

Maciej Dębiński*, Grzegorz Rachwalski*, Artur Żdziebko*

**INSTALACJA GAZODŹWIGU NURNIKOWEGO
ORAZ ŻERDZIOWEJ POMPY WGLĘBNEJ
W ZAWADNIAJĄCYCH SIĘ ODWIERTACH GAZOWYCH
– WYNIKI PRÓB PRZEPROWADZONYCH W PGNIG S.A.
ODDZIAŁ W SANOKU**

1. WPROWADZENIE

Utrzymujący się w ciągu ostatnich kilku lat dosyć wysoki poziom cen ropy naftowej i powiązany z nim poziom cen gazu ziemnego spowodował wzrost zainteresowania odwiertami gazowymi znajdującymi się w końcowej fazie eksploatacji. Ekonomicznie uzasadnione stało się wydobywanie gazu z odwiertów o małych wydajnościach i z wysokim wykładnikiem wodnym. Za takim podejściem przemawia też dbałość o uzyskanie możliwie maksymalnego współczynnika szczypania zasobów. Możliwe stało się zastosowanie alternatywnych, często wymagających wysokich początkowych nakładów, metod usuwania wody z odwiertów gazowych.

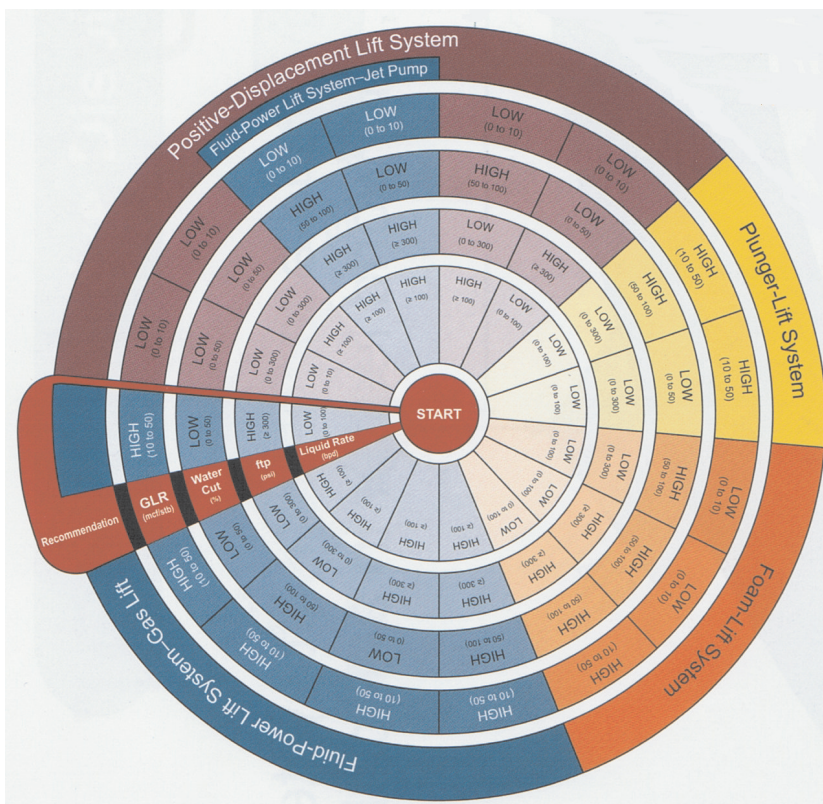
Korzystając ze sprzyjającej koniunktury postanowiono przetestować różne, od powszechnie stosowanych, sposoby usuwania wody z odwiertów gazowych. W pierwszej kolejności rozpoczęto testy gazodźwigu nurnikowego (*plunger lift*) oraz żerdziowej pompy wglębnej.

2. TESTY GAZODŹWIGU NURNIKOWEGO

W 2009 roku, po zgromadzeniu niezbędnych informacji oraz po analizie doświadczeń z niezbyt udanych wcześniejszych prób, przystąpiono do selekcji odwiertów, w których optymalne byłoby zainstalowanie gazodźwigu nurnikowego.

* PGNiG S.A. Oddział w Sanoku

W Oddziale w Sanoku, powszechnie, jako metodę usuwania wody z odwiertów stosuje się syfonowanie oraz środki pianotwórcze i dla większości odwiertów są to metody najbardziej odpowiednie. Lecz istnieje grupa odwiertów, których parametry eksploatacyjne wskazują, że być może lepszą alternatywą dla nich byłby gazodźwиг nurnikowy. Diagram doboru metod usuwania cieczy z odwiertów gazowych skonstruowany przez firmę Weatherford (rys. 1) wyraźnie zakreśla obszar parametrów eksploatacyjnych, dla których w pierwszej kolejności należałoby rozważyć zastosowanie gazodźwиг nurnikowego (odwierty ze stosunkowo niewielką ilością wody – poniżej $15 \text{ m}^3/\text{d}$, z niskim ciśnieniem głowicowym ruchowym – do 2 MPa, z wykładnikiem gazowym w zakresie 2000 do $10\,000 \text{ nm}^3/\text{m}^3$). Dokładną analizę wstępnie wytypowanych odwiertów przeprowadzono w oparciu o wzór Fossa–Gaula [1, 2].



Rys. 1. Diagram doboru metod usuwania cieczy z odwiertów gazowych skonstruowany przez firmę Weatherford [4]

Wyselekcjonowane pod względem parametrów eksploatacyjnych odwierty przeanalizowano następnie pod kątem stanu uzbrojenia wglębnego. Z uwagi na to, że wymiana czy modyfikacja uzbrojenia wglębnego wymaga zatłoczenia odwiertu, co może skutkować jego całkowitym zalaniem bez możliwości późniejszego wywołania, odrzucono wszystkie od-

wierty wymagające przezbrowienia, tj. odwierty selektywne, wyposażone w paker z długim odcinkiem rur poniżej pakera oraz z kombinowaną kolumną rur wydobywczych.

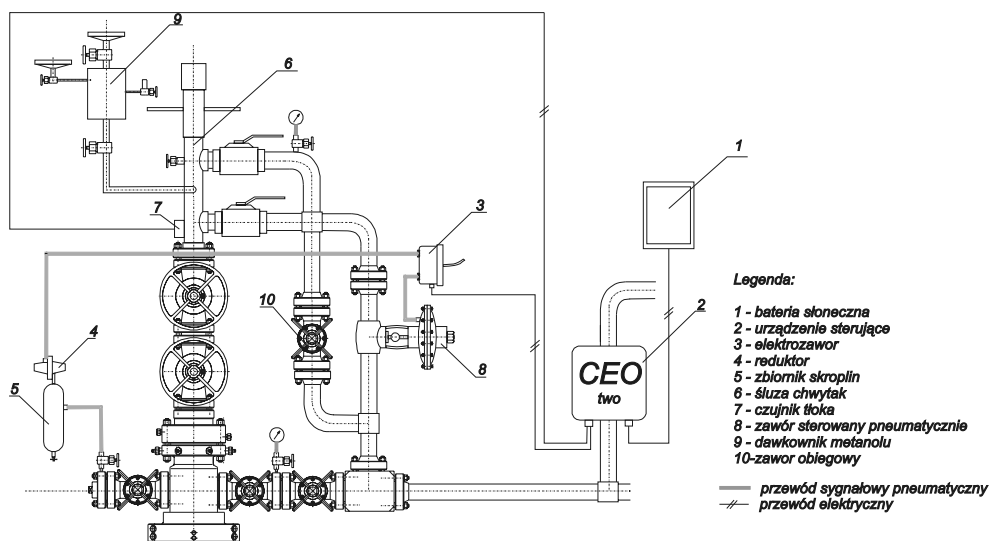
Kolejnym etapem selekcji było sprawdzenie drożności zasuw w głowicy eksploatacyjnej i rur wydobywczych oraz ich szczelności. Po udanym szablonoowaniu można było założyć dolny amortyzator i przystąpić do przystosowania wyposażenia napowierzchniowego.

Pierwszym, w ten sposób wytypowanym obiektem był odwiert Moderówka 6 (rys. 2), udostępniający złożę o bardzo niskiej przepuszczalności, uzbrojony w kolumnę eksploatacyjną rur okładzinowych o średnicy 4 1/2" i wydobywczych 2 3/8". Odwiert ten po osiągnięciu wydobywania wody – 400 l/dobę, przy wydajności gazu jedynie 900 nm³/dobę i głębokości 2100 m zaczął zachowywać się niestabilnie.



Rys. 2. Głowica odwiertu Moderówka 6 z zainstalowanym gazodźwigiem nurnikowym

Źródło: [archiwum autorów]



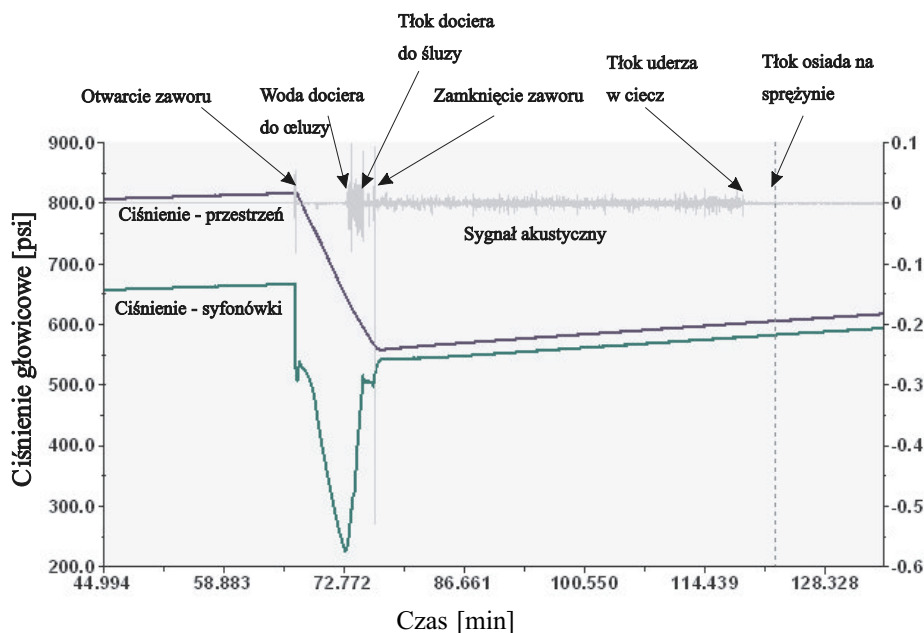
Rys. 3. Schemat głowicy odwiertu Moderówka 6 z zainstalowanym gazodźwigiem nurkowym oraz dawkovnikiem metanolu

W pierwszym etapie zainstalowano gazodźwig nurkowy uruchamiany ręcznie. Po-
 przez poprawienie efektywności wynoszenia wody w trakcie syfonowania ustabilizo-
 wano pracę odwiertu. Następnie, zamontowanie automatyki (rys. 3) pozwoliło na zmniej-
 szenie wielkości odbudowy ciśnienia głowicowego, które wcześniej, w celu uzyskania
 odpowiedniej energii potrzebnej do wyniesienia jednorazowo dużej porcji wody, było
 utrzymywane na wysokim poziomie. Jednak ze względu na bardzo stromą krzywą produk-
 tywności odwiertu wzrost wydobycia okazał się niewielki (w pierwszym etapie po obniże-
 niu ciśnienia głowicowego o 25% uzyskano wzrost wydobycia gazu o 10%). W tym przy-
 padku głównym efektem zastosowania tej metody jest przedłużenie eksploatacji od-
 wiertu. Początkowo, po uruchomieniu automatyki, cykl pracy odwiertu wyglądał następu-
 jąco (rys. 4): wynoszenie wody – 7 min., eksploatacja – ok. 2 min., opadanie tłoka plus
 odbudowa ciśnienia – ok. 5 1/2 godz. Wydobycie gazu w jednym cyklu – średnio 250 nm³,
 wody – ok. 120 l.

Zastosowano najprostszy i zarazem najtańszy układ konwencjonalnego gazodźwigu
 nurkowego, sterowanego czasowo, z czujnikiem przybycia tłoka oraz oprogramowaniem
 umożliwiającym utrzymanie optymalnej prędkości wynoszenia wody.

W pierwszych dniach eksploatacji wystąpił problem z tworzeniem się hydratów w gło-
 wicy odwiertu, które powodowały przychwycenie tłoka. Rozwiązano go poprzez zamonto-
 wanie dawkovnika podającego metanol bezpośrednio do słuzi. Następnie okazało się, że
 tłok wynosząc wodę nie zawsze dociera do słuzi – zatrzymuje się na wysokości wieszaka
 rur w głowicy. Nie przeszkadzało to w skutecznym usuwaniu wody z odwiertu, jednak za-
 burzało pracę systemu. Powodem utykania tłoka w wieszaku rur wydobywczych jest to,

że głowica odwiertu posiada wieszak $2\frac{7}{8}$ " i zasuwy $2\frac{9}{16}$ ", czyli o średnicy większej od średnicy podwieszonych rur wydobywczych $2\frac{3}{8}$ ". Szybkim i skutecznym rozwiązaniem okazało się zwiększenie prędkości tłoka tak, aby dzięki bezwładności pokonał on odcinek od łącznika $2\frac{3}{8}$ " $\times$ $2\frac{7}{8}$ " do słuzi. Wystarczająca okazała się prędkość 300 m/min, będąca górną granicą prędkości zalecanych przez producentów tłoków.



Rys. 4. Przebieg fragmentu cyklu eksploatacji odwiertu Moderówka 6
Źródło: [autor]

Następne urządzenie zostało zainstalowane w odwiercie Tuligłowy 35, o podobnej głębokości i wydajności, lecz o znacznie lepszych parametrach złożowych. W najbliższych dniach będą znane efekty jego pracy.

3. TESTY ŻERDZIOWEJ POMPY WGLĘBNEJ

W marcu 2008 roku, po niespełna dwóch latach eksploatacji, odwiert Terliczka 4 udostępniający pojedynczo zachodni blok złoża Terliczka uległ całkowitemu zawadnieniu. Systematycznie rosnący od początku eksploatacji wykładnik wodny, w końcowej fazie eksploatacji osiągnął wielkość ponad 800 g/nm^3 . Pomimo dawkowania środków pianotwórczych oraz prób syfonowania do ciśnienia atmosferycznego usuwanie wody okazało się niemożliwe. Większość oszacowanych zasobów gazu ziemnego pozostała niewyeksplorowana.

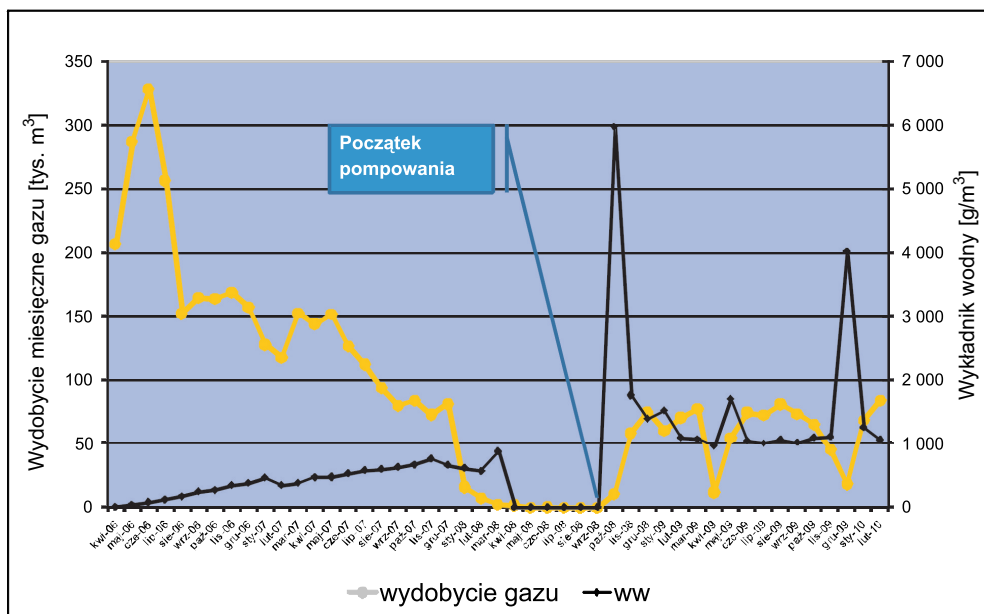
Nie było już możliwości kontynuowania eksploatacji odwiertu bez dostarczenia z zewnątrz energii potrzebnej do wyniesienia wody. Kwestią stał się wybór metody. Dla tego

odwiertu optymalne wydawały się dwie metody: wglębna pompa śrubowa („PCP”) albo wglębna pompa żerdziowa. Za pierwszą metodą przemawiały zwłaszcza małe gabaryty wyposażenia napowierzchniowego, za drugą – doświadczenie personelu, dostępność używanych urządzeń pompowych oraz łatwość zasilania ich gazem ziemnym. Dodatkowo, brane pod uwagę do pompowania w następnej kolejności odwierty były znacznie głębsze i stosowanie w nich PCP byłoby utrudnione, jeżeli nie niemożliwe.



Rys. 5. Żuraw pompowy i urządzenia technologiczne przy odwiercie Terliczka 4

W październiku 2008 roku, po zainstalowaniu w odwiercie żerdziowej pompy wglębnej, rozpoczęto ponownie jego eksploatację (rys. 5). Po usunięciu wody z odwiertu i strefy przyodwiertowej, po 10 dniach pompowania przyływ gazu do odwiertu pozwolił na włączenie go do kolektora zdawczego. Dalsze 20 dni trwało oczyszczanie strefy przyodwiertowej z wody. Po tym okresie wydobywanie gazu ustabilizowało się na poziomie $2800 \text{ nm}^3/\text{d}$, a wody – $2,8 \text{ sm}^3/\text{d}$. Wydobywanie gazu osiągnęło poziom sprzed zastawienia (w wyniku zalania wodą), jednak wykładnik wodny ustabilizował się na poziomie ponad 1000 g/nm^3 , co świadczy, że dłuższy czas przed zawodnieniem się odwiertu, pomimo stosowania środków pianotwórczych, woda nie była skutecznie usuwana i gromadziła się w strefie przyodwiertowej. Odwiert eksploatuje już ponad rok i w tym czasie wydobył już jeden milion nm^3 gazu, przy wzroście wykładnika wodnego do około 1100 g/nm^3 (rys. 6).

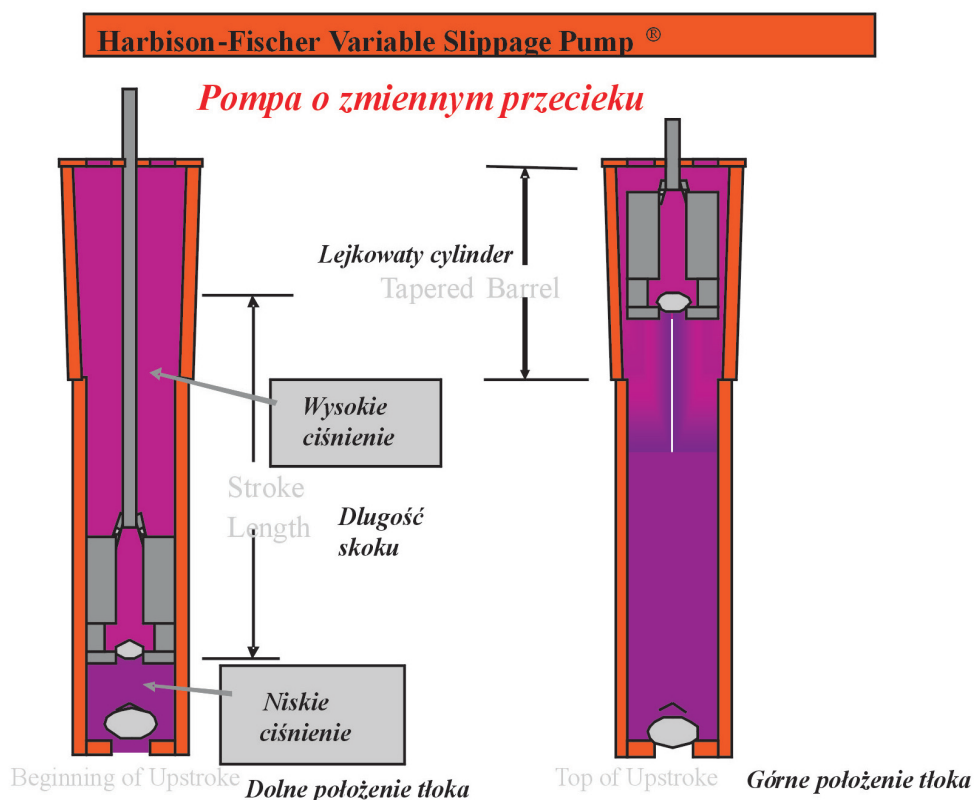


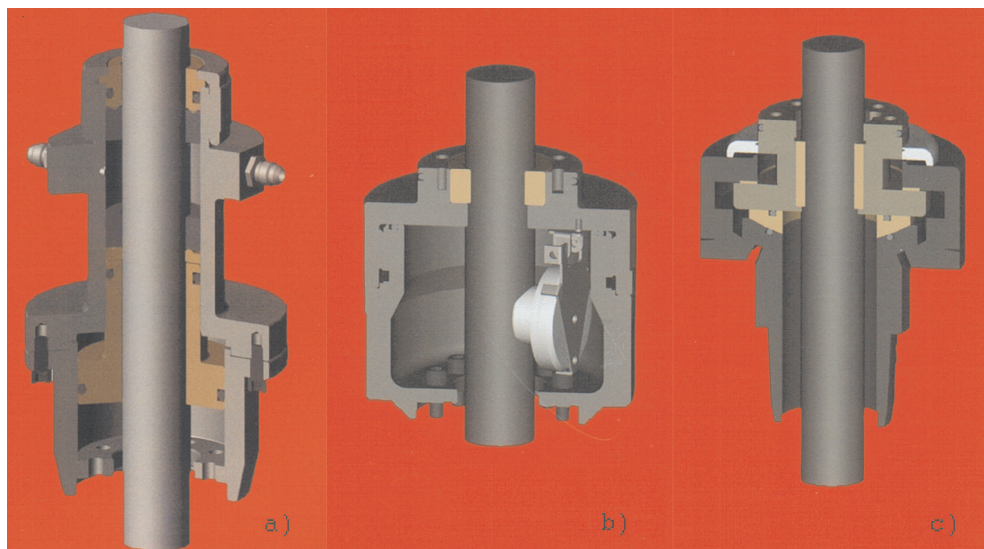
Rys. 6. Przebieg eksploatacji odwiertu Terliczka 4

Test miał również służyć doborowi odpowiednich urządzeń i materiałów zestawu pompowego, zapewniających ich bezawaryjną i wymagającą jak najmniej obsługi pracę. Ze względu na obawy, że największym problemem będzie zagazowanie pompy zastosowano podwójne zabezpieczenie przed tym zjawiskiem: sito pompy umiejscowiono nieznacznie poniżej perforacji (na ile pozwalała kieszeń) oraz zastosowano pompę specjalnej konstrukcji (rys. 7) – cylinder ze zmiennym przeciekiem (*variable slippage pump*). Taka konstrukcja pompy zmniejsza jej sprawność, lecz równocześnie chroni przed powstaniem blokady gazem, dodatkowo w przypadku całkowitego spompowania płynu chroni zestaw pompowy przed szkodliwymi udarami, tzw. *fluid pound*. Ze względu na brak siarkowodoru i dwutlenku węgla w wydobywanym płynie zastosowano niedrogi zestaw materiałów powszechnie stosowany w odwiertach pompujących ropę bezsiarkową. Najbardziej obawiano się przedwczesnego zużycia gładzi cylindra wykonanego ze stali z wykończeniem powierzchni przez nitronawęglanie. Po rocznej pracy, na głębszych elementach zestawu, nie zaobserwowano żadnych objawów korozji, zużycie gładzi cylindra i tłoka mieściło się w normie, a zawory wykonane ze stopu chromo-molibdeno-wolframowego były nadal szczelne.

Wypożyczenie napowierzchniowe zaprojektowano tak, aby instalować jak najmniej dodatkowych urządzeń. Z tego względu założono, że woda będzie wtłaczana do gazociągu i razem z gazem transportowana do separatora w ośrodku zbioru gazu i tam oddzielana, opomiarowywana i wywożona do zatłaczania. Wysokie ciśnienie oddania gazu od 4,5 do

5 MPa, stworzyło problem odpowiedniego uszczelnienia laski pompowej. W pierwszej fazie zastosowano klasyczny wysokociśnieniowy dławik typu „Hercules NACE Big Stuff”, który ze względu na to, że głowica nie była zamontowana idealnie pionowo, zupełnie się nie sprawdził i po kilku dniach musiał być zastąpiony dławikiem umożliwiającym skorygowanie braku współosiowości laski pompowej i głowicy. Dławik „Hercules Double Packed Stuffing Box” umożliwił już pracę urządzenia, ale wymagał częstej obsługi (smarowanie 1 do nawet 4 razy na dobę). Aby rozwiązać ten problem zastosowano dławik firmy Harbison-Fisher „Injecta Box” umieszczony na wahliwej podstawie, dodatkowo wyposażony w zawór zamykający wylot odwiertu w przypadku urwania się czopu laski pompowej (rys. 8). Uszczelnienie laski stanowi w nim plastyczna mieszanka teflonu, grafitu i smaru. Na laskę została nałożona mosiężna nakładka mająca poprawić odprowadzanie ciepła z elementu uszczelniającego. Niestety, po kilku dniach pracy laska pompowa uległa zatarciu w dławiku. W celu poprawy funkcjonowania dławika zainstalowano dodatkowo smarownicę laski pompowej. Z tym prostym usprawnieniem uszczelnienie zaczęło pracować poprawnie, nie wymagając zbyt częstej obsługi.





Rys. 8. Dławik „Injecta Box” a) uszczelniaacz z wypełnieniem plastycznym; b) zawór bezpieczeństwa; c) przegub wahluiwy [3]

Do napędu żurawia pompowego zastosowano silnik gazowy. Początkowo był to dość już mocno wyeksploatowany czterocylindrowy silnik „Waukeshy”, który po awarii zastąpiono powszechnie stosowanym w USA do napędu żurawi pompowych, jednocylindrowym silnikiem „Arrow”. Wyposażony w autostart i prosty programator czasowy pozwolił na zmniejszenie czynności obsługowych przy odwiercie. Wraz z nastaniem pierwszych mrozów okazało się, że pomimo dawkowania metanolu, reduktory na linii podającej gaz do silnika zamarzają. Problem rozwiązano poprzez umieszczenie ich w termoizolacyjnej obudowie oraz zainstalowanie na gazociągu taśm grzewczych zasilanych z alternatora silnika.

Zastosowany system, po kilku usprawnieniach okazał się w miarę niezawodny i niewymagający zbyt wielu czynności obsługowych. W chwili obecnej, ze względu na brak monitoringu obsługa kopalni raz na dobę przeprowadza oględziny urządzenia i dokonuje ewentualnego uzupełnienia środków smarujących głowicy pompowej.

Bogatszy o doświadczenia zdobyte w trakcie pompowania wody z odwiertu Terliczka 4, PGNiG SA oddział w Sanoku instaluje obecnie podobne zestawy na kolejnych złożach. W przypadku złoża Jodłówka wyzwaniem są dużo większe głębokości, od 2000 do 3000 m.

LITERATURA

- [1] Lea J.F., Nickens H.V., Wells M.R.: *Gas Well Deliquification*. Elsevier, 2003

- [2] Materiały ze szkolenia „Gas Well Deliquification: Identifying Liquid Loading – Analyzing Trouble Shooting Plunger Lift Wells” Wichita Falls, 20–24 październik 2008
- [3] Materiały reklamowe firmy „Harbison-Fisher”
- [4] http://www.weatherford.com/weatherford/groups/public/documents/production/prod_gas-welldeliquification.hcsp