміщення засобів пожежогасіння у вишковому блоці. На території бурової установки вони групуються на спеціальних пожежних пунктах.

Відповідальність за придбання пожежного інвентарю і засобів пожежогасіння покладає на керівника підприємства, а за збереженість і догляд за ними на об'єктах – на керівників об'єктів (начальника бурової).

Причиною загорянь на буровому підприємстві із спорудження нафтових та газових свердловин можуть стати горючі розчини, паливо, легкозаймисті речовини. Тому одним із основних правил пожежної безпеки є підтримання об'єктів у чистоті і порядку. Контроль за наявністю, справністю й правильним використанням засобів пожежогасіння здійснюється відповідальною особою за пожежну безпеку. На площадці бурової необхідно передбачити зовнішнє водозабезпечення для пожежогасіння.

Висновки

В даному розділі магістерської роботи розроблений комплекс робіт з підготовки до проведення монтажних робіт з обладнанням бурової установки БУ 5000ЕУ, особливості проведення монтажу вертлюга і обладнання циркуляційної системи та порядок дій під час монтажу, підготовка до запуску і запуск вертлюга. Кількість робітників монтажної бригади розраховано згідно норм часу на виконання монтажу бурової установки, згідно яких потрібно 19 робітників.

Описано роботи, які здійснюються в процесі експлуатації вертлюга, роботи при його поточному та капітальному ремонтах, розроблений технологічний процес виготовлення кільцевої втулки. У розділі також проаналізовані потенційні небезпеки при монтажі, експлуатації та ремонті вертлюгів, методи і засоби для забезпечення нормальних умов їх експлуатації, заходи з техніки безпеки та пожежної безпеки при монтажі та експлуатації обладнання.

ВИСНОВКИ

В магістерській роботі розроблені наступні розділи:

1. У розділі “Вибір та опис технологічного обладнання” проведено порівняльно-критичний аналіз технологічних комплексів для буріння свердловин, охарактеризовано позитивні та негативні сторони бурових вертлюгів, проведено розрахунок основних параметрів та на його основі було вибрано бурову установку БУ 6500 ДГ, коротко розглянуто конструкційні та технологічні особливості вибраного бурового вертлюга УВ-320.

2. В розділі “Опис технічної пропозиції” обґрунтована доцільність та економічна ефективність введення запропонованих технічних рішень із удосконалення вертлюга УВ-320, обґрунтовано їх технічну доцільність. Модернізований буровий вертлюг, який вигідно відрізняється від аналога тим, що у ньому встановлено масляну ємність, виконану в корпусі нижнього ущільнювального пристрою концентрично подовжній осі напірного патрубка, яка охоплює нижній вузол ущільнювального пристрою, з порожниною кільцевої форми для мастила. Розділювальний елемент в ємності виконаний у вигляді поршня. Внаслідок такого вдосконалення підвищується надійність масляного ущільнення, виключається витікання мастила з корпуса вертлюга, збільшується термін служби напірного патрубка, підвищується надійність і довговічність підшипникових вузлів і вертлюга в цілому. Річний економічний ефект від впровадження модернізованої конструкції вертлюга складає 147160 грн., що вказує на економічну доцільність даної технічної пропозиції.

3. В розділі “Дослідно-конструкторська робота” розроблений стенд для дослідження вертлюгів, проведені науково-теоретичні дослідження динамічного режиму роботи ущільнення модернізованого вертлюга, на основі чого побудовані графічні залежності та здійснено порівняння розрахункових даних з експериментальними, які показали задовільні співпадання, що підтверджує можливість ефективного використання модернізованого в магістерській роботі ущільнення бурового вертлюга УВ-320.

4. В розділі “Розрахунки працездатності” проведені розрахунки підтверджують ефективність технічного рішення з модернізації вертлюга УВ-320, т. як отримані коефіцієнти запасу міцності більші допустимих.

5. В розділі “Монтаж і експлуатація обладнання” розроблений комплекс робіт з підготовки до проведення монтажних робіт з обладнанням бурової установки БУ 5000ЕУ, особливості проведення монтажу вертлюга і обладнання циркуляційної системи та порядок дій під час монтажу. Кількість робітників монтажної бригади розраховано згідно норм часу на виконання монтажу бурової установки, згідно яких потрібно 19 робітників. Описано роботи, які здійснюються в процесі експлуатації вертлюга, розроблений технологічний процес виготовлення кільцевої втулки. У розділі також проаналізовані потенційні небезпеки при монтажі, експлуатації та ремонті вертлюгів, методи і засоби для забезпечення нормальних умов їх експлуатації, заходи з техніки безпеки та пожежної безпеки при монтажі та експлуатації обладнання.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Бедрій Я.І. Охорона праці: Навчальний посібник / Я.І. Бедрій та ін. – Львів: ПТВФ «Афіша», 1997. – 258с.
2. Бойко В. С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ / Бойко В.С.– Київ: Міжнародна економічна фундація, 2008. – 488 с.
3. Войтенко В.С. Технологія і техніка буріння: узагальнююча довідникова книга. – Львів: Центр Європи, 2012. – 708 с.
4. Гандзюк М.П. Основи охорони праці – Київ: Основа, 2000. – 318 с.
5. Дурняк Б.Г. Основи проектування цифрових логічних пристроїв: Навчальний посібник / Б.Г. Дурняк, І.Т. Стрепко, Г.Н. Тітов, Я.В. Тимошенко. – Львів: Видавництво Української академії друкарства, 2006. – 212 с.
6. Економіка підприємства: Навчальний посібник / Я.С. Витвицький, у.я. Витвицька, М.О. Данилюк, А.О. Устенко, І.І. Цигилик. За ред. Я.С. Витвицького – Івано-Франківськ: ІМЕ, 2002. – 318 с.
7. Жидецький В.Ц. Практикум з охорони праці: навчальний посібник / Жидецький В. Ц., Джигирей В. С., Сторожук В. М. – Львів: Афіша, 2000. – 352 с.
8. Злобін Ю. А. Основи екології. Підручник – К. Лібра; 1998 – 246 с.
9. Івасенко, В.М. Метрологічне забезпечення газоаналітичних вимірювань / В.М. Івасенко, А.В. Жужа // Гиротехнології, навігація, керування рухом і конструювання аварійно-космічної техніки: ІХ міжн. наук.-тех. конф., 17-18 квітня 2013 р.: тези доп. – Київ, 2013. – С.425 - 428.
10. Ісаєв І. А. Види негативного впливу на навколишнє середовище та заходи з охорони навколишнього середовища при будівництві (бурінні) нафтогазоконденсатних свердловин // Молодий вчений. – 2014. – №10. – С.112-116.
11. Копей Б.В. Розрахунок, монтаж і експлуатація бурового обладнання. ІФДТУНГ, 2001 – 224 с.

12. Костриба І.В. Основи конструювання нафтогазового обладнання: Навч. Посібник. – Івано-Франківськ: Факел, 2007 – 256 с.
13. Коцкулич Я.С. Закінчування свердловин : підручник для студентів вищ. навч. закладів проф. спрямування "Буріння" / Я.С. Коцкулич, О.В. Тищенко. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2004. – 366 с.
14. Крижанівський Є.І. Мобільні установки для буріння, ремонту і обслуговування свердловин. / Є.І. Крижанівський, Ю.В. Міронов, Л.І. Романишин. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2003. – 209 с.
15. Лівак І.Д., Одосій З.М., Чаплінський С.С. Експериментальні дослідження коефіцієнта витрати клапана поршневого насоса // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2003. – №3(8). – С. 13-16.
16. Мислюк М.А. Буріння свердловин: довідник : в 5 т. / М.А. Мислюк, І.А. Рибчич, Р.С. Яремійчук. – Київ: Інтерпрес ЛТД, 2002. Т. 2: Промивання свердловин. Відробка доліт – 2002. – 303 с.
17. Мислюк М.А. Буріння свердловин: довідник : в 5 т. / М.А. Мислюк, І.А. Рибчич, Р.С. Яремійчук. – Київ: Інтерпрес ЛТД, 2002. Т. 3: Вертикальне та скероване буріння – 2004. – 294 с.
18. Мочернюк Д.Ю. Моделювання фізичних процесів на основі визначальних рівнянь / Д.Ю. Мочернюк – Нафтова і газова промисловість – 2001. – №3. – С. 12 – 14.
19. Ніколаєнко А.М. Мікропроцесорні та програмні засоби автоматизації: навчальний посібник / А.М. Ніколаєнко, Н.О. Міняйло. – Запоріжжя, ЗДА, 2011. – 444 с.
20. НПАОП 11.1-1.01-08. Правила безпеки в нафтогазодобувній промисловості України.
21. Одосій З. М., Чаплінський С.С. Математичне моделювання роботи гідравлічної частини поршневих насосів з самодіючими клапанами // Авиационно-космическая техника и технология. – 2004. - №2/10. – С. 26-32.
22. Організація і планування операційної діяльності нафтогазових підприємств: Навч. посіб. / Я. С. Витвицький, І. В. Андрійчук, О. І. Лесюк,

У. Я. Витвицька, В. М. Чарковський. За ред. М. О. Данилюк. – Івано-Франківськ, 2009. – 364 с.

23. Основи цивільного захисту: навчальний посібник / В. О. Васійчук, В. С. Гончарук, С. І. Качан та ін. – Львів: Вид-во Львівської політехніки, 2010. – 384 с.

24. Охорона праці в нафтогазовій галузі: Навчальний посібник / За редакцією Г.М. Лисяного – Івано-Франківськ: Симфонія форте, 2015. – 304 с.

25. Пат. 117553, МПК F16K15/06, F16K1/36. Клапан бурового насоса / Д.О. Макушкин, А.Ф. Мурашко, А.В. Давыдов. 5894585/73-21, Заявлено 19.03.2007; Опубл. 20.03.2008. Бюл. 43.

26. Пентюк Б.М. Основи патентознавства та інтелектуальної власності: навчальний посібник / Б.М. Пентюк, І.І. Назаренко, М.М. Вірник. – Вінниця: ВНТУ, 2007. – 195 с.

27. Писаренко Г.С. Опір матеріалів / Г.С. Писаренко, О.Л. Квітка, Е.С. Уманський. - К.: Вища школа, 2004. - 655 с.

28. Пістун І. П. Охорона праці (Законодавство. Організація роботи) : навчальний посібник / Пістун І. П., Березовецька О. Г., Трунова І. О. – Львів : Тріада плюс, 2010. – 648 с.

29. Проектування бурового і нафтогазопромислового обладнання: навчальний посібник / В.С. Білецький, В.Г. Вітрик, А.М. Матвієнко та ін. // Полтава, ПолтНТУ, 2015. – 196 с.

30. Поджаренко В.О. Опрацювання результатів вимірювань на основі концепції невизначеності: навч. посіб. / В.О. Поджаренко, О.М. Василевський, В.Ю. Кучерук. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 128 с.

31. Семенцов Г.Н. Автоматизація процесу буріння свердловин. Навчальний посібник / Г.Н. Семенцов. – Івано-Франківськ: ІФДТУНГ, 1999. – 300 с.

32. Типовий проект безпечної організації вишкомонтажних робіт при монтажі, демонтажі бурової установки БУ 5000 ДГУ. Загальні вимоги. – Чернігів, 2002. – 30 с.

33. Токаренко В.М. Технологія автодорожнього машинобудування і ремонт машин. Курсове проектування: – Навчальний посібник. – К: Вища шк., 1992 – 127 с.

34. Ткачов В.В. Технічні засоби автоматизації / В.В. Ткачов, В.П. Чернишев, М.М. Одновол. – Д.: Національний гірничий університет, 2008. – 174 с.

35. Huchel, S. Stramke, Dewaxing and pulsed plasma nitriding in one step - Production Experiences.//Munich Trade Fair Centre, Germany, Oct. 1997. - p. 15-17. Huchel, S. Stramke, Dewaxing and pulsed plasma nitriding in one step - Production Experiences.//Munich Trade Fair Centre, Germany, Oct. 1997. - p. 15-17.

36. Цивільна оборона / В.М. Шоботов: Навчальний посібник. – К.: Центр навч. л-ри, 2004. – 436 с.

37. Чаплінський С.С., Одосій З. М., Процюк В. Р. Алгоритм розв'язання математичної моделі руху тарілок клапанів поршневого бурового насоса // Науковий вісник національного технічного університету нафти і газу. – 2004. – №1(7). – С. 31-36.

38. Чаплінський С.С., Одосій З. М., Лівак І.Д. Математична модель роботи клапанів поршневого бурового насоса // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2003. - №4(9). – С. 54-59.

39. Шаруда В.Г. Практикум з теорії автоматичного управління / В.Г. Шаруда. – Д.: Національний гірничий університет, 2002. – 414 с.

40. Shraiber A.A., Gavin L.B., Naumov V.A., Yatsenko V.P. Turbulent flows in gas suspensions. - New York, Hemisphere Corporation, 1990. - 242 p.