

ЗАСОБИ ДЛЯ ЗАХИСТУ СВЕРДЛОВИННИХ ШТАНГОВИХ НАСОСІВ ВІД ГАЗОПІСКОПРОЯВІВ

¹В.О.Панченко, ²О.Р.Кондрат

¹ НГВУ „Полтаванафтогаз”, м.Полтава, вул. Монастирська, 12, тел/факс (05322) 75074
e-mail: wadimp@ukrnafta.com

² ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел/факс (03422) 42195,
e-mail: kondrat@nung.edu.ua

Стаття посвячена изучению работы штанговых глубинных насосов в газопесочнопроявляющих условиях, и посвящена совершенствованию конструкции газопесочного сепаратора. Рассмотрены известные конструкции газопесочных якорей. Предложена и внедрена в НГДУ „Полтаванефтегаз” новая конструкция газопесочного якоря.

The article is dedicated to research of plunger bucket rod work under conditions of gas-sand mixture domination and based on the creation of new construction of gas-sand separator. Research calculations of its work are made at Novogrigorivka deposit of “Poltavannaftogaz” company.

Відомі конструкції пісочних сепараторів ґрунтуються на принципі повороту руху рідини. Їх дія майже аналогічна газовим сепараторам. Різниця між ними носить тільки фізичний характер: бульбашки газу мають відносну швидкість руху в рідині, що направлена вгору (вспливання), а відносна швидкість руху піщинок направлена вниз (падіння).

У нафтовій промисловості застосовуються різні конструкції пісочних та газопісочних сепараторів. А.Н.Адонін [1] вказує на те, що ефективність сепараторів в значній мірі залежить від витрати рідини та її в'язкості. Із збільшенням значень цих величин ступінь сепарації піску значно зменшується. Піщинки поступово накопичуються в корпусі сепаратора. Чим більший відсоток піску в рідині і менший об'єм сепаратора, тим швидше відбувається заповнення його об'єму піском. При великих швидкостях руху потоку рідини піщинки захоплюються рідиною в глибинний насос. Крім того, відомі сепаратори мають низьку газосепараційну здатність. Нижче наводиться характеристика та аналіз роботи різних типів сепараторів-фільтрів.

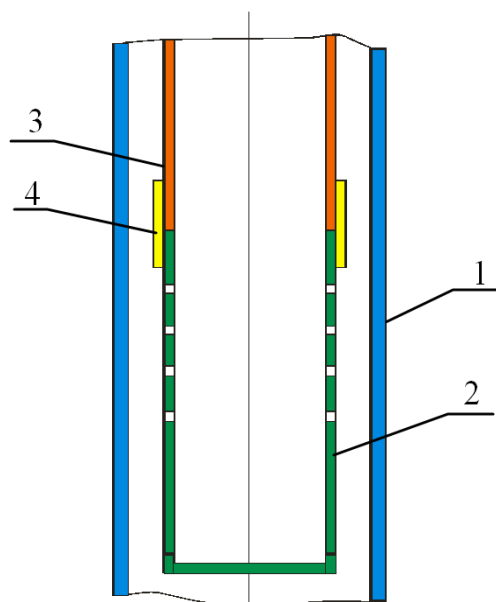
1. Сепараційні установки типу „1ФСШ”

Сепараційні фільтри типу „1ФСШ” призначені для обладнання прийомів штангових глибинних насосів та прийомів довгих хвостовиків, герметично з'єднаних із прийомом насосів у свердловинах, що характеризуються відсутністю напівфонтанного режиму роботи та наявністю вільного газу за відсутності механічних домішок у газорідинній суміші, що відкачується на глибині їх установки. Одночасно ці сепаратори-фільтри захищають прийом насоса від попадання під клапани різноманітних сторонніх предметів.

В.А.Жужиков [2] вказує на те, що для забезпечення ефективної роботи фільтрів потрібно відкрити засувки із затрубного простору свердловини.

Вказані фільтри в таких умовах забезпечують високу ступінь відділення вільного газу від рідини, що поступає на прийом насоса чи хвостовика, тобто забезпечують високий коефіцієнт наповнення циліндра насоса. За даними промислових випробувань, проведених у звичайних умовах експлуатації глибинонасосних свердловин, збільшення коефіцієнта подачі насосів в результаті застосування сепараційних фільтрів цього типу становить 10-20%.

Принцип роботи фільтра „1ФСШ” (рис. 1) полягає в тому, що газорідинна суміш із експлуатаційної колони 1 заходить у корпус фільтра 2, де рідина сепарується та рухається по патрубку 4, що з'єднується з фільтром муфтою 3, до прийому насоса.



1 – експлуатаційна колона; 2 – корпус фільтра;
3 – муфта; 4 – патрубок

Рисунок 1 — Сепараційний фільтр типу „1ФСШ”

Згідно з фактичними даними всі протитип-сочні фільтри в насосних свердловинах швидко закупорюються чи замулюються. Як відомо, замулювання протитисочних фільтрів (метало-керамічних, цементно-пісочно-солевих, цементно-керамічних і т.д.) відбувається наступним чином.

Тверді частинки, розміри яких набагато менші розмірів пор фільтра, проникаючи в пористі канали на ту чи іншу глибину з рідиною, можуть затриматися всередині фільтруючого матеріалу, а також на його зовнішній поверхні в результаті адсорбції на стінках чи в результаті механічного гальмування на тій ділянці пор, де вони мають неправильну форму. Частинки починають коагулювати і відбувається постійне та безперервне закупорювання порових каналів фільтра. Зменшення кількості незакупорених каналів призводить до повного або часткового припинення фільтрації рідкої фази.

А.Н.Адонін, на основі проведених дослідницьких робіт закупорювання та замулювання сітчастих фільтрів із квадратними отворами 0,25x0,25 мм пояснює так. Припустимо, що пісок складається із зерен правильної сферичної форми. Тоді через щілини пройдуть зерна з діаметром, меншим ширини щілини. Зерна з діаметром, більшим ширини щілини, не пройдуть через фільтр. Зерна, з діаметром, близьким до ширини щілини, можуть застрягати у фільтрі. Ясно, що чим більша швидкість руху рідини, тим більше число піщинок застрягне у фільтрі за один і той же проміжок часу. Застрягати будуть піщинки з великим відхиленням по діаметру від ширини щілини. Окрім того, ці піщинки, загнані з великою силою, будуть довше утримуватися в щілинах. Одночасно піщинки, загнані слабим зусиллям, будуть частково вимиватися із щілин пульсуючим потоком води.

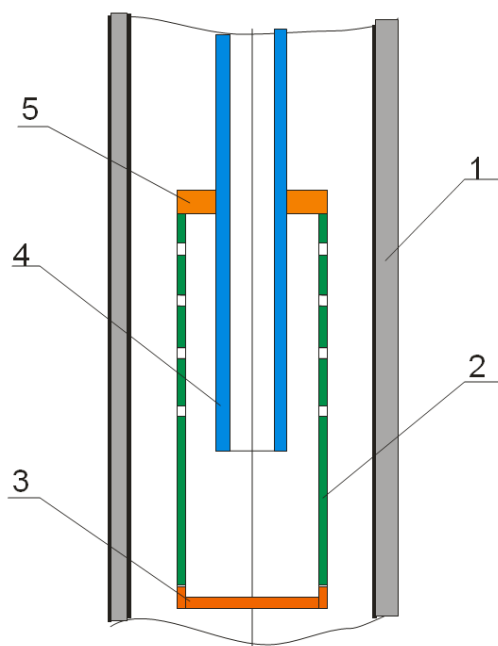
При сепарації натурального піску, зерна якого мають неправильну форму, вищевикладені твердження дещо змінюються: часто через щілини проходять досить крупні плоскі зерна і т.д.

Окрім закупорювання відбувається також і замулювання фільтру дрібними частинками, які щільно закривають щілини фільтра і припиняють протікання рідини.

2. Сепараційний якор типу „1ЯСШ”

Сепараційні якорі типу „1 ЯСШ” призначені для обладнання прийомів штангових глибинних насосів та прийомів хвостовиків, герметично з'єднаних з прийомом насосів, у свердловинах, що характеризуються відсутністю напівфонтанного режиму роботи та наявністю у пластовій газорідній суміші вільного газу. Для ефективної роботи якоря повинен бути забезпечений відбір газу із затрубного простору свердловини.

У вказаних умовах якорі забезпечують одночасно максимальне відділення вільного газу та механічних домішок від рідини, що поступає на прийом насоса чи хвостовика, тобто забезпечують максимальний коефіцієнт наповнення насоса та збільшення довговічності його роботи у свердловині.



1 – порожнина експлуатаційної колони;
2 – корпус якоря; 3 – пісочний мішок;
4 – труба; 5 – перехідник

Рисунок 2 — Сепараційний якор типу „1 ЯСШ”

За даними промислових випробувань та досліджень, проведених у звичайних умовах експлуатації глибинонасосних свердловин, збільшення коефіцієнтів подачі насосів та довговічність їх роботи в результаті застосування сепараційних якорів цього типу при тривалому періоді їх роботи, становить 15-30%. При цьому у деяких свердловинах, що експлуатуються вже 10-15 років, було виявлено заповнення „пісочного карману” якоря гематитом, незважаючи на те, що винесення гематиту у попередній період їх роботи не спостерігалось. Виявлене також у соленосних нафтових свердловинах накопичення солей в „пісочному кармані” якоря, подібно до накопичення механічних домішок.

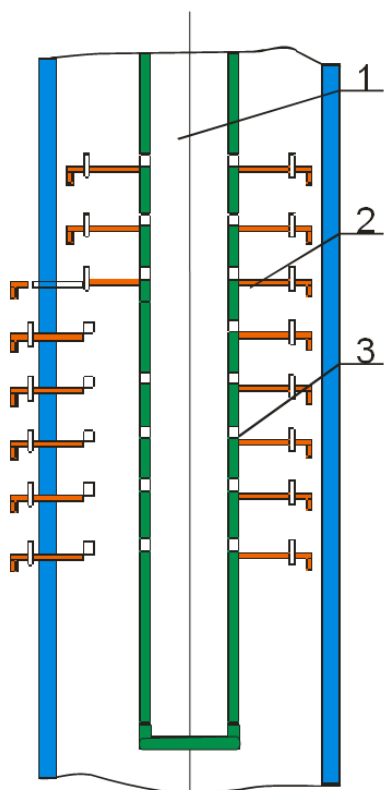
У конструктивному відношенні якорі виконані з врахуванням їх кріплення до труби, що знаходиться нижче прийому насоса та герметично з'єднана із ним, також з можливістю виключення при їхньому застосуванні необхідності встановлення захисних фільтрів на прийомах всмоктувальних клапанів.

У процесі експлуатації свердловини газорідінна суміш із порожнини експлуатаційної колони 1 поступає у перфоровану зону корпусу якоря 2 (рис.2). Пісок та абразив збираються в пісочному мішку 3. Вільний газ виділяється із отворів корпусу якоря 2. Відсепарована рідина поступає в трубу 4, що кріпиться перехідником 5. Звідси вона поступає на прийом насоса.

3. Багатосекційний газовий тарілчастий сепаратор.

Призначений для відділення газу від рідини під приймальним клапаном свердловинного насоса. Використовується у видобувних свердловинах, що працюють з високим газовим фак-

тором. Газовий сепаратор (рис. 3) складається з перехідника 1, тарілок 2, всмоктувальної трубки 3. Тарілки розташовані краями вниз з метою створення умов для коалесценції бульбашок. Сепарація газу від рідини проходить як за рахунок повороту потоку рідини на 90° , так і за рахунок коалесценції. Діаметр тарілок не повинен перевищувати діаметра відповідного насоса з метою виключення заїдання корпусом сепаратора колони при його підйомі. Розподілення витрати рідини по корпусах для восьмитарілчастого сепаратора наступне: 1 корпус – 6,5%, 2 корпус – 7,5%, 3 корпус – 10%, 4 корпус – 12%, 5 корпус – 14%, 6 корпус – 12,5%, 7 корпус – 15,5%, 8 корпус – 17%. На відкритий кінець приходиться 5%. Сепараційна здатність цього сепаратора нижча, ніж звичайного багатокорпусного з такою самою кількістю корпусів. Це пояснюється тим, що частина дрібних бульбашок, що попала під тарілку, не встигає об'єднатись і, виходячи знову в зону потоку, попадає у вищеразташовані отвори всмоктувальної трубки.



1 – перехідник; 2 – тарілка;
3 – трубка всмоктувальна

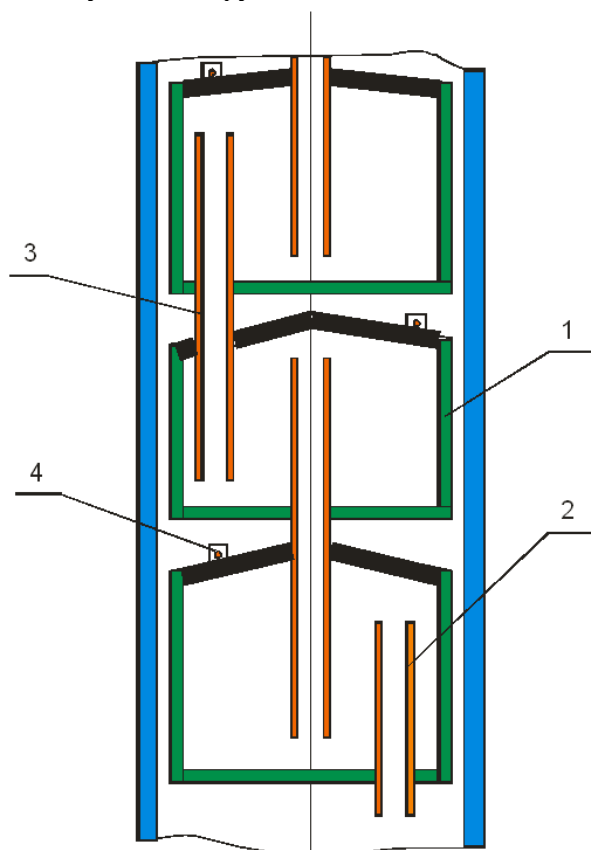
Рисунок 3 — Багатосекційний газовий тарілчастий сепаратор

4. Газовий сепаратор, оснований на принципі послідовного проходження потоку

Цей сепаратор відноситься до тих сепараторів, в яких здійснюється принцип послідовного проходження потоку (рис 4). Він складається із декількох корпусів 1, у верхніх частинах яких присутні газовипускні клапани 4. В корпуси вмонтовані трубки 2 і 3 відповідно для входу і виходу рідини. Газорідинна суміш із свердловини поступає в нижній корпус. Всере-

дині цього корпусу при повороті потоку на 180° відбувається часткова сепарація газу від рідини. Далі, суміш поступає через трубку 3 в наступний корпус, де знову проходить аналогічний процес сепарації. Через газовипускні клапани 4 газ виходить в міжтрубний простір.

Робота сепаратора ґрунтується на багатокорпусному повороті потоку на 180° та об'єднанні бульбашок внаслідок виникнення їх руху у всмоктувальних трубках.



1 – корпус; 2 – трубка; 3 – трубка;
4 – клапан газовипускний

Рисунок 4 — Газовий сепаратор, оснований на принципі послідовного проходження потоку

О.Х.Гусейновим проводились дослідження на лабораторній установці, що імітує роботу однокорпусного сепаратора. Із цього експерименту О.Х.Гусейнов довів, що коефіцієнт сепарації зростає із зменшенням внутрішнього діаметру трубки 2. Ріст коефіцієнта сепарації пояснюється збільшенням ймовірності злиття бульбашок та зменшенням діаметру трубки.

5. Відцентровий двоступеневий пісочно-газовий сепаратор „ВГПС2-73” для свердловинних штангових насосів

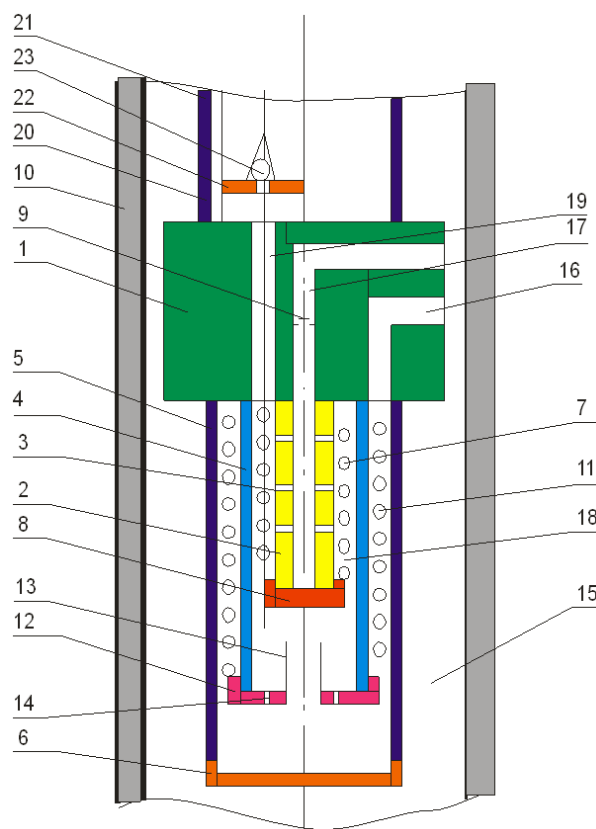
Сепаратор призначений для підвищення ефективності сепарації газу і піску на прийомі штангового насоса, що збільшує його об'ємну подачу і підвищує строк його експлуатації.

На рис. 5 схематично зображено загальний вигляд газопісочного сепаратора. Сепаратор містить розподільвач потоків газорідинно-пісочної суміші, на якому знизу укріплено газовідвідний

канал 2 з радіальними отворами 3, корпус 4 газозового сепаратора і корпус 5 з пісочним мішком 6. Між газозовідвідним каналом 2 і корпусом 4 газозового сепаратора встановлено пружинний шнек 7, поперечний переріз якого є круглим. Знизу на газозовідвідному каналі 2 розміщено глуху натяжно-регулюючу гайку 8 для стиснення пружинного шнека 7. На виході газозовідвідного каналу 2 встановлено нормально закритий зворотний клапан 9, який гідравлічно сполучає вихід газозовідвідного каналу 2 з порожниною експлуатаційної колони 10 свердловини. Між корпусом 4 газозового сепаратора і корпусом 5 пісочного сепаратора встановлено пружинний шнек 11, який фіксується на корпусі перфорованою натяжно-регулюючою гайкою 12. На гайці 12 укріплено додатковий пісочний сепаратор гравітаційного типу 13, виконаний у вигляді гусакоподібного каналу, прийом і викид якого гідравлічно сполучені з порожниною корпусу 5 пісочного сепаратора і прийомом газозового сепаратора та прийомом шнека 7 газозового сепаратора. На витяжно-регулюючій гайці 12 виконані також наскрізні калібровані осьові отвори 14. Корпус 4 газозового сепаратора і корпус 5 пісочного сепаратора утворюють кільцеву порожнину 15, яка гідравлічно сполучена з порожниною експлуатаційної колони каналом 16, а газозовідвідний канал 2 гідравлічно сполучений з порожниною експлуатаційної колони 10 каналом 17. Кільцева порожнина 18, яка утворена газозовідвідним каналом 2 і корпусом 4 газозового сепаратора, гідравлічно сполучена з надсепараційною порожниною (умовно не позначено) каналом 19. Зверху розподільвача 1 потоків прикріплені колона насосно-компресорних труб 20, штанговий насос 21 з плунжером 22 і нагнітальним клапаном 23.

Робота двоступеневого газопісочного сепаратора здійснюється наступним чином. При ході плунжера 22 уверх з нагнітальним клапаном 23 штангового насоса газорідинна суміш з піском чи породою пласта поступає через канал 16 на пружинний шнек 11. При цьому напрям руху газорідинної суміші в каналі 16 змінюється на 180° , в зв'язку з чим більш легка газова фаза, зберігаючи вертикальний напрям руху, частково проходить канал 17, що забезпечує часткову сепарацію газу. При подальшому русі газорідиннопісочної суміші в шнеку 11 вона приймає обертовий рух, внаслідок чого пісочна фаза, як більш важча, під дією відцентрової сили скупчується на внутрішній стінці корпусу 5 пісочного сепаратора, а при виході із шнека 11 під дією інерційної сили напрямленого руху осідає на дно пісочного мішка 6. Частково відсепарована від піску газорідинна суміш далі поступає в гусакоподібний канал 13. При виході з каналу газорідиннопісочна суміш змінює напрям свого руху на 180° , направляючись до шнека 7 газозового сепаратора, внаслідок чого пісочна фаза, як більш важча від газорідинної суміші, осідає на натяжно-регулюючу гайку 12, а далі через калібровочні отвори 14 поступає на дно пісочного кармана 6. Відсепарована від піску газорідинна суміш після виходу із гусако-

подібного каналу 13 поступає в шнек 7 газозового сепаратора, де вона приймає обертовий рух. При цьому рідина, як більш важча фаза порівняно з газом, накопичується ближче до внутрішньої стінки корпусу 4 газозового сепаратора і через канал 19 поступає на прийом насоса, а більш легка газова фаза скупчується ближче до осі газозового сепаратора і, маючи відповідну підйомну силу, відкриває нормально закритий зворотний клапан 9 і через канал 17 направляється в порожнину експлуатаційної колони 10, не поступаючи в штанговий насос 21.



- 1 – розподільвач; 2 – газозовідвідний канал;
 3 – радіальні отвори; 4 – корпус; 5 – корпус;
 6 – пісочний мішок; 7 – пружинний шнек;
 8 – гайка регулююча глуха; 9 – клапан зворотний;
 10 – експлуатаційна колона; 11 – шнек пружинний;
 12 – гайка витяжно-регулююча; 13 – сепаратор гравітаційного типу; 14 – отвори осьові;
 15 – порожнина кільцева; 16 – канал; 17 – канал;
 18 – порожнина кільцева; 19 – канал; 20 – насосно-компресорна труба; 21 – штанговий насос;
 22 – плунжер; 23 – нагнітальний клапан

Рисунок 5 — Газопісочний сепаратор „ВПС2-73”

6. Високоєфективні сепаратори

Із вищевикладеного випливає, що основним недоліком відомих конструкцій сепараторів є недостатня ефективність в умовах невеликих значень відносної швидкості руху газових бульбашок.

У сепараторах спеціальних конструкцій, основаних також на гравітаційному принципі, вдається домогтися підвищення ефективності відділення газу від рідини. Про деякі з них буде

йти мова нижче. А.М.Пірвердян [5] вказує на те, що підвищення ефективності таких сепараторів досягається декількома шляхами, головний з яких – створення в них умов для коалесценції (об'єднання) бульбашок газу у великі бульбашки зі значеннями швидкості що, істотно перевищує значення швидкості руху бульбашок до їхнього об'єднання. Існують також інші особливості в цих сепараторах, що зумовлюють велику ефективність їхньої роботи порівняно із звичайними. Однак основний ефект досягається за рахунок коалесценції. Тому основна увага буде приділена тим конструкціям, в яких, проявляється головним чином, зазначений ефект.

При формуванні високократних пін бульбашки перетворюються в багатогранні (поліедричні) осередки, а рідкі прошарки — у плівки товщиною в декілька сот, іноді кілька десятків нанометрів. Такі плівки утворюють просторовий каркас, що володіє деякою пружністю і міцністю. Тому піни мають властивості структурованих систем, тобто таких рідин, для переміщення яких робота зовнішніх сил витрачається не тільки на подолання дійсної (ньютонівської) в'язкості, але і на руйнування структури, переорієнтацію витягнутих часток у потоці і т.п. Одна з основних характеристик піни — стійкість піни, що зворотна об'ємній швидкості виділення рідини з піни.

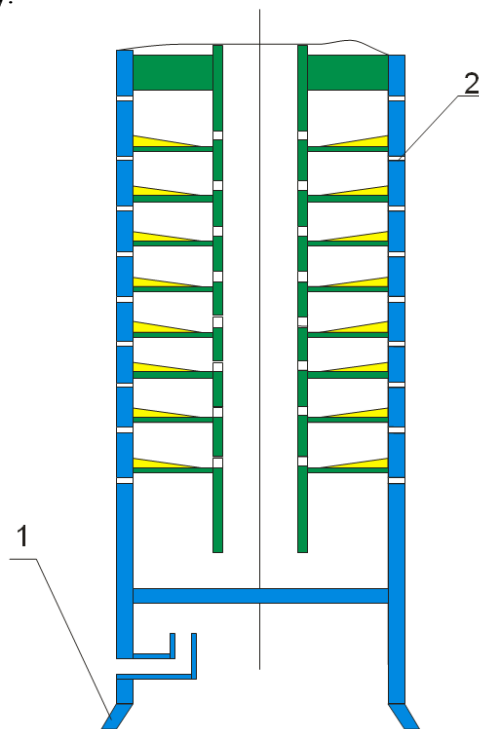
Утворення пін чи спінювання відбувається при диспергуванні газу в рідкому середовищі і виділенні нової фази в об'ємі рідини. Виникнення стійких високодисперсних пін зумовлено присутністю в рідині стабілізаторів пін чи піноутворювачів. Ці речовини полегшують спінювання і затруднюють відтік рідини (дренаж) з пінних плівок, перешкоджаючи коалесценції бульбашок газу. Діють вони як стабілізатори емульсій і ліофобних колоїдних систем: знижують поверхневий натяг і створюють адсорбційно-соляватний пласт з позитивним розклинюючим тиском. Чим більша в'язкість дисперсійного середовища, тим стійкіша піна. Для руйнування пін (піногасіння) чи попередження їхнього утворення використовують протипінні речовини (піногасники). Ефективні піногасники — ПАР, що витісняють з поверхні рідини піноутворювачі, але самі не здатні забезпечити стабілізацію піни. До них відносяться різні спирти, ефіри, алкіламіни. Піни руйнуються під дією високих температур, механічним шляхом і відстоюванням.

Очевидно, що сепаратори описаних конструкцій не можуть забезпечити відділення газу від рідини в піні й остання, надходячи в насос, зумовить вкрай низький коефіцієнт наповнення (особливо при великих кратностях піни). Тому експлуатація піноутворюючих свердловин насосами без відповідних ефективних сепараторів практично неможлива. Тут, однак, необхідне одне істотне застереження. Піна тільки в тому випадку шкідлива, коли пінорозділ знаходиться в межах прийому сепаратора чи нижче його. Якщо ж пінорозділ установився вище прийому, то в цьому випадку мова повинна йти тільки

про заходи щодо відділення газу з газорідної неструктурованої системи, тобто про вирішення практичної задачі, значно більш простої.

А.М.Пірвердян [5] вказує на те, що інтенсивність піноутворення у всіх випадках знаходиться у прямому зв'язку з величиною газового фактору. Однак це далеко не завжди так. Справа в тім, що піна генерується за рахунок бульбашок невеликого розміру, але при значному збільшенні витрати газу, завдяки інтенсивній коалесценції, утворюються великі бульбашки. Вони не тільки не можуть утворити піну, але і ведуть до часткового чи повного її руйнування. В.Ф.Троїцький [6] вказує на те, що руйнування піни збільшується застосуванням газових сепараторів відповідних конструкцій.

У сепараторі (рис.6) у процесі експлуатації свердловини частина бульбашок газу попадає в корпус піногасника 1, утворюючи бульбашки великих розмірів. Бульбашки газу, що утворилися, через отвори 2 виходять у міжтрубний простір і спливають уверх зі швидкістю, істотно більшою швидкості руху дрібних бульбашок, що пройшли повз піногасник 1. Таким чином, у кільцевому просторі рухаються уверх як бульбашки газу великого розміру, так і дрібні (емульсія). При цьому середнє зважене значення швидкості є більшим, ніж у випадку сепаратора без піногасника. Це забезпечує більший ефект відділення газу від рідини порівняно із звичайною конструкцією. Великі бульбашки приводять також до руйнування "каркасу" піни низу, а природний хід руйнування її відбувається зверху за рахунок зменшення товщини рідкої плівки, що стікає вниз під дією сили ваги, і в кінцевому рахунку призводить до її розриву.



1 – корпус піногасника; 2 – отвір
Рисунок 6 - Багатокорпусний сепаратор із піногасником

Але такий газопісочний сепаратор не має багатоступеневої сепарації газорідинної суміші від газу. Піногасник не досить ефективний в видаленні піни, що утворилась із газорідинної суміші. Коефіцієнт сепарації даного сепаратора нижчий від коефіцієнта сепарації газопісочного сепаратора описаного нижче.

7. Новий газопісочний сепаратор для покращення роботи ШГН

У НГВУ «Полтаванафтогаз» для захисту ШГН від впливу газу використовуються газосепаратори наступних конструкцій: тарілчасті (Акселсон-Кубань), труба в трубі, типу „1-ЯСШ”, шнекоступеневі, отвори на прийомі насоса.

Проте вищевказані сепаратори не забезпечують достатньої багатоступеневої сепарації від газу, що негативно впливає на роботу насоса, а також захист ШГН від механічних домішок, і як наслідок – до швидкого зношення плунжерної пари штангового насосу, клапанної пари.

Для забезпечення захисту ШГН від впливу газу та піску на його роботу та збільшення коефіцієнта наповнення ШГН пропонується наступна конструкція газового сепаратора, яка забезпечує захист ШГН від впливу газу та механічних домішок (рис. 7).

Дія сепаратора наступна.

I ступінь сепарації.

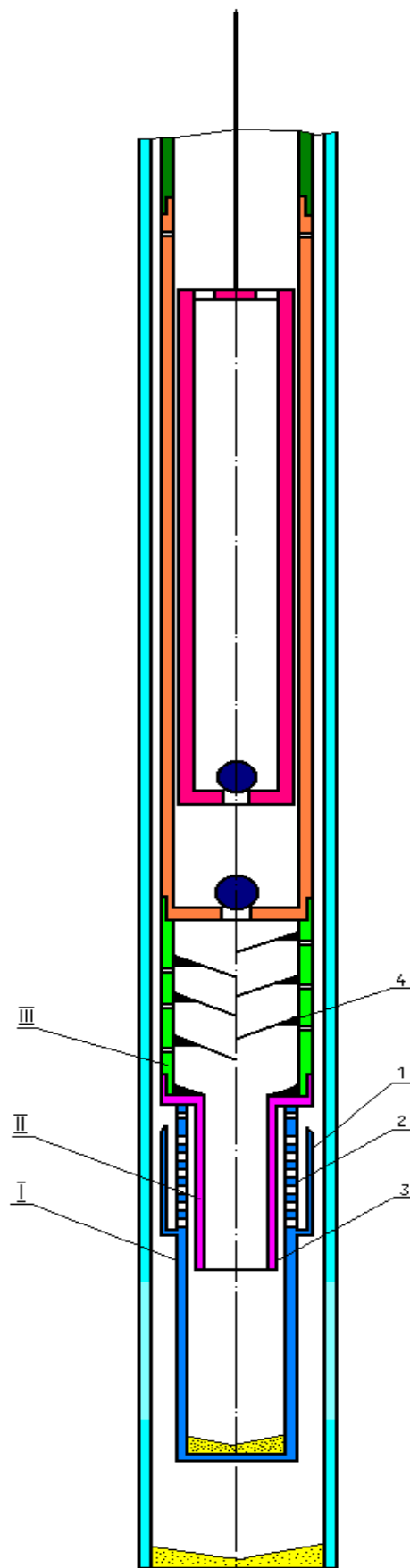
При виході рідини з інтервалу перфорації газ піднімається вгору, пісок та абразив під дією сили тяжіння опускаються в зумпф свердловини, газорідинна суміш поступає на прийом газопісочного сепаратора, який захищений кожухом 1. Кожух 1 дає змогу рідині попадати у сепаратор, а газ, збільшуючись у своєму об'ємі і, збираючи за собою бульбашки розчиненого в суміші газу, піднімається вгору в затрубний простір і не попадає на прийом газопісочного сепаратора.

II ступінь сепарації.

При попаданні під кожух після I ступені сепарації рідина поступає в перфоровану трубу 2. При вході в трубу газ піднімається вгору, збираючи за собою бульбашки розчиненого в суміші газу і збільшуючись в своєму об'ємі. Зібраний газ виходить через верхні отвори перфорованої труби 2. Пісок та абразив осідають під дією сили тяжіння вниз у хвостик. Колона НКТ вибирається залежно від характеристики роботи свердловини (наявності механічних домішок), а низ НКТ обладнується заглушкою. Рідина піднімається в трубу 3, прийом якої знаходиться нижче рівня перфорації труби 2, по якій вона піднімається в хвостовик відділення газу III.

III ступінь сепарації.

При вході в хвостовик відділення газу III за рахунок наявності диспергатора (збільшення внутрішнього діаметру труби) газорідинна суміш зменшує швидкість свого руху. Проходить ефективно видалення газу з рідини.



1 – кожух; 2 – перфорована труба; 3 – труба
Рисунок 7 — Запропонований газопісочний сепаратор

Рідина приймає турбулентний характер руху завдяки встановленим лопатям в трубі 4, де проходить повне очищення рідини від газу. Газ виходить через спеціальні отвори у затрубний простір. Хвостовик видалення газу також виконує функцію піногасника, за рахунок якого піна газорідинної суміші збивається в окремі фазові стани компонентів, тобто окремо в рідину і газ.

Запропонований газопіщаний сепаратор має такі переваги:

- ефективний захист ШГН від впливу газу, що збільшує коефіцієнт його наповнення;
- очищення від газу проходить у 3 ступені, а від піску та абразиву – у 2 ступені;
- ефективно гасіння піни перед попаданням рідини на прийом насоса;
- простота конструкції;
- для виготовлення сепаратора можна використовувати труби НКТ (б/в), оскільки вони несуть невеликі навантаження.

Цей тип сепаратора може застосовуватись на свердловинах з вмістом газу у рідині до 100 м³/т та великим вмістом механічних домішок. Він успішно випробуваний на нафтових свердловинах НГВУ „Полтаванафтогаз”.

Література

- 1 Адонин А.Н. Процессы глубиннонасосной нефтедобычи. – М.: Недра, 1964.
- 2 Жужиков В.А. Фильтрование. – М.: Госхимиздат, 1964.
- 3 Муравьев И.М. Мищенко И.Т. Насосная эксплуатация скважин за рубежом. – М.: Недра, 1967.
- 4 Пирвердян А.М. Защита скважинного насоса от газа и песка. – М.: Недра, 1986.
- 5 Пирвердян А.М. Гидромеханика глубиннонасосной эксплуатации. – М.: Недра, 1965.
- 6 Троицкий В.Ф. Исследование работы газовых якорей в условиях пенообразования // Труды АЗИНТИ ДН, вып. II – М.: Недра, 1964.

УДК 621.532.3

ТРУБЧАСТО-КОЛОННІ ТЕХНОЛОГІЇ В ПРОЦЕСАХ АБСОРБЦІЙНОГО ОСУШЕННЯ ПРИРОДНОГО ГАЗУ

Я.М.Дем'янчук

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42351
e-mail: trans@nung.edu.ua

Большой энергетический потенциал продуктов сжигания природного газа на компрессорных станциях газотранспортной системы Украины, может быть использован не только для производства электроэнергии, но и для обеспечения энергией новых технологий осушки природного газа от влаги. Предложенная технология с использованием искусственного холода позволяет значительно уменьшить эксплуатационные затраты связанные с потерями гликолей, утилизировать значительную часть тепла, которая на данное время теряется, и достичь экономии мощности ГПА на перекачивание газа от 0,44 до 2,34 %.

The big energy potential of products of burning of natural gas at compressor stations of gas-transport system of Ukraine, can be used not only for manufacture of the electric power, but also for provision of energy of new technologies drain natural gas from a moisture. The suggested technology with use of an artificial cold allows to reduce considerably operational expenses connected with losses of glycols, to utilize a significant part of heat which for given time is lost, and to achieve economy of capacity GPA on pumping of gas from 0,44 up to 2,34 %.

При транспортуванні природного газу магистральними газопроводами велике значення має жорстке дотримання встановлених стандартів норм вмісту вологи в газовому потоці. Перевищення цих норм може призвести до утворення гідратів у внутрішній порожнині трубопроводів та обладнання, їх корозії, що, в свою чергу, збільшує витрати на транспортування, а в окремих випадках спричиняє аварії. Для відбору пароподібної вологи широко застосовується абсорбційне осушення природного газу за допомогою гліколів.

Існуюче традиційне масообмінне обладнання у своєму розвитку дійшло до межі, яка не дозволяє надалі збільшувати ефективність осу-

шення газу, зменшуючи при цьому енергетичні та матеріальні витрати. Тому постала необхідність розробки та застосування принципово нового типу абсорбційного обладнання, яке дозволяє завдяки проведенню паралельно процесів масо- та теплообміну, згідно вимог другого закону термодинаміки, суттєво зменшити оборотність процесів осушення газу та регенерації гліколю і, як наслідок, зменшити енергетичні та матеріальні витрати до 50% від нині існуючих [1]. Для даної технології запропоновано трубчасту насадку, яка складається з аксіального завихрювача у вигляді смуги з пелюстками для турбулізації газу та спіралі з дроту, яка охоплює завихрювач і розташована на вну-