

АНАЛІЗ ПРИЧИН НЕГЕРМЕТИЧНОСТІ КОЛОННИХ ОБВ'ЯЗОК У НАФТОГАЗОВОМУ КОМПЛЕКСІ УКРАЇНИ

Д. В. Римчук, А. І. Кушч*

Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»;
61023, м. Харків, вул. Пушкінська, 85; e-mail: a.n.a.s.t.a.s.i.a.k.u.s.h.c.h@u.k.r.n.e.t

Колонні обв'язки є основною частиною гірлового обладнання газових і нафтових свердловин. Колонні головки встановлюються на всіх свердловинах незалежно від способу їх експлуатації. На колонні обв'язки встановлюють противикидне обладнання при бурінні, а фонтанну арматуру при експлуатації свердловин. На них підвішують всі обсадні труби, опущені в свердловину. Конструкція колонної обв'язки передбачає можливість: відновлення герметичності міжколонних просторів, подачі в міжпакерну порожнину консистентного мастильного матеріалу; опресування фланцевих з'єднань; контролю та розвідки тиску середовища в міжколонних просторах; проведення цементування свердловини. Порушення надійності колонної головки неминуче призводить до серйозних аварій, нанесення шкоди навколишньому середовищу, а в окремих випадках може бути причиною виникнення пожеж, вибухів, нещасних випадків. У статті класифіковано колонні обв'язки, що використовуються в нафтогазовому комплексі України, за конструкцією вузлів герметизації міжколонних просторів. Визначено причини негерметичності колонних обв'язок всіх груп. Описано умови, в яких працюють ущільнення колонних головок. Визначено причини старіння гуми. Висвітлено вплив параметрів обсадних колон на герметичність колонних обв'язок. Проаналізовано нормативні документи, що регламентують порядок і правила підбору, монтажу та експлуатації колонних обв'язок на нафтогазових експлуатаційних свердловинах та свердловинах підземних сховищах газу. Проведено аналіз конструкцій колонних обв'язок, що виготовляються в даний час, котрий показав, що основним елементом ущільнення міжколонного простору є деталі, виготовлені з гуми. Запропоновано заходи щодо підвищення надійності колонних обв'язок.

Ключові слова: герметизація, зварний шов, колонні обв'язки, міжколонний простір, міжпакерний простір, пакер, опресування, ущільнювач.

Колонные обвязки являются основной частью устьевого оборудования газовых и нефтяных скважин. Колонные головки устанавливаются на всех скважинах независимо от способа их эксплуатации. На колонные обвязки устанавливают противовыбросовое оборудование при бурении, а фонтанную арматуру при эксплуатации скважин. На них подвешивают все обсадные трубы, спущенные в скважину. Конструкция колонной обвязки предусматривает возможность: восстановления герметичности межколонных пространств, подачу в межпакерную полость консистентного смазочного материала; опрессовки фланцевых соединений; контроля и разведки давления среды в межколонных пространствах; проведение цементирования скважины. Нарушение надежности колонной головки неизбежно приводит к серьезным авариям, нанесению ущерба окружающей среде, а в отдельных случаях может быть причиной возникновения пожаров, взрывов, несчастных случаев. В статье классифицированы колонные обвязки, которые используются в нефтегазовом комплексе Украины, по конструкции узлов герметизации межколонных пространств. Определены причины негерметичности колонных обвязок всех групп. Описаны условия, в которых работают уплотнения колонных головок. Определены причины старения резины. Показано влияние параметров обсадных колонн на герметичность колонных обвязок. Проанализированы нормативные документы, регламентирующие порядок и правила подбора, монтажа и эксплуатации колонных обвязок на эксплуатационных нефтегазовых скважинах и скважинах подземных хранилищах газа. Проведен анализ конструкций колонных обвязок, изготавливаемых в настоящее время, который показал, что основным элементом уплотнений междуклонного пространства это детали, изготовленные из резины. Предложены меры по повышению надежности колонных обвязок.

Ключевые слова: герметизация, сварной шов, колонные обвязки, межколонное пространство, межпакерное пространство, пакер, опрессовка, уплотнитель.

The casing head is the main wellhead equipment of gas and oil wells. Column heads are installed on all wells, regardless of how they are operated. Anti-blowout equipment is installed on column heads during drilling, and fountain fittings are installed during well operation. They hang all the casing pipes lowered into the well. The design of the pillar trim provides the ability to: restore the integrity of annular space, flow in the packer space grease lubricant; crimping flange connections; monitoring and exploration of the medium pressure in the annular space;

well cementing process. Violation of the column head reliability inevitably leads to serious accidents, damage to the environment, and in some cases may cause fires, explosions, accidents. The article classifies column bindings that are used in the oil and gas complex of Ukraine, according to the design of nodes for sealing inter-column heads. The causes of column head leaks of all groups are determined. The conditions of column head sealing are described. The causes of rubber aging are determined. The effect of casing string parameters on the casing head tightness is shown. Regulatory documents, describing the procedure and rules for selection, installation and operation of column heads at operational oil and gas wells and wells in underground gas storage are analyzed. The analysis of modern casing heads showed that the main sealing elements of the annular space are rubber parts made of rubber. Measures to improve the column head reliability are proposed.

Keywords: sealing, welded joint, casing head, annular space, packer space, packer, pressuring, sealant.

Вступ

Герметичність колонних обв'язок, як складової частини гирлового обладнання при бурінні та експлуатації свердловин є запорукою фонтанної та газової безпеки. При негерметичності колонних обв'язок відбувається перетікання пластового флюїду при загерметизованому гирлі в міжколонні простори. В міжколонних просторах тиск зростає до величин, значно більших за величину тиску опресування попередньої колони. І, як наслідок, руйнуються всі технічні колони, кондуктор і флюїд із свердловини виходить поза межами гирла – через грифони. Це може призвести до втрати свердловини, а інколи до втрати цілого родовища.

Герметичність міжколонних просторів забезпечують гумові ущільнення, котрі постійно знаходяться в стисненому статично деформованому стані під дією свердловинного середовища та знакозмінних температур. Ці фактори сприяють інтенсивному старінню гуми. Старіння гуми – це процес її окислення при довготривалому зберіганні та експлуатації, що призводить до зміни фізико-механічних властивостей. Основною причиною старіння є окислення каучуку, тобто приєднання кисню до місця подвійних зв'язків у каучуці, внаслідок чого його молекули розриваються на частки і скорочуються. Гума втрачає еластичність, стає крихкою, на її поверхні утворюються сітки тріщин, а далі вона розпадається на дрібні крихти.

Аналіз останніх досліджень і публікацій

Останнім часом в Україні розроблено цілий ряд нормативних документів, котрі регламентують порядок і правила підбору, монтажу та експлуатації колонних обв'язок, а також нормативних документів, які визначають дії інженерно-технічних працівників і робочих працівників при виникненні міжколонних тисків [1,2,3,8]. Є нормативні документи, котрі передбачають облаштування гирла свердловин колонними обв'язками при виведенні їх ліквідаційного фонду та переведення їх в експлуата-

ційні [4]. Передбачено також порядок проведення робіт із заміни колонних обв'язок на діючих свердловинах, підземних сховищ газу та родовищ [5,6,7]. Однак ні в одному із діючих документів не говориться про строки та обов'язковість заміни колонних обв'язок або їх ущільнень та про наслідки порушень правил експлуатації колонних обв'язок.

Заводи-виготовлювачі гарантують герметичність колонних обв'язок з використанням гумових ущільнень не більше 10 років. Однак фактично на родовищах і підземних сховищах газу колонні обв'язки експлуатуються більше 50 років, а заміна пакерних пристроїв, що герметизують міжколонні простори, здійснюється тільки при виникненні аварійних ситуацій.

Формування завдань досліджень та мета статті

Основними завданнями досліджень і метою статті є:

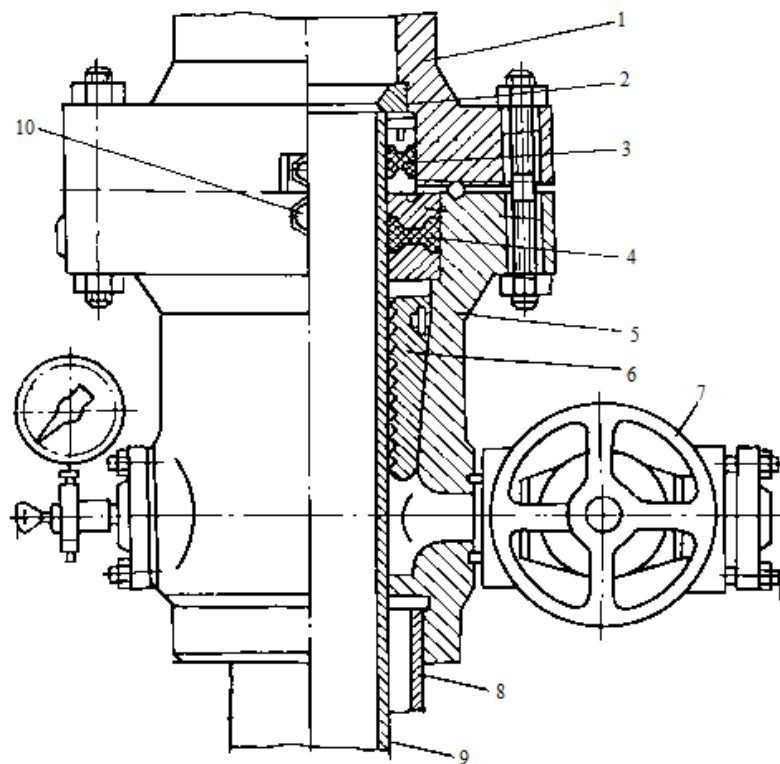
- проаналізувати причини негерметичності колонних обв'язок, що експлуатуються на підземних сховищах газу та нафтових і газових родовищах;
- класифікувати ці причини;
- запропонувати рішення, що підвищить надійність колонних обв'язок та зменшить затрати на їх заміну.

Виклад основного матеріалу досліджень

Всі колонні обв'язки, що експлуатуються на суходолі, за особливостями герметизації міжколонних просторів, можна умовно поділити на п'ять груп:

1 група – колонні обв'язки типу ОКК і їх аналоги (рис. 1).

Герметизація міжколонних просторів у колонних обв'язках цього типу здійснюється двома ущільнювачами – верхнім і нижнім. Кожен ущільнювач складається із Н-подібного гумового елемента та опорного і натискного кілець.



1 – фонтанна арматура; 2 – направляюча втулка; 3 – верхній ущільнювач;
4 – нижній ущільнювач; 5 – корпус; 6 – трубоутримувач; 7 – моніфольд колонної обв'язки;
8 – кондуктор; 9 – експлуатаційна колона; 10 – нагнітальний клапан

Рисунок 1 – Колонна обв'язка ОКК1-21-168x245

2 група – колонні обв'язки типу ООК і їх аналоги (рис. 2).

Герметизація міжколонних просторів між кондуктором і технічною колонною та між двома технічними колонами у колонних обв'язках цього типу здійснюється тільки зварними швами, а герметизація міжколонного простору між експлуатаційною та технічною колонами – пакерного ущільнення і зварного шва.

3 група – колонні обв'язки типу КГ і їх аналоги (рис. 3).

Герметизація міжколонних просторів колонних обв'язок цього типу здійснюється пакерними пристроями, що має тільки один Н-подібний гумовий ущільнювач.

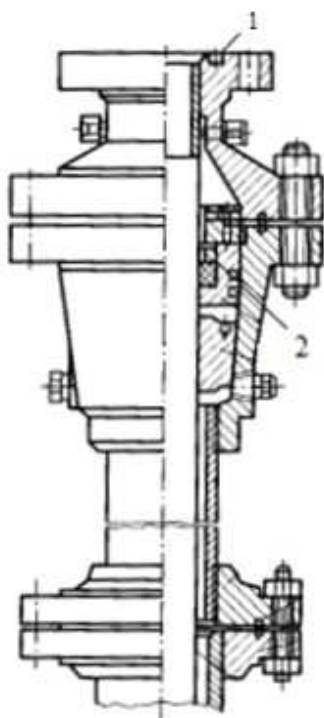
Пакерний пристрій колонних обв'язок типу КГ показаний на рис. 4.

4 група – колонні обв'язки типу ОКМ і їх аналоги (рис. 5).

Ці колонні обв'язки використовуються тільки для обв'язки неглибоких двоколонних свердловин і, як правило, на підземних сховищах газу. Герметизація міжколонного простору між кондуктором і експлуатаційною колонною здійснюється манжетою 2 та двома гумовими кільцями 3. Так як свердловини на підземному сховищі газу часто бурились та облаштовувались за відсутності газу в сховищах, тому

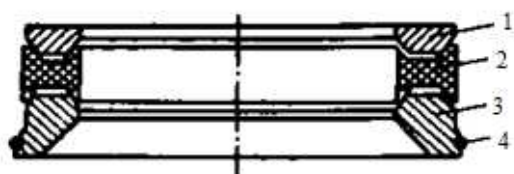
обв'язки гирла колонними обв'язками проводились після спуску та цементування експлуатаційних колон. Тому досягти необхідних контактних зусиль між корпусом колонної головки 1 і муфтовою спеціальною для підвищення експлуатаційної колони 7 не завжди вдавалось. І у багатьох випадках герметичність між корпусом колонної головки та муфтовою спеціальною для підвищення експлуатаційної колони забезпечувала тільки манжета 2.

5 група – колонні обв'язки Cameron типу S (рис. 6) з ущільненнями «Р» (рис. 7) і трубоутримувачами SB (рис. 8). Ущільнення міжколонних просторів колонних обв'язках цієї групи здійснюється двома незалежними один від одного герметизуючими пристроями. Нижній герметизуючий пристрій, що складається із Н-подібного гумового елемента та опорних і натискних металевих кілець, встановлюється безпосередньо на трубоутримувач. Розпакерування Н-подібного гумового елемента здійснюється шляхом вкручування болтів 4 (рис. 8) у корпус клинної підвіски 7. Верхня ущільнення типу «Р» (рис. 7) ущільнює міжколонний простір після закачування пластикового мастила в камери А і В і притискання при цьому манжети 2 до колони.



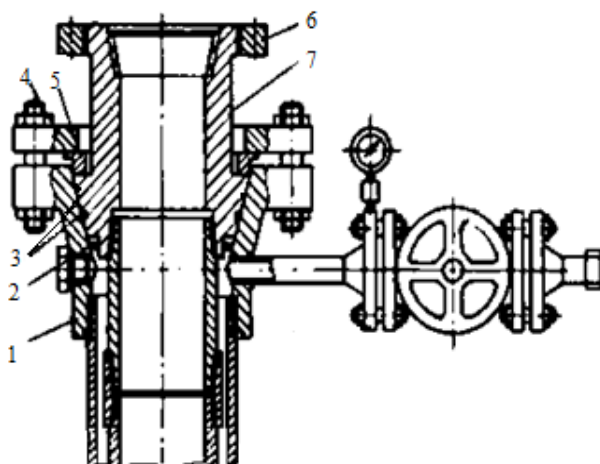
1 – зварний шов, що з'єднує експлуатаційну колону з колонною обв'язкою;
2 – пакерне ущільнення

**Рисунок 2 – Колонна обв'язка
ООК2-35-168×245×324**



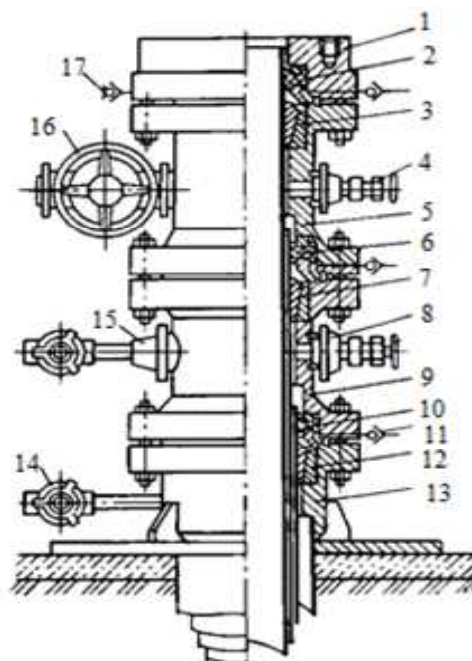
1 – натискне кільце, 2 – ущільнювач,
3 – опорне кільце, 4 – ущільнююче кільце

Рисунок 4 – Пакерний пристрій



1 – корпус колонної головки; 2 – манжета;
3 – гумові кільця; 4, 6 – фланці; 5 – натискне
кільце; 7 – муфта спеціальна для підвищення
експлуатаційної колони

Рисунок 5 – Колонна обв'язка типу ОКМ



1 – фланець адаптор; 2, 6, 10 – пакерний при-
стрій; 3, 7, 12 – трубоутримувач; 4 – вентиль;
5 – корпус колонної головки ГК2-350×35-280×70;
8 – фланець; 9 – корпус колонної головки
ГК 2 - 425×21- 350×35; 11 – зворотний клапан;
13 – корпус колонної головки ГК1-426-425×21

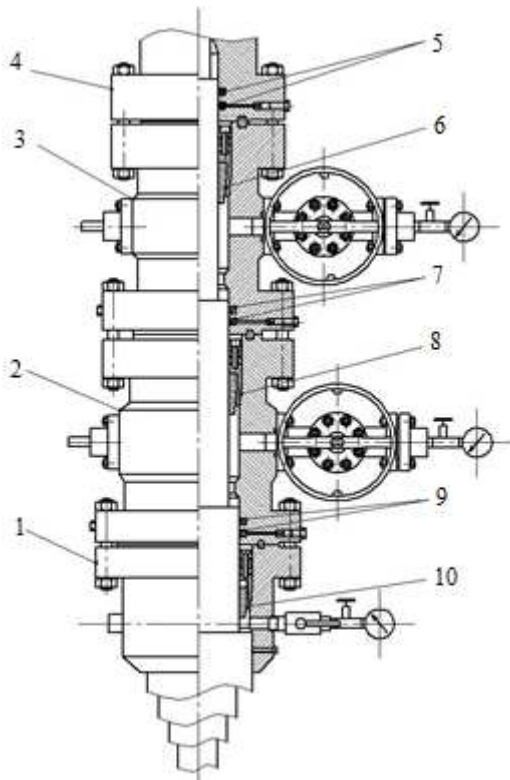
Рисунок 3 – Колонна обв'язка ГК-4×70

Основною причиною негерметичності колонних обв'язок типу ОКК і їх аналогів при експлуатації – є втрата герметизаційної здатності ущільнень через старіння гуми. Після демонтажу ущільнення розсипаються на дрібні крихти.

Основні причини негерметичності колонних обв'язок типу ОКК при будівництві свердловини:

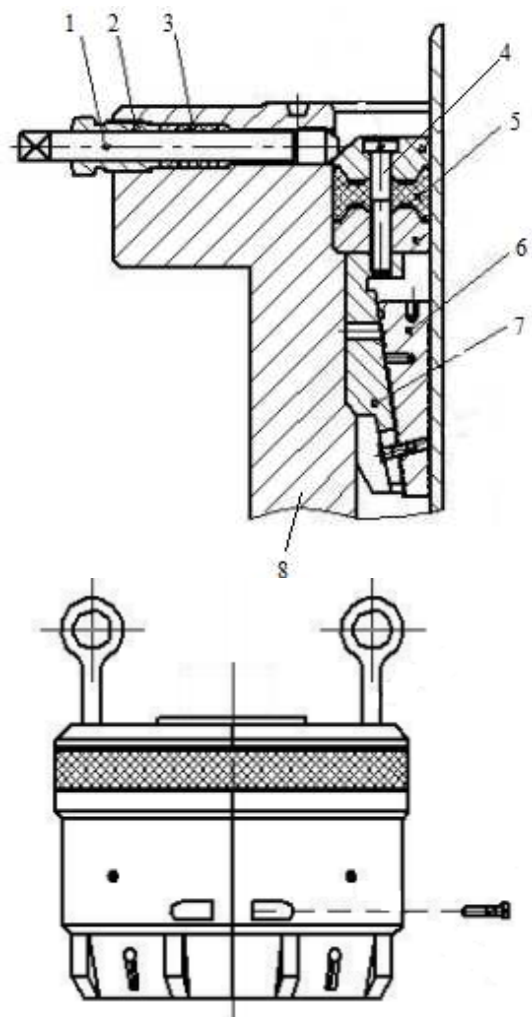
- відхилення зовнішніх діаметрів колон, що обв'язуються, від номінального;
- зношення елементів колонних обв'язок бурильним інструментом через відсутність співвісності між гирлом, ротором і талевою системою.

Розглянемо випадок, коли зовнішній діаметр обсадної колони більший від номінального (рис. 9). Після закріплення фланцевого з'єднання за допомогою шпильок і гайок з необхідним крутним моментом пакери верхнього та нижнього ущільнювачів розпакерувалися раніше, ніж була затиснута прокладка. І після монтажу колонної обв'язки на гирлі свердловини в процесі опресування міжпакерного простору рідина витікає з фланцевого з'єднання.



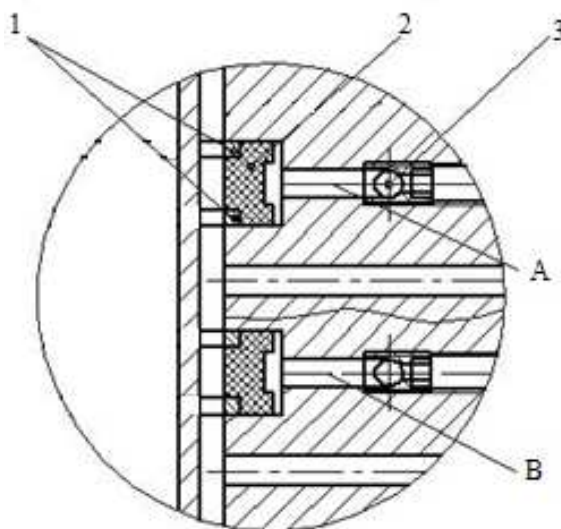
1 – однофланцева колонна головка ГК1К-426-425x21; 2 – двофланцева колонна головка ГК2К-425x21-350x35; 3 – двофланцева колонна головка ГК2К-350x35-280x70; 4 – трубна головка; 5,7,9 – ущільнення «Р»; 6 – трубоутримувач експлуатаційної колони діаметром 168 мм; 8 – трубоутримувач другої технічної колони діаметром 245 мм; 10 – трубоутримувач першої технічної колони діаметром 324 мм

Рисунок 6 – Колонна обв'язка Camcon типу S 70-168x245x324x426



1 – стопорні гвинти; 2 – натискні гайки; 3 – ущільнення стопорних гвинтів; 4 – болт; 5 – пакерне ущільнення; 6 – клинова підвіска; 7 – корпус клинової підвіски; 8 – корпус колонної головки

Рисунок 8 – Трубоутримувач типу SB-3A



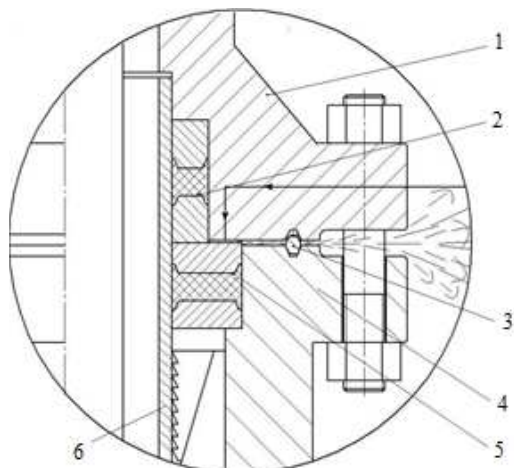
1 – сталеві кільця; 2 – гумова манжета; 3 – зворотний клапан;

A, B – камери для закачування мастила

Рисунок 7 – Ущільнення типу «Р»

У випадку, коли зовнішній діаметр обсадної колони менший від номінального (рис. 10), після закріплення фланцевого з'єднання прокладка між фланцями була затиснута раніше, ніж розпакерувалися пакери верхнього та нижнього ущільнювачів. У процесі опресування міжпакерного простору рідина витікає в міжколонний простір та у колону. А в процесі опресування експлуатаційної колони рідина витікає в міжколонний простір (рис. 11). При цьому пропуски рідини через фланцеве з'єднання відсутні.

Основними причинами негерметичності колонних обв'язок типу ООК і їх аналогів при експлуатації є руйнування зварних швів, що з'єднують експлуатаційну колону з колонною головкою (рис. 2) та руйнування гумових ущільнень внаслідок старіння гуми в процесі довготривалої експлуатації.



1 – трубна головка фонтанної арматури;
2 – верхній ущільнювач; 3 – прокладка;
4 – колонна обв’язка; 5 – нижній ущільнювач
6 – експлуатаційна колона

Рисунок 9 – Пропуски рідини через фланцеве з’єднання при опресуванні міжпакерного простору

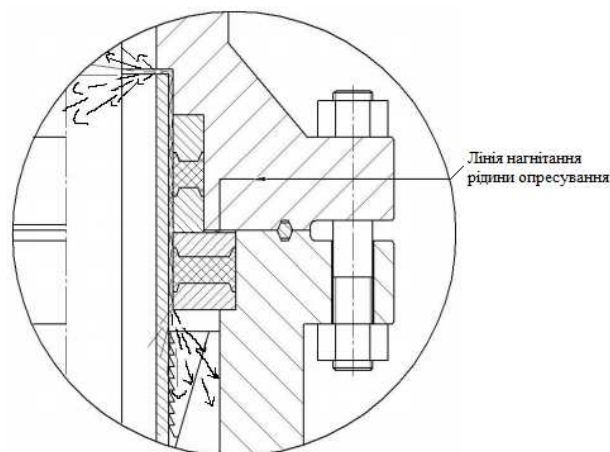


Рисунок 10 – Пропуски рідини опресування через негерметичні пакерні ущільнення при опресуванні міжпакерного простору

Напрямок руху рідини при опресуванні експлуатаційної колонни

Пропуск рідини через негерметичні пакерні ущільнення

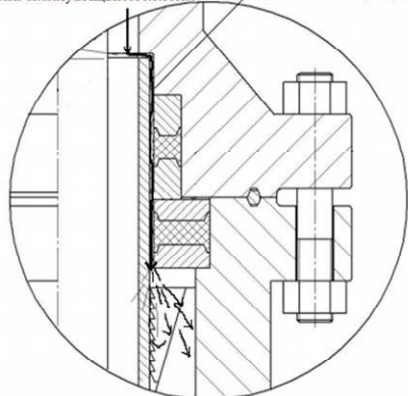


Рисунок 11 – Пропуски рідини опресування через негерметичні пакерні ущільнення при опресуванні міжпакерного простору

Стрілками вказані пропуск рідини опресування у міжпакерні ущільнення

Конструкції колонних обв’язок типу КГ (рис. 3) і їх аналогів мають ряд суттєвих недоліків, котрі є причиною негерметичності в процесі монтажу та експлуатації, а саме:

- пакерний пристрій (рис. 4) складається тільки з одного пакера, який запобігає перетіканню газу з експлуатаційної колони в міжколонний простір і далі. Необхідно їх не менше двох;

- ущільнююче кільце при опресуванні втрачає герметичність за тиску > 20 МПа. У відповідності до ГОСТ 9833 кільця гумові ущільнювачі круглого перетину для гідравлічних і пневматичних пристроїв у нерухомих з’єднаннях повинні використовуватися у комплекті з захисними фторопластовими кільцями щоб запобігти витіканню гуми у кільцеві зазори.

Але основною причиною негерметичності колонних обв’язок типу КГ при експлуатації є втрата герметизаційної здатності гумових ущільнень в результаті довготривалої експлуатації.

Основною причиною негерметичності колонних обв’язок типу ОКМ (рис. 5), що експлуатуються в основному на підземних сховищах газу, є негерметичність, що виникає внаслідок руйнування гумових ущільнень.

Причинами негерметичності колонних обв’язок Cameron типу S з трубоутримувачами SB і ущільненнями «Р» (рис. 6–8) та їх аналогів при експлуатації свердловин є:

- втрата герметизаційної здатності ущільнень трубоутримувачів SB-3A, SB-6A та ущільнення «Р» через старіння та руйнування гуми;

- втрата герметичності ущільнень «Р» через відсутність тиску пластикового мастила в камерах, котрий притискає ущільнення до труби (рис. 7).

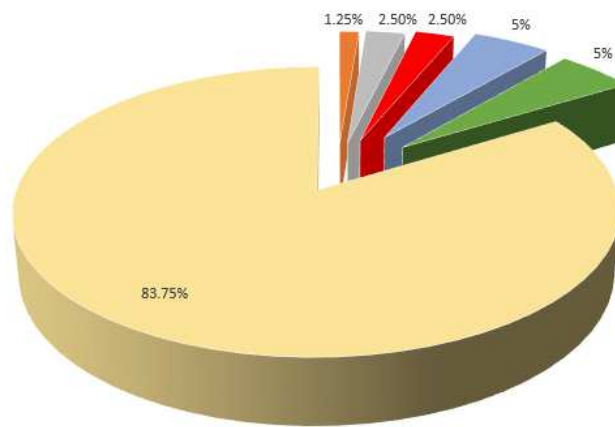
Авторами проаналізовано близько 80 випадків негерметичності колонних обв’язок при бурінні та експлуатації свердловин у нафтогазовому комплексі України. Причини негерметичності показані на діаграмі (рис. 12).

Висновки

Основною причиною негерметичності колонних обв’язок є втрата герметизаційної здатності ущільнювачів пакерних пристроїв внаслідок старіння та руйнування гумового матеріалу, з якого вони виготовлені

Нормативні документи, що регламентують правила монтажу та експлуатації колонних обв’язок, слід доповнити допустимими термінами служби гумових ущільнень.

Необхідно розробити колонні обв’язки для довготривалої експлуатації (50 років і більше),



- 1 відсутність тиску пластикового мастила, що притискає ущільнення «Р» до колонні;
- 2 Зношення елементів колонної обв'язки в процесі буріння;
- 3 недосконалість конструкції колонної обв'язки
- 4 руйнування зварних швів, що з'єднують колону з колонною головкою;
- 5 відхилення зовнішнього діаметра колонні, що обв'язується, від номінального;
- 6 втрата герметизаційної здатності ущільнень із-за старіння та руйнування гуми

Рисунок 12 – Причини негерметичності колонних обв'язок

з конструкції яких виключити комплектуючі із гуми.

Провести заміну колонних обв'язок на всіх діючих підземних сховищах газу.

Література

1. Свердловини на нафту і газ. Вимоги до монтажу і експлуатації колонних головок при бурінні свердловин. СОУ 11.2–30019775–141:2008 [Чинний від 26.01.2009]. К.: ДК «Укр-газвидобування», 2009. 28 с.

2. Свердловини. Тиски опресування між-колонного простору після спуску проміжних та експлуатаційних колон. Розрахунок. СОУ 11.2–30019775–019:2004 [Чинний від 22.10.2004]. К.: ДК «Укргазвидобування», 2004. 16 с.

3. Свердловини на газ та нафту. Дослідження та визначення умов використання експлуатаційних газових та газоконденсатних свердловин з міжколонним тиском. СОУ 11.2–30019775–153:2009 [Чинний від 04.01.2010]. К.: ДК «Укргазвидобування», 2010. 52 с.

4. Свердловини на нафту і газ. Відновлення ліквідованих свердловин. Обладнання їх гірла та введення в експлуатацію. СОУ 11.2–30019775–118:2007 [Чинний від 03.09.2007]. К.: ДК «Укргазвидобування», 2007. 78 с.п

5. Підземні сховища газу. Порядок заміни наземного гірлового обладнання. Технологічний регламент. СОУ 60.3–30019801-044:2006

[Чинний від 26.12.2006]. К.: ДК «Укртрансгаз», 2006. 37 с.

6. Добровольський І.В., Ленкевич Ю.Є., Місіньов А.О., Подолянчук О.В., Римчук Д.В., Цибулько С.В. Пат. 39341 Україна. Спосіб монтажу колонної головки при заміні наземного гірлового обладнання під час ремонту свердловини. 2009.

7. Римчук Д.В., Нащочич П.Д., Цибулько С.В. Спосіб монтажу колонної головки під час капітального ремонту свердловин. *Нафт. і газ. пром-сть*. 2012. № 1. С. 38-40.

8. Свердловини на нафту і газ. Порядок експлуатації, зберігання, транспортування, відбракування й списання колонних головок СОУ 09.1–30019775–238:2014 [Чинний від 26.12.2014]. К.: ДК «Укргазвидобування», 2014.

9. Арматура фонтанна та головки колонні. Контроль технічного стану. Методи неруйнівні. СОУ 11.1-20077720-003:2004 [Чинний від 16.08.2004]. К.: НАК «Нафтогаз України», 2004. 77 с.

10. ДСТУ ГОСТ 30196-2002 Головки колонні. Типи, основні параметри і приєднувальні розміри / Український науково-дослідний інститут стандартизації, сертифікації та інформатики. 2004. 21с.

11. Дітковський А.В., Ленкевич Ю.Є., Подолянчук О.В., Римчук Д.В., Цибулько С.В. Пат. 39036 Україна. Пакер для опресування приустевої частини обсадної колонні. 2008.

12. ПАТ «Конотопський арматурний завод». URL: <http://www.kaz.com.ua/> (дата звернення – 29.08.2019)

13. Катеринчук П.О., Римчук Д.В., Цибулько С.В., Шудрик О.Л. Освоєння, інтенсифікація та ремонт свердловин. Харків: Пром-Арт, 2018. 608 с.

14. Світлицький В.М., Кривуля С.В., Матвієнко А.М., Коцаба В.І. Машина та обладнання для видобування нафти і газу: довідковий посібник. Харків: КП «Міська друкарня», 2014. 352 с.

15. Федорович Я.Т. Машина та обладнання для видобутку нафти і газу: навч. посіб. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2015. 344 с.

16. Фик І.М., Римчук Д.В. Облаштування газових та нафтових фонтанних свердловин при експлуатації. Частина перша. Колонні обв'язки. Харків: ТО Ексклюзив, 2014. 299 с.

17. Фик І.М., Римчук Д.В., Синюк Б.Б. Облаштування газових та нафтових фонтанних свердловин при експлуатації. Частина друга. Фонтанні арматури: [підруч. для студ. вищ. навч. закл.]. Харків: ТО Ексклюзив, 2015. 405 с.

18. Сайт «Wellhead» URL: <http://www.wellheadgroup.com/product.asp?tid=94&smid=94&pid=87&menuid=87>

19. Сайт «Repede pressure control» URL: <http://www.repedegroup.com/ru/products/wellhead/s/th-en>

20. Сайт «Kerui» URL: <http://petroleum.kerui.com/kr/ru/>

21. Сайт «Schlumberger» URL: <https://www.slb.ru/services/completions/surface-systems/xmas-trees/gate-valves/>

22. Сайт «Schlumberger» URL: <https://www.products.slb.com/valves/types/api-6a-valves>

References

1. Sverdlovyny na naftu i haz. Vymohy do montazhu y ekspluatatsiyi kolonoyi holovok pry burinni sverdlovyn. SOU 11.2-30019775-141: 2008 [Chynnyy vid 26.01.2009]. K.: DK «Ukrhazvydobuvannya», 2009. 28 p.

2. Sverdlovyny. Tysky opresuvannya mizhkolonnoho prostoru poslya spusku promizhnykh ta ekspluatatsiynykh kolon. Rozrakhunok. SOU 11.2-30019775-019: 2004 [Chynnyy vid 22.10.2004]. K.: DK «Ukrhazvydobuvannya», 2004. 16 p.

3. Sverdlovyny na naftu i haz. Doslidzhennya ta vyznachennya umov yspol'zovanye ekspluatatsiynykh hazovykh ta hazokondensatnykh sverdlovyn z mizhkolonnim tyskom. SOU 11.2-

30019775-153: 2009 [Chynnyy vid 04.01.2010]. K.: DK «Ukrhazvydobuvannya», 2010. 52 p.

4. Sverdlovyny na naftu i haz. Vidnovlennya likvidovanikh sverdlovyn. Obladnannya yikh hyrla ta vvedennya v ekspluatatsiyu. SOU 11.2-30019775-118: 2007 [Chynnyy vid 03.09.2007]. K.: DK «Ukrhazvydobuvannya», 2007. 78 p.

5. Pidzemni skhovyshche hazu. Poryadok zamini nazemnoho hirlovoho oblادnannya. Tekhnolohichnyy rehlament. SOU 60.3-30019801-044: 2006 [Chynnyy vid 26.12.2006]. K.: DK «Ukrtrans•haz», 2006. 37 p.

6. Dobrovol's'kyi I.V., Lenkevych YU.YE., Misin'ov A.O., Podolyanchuk O.V., Rimchuk D.V., Tsybul'ko S.V. Pat. 39341 Ukrayina. Sposib montazhu kolonnoyi holovky pry zamini nazemnoho hirlovoho oblادnannya vo vremya remontu sverdlovyny. 2009.

7. Rymchuk D.V., Nashchochich P.D., Tsybul'ko S.V. Sposib montazhu kolonnoyi holovky vo vremya kapital'noho remontu sverdlovyny. *Naft. y haz. prom-st'*. 2012. No 1. P. 38-40.

8. Sverdlovyny na naftu i haz. Poryadok ekspluatatsiyi, zberihannya, transportuvannya, vidbrakuvannya y spysannya koloniyi holovok SOU 09.1-30019775-238 diye do: 2014 [Chynnyy vid 26.12.2014]. K.: DK «Ukrhazvydobuvannya», 2014.

9. Armatura fontanna ta holovky kolonni. Kontrol' tekhnichnoho stanu. Metody neruynivni. SOU 11.1-20077720-003: 2004 [Chynnyy vid 16.08.2004]. K.: NAK «Naftohaz Ukrainy», 2004. 77 p.

10. DSTU HOST 30196-2002 Holovky kolonni. Typy, osnovni parametry y priyednuval'ni rozmiry / Ukrayins'kyi naukovo-doslidnyy institut standartyzatsiyi, sertyfikatsiyi ta informatyky. 2004. 21 p.

11. Ditkovs'kiy A.V., Lenkevych YU.YE., Podolyanchuk O.V., Rimchuk D.V., Tsybul'ko S.V. Pat. 39036 Ukrayina. Paker dlya opresuvannya priustyevoyi chasty obsadnoyi kolony. 2008.

12. ПАТ «Konotops'kyi armaturnyy zavod» / URL: <http://www.kaz.com.ua/> (data Zvernennya - 29.08.2019)

13. Katerynychuk P.O., Rimchuk D.V., Tsybul'ko S.V., Shudryk O.L. Osvoynennya, intensifikatsiya ta remont sverdlovyn. Kharkiv: Prom-Art, 2018. 608 p.

14. Svitlits'kiy V.M., Kryvulya S.V., Matviyenko A.M., Kotsaba V.I. Mashyny ta oblادnannya dlya vydobuvannya nefty i hazu: dovidkoviy posibnyk. Kharkiv: KP «Mis'ka drukarnya», 2014. 352 p.

15. Fedorovych YA.T. Mashyny ta obladnannya dlya vidobutku nefty i hazu: navch. posib. Ivano-Frankivs'k: IFNTUNH, 2015.344 p.
16. Fyk I.M., Rymchuk D.V. Oblashtuvannya hazovykh ta naftovykh fontan sverdlovyh pry ekspluatatsiyi. Chastyna persha. Kolonni obv'yazky. Kharkiv: TO Eksklyuzyv, 2014. 299 p.
17. Fyk I.M., Rimchuk D.V., Synyuk B.B.. Oblashtuvannya hazovykh ta naftovykh fontan sverdlovyh pry ekspluatatsiyi. Chastyna druha. Fontanni armatury: [pidruch. dlya stud. vyshch. navch.zakl.]. Kharkiv: TO Eksklyuzyv, 2015. 405 p.
18. Sayt «Wellhead» URL: <http://www.wellheadgroup.com/product.asp?tid=94&smid=94&pid=87&menuid=87>
19. Sayt «Repede pressure control» URL: <http://www.repedegroup.com/ru/products/wellheads/th-en>
20. Sayt «Kerui» URL: <http://petroleum.keruigroup.com/kr/ru/>
21. Sayt «Schlumberger» URL: <https://www.slb.ru/services/completions/surface-systems/xmas-trees/gate-valves/>
22. Sayt «Schlumberger» URL: <https://www.products.slb.com/valves/types/api-6a-valves>