



Koncepcja specjalnego urządzenia wspomagającego prace serwisowe w szybie naftowym podczas wymiany żerdziowej pompy wstępnej

*Fedorowicz Yaroslav TEODOROVYCH¹⁾, Tomasz WYDRO²⁾,
Michał BEMBENEK³⁾, Oleh KHUHKRA⁴⁾, Vasył MYKHAILIUK⁵⁾*

¹⁾ IFNTUNG; 76019, Ivano-Frankivsk, Ukraine, str. Karpatska 1; +38 0964151483, email: fedorovycht@gmail.com
<https://orcid.org/0000-0002-7823-8938>

²⁾ AGH University of Krakow; Mickiewicza Av. 30, pav. B-2, pok. 7, 30-059 Cracow, Poland; +48 12 617 30 81, email: wydro@agh.edu.pl; ORCID <https://orcid.org/0000-0003-4160-2238>

³⁾ AGH University of Krakow; Mickiewicza Av. 30, pav. B-2, pok. 7, 30-059 Cracow, Poland; +48 12 617 30 81, email: bembenek@agh.edu.pl; ORCID <https://orcid.org/0000-0002-7665-8058>

⁴⁾ IFNTUNG; 76019, Ivano-Frankivsk, Ukraine, str. Karpatska 15; ORCID <https://orcid.org/0000-0008-5879-4364>

⁵⁾ IFNTUNG; 76019, Ivano-Frankivsk, Ukraine, str. Karpatska 15; ORCID <https://orcid.org/0000-0002-3329-2068>

<http://doi.org/10.29227/IM-2024-01-100>

Submission date: 26-04-2024 | Review date: 18-06-2024

Abstrakt

W poniższym artykule przedstawiono i opisano urządzenie zaprojektowane w celu zapobiegania niekontrolowanemu napływowi i wypływowi gazu z warstwa odwiertu podczas operacji naprawczych (serwisowych) przy użyciu sprzętu wiertniczego do mechanicznego wydobywania ropy naftowej przy użyciu prętowej pompy wiertniczej.

W artykule opisano aktualność zastosowania urządzenia i zasadę jego użycia podczas wymiany pompy wstępnej wtyczkowej. Opisano budowę, charakterystykę i zasadę działania urządzenia.

Słowa kluczowe: szyb naftowy, prace serwisowe, specjalne urządzenia, wiertnictwo

Wprowadzenie

Ze względu na korzyści ekonomiczne i stabilną produkcję, większość odwiertów naftowych w światowej praktyce jest wydobywana przy zastosowaniu prętowych wiertniczych pomp z prętem wsuwany. Metoda ta wykazała, że jest wiarygodna, ekonomiczna, autonomiczna, łatwa w wykorzystaniu i obsłudze. Prostota konstrukcji urządzeń powierzchniowych i wstępnych umożliwia produkcję szerokiej gamy rozmiarów i konfiguracji urządzeń dla różnych warunków wstępnych i powierzchniowych. Konstrukcja urządzenia umożliwia adaptację procesu wydobywania do warunków eksploatacji przez regulację długości skoku tłoka, częstotliwość skoków oraz zmianę średnicy pompy. Podczas eksploatacji sprzęt wymaga systematycznej konserwacji i kontroli. Umożliwi to zapobiec usterkom i awariom sprzętu, a także przestojom w produkcji węglowodorów.

W celu przeprowadzenia obsługi technicznej i wymiany sprzętu wiertniczego, zostaje wyciągnięty z odwiertu. Proces ten jest niebezpieczny i niesie wiele zagrożeń. W celu bezpiecznego wykonania prac podczas wymiany sprzętu wiertniczego (pompy wstępnej), odwiert zostaje zamknięty (wypełniony ważoną płuczką). Jednak podczas podnoszenia pomp wstępnych z odwiertu może dojść do niekontrolowanego wycieku gazu z warstwa, co prowadzi do awaryjnego wysadzenia odwiertu z powodu szybkiego spadku ciśnienia w warstwie produkcyjnej. Zjawisko to jest niebezpieczne dla środowiska, ma negatywny wpływ na dalszą eksploatację odwiertu, a jego likwidacja wymaga znacznych nakładów finansowych i czasu (Rys. 1).

W związku z tymi faktami zdecydowano się opracować urządzenie, które zapewni bezproblemowy proces wymiany

pomp wstępnych wtyczkowych do produkcji ropy naftowej bez zabijania odwiertu.

Analiza procesu wymiany układu z zastosowaniem tłokowej żerdziowej pompy wstępnej w przypadku możliwości wystąpienia wysokiego zagrożenia wypływu gazu

Podczas eksploatacji odwiertu z zastosowaniem tłokowej żerdziowej pompy wstępnej pewne wskaźniki ulegają zmianie, co wskazuje na potrzebę naprawy sprzętu do odwiertów naftowych. Brak zasilania, nagrzewanie się polerowanego pręta i dym wydobywający się z trójnika wskazują, że pompa przestała pompować produkty z odwiertu. Gaz, który jest uwalniany z wind olejowych przemieszcza się do głowicy obudowy wzdłuż rur wydobywczych, a płyn chłodzący urządzenia na głowicy odwiertu zostaje podgrzewany przez siły tarcia i nie spełnia funkcji chłodzenia. W takim przypadku konieczna jest naprawa pompy lub jej wymiana [1].

Naprawa odwiertów eksploatowanych za pomocą systemu tłokowej żerdziowej pompy wstępnej polega na podnoszeniu oraz opuszczaniu rur wydobywczych, eliminowaniu pęknięć, odkręcaniu rur, sprawdzaniu i wymianie zaworów, wymianie pomp, zniszczonego tłoka, który utknął w cylindrze pompy [2]. Również potrzebę przeprowadzenia naprawy można zidentyfikować na podstawie wyników dynamogramu lub podczas pomiaru prędkości wynoszenia cieczy z dna odwiertu. Na podstawie powyższych czynników podejmowana jest decyzja o przeprowadzeniu prac remontowych na danym złożu.

Przed przystąpieniem do naprawy odwiertu, maszyna cofająca jest częściowo zdemontowana, jednostka podnosząca jest montowana, a odwiert jest wypełniony płynem w celu za-



Rys. 1. Erupcja płynów złożowych [6]

Fig. 1. Eruption of reservoir fluids [6]

blokowania odwiertu, która zależy od ciśnienia i wydajności odwiertu.

Podczas zamykania odwiertu przewód rurowy jest testowany pod kątem nieprzepuszczalności. Jeśli przewód rurowy jest zamknięty należy podnieść pompę wtykową na prętach i wymienić ją. Jeśli przewód rurowy nie jest zamknięty, należy najpierw podnieść pompę na prętach, a następnie wykonać pełne podniesienie przewodu rurowego za pomocą wspornika blokady pompy. W przypadku wykrycia usterek w pompie należy ją wymienić na nową. Przewód rurowy jest napełniony wodą w celu sprawdzenia szczelności pompy i prawidłowego oznaczenia przeszkody oraz obrócenia jej z gniazda wspornika zamka. W tym przypadku woda z rur jest wysyłana w dół, zmywając brud i cząsteczki piasku z powierzchni prętów i wewnętrznej powierzchni rur, po czym pompa jest ponownie instalowana na miejscu, a rury są napełniane wodą. Następnie instalowane wyposażenie głowicy odwiertu i uruchamiony jest podnośnik pompy [2].

Główne zagrożenia wynikające z wymiany pomp podczas naprawy odwiertów

Odwierty są uważane za odwierty niebezpieczne, w których możliwe jest nagłe uwolnienie płynów warstwowych (woda warstwowa, ropa naftowa, gaz, kondensat gazu), co może prowadzić do pożarów, zniszczenia wind, wypadków obsługi i negatywnego wpływu na środowisko.

Najważniejszą częścią odwiertu jako konstrukcji inżynierskiej jest głowica odwiertu, która jest połączona ze standardowym wyposażeniem zgodnie z zatwierdzonymi schematami, w zależności od złożoności projektu odwiertu. Podstawą prawidłowej pracy odwiertu jest wykwalifikowana i profesjonalna praca zespołu ludzkiego przy głowicy odwiertu [3].

W przypadku niekontrolowanego wypływu ciśnienia formacji ropy lub gazu z odwiertu w wyniku braku lub utraty szczelności urządzeń zapobiegających wybuchowi lub ich uszkodzenia, możliwe jest powstanie (otwartej) fontanny ropy naftowej i gazu (Rys. 1).

Otwarte fontanny swoim rozwojem wykraczają poza teren jednego obiektu (odwiertu) w strefie ochrony sanitarnej. W otwartych fontannach możliwy wpływ czynników szkodliwych (płyn w warstwie formacji) na środowisko. Wycieki występują w wyniku niekontrolowanego (awaryjnego) wypływu z odwiertu, pęknięcia rurociągów naftowych na znacznym obszarze, tworząc obszar skażenia.

Eksploatacja gazu i ropy naftowej jest uważana za najbardziej niebezpieczne miejsca w których może dojść do awarii w odwiertach, w których to przeprowadzane są bieżące naprawy i remonty. W związku z powyższym jeśli nie zostaną podjęte środki zapobiegawcze w celu ich wyeliminowania, eksploatacja gazu i ropy naftowej może doprowadzić do otwartej fantanny, której wystąpienie jest niebezpieczne dla środowiska poprzez niekontrolowane uwolnienie kondensatu gazu, ropy naftowej i wody złożowej do środowiska. Eliminacja otwartych fontann, nawet na obecnym poziomie rozwoju technologii, jest złożonym i kosztownym procesem [4,5].

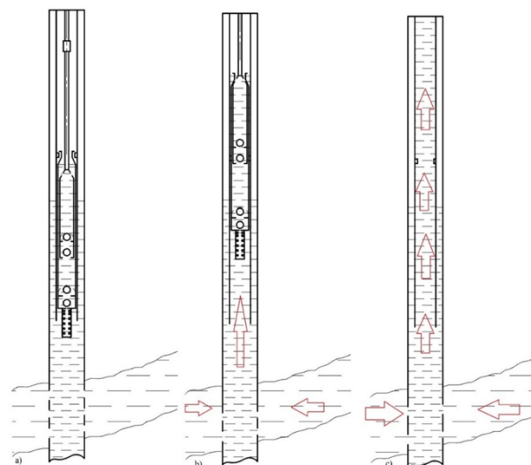
Główną przyczyną procesu intensywnej penetracji znacznej ilości gazu lub płynu złożowego do odwiertu z jego późniejszym podniesieniem do głowicy odwiertu i pojawieniem się depresji w złożu, może być:

- stałe (podczas wiercenia, oczyszczania, operacji geofizycznych i przestojów);
- okresowy (przy podnoszeniu, przekraczaniu prędkości podnoszenia lub opuszczania, zjawisko „tłoka”).

W przypadku braku depresji może wystąpić proces penetracji gazu lub płynu formującego, ale jego charakter i intensywność nie zależą od działań obsługi. Gaz lub ciecz występują w następujących warunkach:

- podczas płukania odwiertu i operacji awaryjnych, gdy ciśnienie hydrostatyczne jest mniejsze niż ciśnienie złożowe;
- w trakcie pracy określonej w poprzednim akapicie, po zatrzymaniu krążenia płuczki w odwiercie;
- podczas operacji podnoszenia urządzenia w odwiercie w wyniku drgań hydrodynamicznych;
- w wyniku długotrwałego braku obiegu wody w odwiercie w strefie nasyconej gazem;
- nagłe zaburzenia rur odwiertu, rur wiertniczych, rur do pompowania, a następnie zanik na dno odwiertu, które nie otrzymają wody do płukania z powodu zablokowania przestrzeni pierścieniowej.

Pojawienie się gazu lub nowej porcji ropy naftowej z dużą ilością gazu może również wystąpić przy wymianie pomp żerdziowych, może to prowadzić do niebezpiecznej sytuacji, która z kolei może nawet doprowadzić do erupcji ropy naftowej. Przejaw tego zjawiska odbywa się za pomocą przerywanej depresji na złożu. Wynika to ze zjawiska "tłoka", które



Rys. 2. Schemat procesu wymiany pompy wpuszczanej, a) wydobywania ropy naftowej, b) podniesienie pompy, c) podnoszenie pomp na powierzchnię
 Fig. 2. Schematic of the sump pump replacement process, a) oil extraction, b) pump lift, c) pump lift to the surface

ma miejsce, gdy pompa jest podnoszona z kolumny rury (Rys. 2). Kiedy pompa zaczyna się podnosić w odwiercie, objętość pompy i rury wydobywcze, które zostały zanurzone w płuczce wiertniczej, są zastępowane przez płyn złożowy który dopływa ze złoża do odwiertu w ilości równej objętości sprzętu, która znajdowała się poniżej poziomu dynamicznego płynu w odwiercie i zaczyna podnosić się do góry, czyli w kierunku głowicy odwiertu. Proces ten jest bardzo nieprzewidywalny, ponieważ do odwiertu może trafić duża ilość gazu ze złoża, albo ropy naftowej, która jest nasycona gazem rozpuszczonym. Może się to zdarzyć, gdy gęstość płynu nie jest wystarczająca by stworzyć odpowiedni nacisk na złożę. Więc ciśnienie hydrostatyczne będzie mniejsze niż ciśnienie denne dynamiczne, co doprowadzi do nagłego i szybkiego wzrostu poziomu płynu złożowego w kolumnie rur wydobywczych ze względu na fakt, iż im więcej gazu w cieczy, tym mniejsza jego gęstość, tym mniejsze ciśnienie hydrostatyczne jest możliwe do wytworzenia [7]

Sposoby i środki zapewniające bezpieczną eksploatację procesu wymiany pomp prętowych z przysawką

W celu zapewnienia bezpiecznej pracy przy naprawach odwiertów, na głowicy kolumny wydobywczej instalowany jest sprzęt zapobiegający wybuchom. Wyboru sprzętu zapobiegającego wybuchowi dokonuje się w zależności od rodzaju prac na odwiercie i ciśnienia w warstwie, charakterystyki sekcji oraz biorąc pod uwagę możliwość wykonania kolejnych operacji technologicznych. Aby zapobiec przelaniu się płynu i wyciekowi gazu na głowicy odwiertu podczas naprawy odwiertu, można zastosować następujące metody:

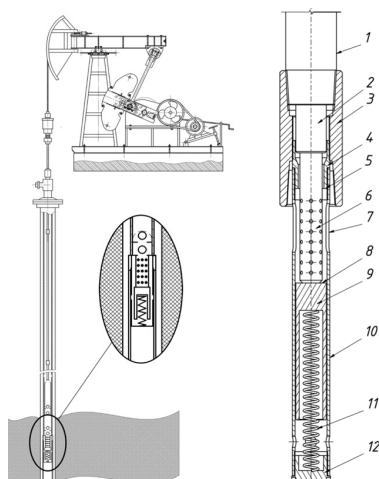
- zablokowanie odwiertu
- przy użyciu warstw odcinających, które są instalowane na dnie odwiertu
- zmniejszenie ciśnienia porowego poprzez ograniczenie wtrysku wody do sąsiednich odwiertów wtryskowych

Przygotowanie odwiertów do naprawy, jak wspomniano powyżej, obejmuje ich wyciszenie, czyli stworzenie warunków uniemożliwiających otwarte tryskanie i emisję ropy naftowej i gazu podczas demontażu wyposażenia głowicy odwiertu i podnoszenia sprzętu z odwiertu. Jest to metoda wyciszania odwier-

tów najczęściej stosowana przy naprawie odwiertów eksploatowanych za pomocą pompy węgelną tłokową żerdziową [1].

Zakleszczenie odwiertu jest dozwolone, gdy płyn w odwiercie zostanie całkowicie lub częściowo wymieniony z przywróceniem obiegu lub bez niego. Jeśli częściowa wymiana płynu z odwiertu naftowego nie jest dozwolona, kolumna jest wypełniana płynem zakleszczającym podczas pompowania w celu absorpcji. Metoda zakleszczenia odwiertu jest wybierana w zależności od parametrów operacyjnych (współczynnik gazu, zawartość wody, odbiór, ciśnienie tłoczenia, ciśnienie porowe) i metody jego działania. Specjalny sprzęt do zakleszczenia obejmuje jednostki pompujące lub myjące oraz cysterny [1]. Zakleszczenie odwiertów wyposażonych w system pomp węgelną tłokową żerdziową, jeśli to konieczne, odbywa się w dwóch lub więcej etapach. W przypadku niewielkiego wypływu płynu odwiert pozostawia się w spokoju na czas wyparcia płynu przez płyn zakleszczający i wykonuje kolejny cykl zakleszczenia. Jeśli nie ma powrotu ze zbiornika, to po wymianie objętości płynu od ujścia do wejścia pompy, odwiert jest zamknięty i czeka do momentu wymiany płynu w pompie. W przypadku zakleszczania odwiertów o wysokim współczynniku gazowym, dużym przedziale perforacji i absorpcji płynu zakleszczającego w wysoce przepuszczalnych interwałach (zwrot ze zbiornika 200–300 m³/dobę przy ciśnieniu 10–12 MPa), objętość buforowa obszaru filtra jest przewidziana do pompowania płynu tłumionego lub płynu złożonego. Bufor płynu jest pompowany do przedziału perforacji, zatrask głowicy odwiertu jest zamykany, a płyn jest wyciskany do formacji. Zawory są zamykane na 20–30 minut w celu wyrównania ciśnienia. Jeśli po otwarciu zaworów nie występują objawy gazowe, transfuzje, wchłanianie zakleszczonego płynu, rozpoczynają się prace naprawcze. Metoda ta jest dość efektywna, to znaczy zapewnia naprawę odwiertu bez wydobywania gazu i ropy naftowej, ale jest niedokładna, ponieważ trudno jest dobrać gęstość płynu, która zapobiegnie całkowitemu brakowi wydobywania gazu i ropy naftowej. Zajmuje to również dużo czasu i pieniędzy.

Podczas naprawy odwiertu wykorzystywany jest sprzęt zainstalowany u jego wylotu, który służy do eliminacji rozwoju gazu i ropy naftowej oraz tryskania z odwiertu. Takim sprzętem może być:



Rys. 3. Zawór zwrotny umieszczony w odwiercie oraz zasad pracy zaworu zwrotnego
Fig. 3. Check valve placed in the well and the working principles of the check valve

- prewenter;
- uszczelniacz;
- awaryjna płyta czołowa.

Po uzgodnieniu z serwisem, może być skierowany wniosek do firmy prowadzącej prace naprawcze o zabezpieczenie nieprzepuszczalności głowicy odwiertów takimi urządzeniami które będą zapewniać warunki wypływu bezpiecznej fontanny i są wyprodukowane zgodnie z dokumentacją opracowaną techniczną i zatwierdzoną przez autoryzowany serwis [8].

Prewentery są zaprojektowane z myślą o nieprzepuszczalności w obecności lub braku rur w odwiercie.

Uszczelniacz jest przeznaczony do pokrywania przestrzeni rurowej kolumny rurowej, jeśli jest możliwość wycieku. To urządzenie jest podłączone do kolumny rurowej, która jest podnoszona z odwiertu w momencie rozpoczęcia manifestacji rozwoju gazu i ropy naftowej. W razie potrzeby kurek jest przesuwany do pozycji zamkniętej, co umożliwia uszczelnienie przestrzeni rurki i nie pozwala na przedostanie się płynu pod ciśnieniem do otwartej przestrzeni [5].

Awaryjna płyta czołowa z zaworem (kranem) jest przeznaczona do nakładania się na przestrzeń rurową obudowy produkcyjnej w sytuacjach awaryjnych w procesie wymiany pomp prętowych. Płyta czołowa jest przymocowana do kolumny produkcyjnej i połączona ze sprzętem głowicy odwiertu za pomocą sworzni i nakrętek. Jego konstrukcja zapewnia kontrolę nad przestrzenią rury.

Zaletami takiego sprzętu są prosta instalacja i obsługa. Wady obejmują fakt, że podczas instalacji przestrzeń rury jest otwarta i istnieje możliwość przerostu produkcji gazu i ropy naftowej do otwartej fantanny [6].

Dzisiaj istnieje również jeszcze kilka rodzajów sprzętu, który służy do zapobiegania otwarciu tryskaniu ropy i jest umieszczany bezpośrednio w odwiercie: korki, zawory sterujące, zawory głębokości powrotu.

Tak więc w omawianych powyżej urządzeniach nie ma gwarantowanej możliwości kontrolowanego zamknięcia odwiertu, a także odzyskania produkcji z odwiertu bez jego późniejszego zagospodarowania. W związku z tym istnieje potrzeba stworzenia urządzenia, które pozwoli na nałożenie się sznura rur, a następnie wznowienie pracy odwiertu bez

użycia skomplikowanego sprzętu pomocniczego i rozwijania odwiertu.

Koncepcja specjalnego urządzenia wspomagającego prace serwisowe w szybie naftowym podczas wymiany żerdziowej pompy węgłnej

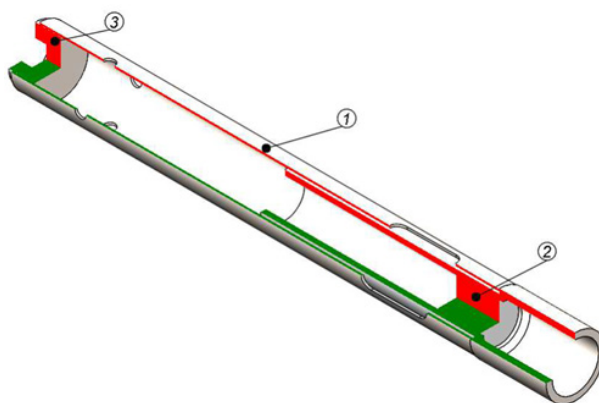
Ponieważ istniejący sprzęt umożliwia częściową kontrolę procesu naprawy, a istniejące metody nie zapewniają bezpieczeństwa podczas naprawy odwiertu w związku z tym pojawiło się pytanie o stworzenie sprzętu, który stworzy bezpieczne warunki do przeprowadzania prac naprawczych w odwiercie, a mianowicie podczas wymiany systemu pompy węgłnej tłokowej żerdziowej w warunkach wysokiego współczynnika zagrożenia wypływu gazu.

Mając na uwadze powyższe opracowano koncepcje zaworu zwrotnego pozwalającego na bezpieczne prace serwisowe.

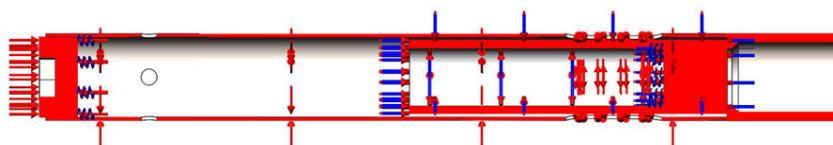
Przedmiotowy zawór zwrotny (rys.3) jest przeznaczony do osłaniania przestrzeni rurowej pompy i sprężarki podczas wymiany pompy węgłnej. Jednocześnie objętość płynu w odwiercie zostaje zachowana, w związku z tym niemożliwe staje się pobranie nowej porcji ropy naftowej lub gazu ze zbiornika. Ponieważ nie ma ropy naftowej nasyconej gazem lub gazu pochodzącego ze zbiornika, gęstość ropy naftowej na dnie nie zmniejsza się, a prawdopodobieństwo wypadków związanych z wydobyciem gazu i ropy naftowej jest wyeliminowane. Urządzenie pozwala również na naprawę i wymianę pomp bez zakleszczania odwiertu, co zmniejsza czas i pieniądze poświęcane na ten proces.

Zawór zwrotny składa się z cylindrycznego pływaka 9 z tworzywa sztucznego, wykonanego w formie "odwróconej góry", umieszczonego w środku cylindrycznego korpusu 10. Obudowa 10 jest połączona z adapterem 4, na którym wykonany jest koniec wsporczy 5, a adapter jest połączony z łącznikiem przejściowym 3, który jest połączony z rurą 1. W obudowie 10 zainstalowana jest sprężyna 11, która opiera się jednym końcem na pływaku 9, a drugim na pokrywie 12 i jest połączona z obudową za pomocą gwintu.

Podczas instalacji pompy 2 w odwiercie, filtr 6, który znajduje się pod pompami, przesuwana pływak w dół, jednocześnie ściskając sprężynę 11. W takim przypadku powierzchnie nośne powierzchni czołowej 5 i pływaka 8 są otwarte, a płyn ze



Rys. 4. Schemat wskazujący punkty do symulacji komputerowych: 1 – korpus, 2 – pływak, 3 – pokrywa obudowy
 Fig. 4. Diagram indicating points for computer simulations: 1 – body, 2 – float, 3 – housing cover



Rys. 5. Zastosowanie warunków brzegowych do badanego modelu
 Fig. 5. Application of boundary conditions to the model under study

zbiornika przepływa przez otwory 7 korpusu urządzenia 10 do filtra pompy 6, a następnie do pompy 2. Podczas naprawy pompa z filtrem unosi się na powierzchni, umożliwiając sprężynie przesunięcie pływaka w górę do styku końca nośnego pływaka 8 z końcem nośnym 5 adaptera 4. W takim przypadku przestrzeń rury kolumny rurowej jest zablokowana.

Szczególną cechą zaworu zwrotnego jest to, że obudowa jest zamontowana nie na kolumnie rurki 10, ale na złączu przejściowym 3. To umożliwia przymocowanie innych potrzebnych elementów do przewodu rurowego, takich jak trzon, kotwica gazowa (dobierana w zależności od warunków produkcji dla każdego odwiertu indywidualnie). Sprężyna 11, która znajduje się wewnątrz obudowy 10, pomaga pływakowi poruszać się w górę, pomimo obecności cząstek mechanicznych, które mogłyby zakłócać jego ruch i blokować przestrzeń rury kolumny rurowej.

Taka konstrukcja zaworów zwrotnych pozwala nie zmieniać układu elementów w odwiertach podczas ich użytkowania.

Zalety zaworów zwrotnych są więc następujące:

- możliwość wymiany pompy bez zatykania odwiertu (skraca czas naprawy i obniża jej koszty);
- zachodzenie na siebie dolnej części kolumny rur (zapobiega przedostawaniu się płynu ze zbiornika do odwiertu i tworzeniu sytuacji awaryjnej, która może prowadzić do otwartego tryskania).

Badanie funkcjonalności elementów konstrukcji zaworów zwrotnych z wykorzystaniem modelowania symulacyjnego [9]

Aby zbadać model 3D, należy najpierw rozważyć warunki pracy i materiały użyte do jego konstrukcji. Model może pracować w temperaturze do 120°C przy ciśnieniu 15 MPa. Wszystkie materiały zastosowane w modelu wykonane są ze stali 40 (chrom, nikiel), z wyjątkiem pływaka, który jest wykonany z poliamidu 610. Po przeanalizowaniu schematu sprężynowego zaworu głębokości (Rys. 3), stwierdzono, że

w powyższych warunkach pracy wskazane jest zbadanie stanu naprężenia i odkształcenia następujących części: pływaka, obudowy i pokrywy obudowy.

Jednak w projekcie modelu występuje sprężyna, która jest zastępowana odpowiednią reakcją podczas symulacji. W tym celu należy użyć specjalnej funkcji programu "złącze-sprężyna" o wymaganej charakterystyce (normalna sztywność i napięcie wstępne).

Ponieważ model w warunkach roboczych będzie działał jako temperatura czynnika roboczego, ciśnienie i siła od działania sprężyny, te warunki brzegowe zostaną zastosowane jednocześnie (Rys. 5).

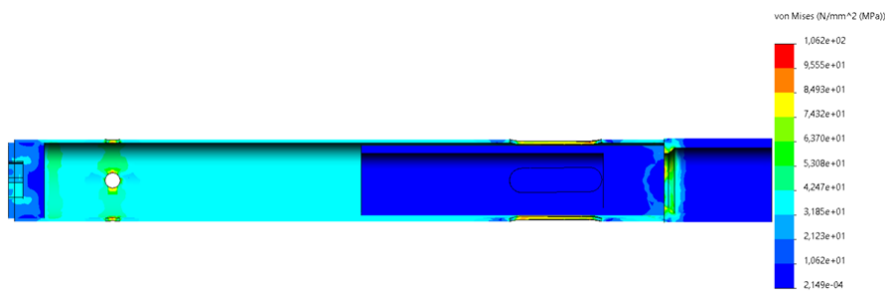
Tak więc, zgodnie z Rys. 6, maksymalna wartość naprężeń występujących w badanym modelu pod wpływem siły sprężyny, ciśnienia i temperatury wynosi 106 MPa. Ponieważ granica plastyczności części metalowych wykonanych ze stali 40 (chrom, nikiel) wynosi 245 MPa, współczynnik bezpieczeństwa jest równy $246/106=2,32$. Przy tej wartości wytrzymałość konstrukcji jest zapewniona.

Maksymalny ruch jest obserwowany w pływakowi i wynosi 0,3 mm. Ze względu na wielkość szczeliny pozostającej między korpusem a pływakiem, niemożliwe jest zablokowanie tego ostatniego.

Wartość ciśnienia kontaktowego między stykającymi się powierzchniami pływaka i obudowy (Rys. 7) wynosi 117 MPa, co jest wystarczające do zapewnienia nieprzepuszczalności.

Podsumowanie

Wymiana osadzonych pomp żerdziowych w systemach pomp wgłębnych tłokowych żerdziowych jest procesem niebezpiecznym ze względu na zjawisko "pompowanie tłokowe", które występuje w momencie podnoszenia pompy, niekontrolowany wypływ płynu ze zbiornika, a także niekontrolowane uwalnianie gazu z odwiertu. Może to prowadzić do wypadków (otwarta fontanna).



Rys. 6. Rozkład naprężeń równoważnych
Fig. 6. Equivalent stress distribution



Rys. 7. Rozkład nacisku kontaktowego
Fig. 7. Distribution of contact pressure

Analiza istniejących metod narzędzi zapewniających bezproblemową wymianę pompy w głębinnych wykazała, że są one dość niedokładne i wymagają długiego czasu na dostosowanie parametrów, a także zawierają "czynnik ludzki". Na tej podstawie opracowano projekt zaworu odwiertu powrotnego w oparciu o dane z odwiertu "Dolina naftogazu". Opracowana konstrukcja urządzenia umożliwia zapewnienie bezpiecznego

środowiska podczas wymiany pomp żerdziowych w systemie pomp głębinnych tłokowych żerdziowych.

Za pomocą modelowania symulacyjnego zbadano elementy zaworu zwrotnego i potwierdzono ich działanie w określonych warunkach pracy, co zapewni skuteczność działania.

Literatura – References

1. Bargaev I. Y., Iostilevich G. B., Rez'bovle I flancevie Iwanofrankowsk 2013. S. 316
2. Czmochowski, J. 2008. Identyfikacja modeli modalnych maszyn urabiających w górnictwie węgla brunatnego. Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej
3. Jamroziak, K., Kosobudzki, M. and Ptak, J. 2013. Assessment of the comfort of passenger transport in special purpose vehicles. *Eksploatacja i Niezawodność – Maintenance and Reliability*. 15, 1 (2013), 25–30
4. Maślanka, M., Weber, F., Control, P., Mickiewicz, A. and Duebendorf, C. - Precise Stiffness Control with MR Dampers AGH University of Science and Technology, Faculty of Mechanical Engineering and Robotics, Empa, Swiss Federal Laboratories for Materials Science and Technology, Structural Engineering
5. Rusiński, E., Czmochowski, J., Iluk, A. and Kowalczyk, M. 2010. An analysis of the causes of a BWE counterweight boom support fracture. *Engineering Failure Analysis*. 1, 17 (2010), 179–191
6. Gamatudinova O.I. 1986, *Spravochnaya kniga po dobyche nefci*. — M.: Nedra, 1986. 332 s.;
7. I. Buhalenko. 1990 *Nefteroslovanie: Sparvochnik* – M. Nedra, 1990. s. 559.
8. Nikishenko S. L., *Neftegazopromislovoe oborudovanie: Uchebnoe posobie* – Volgograd: In-Folio, 2008. s. 416
9. Rusiński, E., Czmochowski, J. and Pietrusiak, D. 2012. Problems of steel construction modal models identification. *Eksploatacja i niezadowność – Maintenance and reliability*. 14, 1 (2012), 54–61
10. Rusiński, E., Kaczyński, P., Moczko, P. and Pietrusiak, D. 2012. Bucket Wheel Excavator Dynamics Optimization on The Stage of Preliminary Project. *Górnictwo Odkrywkowe*. 3-4, (2012), 25–28
11. Sapiński, B. 2011. Experimental study of a self-powered and sensing MR-damper-based vibration control system. *Smart Materials and Structures*. 20, 10 (Oct. 2011), 13pp
12. Weber, F., Feltrin, G., Maślanka, M., Fobo, W. and Distl, H. 2009. Design of viscous dampers targeting multiple cable modes. *Engineering Structures*. 31, 11 (2009), 2797–2800

Concept of a Special Device to Support Maintenance Work in an Oil Well during Replacement of a Rod Pit Pump

The following article introduces and describes a device designed to prevent uncontrolled inflow and outflow of gas from the wellbore layer during repair (service) operations with drilling equipment for mechanical oil recovery using a rod-style drilling pump.

The article describes the actuality of the application of the device and the principle of its use during the replacement of the plug plunge pump. The construction, characteristics and principle of operation of the device are described.

Keywords: oil well, service work, special equipment, drilling