

МЕХАНІЧНА ІНЖЕНЕРІЯ

УДК 622.276.054

DOI: 10.31471/1993-9965-2020-1(48)-47-55

ПІДВИЩЕННЯ БЕЗПЕКИ ПРИ ЗАМІНІ ВСТАВНОГО ШТАНГОВОГО СВЕРДЛОВИННОГО НАСОСА

¹Я. Т. Федорович, ²Tomasz Wydro, ³М. В. Петрів, ¹О. І. Хухра, ¹В. В. Михайлюк¹ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська 15; тел. +38 0964151483,
e-mail: fedorovychyt@gmail.com²AGH University of Science and Technology;
A. Mickiewicza Av. 30, pav. B-2, HB-134, 30-059 Cracow, Poland,
phone +48 12 617 30 81, e-mail: wydro@agh.edu.pl³НГВУ «Долинанафтогаз» ПАТ «Укрнафта»;
77500, Івано-Франківська обл., м. Долина, вул. Промислова, 7,
e-mail: petriv919@gmail.com

В Україні, як і у інших країнах світу, більшість нафтових свердловин експлуатуються механізованим способом видобутку, а саме штанговими свердловинними насосними установками, які містять наземне і підземне обладнання. Для ремонту або заміни підземного обладнання (штангового вставного насоса), його підіймають на поверхню. При цьому у свердловині може відбутися газоводонафтопроявлення, викликане, наприклад, ефектом «поринювання» (заміщення об'єму, який займає насос та насосні штанги рідиною із пласта). Це може призвести до відкритого фонтанування свердловини. Для проведення безпечних ремонтних робіт на свердловині застосовують багато додаткових складних операцій, пов'язаних із глушінням свердловини. Ці операції проводяться з метою контролю пластового тиску свердловини, запобігання газонафтопрояву і пошкодженню свердловинного обладнання. Варто звернути також увагу на те, що порушення процесу глушіння свердловини може призвести як до зниження її дебіту, так і до повного припинення її експлуатації. Для запобігання виникненню газонафтопрояву застосовують різноманітне обладнання і пристрої: плашкові превентори, устьові герметизатори, аварійні планиайби із засувками, вибійні відсікачі, зворотні глибинні клапани тощо. Все це підвищує безпеку при заміні свердловинного обладнання, але не гарантує уникнення додаткових ускладнень при експлуатації цього обладнання: можливості контрольованого перекриття свердловини, відновлення видобутку нафти без проведення спуско-підіймальних операцій тощо. Для усунення наведених ускладнень розроблено конструкцію зворотного свердловинного клапана. Його конструкція дозволяє: не змінювати компоновку елементів у свердловині; проводити заміну насоса без глушіння свердловини (зменшує час проведення ремонту та витрати на нього); перекрити низ колони НКТ (перешкоджає потраплянню флюїду з пласта у свердловину та виникненню аварійної ситуації, що може призвести до відкритого фонтанування).

Ключові слова: свердловина, верстат-качалка, насосна штанга, насос, клапан, газонафтоводопрояв, відкритий фонтан, спуско-підіймальна операція.

В Украине, как и в других странах мира, большинство нефтяных скважин эксплуатируются механизированным способом добычи, а именно штанговыми скважинными насосными установками, которые содержат наземное и подземное оборудование. Для ремонта или замены подземного оборудования (штангового вставного насоса), его поднимают на поверхность. При этом повышается вероятность газоводонефтепроявления в скважине вызванное, например, замещением объема, занимающего насосом и насосными штангами жидкостью из пласта. Это может привести к открытому фонтанированию скважины. Для проведения безопасных ремонтных работ на скважине применяют много дополнительных сложных

операцій, зв'язаних з глушенням скважини. Ці операції проводять з метою контролю пластового тиску скважини, запобігання газодонефтепроявлень і пошкодження скважинного обладнання. Стоїть звернути також увагу на те, що порушення процесу глушення скважини може привести як до зниження її дебіта, так і до повного припинення її експлуатації. Для запобігання виникненню газодонефтепроявлень використовують різне обладнання і пристрої: превентори, устьєві герметизатори, аварійні планшайби з задвижками, забойні отсекачі, обернені глибокі клапани і т.п. Все це підвищує безпеку при заміні скважинного обладнання, але не гарантує уникнення додаткових ускладнень при експлуатації цього обладнання: можливості контролюваного закриття скважини, відновлення видобування нафти без проведення спуско-підйомних операцій і т.п. Для усунення вказаних ускладнень розроблено конструкцію оберненого скважинного клапана. Її конструкція дозволяє: не змінювати компоновку елементів в скважині; проведення заміни насоса без глушення скважини (зменшує час проведення ремонту і витрати на нього); закрити низ колонни НКТ (не дає флюїду з пласта потрапити в скважину і створити аварійну ситуацію, яка може привести до відкритого фонтанування).

Ключові слова: скважина, станок-качалка, насосна штанга, насос, клапан, газодонефтепроявлення, відкритий фонтан, спуско-підйомні операції.

In Ukraine, as in other countries of the world, the majority of oil wells are operated using a mechanical method of production, such as rod well pumping method, containing above-ground and underground equipment. For repair or replacement of underground equipment (down hole pump), is brought to the surface. In this case, the well may have oil-water gas inflow caused by the «piston» effect, for example. (Substitution of volume between the pump and the pump rods by fluid from the formation). This could lead to an open flowing well. Many additional complex operations are used to perform safe well workover operations, such as well closure. These operations are performed to control well formation pressure, prevent gas-oil and damage to downhole equipment. It is also worth paying attention to the fact that disruptions in the process of well closure can lead both to a decrease in its productivity and to the complete termination of its operation. To prevent oil-water gas inflow various equipment and devices are used: Cameron ram-type blowout preventer, wellhead stuffing boxes, emergency washers with gate valves, downhole shutoffs, downhole check valves. All this increases safety when replacing downhole equipment, but does not guarantee the avoidance of additional complications in the operation of this equipment: the possibility of controlled shutdown of the well, recovery of oil production without performance of downhole operations, etc. To eliminate these complications, a downhole check valve design was developed. Its design allows: not to change the arrangement of elements in the well; to change the pump without well closure (it reduces repair time and costs); undercut tubing (does not allow the fluid from the formation to enter the well and create an emergency situation that could lead to open well flowing).

Key words: well, pump jack, sucker rod, pump, pipe column, oil-water gas inflow, open well flowing, downhole operations.

Вступ

Значна частина нафтових свердловин в Україні експлуатуються за допомогою штангових свердловинних насосних установок (ШСНУ), для обслуговування, ремонту та заміни свердловинного обладнання яких необхідно підймання на поверхню. Процес підймання є досить довготривалим та, за певних обставин, небезпечним.

Однією із проблем, що виникають під час заміни свердловинного обладнання, є газонафтопрояв, який може призвести до відкритого фонтанування свердловини, на ліквідацію якого будуть витрачені час та кошти.

Проведення ремонтних робіт на свердловині вимагає також проведення багатьох складних операцій, пов'язаних із глушінням свердловини. Ця операція проводиться з метою контролю пластового тиску свердловини, а також запобігання фонтануванню і пошкодженню свердловинного обладнання. Неякісне глушін-

ня свердловини може призвести як до зниження її дебіта, так і до повного припинення експлуатації.

Всі ці випадки вимагають великих витрат коштів підприємства на відновлення працездатності свердловини, або припинення видобування нафти із неї.

Зважаючи на це, створення засобів, що дозволить безпечно проводити заміну свердловинного обладнання, є актуальною задачею.

Аналіз вітчизняних досліджень і публікацій

Аналіз процесу заміни штангових свердловинних насосів в умовах високого газового фактору

Під час експлуатації свердловини з допомогою установки штангового свердловинного насоса змінюються певні показники, які вказують на потребу у проведенні ремонту свердловинного обладнання. Відсутність подачі, нагрі-

вання устьового штока, дим, який виходить з устьового сальника, свідчать про те, що насос перестав перекачувати продукцію свердловини. Газ, який виділяється з нафти, піднімається до устя свердловини колоною насосно-компресорних труб (НКТ), а відсутність рідини, що виконує також функцію охолодження елементів устьового обладнання, сприяє нагріванню їх за рахунок сил тертя. В такому випадку потрібно проводити заміну насоса [1].

Ремонт свердловин, що експлуатуються з допомогою штангових свердловинних насосів (ШСН), полягає у підйманні та спуску насосних штанг чи труб, ліквідації обриву і відгвинчування штанг, перевірки і заміні клапанів, посадкового конуса чи його гнізда, заміні насосів, розходження плунжера, що заклинив у циліндрі насоса [2]. Потребу в проведенні ремонту можна виявити за показами динамограм або під час заміру дебіту свердловини, наприклад за допомогою установки «Спутник».

Перед ремонтом свердловини частково розбирають верстат-качалку, монтують підймальний агрегат і заповнюють свердловину технологічною рідиною з метою її глушіння. Рідину для глушіння підбирають з певною густиною, яка залежить від вибірного тиску і дебіту свердловини.

Під час глушіння свердловини колоною НКТ випробовують на герметичність. Якщо колона НКТ є герметичною, то піднімають вставний насос на штангах і проводять його заміну. У випадку, якщо колона НКТ не герметична, то спочатку підіймають вставний насос на штангах, а відтак повне підймання колони НКТ із замковою опорою насоса. В разі виявлення дефектів у насосі його замінюють на новий. Колоною НКТ заповнюють водою для перевірки герметичності насоса і правильності посадки, і зривають його з посадкового гнізда замкової опори. При цьому вода з труб спрямовується вниз, змиваючи частки бруду і піску з поверхні штанг і внутрішньої поверхні труб, після чого насос повторно встановлюють на місце, труби заповнюють водою. Далі монтують устьове обладнання і проводять запуск верстата-качалки [2].

Основні небезпеки, що виникають у процесі заміни насосів під час ремонту свердловини

Небезпечними під час проведення ремонту є свердловини, у яких можливі раптові викиди пластових флюїдів (пластових вод, нафти, газу, газоконденсату), що можуть призвести до виникнення пожеж, руйнування підймачів, ура-

ження персоналу і негативного впливу на навколишнє середовище.

Найбільш відповідальною частиною свердловини як інженерної споруди є її устя, обов'язка якого виконується типовим устаткуванням відповідно до затверджених схем залежно від складності конструкції свердловини. Основою безаварійної роботи свердловини є кваліфікована і професійна робота бригади на устьовому устаткуванні [3].

При некерованому надходженні із свердловини пластового флюїду за відсутності або втрати герметичності противикидного обладнання чи його пошкодженні можливе утворення нафтогазового (відкритого) фонтану (рис. 1).



Рисунок 1 – Фонтанування свердловини в результаті ГНВП

Газонафтоводопрояви (ГНВП) розвиваються в межах території одного об'єкта (свердловини), що знаходиться окремо. При їхньому виникненні некеровані викиди пластових флюїдів у навколишнє середовище відсутні. За своїм характером ГНВП відносяться до аварій категорії А. Відкриті фонтани своїм розвитком переходять межі території одного об'єкта (свердловини) в межах санітарно-захисної зони. При відкритих фонтанах можливий вплив вражаючих факторів (викидів пластових флюїдів) на навколишнє середовище. За своїм характером відкриті фонтани відносяться до аварій рівня Б [4]. Розливи виникають в результаті некерованого (аварійного) фонтанування свердловини, пориву нафтопроводів і вражають значну територію, утворюючи ареал забруднення.

ГНВП вважаються найбільш небезпечними аварійними ситуаціями на свердловинах, де проводиться поточний та капітальний ремонт, тому що у випадку непроведення оперативних заходів для їхньої ліквідації можливе переростання ГНВП у відкриті фонтани, виникнення

яких є небезпечним для навколишнього середовища через некеровані викиди в навколишнє середовище газоконденсату, нафти, пластової води. Ліквідація відкритих фонтанів, навіть за сучасного рівня розвитку техніки і технології, є складним і високовартісним процесом [5].

Основною причиною інтенсивного проникнення значної кількості газу або пластового флюїду в свердловину з наступним його підняттям до устя свердловини і виникненням ГНВП є депресія на пласт, яка може бути:

– постійною (промивання, освоєння просторів);

– перервною (під час спуско-підйомних операцій, перевищення швидкості підйому або спуску, явище «поршнювання»).

ГНВП може виникнути і під час заміни вставних насосів ШСНУ, що може призвести до фонтанування свердловини. В початковий момент підйому насоса із свердловини об'єм, який займали занурені в рідину насос та насосні штанги, замінюється флюїдом, що надходить у свердловину з пласта [6].

Цей процес є дуже непередбачуваним, оскільки з пласта у свердловину може потрапити певний об'єм газу або насичена газом нафта. Обсяг газу на вибої свердловини збільшується, і може настати такий момент, коли густина рідини буде недостатньою для створення відповідного протитиску на вибій. Тобто гідростатичний тиск буде меншим за вибійний, що призведе до раптового і швидкого підйому флюїду колоною НКТ.

Аналіз способів та засобів для забезпечення безаварійної роботи процесу заміни штангових свердловинних насосів

Для безпечного проведення робіт з ремонту свердловин на усті експлуатаційної колони встановлюють противикидне обладнання (ПВО).

Вибір ПВО здійснюється залежно від виду робіт на свердловині та від пластового тиску, характеристик розрізу і врахування можливості для виконання таких технологічних операцій:

– герметизація устя свердловини при спущених насосно-компресорних трубах і без них;

– вилучення флюїду із свердловини за прийнятною технологією;

– підвищення колони НКТ після закриття ПВО;

– контролю тиску у свердловині при закритих превенторах та під час глушіння свердловини;

– плавне регулювання протитиску на пласт при ліквідації ГНВП і глушіння свердловини;

– відведення пластового флюїду на безпечну відстань;

– встановлення додаткового ПВО при ліквідації ГНВП або відкритих фонтанів.

Запобігти переливанню свердловинної рідини і витіканню газу на усті під час ремонту свердловини можна такими способами:

а) глушінням свердловини технологічною рідиною;

б) використанням відсікачів пласта, які встановлюють на вибої свердловини;

в) зниженням пластового тиску шляхом обмеження нагнітання води в сусідні нагнітальні свердловини.

Підготовка свердловин до ремонту, як було сказано вище, передбачає їх глушіння, тобто створення умов для запобігання відкритому фонтануванню та викидам нафти і газу під час демонтажу устьового обладнання і підйому обладнання зі свердловини. Саме спосіб глушіння свердловини застосовується найчастіше при ремонті свердловин, які експлуатуються за допомогою ШСНУ [6].

Перед глушінням нафтових свердловин повинно бути припинено подавання електроенергії на двигун верстата-качалки. Головка балансира верстата-качалки повинна бути відкинута назад або відведена в бік (залежно від конструкції верстата-качалки).

Глушіння свердловини допускається за повної або часткової заміни свердловинної рідини з відновленням або без відновлення циркуляції. Якщо часткова заміна свердловинної рідини неприпустима, то заповнення колони рідиною глушіння здійснюється під час її прокачування на поглинання.

Спосіб глушіння свердловини вибирається залежно від експлуатаційних параметрів (газового фактору, обводненості, прийнятності, тиску нагнітання, пластового тиску) і способу її експлуатації. До спецтехніки для глушіння входять: насосний або промивальний агрегат і автоцистерни [1].

Глушіння свердловин, обладнаних ШСНУ, за необхідності виконують у два чи більше етапів. У разі незначного вилучення рідини, свердловину залишають у спокої на період витіснення свердловинної рідини рідиною глушіння і виконують наступний цикл глушіння. Якщо віддача пласта відсутня, то після заміни об'єму рідини від устя до входу в насос свердловину закривають і очікують заміщення піднасосної рідини. У випадку глушіння свердловин з високим газовим фактором, великим інтервалом перфорації, поглинанням рідини глушіння у високопроникні інтервали (віддача пласта 200-

300 м³/добу за тиску 10-12 МПа) передбачають закачування в зону фільтра буферного об'єму обваженої рідини глушіння або в'язкопружної рідини. Якщо наявне інтенсивне поглинання, то використовують нафто-водо-кислоторозчинні наповнювачі-кольматанти з умовою подальшого відновлення проникності привибійної зони пласта [1].

Буферну рідину прокачують до інтервалу перфорації, закривають устьову засувку і рідину протискують у пласт. Засувки арматури закривають на 20-30 хв. для вирівнювання тисків.

Якщо після відкривання засувок відсутні газопрояви, переливання, поглинання рідини глушіння, розпочинають ремонтні роботи.

Даний спосіб є доволі ефективним, тобто забезпечує ремонт свердловини без ГНВП, але є неточним, оскільки важко підібрати густину рідини, яка дозволить запобігти повній відсутності ГНВП. Також на це витрачається багато часу та фінансів.

Під час ремонту свердловини використовують обладнання, що встановлюється на її усті, яке використовується для ліквідації ГНВП і фонтанування свердловини.

Таким обладнанням може бути:

- плашковий превентор;
- герметизатор устьовий;
- аварійна планшайба з засувкою.

Допускається, за погодженням із проти-фонтанною службою, застосування для герметизації устя свердловин таких категорій герметизуючих пристроїв інших конструкцій, які не погіршують умови фонтанної безпеки та виготовлені за документацією, розробленою і затвердженою у встановленому порядку.

Плашкові превентори призначені для герметизації устя за наявності (або відсутності) в свердловині труб.

Герметизатор устьовий (ГУ) призначений для перекриття трубного простору колони НКТ при можливості виникнення фонтанування. Герметизатор складається із патрубку, який з'єднується з колоною НКТ, сталевго конуса, який встановлюється на клинову підвіску і утримує всю колону НКТ, підйимального патрубка і крана високого тиску. Даний пристрій з'єднують з колоною НКТ, яка припіднята із свердловини на момент виникнення ГНВП. За потреби кран переводять у закриті положення, що дає можливість герметизувати трубний простір НКТ і не дає рідині під тиском потрапляти у відкритий простір [5].

Аварійна планшайба із засувкою (краном) призначена для перекриття трубного простору експлуатаційної колони під час аварійних ситу-

ацій в процесі заміни вставних насосів ШСНУ. Дане обладнання складається із з'єднувальної частини – для приєднання до неї колони НКТ, фланця – для посадки і з'єднання з устьовим обладнанням, засувки, що перекриває трубний простір і вивідної труби, яка призначена для монтажу планшайби, а також приєднання до неї викидної лінії.

Планшайба приєднується до експлуатаційної колони і за допомогою шпильок та гайок з'єднується з устьовим обладнанням. Своєю конструкцією вона забезпечує контроль трубного простору.

Переваги такого обладнання полягають у простоті монтажу і експлуатації. До недоліків можна віднести те, що під час монтажу трубний простір залишається відкритим, тож існує небезпека переростання ГНВП у відкритий фонтан [6].

На сьогодні також існує ряд обладнання для запобігання відкритому фонтануванню, що розміщується безпосередньо у свердловині: вибійні відсікачі, керуючі клапани, зворотні глибинні клапани.

Вибійні свердловинні відсікачі є дуже чутливими до зменшення тиску в насосно-компресорних трубах і збільшення перепаду тиску в самому відсікачі, яке зумовлене збільшенням протікання рідини через канали в клапані. Відсікач встановлюється на вході в насос. Потік рідини з пласта крізь отвори в клапані і центральний отвір вільно проходить і потрапляє в НКТ, де знаходиться насос. У випадку, коли протікання пластової рідини через відсікач досягає критичного значення, клапан сідає в сідло, перекриваючи рух рідини.

Свердловинний клапан використовується для герметизації і перекриття низу колони НКТ, коли необхідно закрити трубний простір свердловини, не піддаючи руйнуванню колони дією внутрішніх сил, що виникають у свердловині під час фонтанування.

Отже, у вище розглянутих конструкціях відсутня гарантована можливість контрольованого перекриття свердловини, а також відновлення видобутку свердловини без її подальшого освоєння. Тому постає потреба у створенні пристрою, який дозволить проводити перекриття колони НКТ, а потім відновлення експлуатації свердловини без застосування складного допоміжного обладнання та освоєння свердловини.

Мета роботи полягає у створенні умов безпечної заміни вставного штангового свердловинного насоса із використанням зворотного свердловинного клапана.

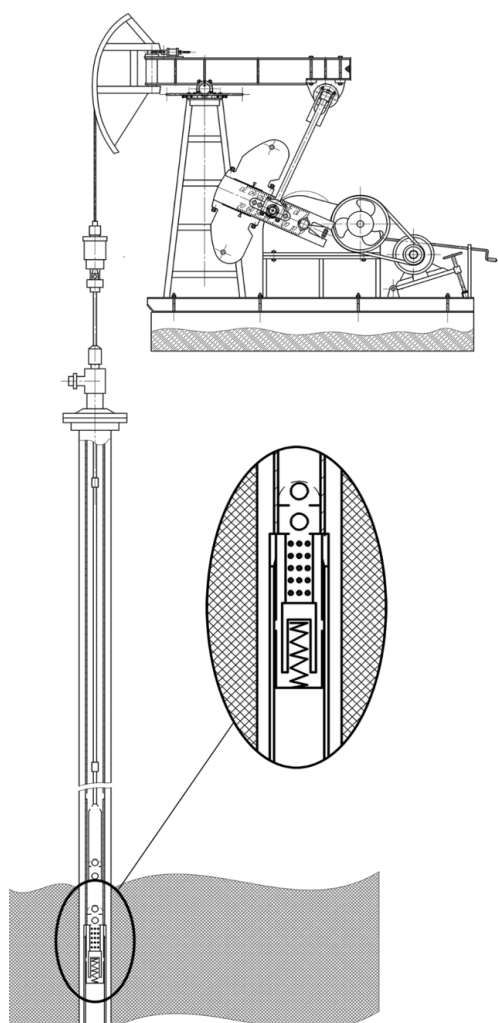
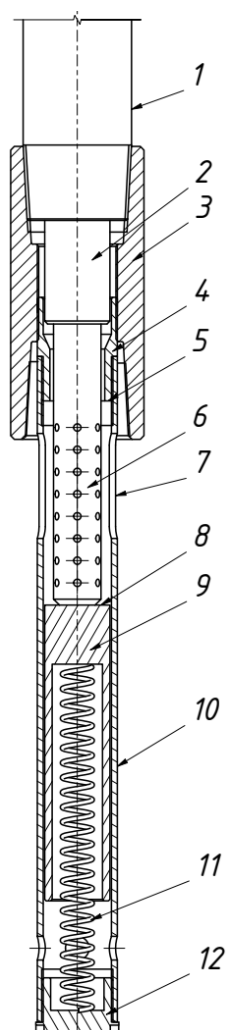


Рисунок 2 – Розміщення ЗСК у свердловині



- 1 – колона НКТ;
- 2 – вставний насос;
- 3 – перехідна муфта;
- 4 – перехідник;
- 5 – опорний торець перехідника;
- 6 – насосний фільтр;
- 7 – отвори;
- 8 – опорний торець поплавка;
- 9 – поплавок;
- 10 – корпус пристрою;
- 11 – пружина;
- 12 – кришка корпусу

Рисунок 3 – Конструкція зворотного свердловинного клапана

**Викладення основного матеріалу
Розроблення принципової схеми пристрою**

Оскільки існуюче обладнання дає можливість частково контролювати процес ремонту, а існуючі методи не забезпечують безаварійність під час ремонту свердловини, виникла необхідність у створенні обладнання, яке забезпечить безпечні умови для проведення ремонтних робіт на свердловині, а саме при заміні вставного насоса ШСНУ в умовах високого газового фактору.

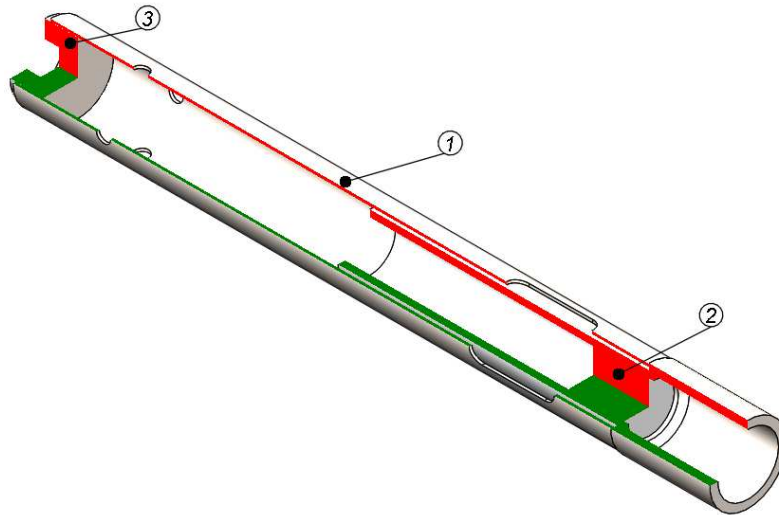
Зворотний свердловинний клапан (ЗСК) розроблений за даними, отриманими у НГВУ «Долина нафтогаз».

ЗСК призначений для перекриття трубного простору насосно-компресорних труб на час заміни вставного штангового свердловинного насоса. При цьому зберігається об'єм флюїду в свердловині, оскільки стає неможливим надходження у неї нової порції нафти або газу з пла-

ста. Оскільки із пласта не надходить насичена газом нафта або газ, густина нафти на вибої не зменшується, що зведе імовірність виникнення аварійних ситуацій у зв'язку з ГНВП нанівець. Також пристрій дозволяє проводити ремонт і заміну вставного насоса без глушіння свердловини, що зменшує витрати часу і коштів на проведення цього процесу.

На рис. 2 зображено розміщення ЗСК у свердловині, а на рис. 3 – його конструкцію.

ЗСК складається з пластмасового циліндричного поплавка 9, виготовленого у вигляді перевернутого угору дном стакана, що розміщується всередині циліндричного корпусу 10. Корпус 10 з'єднується з перехідником 4, на якому виконаний опорний торець 5, а перехідник – із перехідною муфтою 3, яка приєднана до НКТ 1. У корпусі 10 встановлено пружину 11, яка одним торцем впирається у поплавок 9, а іншим – у кришку 12, що за допомогою різьби з'єднана з корпусом.



1 – корпус пристрою; 2 – поплавок; 3 – кришка корпусу

Рисунок 4 – Деталі моделі для імітаційного моделювання

При встановленні насоса 2 у свердловину фільтр 6, який знаходиться під насосом, переміщує поплавок вниз, стискаючи при цьому пружину 11. При цьому розмикаються опорні поверхні торця 5 та поплавок 8, а рідина з пласта проходить крізь отвори 7 корпусу пристрою 10 до насосного фільтра 6 і далі – у насос 2.

На час ремонту насос з фільтром піднімається на поверхню, дозволяючи пружині перемістити поплавок вгору до контакту опорного торця поплавка 8 з опорним торцем 5 перехідника 4. При цьому перекривається трубний простір колони НКТ.

Особливістю ЗСК є те, що корпус монтується не донизу колони НКТ 10, а до перехідної муфти 3. Це дає змогу приєднувати до колони НКТ інші необхідні елементи, такі як хвостовик, газовий якір (підбираються залежно від умов видобутку для кожної свердловини індивідуально). Пружина 11, що міститься всередині корпусу 10, допомагає поплавку переміститися вгору, незважаючи на наявність механічних частинок, які би могли перешкодити його руху і перекрити трубний простір колони НКТ.

Така конструкція ЗСК дозволяє не змінювати компоновку елементів у свердловині при його застосуванні.

Отже, перевагами ЗСК є:

– можливість проведення заміни насоса без глушіння свердловини (зменшує час проведення ремонту та витрати на нього);

– перекриття низу колони НКТ (не дає флюїду з пласта потрапляти у свердловину та створити аварійну ситуацію, що може призвести до відкритого фонтанування).

Дослідження працездатності елементів конструкції ЗСК з допомогою імітаційного моделювання [7]

Для дослідження побудованої 3D моделі спочатку розглянемо умови роботи та матеріали, що застосовані для її деталей. Модель може працювати за температур до 120 °С при дії тиску 15 МПа.

Матеріалами для всіх деталей моделі прийнято сталь 40ХН (окрім поплавка, який виготовлено із поліаміду 610).

Розглянувши принципову схему пружинного глибинного клапана (рис. 3), зроблено висновки, що за вищезгаданих умов роботи доцільно дослідити напружено-деформований стан наступних деталей: поплавок, корпус та кришку корпусу.

На рис. 4 подано зображення деталей моделі, які підлягають імітаційному моделюванню.

Проте, у конструкції моделі присутня пружина, яку при імітаційному моделюванні замінено на відповідну їй реакцію. Для цього використано спеціальну функцію програми «З'єднувач-пружина» з вказанням необхідних характеристик (нормальна жорсткість та попереднє навантаження).

Оскільки на модель в умовах експлуатації буде діяти температура робочого середовища, тиск та зусилля від дії пружини, то ці граничні умови будемо прикладати одночасно (рис. 5).

Отримані результати імітаційного моделювання наведено на рис. 6 – 7.

Отже, згідно з рис. 6, максимальне значення напружень, що виникають у досліджуваній моделі при дії зусилля пружини, тиску та температури, становлять 106 МПа. Оскільки гра-

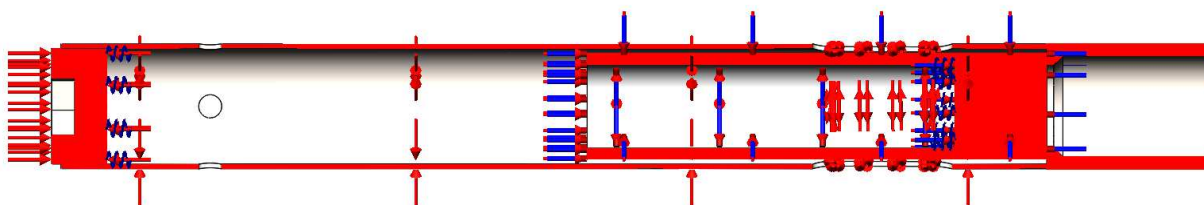


Рисунок 5 – Прикладання граничних умов до досліджуваної моделі

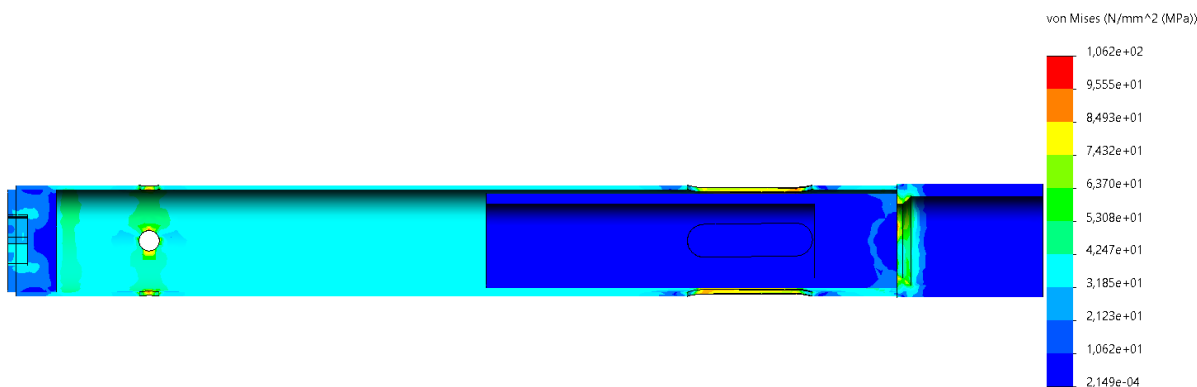


Рисунок 6 – Розподіл еквівалентних напружень

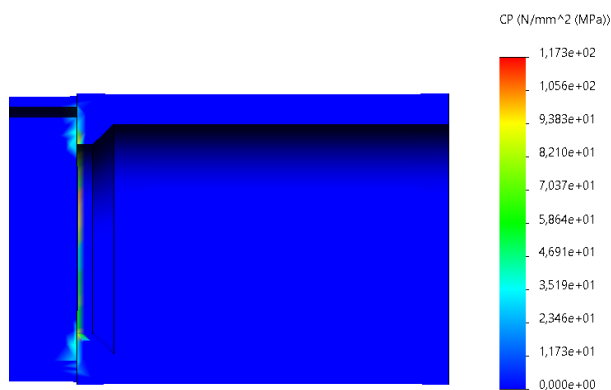


Рисунок 7 – Розподіл контактного тиску

ниця плинності виготовлених зі сталі 40ХН деталей, складає 245 МПа, то коефіцієнт запасу міцності рівний $246/106=2,32$. За такого значення міцність конструкції забезпечується.

Максимальні переміщення спостерігаються у поплавку та складають 0,3 мм. Зважаючи на величину зазору, що залишається між корпусом і поплавком, заклинювання останнього є неможливим.

Величина контактної тиску між контактними поверхнями поплавка та корпусу (рис. 7) складає 117 МПа, що є достатнім для забезпечення герметичності.

Висновки

Заміна вставних насосів ШСНУ є небезпечним процесом через небезпеку виникнення явища “поршнювання” в момент підняття насоса, неконтрольованого припливу рідини з плас-

та, а також неконтрольованого викиду свердловиною пачок газу. Це може призвести до аварійних ситуацій (відкритих фонтанів).

Аналіз існуючих способів та засобів для забезпечення безаварійного процесу заміни вставного насоса показав, що вони є досить неточні та вимагають тривалого часу для регулювання параметрів, а також обумовлені «людським фактором». Опираючись на це, було розроблено конструкцію зворотного свердловинного клапана за даними НГВУ «Долинанафтогаз». Розроблена конструкція пристрою дає можливість забезпечити безпечні умови при заміні вставних насосів ШСНУ.

За допомогою імітаційного моделювання досліджено елементи зворотного свердловинного клапана та підтверджено їх працездатність при заданих умовах експлуатації.

Література

References

1. Вирвінський П.П., Хоменко В.Л. Ремонт свердловин: навчальний посібник. Дніпропетровськ: Національний гірничий університет, 2003. 219 с.

2. Бойко В.С. Підземний ремонт свердловин: підручник для вищих навчальних закладів. У 4-х частинах. Частина I. Івано-Франківськ: Факел, 2002. 465 с.

3. Мазур І. М. Обґрунтування ефективності запровадження системи планово-попереджувальних поточних ремонтів нафтових свердловин. *Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу*. 2004. № 1 (7). С. 73-76

4. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях: справочник. Омск: ООО «Недра Бизнесцентр», 2000. 653 с.

5. Бухаленко Е.И. Нефтепромысловое оборудование: справочник. Москва: Недра, 1990

6. Бойко В. С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ: підручник. Київ.: Реал-Принт, 2004. 695 с.

7. www.solidworks.com

1. Vyrvynskiy P.P., Khomenko V.L. Remont sverdlovyn: Navchalnyi posibnyk. Dnipropetrovsk: Natsionalnyi hirnychiy universytet, 2003. 219 p. [in Ukrainian].

2. Boiko V.S. Pidzemnyi remont sverdlovyn: pidruchnyk dlia vyshchikh navchalnykh zakladiv. Chastyna I. Ivano-Frankivsk: Fasel, 2002. 465 p. [in Ukrainian].

3. Mazur I. M. Obruntuвання efektyvnosti zaprovadzhennia systemy planovo-poperedzhuvalnykh potochnykh remontiv naftovykh sverdlovyn. *Naukovyi visnyk Ivano-Frankivskoho natsionalnoho tekhnichnoho universytetu nafty i hazu*. 2004, No 1 (7). P. 73-76. [in Ukrainian].

4. Persiyantsev M.N. Dobyicha nefiti v oslozhnennyih usloviyah: spravochnik. Omsk: ООО «Nedra Biznestsentr», 2000. 653 p. [in Russian].

5. Buhalenko E.I. Neftepromyislovoe oborudovanie: spravochnik. Moskva: Nedra, 1990. [in Russian].

6. Boiko V. S. Rozrobka ta ekspluatatsiia naftovykh rodovyshch: pidruchnyk. Kyiv.: Real-Prynt, 2004. 695 p. [in Ukrainian].

7. www.solidworks.com