

ПІДВІСКА НАСОСНО-КОМПРЕСОРНИХ ТРУБ З УДОСКОНАЛЕННЯМ КОНСТРУКЦІЇ УЩІЛЬНЮВАЛЬНОГО ПРИСТРОЮ

Визначені основні фактори, які впливають на герметизацію простору між насосно-компресорними трубами та експлуатаційною колоною, запропоновані технічні рішення щодо вдосконалення обладнання, наведений ескіз нового обладнання.

Ключові слова: *ущільнення, насосно-компресорні труби, фонтанна арматура.*

Определены основные факторы, которые влияют на герметизацию пространства между насосно-компрессорными трубами и эксплуатационной колонной, предложены технические решения по усовершенствованию оборудования, приведен эскиз нового оборудования.

Ключевые слова: *уплотнение, насосно-компрессорные трубы, фонтанная арматура.*

In the article are determined the factors, which influence on the level of encapsulating the space between pipes in bore hole. New constructive decisions of improvement are offered.

Keywords: *improvement, pumping pipe, armature.*

Постановка проблеми. Фонтанна арматура, котра складається з фонтанної ялинки й трубної головки, містить корпус підвіски насосно-компресорних труб (далі – НКТ) і працює в складних умовах, а саме: відчуває вплив високого тиску (до 70 – 100 МПа), пропускає через себе велику кількість пластової рідини, що нерідко містить агресивне середовище (H_2S і CO_2), абразив, сильно мінералізовану воду, а температура середовища може перевищувати $100^{\circ}C$.

Підвіска НКТ фонтанної арматури слугує для підвішування насосно-компресорних труб, за допомогою яких здійснюється підняття пластового флюїду – нафти чи газу, утримання його у підвішеному стані, забезпечення довговічності експлуатації. Обладнання підвіски, працюючи в складних умовах, повинно відповідати таким вимогам: безаварійності та безпечності експлуатації, довговічності, ремонтоздатності, високій надійності [1].

Недоліком роботи існуючих конструкцій вітчизняного виробництва є недосконале забезпечення герметизації простору між НКТ та експлуатаційною колоною. Це може призвести до зносу й руйнування перевідного фланця, фланця трубної головки, шпилькового з'єднання, ущільнювального кільця трубної головки та перевідного фланця. Ущільнення конструкції гирлового обладнання фонтануючої нафтової свердловини забезпечує герметизацію простору між НКТ й експлуатаційною колоною та має важливе значення для видобутку пластового флюїду. Усунення наслідків непрацездатності ущільнення НКТ вимагає досить великих коштів на обслуговування та ремонт, що призводить до зниження показників видобутку

пластової рідини. Відсутність рекомендацій із розрахунку й проектування конструкцій ущільнювальних елементів значною мірою обмежує їх масове використання в нафтовій промисловості. Таким чином, завдання дослідження ущільнення конструкції гирлового обладнання фонтануючої нафтової свердловини є актуальним [2, 3].

Аналіз останніх досліджень і виділення не розв'язаних раніше частин загальної проблеми. За останні роки вітчизняні й іноземні виробники провели низку досліджень, спрямованих на забезпечення герметизації простору між НКТ і експлуатаційною колоною. У результаті цього іноземні фірми використовують додатковий ущільнювальний пристрій НКТ, котрий забезпечує надійну й довговічну роботу як фонтанної арматури, так і самого ущільнення. Також існує необхідність розробити й застосовувати подібну конструкцію у вітчизняній фонтанній арматурі, що підвищить її надійність [4, 6, 7, 8, 9, 10].

Формулювання цілей статті. Метою статті є створення нової ущільнювальної конструкції, яка ефективно працюватиме на фонтанній арматурі. Викладене вище дозволяє сформулювати завдання дослідження: розробити конструкцію ущільнення НКТ із можливістю його використання на вітчизняній фонтанній арматурі, зокрема в підвісці насосно-компресорних труб; запропонувати методику розрахунку конструкції ущільнення підвіски НКТ.

Виклад основного матеріалу. Для розв'язання цього завдання запропоновано використати в будові конструкції підвіски НКТ ущільнювальний елемент, котрий складається з двох частин – верхнього металевго корпусу 11, що містить гумове кільце 12 для більш повної герметизації, та нижнього 15. Між цими частинами знаходиться манжета 13 (рис. 1) [10].

Корпус підвіски НКТ 5, що встановлювався в трубній головці 16, запропоновано підвісити в перехідному фланці 7 за рахунок установалення його на металевий корпус ущільнення 11. У результаті цього корпус підвіски розвантажується за рахунок металевго корпусу ущільнення, і тому він виготовлений меншим за розмірами. Металеві півкільця, верхні й нижнє 9, розміщені між перехідним фланцем та корпусом підвіски, що забезпечило додаткову надійність.

Герметизація простору між НКТ і експлуатаційною колоною 17 здійснюється за рахунок ваги підвішеної колони труб. Корпус підвіски натискає на металеву частину ущільнення (внаслідок дії ваги колони), а вона – на манжету ущільнення, що знаходиться між двома металевими частинами, в результаті чого здійснюється остаточна герметизація простору ущільнювальним гумовим кільцем і манжетою. У корпусі перехідного фланця передбачені пробки 10 й отвори для нагнітання пластифікатора, що забезпечує надійну герметизацію, довговічність експлуатації ущільнювальних елементів та збільшує час роботи свердловини.

Отже, конструкція ущільнення обладнання підвіски НКТ складається з:

- 1) ущільнювальної конструкції підвіски, яка містить дві металеві частини, виготовлені зі сталі марки М;
- 2) гумового кільця й манжети, що знаходяться між двома металевими частинами;
- 3) болта, котрий стягує елементи конструкції.

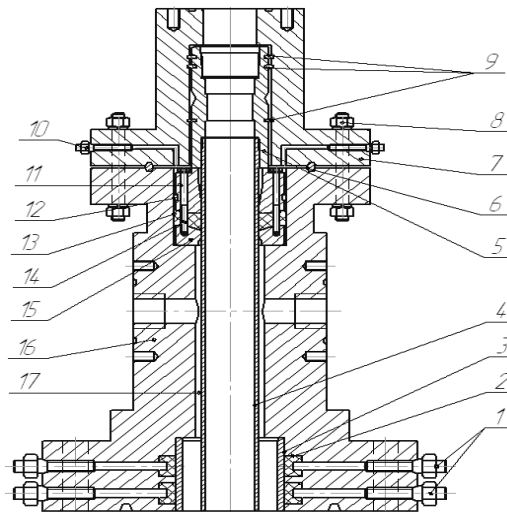


Рисунок 1 – Підвіска насосно-компресорних труб із модернізованим ущільненням:
 1 – пробка; 2 – ущільнювальна манжета; 3 – експлуатаційна колона; 4 – НКТ;
 5 – стовбур підвіски НКТ; 6 – фланцеве ущільнення; 7 – перевідний фланець;
 8 – шпилькове з'єднання; 9 – ущільнювальні елементи підвіски; 10 – пробка;
 11 – металевий корпус ущільнення (верхній); 12 – гумове кільце; 13 – манжета;
 14 – стягувальний болт; 15 – металевий корпус ущільнення (нижній); 16 – трубна головка;
 17 – простір між експлуатаційною колоною і НКТ

Методика розрахунку конструкції ущільнення підвіски НКТ полягає у визначенні найбільшого навантаження, що діє на стовбур і запропоноване ущільнення, а також мінімальної товщини стінки трубної головки для можливості застосування додаткового ущільнення [5].

Розглянемо приклад розрахунку конструкції ущільнення підвіски НКТ, для чого задамося вихідними даними:

- глибина свердловини 4235 м;
- колона НКТ – двосекційна, діаметрами 89 і 73 мм;
- глибина спуску колон діаметром 89 мм – 3953 м, 73 мм – 282 м;
- термін служби – 15 років;
- робочий тиск – 35 МПа;
- внутрішній діаметр циліндрової частини арматури – 0,176 м;
- допустима напруга на розтягування матеріалу арматури – 240 МПа;
- зменшення товщини стінки від корозії в рік – $5 \cdot 10^{-5}$ м.

Максимальне розтягувальне навантаження, яке діє на підвіску колони НКТ й ущільнення, без урахування внутрішнього свердловинного обладнання визначається за формулою [5]

$$P_{\max} = gq_1L_1 + gq_2L_2, \quad (1)$$

де q – вага 1 м колони НКТ, кг;

L – довжина колони у свердловині, м;

g – прискорення вільного падіння тіла, 9,8 Н/м.

Звідси

$$P_{\max} = 9,8 \cdot 13,1 \cdot 3953 + 9,8 \cdot 9,2 \cdot 282 = 532911,26 = 532,9 \text{ кН}.$$

Для забезпечення герметичної та надійної роботи ущільнення необхідно, щоб виконувалася умова

$$P_{\min} < P < P_{\max}, \quad (2)$$

де P_{\max} – максимально допустиме навантаження на підвіску й ущільнення, Н;

P_{\min} – мінімально допустиме значення навантаження, необхідне для забезпечення працездатності ущільнення, Н.

Згідно з даними робіт [3, 8] величина зусилля, необхідного для надійної роботи ущільнень затискного типу з подібним конструктивним рішенням, знаходиться в діапазоні 410 – 680 кН при внутрішньому тиску в трубі до 35 МПа. При недостатньому значенні навантаження на підвіску ущільнення не забезпечуватиме надійну герметизацію насосно-компресорних труб. При перевищенні навантаженням величини 680 кН ущільнювальна манжета втрачає цілісність – розчавлюється.

Тому величина $P_{\max} = 532,9 \text{ МПа}$ нас повністю влаштовує.

Мінімальну товщину стінок циліндрових частин елементів фонтанної арматури розраховують за формулою

$$S = \frac{D_{\text{вн}}}{2} \left(\sqrt{\frac{[\delta_p] + p}{[\delta_p] - p}} - 1 \right) + \Delta S, \quad (3)$$

де $D_{\text{вн}}$ – внутрішній діаметр циліндрової частини арматури, м;

p – робочий тиск, МПа;

$[\delta_\sigma]$ – допустима напруга на розтягування матеріалу арматури, МПа;

ΔS – збільшення товщини, що враховує корозію металу за час експлуатації фонтанної арматури,

$$\Delta S = \Delta S_t \cdot t, \quad (4)$$

де ΔS_t – зменшення товщини стінки від корозії на рік, м;

t – термін служби арматури.

$$\Delta S = 5 \cdot 10^{-5} \cdot 15 = 75 \cdot 10^{-5} \text{ м}.$$

Розрахуємо мінімальну товщину стінки трубної головки під установлення ущільнення, що вимагає зменшення товщини стінки головки,

$$S = \frac{0,176}{2} \cdot \left(\sqrt{\frac{[240 \cdot 10^6] + 35 \cdot 10^6}{[240 \cdot 10^6] - 35 \cdot 10^6}} - 1 \right) + 75 \cdot 10^{-5} = 0,031 \text{ м}.$$

Оскільки мінімальна товщина стінки становить 52,5 мм, що значно більше від розрахованої товщини 31 мм, то дане впровадження є цілком працездатним.

Висновки:

1. Представлена нова конструкція ущільнення НКТ забезпечує підвищення надійності й довговічності експлуатації фонтанної арматури, можливість роботи в агресивних середовищах, витривалість до високих температур, використання при більш високих тисках, можливість застосування додаткових ущільнень тощо.

2. Ця конструкція збільшує експлуатаційні показники свердловини й скорочує час, який витрачається на її обслуговування.

3. Нове ущільнення дозволяє вивести ступінь надійності досліджуваного обладнання на рівень кращих закордонних аналогів [4, 6, 7].

Література

1. Молчанов Г.В. Машины и оборудование для добычи нефти и газа: учебник для вузов / Г.В. Молчанов, А.Г. Молчанов. – М.: Недра, 1984. – 464 с.

2. Басаригин Ю.М. Ремонт газовых и нефтяных скважин / Ю.М. Басаригин, П.П. Макеренко, В.Д. Мавромати. – М.: ОАО «Издательство «Недра», 1998. – 271 с.

3. Гафаров Н.А. Определение характеристики надежности и технического состояния оборудования нефтегазовых месторождений / Н.А. Гафаров, А.А. Гончаренко, В.М. Кушнарченко. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. – 239 с.

4. Башкатов А.Д. Прогрессивные технологии сооружения скважин / А.Д. Башкатов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 554 с.

5. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти: учебное пособие для вузов / И.Т. Мищенко. – М.: ФГУП «Нефть и Газ» РГУ им. И.М. Губкина, 2003. – 816 с.
6. Энергоресурс, ремонтное и эксплуатационное оборудование: журнал-каталог 2008. – 30 с.
7. Каталог компании «Cameron», 2006 – 2008. – 56 с.
8. Научное издание компании АВВ «Современные методы повышения надежности эксплуатационного оборудования», 1996 – 2008.
9. Сборник «ТатНИПИнефть. Научные труды» / под редакцией Р.Р. Ибатуллина, 2005 – 2006.
10. Патент на корисну модель №47270. Ущільнювальний пристрій підвіски насосно-компресорних труб / Матвієнко А.М., Туржанський П.В., Костенко Ю.В.

Надійшла до редакції 30.03. 2010

© А.М. Матвієнко, П.В. Туржанський