

Jan Artymiuk*

**SPRAWNOŚĆ EKSPLOATACYJNA
SAMONOŚNYCH RUROCIĄGÓW PIONOWYCH
DO ODMETANOWANIA POKŁADÓW WĘGLA****

1. WSTĘP

Kopalnia KWK „Budryk” [7], której najgłębsze pokłady zlokalizowane są 1050 metrów pod ziemią, charakteryzuje się czwartym – najwyższym – stopniem zagrożenia metanowego. Im głębiej prowadzone jest wydobycie węgla, tym więcej metanu. Dotychczas kopalnia korzystała z podziemnej stacji odmetanowania, odprowadzającej metan ze złoża do atmosfery. Teraz gaz odprowadzany jest na powierzchnię, gdzie znajduje się mała elektrociepłownia gazowa – zespół trzech silników spalinowych o łącznej mocy ok. 5 megawatów. W wyniku spalania metanu kopalnia otrzymuje z generatorów ciepło i energię, którymi zasilana jest zakładowa sieć. Energia otrzymywana z metanu pokrywa czwartą część zapotrzebowania na energię w dniu roboczym oraz zaspokaja ok. 71% potrzeb w dniu wolnym od pracy.

Inwestycję zrealizował Zakład Produkcji Ciepła (ZPC) w Żorach we współpracy z firmą MVV EPS Polska – spółką zależną niemieckiego przedsiębiorstwa komunalnego MVV Energie [12]. Kopalnia kupuje od firmy ciepło, a po uruchomieniu instalacji również energię elektryczną, a sprzedaje jej metan w ilości ok. miliona metrów sześciennych rocznie. Przy wydobyciu węgla w polskich kopalniach wydziela się do miliarda metrów sześciennych metanu rocznie. Tylko czwarta część gazu wydobywanego się z pokładów węgla trafia do instalacji odmetanowania. Większa część z tego jest wykorzystywana, pozostała trafia do atmosfery, niekorzystnie wpływając na środowisko. Zagospodarowanie metanu jest ze wszech miar wskazane, tak z punktu widzenia ochrony środowiska, jak i ekonomicznego [2].

Najbardziej rozpowszechnioną metodą transportu metanu z pokładów węgla jest przesyłanie go rurociągami, których umiejscowienie może być różne. W kopalni KWK „Bu-

* Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu AGH, Kraków

** Praca wykonana w ramach badań własnych

dryk” wybrano nietypową koncepcję transportu metanu dwoma pionowo zawieszonymi rurociągami w szybie wentylacyjnym [3, 6]. Ograniczeniem wynikającym z zastosowania tej metody jest utrudniona kontrola stanu technicznego rurociągów, z powodu ograniczonego dostępu do nich na całej ich długości w czasie pracy szybu. Poniżej opisano metodę, która pozwala ten problem rozwiązać.

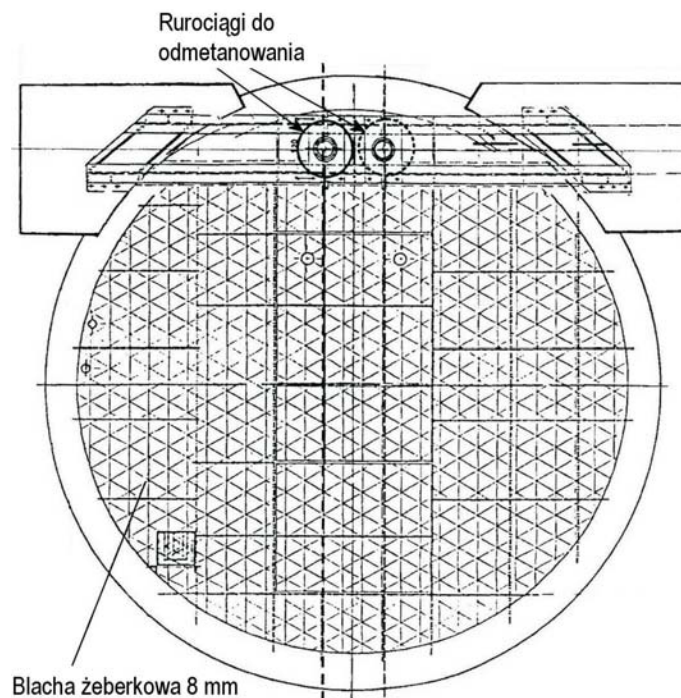
2. CELE I PODSTAWOWE WYMAGANIA

Z analizy możliwych obciążeń: funkcjonalnych, środowiskowych, konstrukcyjnych lub przypadkowych, jakie mogły wystąpić podczas pracy, obciążenia funkcjonalne mają znaczenie zasadnicze [9]. Są to obciążenia, które powstają w trakcie eksploatacji rurociągów, oraz szczytkowe obciążenia pochodzące z innych źródeł. Przykładami obciążeń funkcjonalnych wynikających z normalnej eksploatacji są: ciężar rurociągu łącznie z jego elementami i płynem oraz obciążenia powstałe w wyniku działania ciśnienia i temperatury. Naprężenia wstępne, naprężenia szczytkowe powstałe podczas instalacji, zewnętrzne ciśnienie hydrostatyczne, zarastanie biologiczne, obciążenia spowodowane osiadaniem gruntu na skutek działalności górniczej – są przykładami obciążeń funkcjonalnych spowodowanych oddziaływaniem innych źródeł.

W przypadku rurociągów znajdujących się w Szybie II KWK „Budryk” (rys. 1) występują obciążenia (funkcjonalne) wywołane działaniem ciśnienia zewnętrznego oraz ciężarem rurociągów łącznie z jego elementami i płynem (mieszaniną gazową). Są to obciążenia dominujące. Mają charakter obciążeń statycznych. W analizowanych rurociągach nie występują wybożenia, zjawisko wytrzymałości zmęczeniowej, czy też naprężenia zginające (stabilność rurociągów uzyskano przez odpowiedni dobór masy rur), dlatego nie przeprowadzono obliczeń rurociągów na giętkość i współczynniki koncentracji naprężeń elementów, jak również na naprężenia promieniowe. Wymienione wyżej obciążenia środowiskowe powstają w wyniku działania środowiska. Przykładami obciążeń środowiskowych są obciążenia spowodowane wiatrem, śniegiem, lodem, trzęsieniami ziemi, ruchem ulicznym czy związane z działalnością górniczą. Po analizie, stwierdza się, że w rejonie Szybu II KWK „Budryk” prawdopodobieństwo wystąpienia obciążeń środowiskowych jest minimalne.

Również obciążenia konstrukcyjne, które powstają w czasie instalacji (instalacja obejmuje: transport, przeładunek, składowanie, budowę i badania) i próby ciśnieniowej, nie występują podczas eksploatacji rurociągów. Prace związane z instalacją rurociągów zostały przeprowadzone przez wyspecjalizowaną firmę [10], zgodnie z właściwymi przepisami. Rurociągi są konstrukcjami liniowo prostymi. Skala naprężeń konstrukcyjnych w stosunku do naprężeń dominujących funkcjonalnych jest bardzo mała. W związku z powyższym pominięto wpływ tych naprężeń na eksploatację rurociągów.

Nie uwzględniono również wymienionych w analizie obciążeń przypadkowych, które mogą powstać w wyniku pożaru, wybuchu, nagłej dekompresji, spadających przedmiotów, działania osób trzecich, kolizji itp. Założono, że prawdopodobieństwo ich wystąpienia w Szybie II KWK „Budryk” jest minimalne.



Rys. 1. Usytuowanie rurociągów wiszących w Szybie II w KWK „Budryk”

Sprawność eksploatacyjna samonośnych rurociągów pionowych transportujących metan w największym stopniu zależy od ich szczelności. Ta z kolei zależy od stanu technicznego połączeń i calizny rur. Stan techniczny tych elementów bezpośrednio wiąże się z ich wytrzymałością, to jest zdolnością do przenoszenia obciążeń przez poszczególne przekroje poprzeczne rur i połączeń. Jak wykazano, w przypadku rurociągów znajdujących się w Szybie II KWK „Budryk” występują obciążenia (funkcjonalne) wywołane działaniem ciśnienia zewnętrznego oraz ciężarem rurociągów łącznie z elementami i płynem (mieszaniną gazową). Naprężenia główne wywołane pracą rurociągów to naprężenia rozciągające. Największe ich wartości występują w przekrojach górnych odcinków rurociągów. Te odcinki należy poddać szczególnym obserwacjom i badaniom.

Rurociągi pionowe w szybie KWK „Budryk” należy zaliczyć do gazociągów niskiego ciśnienia. Występujące tu ciśnienie robocze przepływającego gazu na poziomie ~ 139 mm H₂O (podciśnienie = 1363,12 Pa) jest znacznie niższe od wartości maksymalnej przyjętej dla tej kategorii gazociągów, tj. do 10 kPa włącznie. Dopuszczalne normą [9] przypadkowe skoki ciśnienia przekraczające MOAP (*Maximum Operating Allowable Pressure* – Maksymalne Dopuszczalne Ciśnienie Robocze), nie więcej niż 10%, i tak nie spowodują przekroczenia granicy 10 kPa. Rurociągi będą zginiatane w minimalnym stopniu przez ciśnienie zewnętrzne przepływającej w szybie mieszaniny powietrznej. Również zmiany temperatur na całej długości rurociągów są niewielkie, w związku z tym nie brano pod uwagę obciążeń wywołanych temperaturą.

Spowodowane przez różnicę ciśnień naprężenia obwodowe pomiędzy przepływającą wewnątrz rurociągów metanową mieszaniną gazową a wypływającym przez szyb strumieniem mieszaniny powietrznej wyniosą [9]

$$\sigma_{hp} = (p_{id} - p_{od}) \cdot \frac{(D_o - t_{\min})}{2t_{\min}},$$

gdzie:

- σ_{hp} – naprężenia obwodowe powstałe w wyniku ciśnienia zewnętrznego,
- p_{id} – ciśnienie wewnętrzne,
- p_{od} – minimalne ciśnienie zewnętrzne,
- D_o – nominalna średnica zewnętrzna,
- t_{\min} – minimalna grubość ścianki.

Uwaga: minimalna grubość ścianki jest to nominalna grubość ścianki pomniejszona o tolerancje fabryczne i nadatki na korozję.

Przy obliczeniach minimalnej grubości ścianki należy uwzględnić głębokość rowka gwintu na rurze plus tolerancję w głąb w przypadku pierwszego niezazębionego zwoju z gwintem złączki.

Maksymalne naprężenie obwodowe spowodowane ciśnieniem płynu nie powinno przekraczać

$$\sigma_{hp} \leq F_h \cdot \sigma_y,$$

gdzie:

- F_h – współczynnik obliczeniowy naprężenia obwodowego,
- σ_y – minimalna granica plastyczności przy maksymalnej temperaturze obliczeniowej.

Na podstawie przeprowadzonych obliczeń [4] stwierdzono, że naprężenie obwodowe jest wiele mniejsze od dopuszczalnego, którego wartość dla rur rurociągowych wynosi 21,3 MPa, [9]. Wpływ naprężenia obwodowego na eksploatację rurociągu jest w zasadzie nieistotny.

Naprężenia poosiowe rozciągające wywołane ciężarem własnym konstrukcji łącznie z jej elementami i słupem mieszaniny gazowej wypełniającej jej wnętrze, które mają decydujący wpływ na eksploatację rurociągów, występują jako obciążenia statyczne. Największa wartość naprężeń rozciągających występuje w przekroju pierwszego rowka gwintu rury w zawieszeniu rurociągów w ściskach.

Do obliczeń należy przyjąć najbardziej niekorzystny przypadek, tzn. uwzględnić w obliczeniach przekrój rury o minimalnej wyliczonej grubości ścianki w tym przekroju, uwzględniając tolerancje wykonania rury i gwintu. Wielkość przekroju wyliczamy z zależności

$$F = \frac{\Pi \cdot [D_0^2 - (D_0 - 2t_{\min})^2]}{4}.$$

Naprężenie rozciągające wyliczamy ze wzoru

$$\sigma_{r1,(2)} = \frac{Q_{c1,(2)}}{F} \leq k_r,$$

gdzie:

- $\sigma_{r1,(2)}$ – naprężenie rozciągające występujące w przekroju poprzecznym w ścis-
kach zawieszenia pierwszego (drugiego) rurowiądu,
- $Q_{c1,(2)}$ – ciężar pierwszego (drugiego) rurowiądu,
- F – przekrój poprzeczny rury przy t_{\min} ,
- k_r – dopuszczalne naprężenie rozciągające dla przekroju rury,

Ciężary własne rurowiądów: pierwszego i drugiego, wyniosą

$$Q_{1,(2)} = H_{1,(2)} \cdot q,$$

gdzie:

- $H_{1,(2)}$ – długość pierwszego (drugiego) rurowiądu,
- q – ciężar 1 mb rury.

Rurowiądy transportują mieszaninę metanu z powietrzem. Przy obliczeniu wielkości naprężeń rozciągających $\sigma_{r1,(2)}$ występujących w określonym przekroju rurowiądów należy uwzględnić ciężar słupa mieszaniny wypełniającej rurowiądy, ciężar smaru, izolacji i wszystkich dodatkowych elementów uzbrojenia. Znając wartość naprężeń rozciągających, możemy określić wielkość współczynnika bezpieczeństwa dla wybranego przekroju rury rurowiądowej

$$x_r = \frac{k_r}{\sigma_{r1,(2)}}.$$

Przekładając obliczoną wartość współczynnika bezpieczeństwa na wielkość naprężenia granicznego, możemy określić minimalną bezpieczną grubość ścianki rurowiądu. Jest to bardzo istotne z punktu widzenia procedur kontroli rurowiądów w celu zapewnienia bezpiecznej ich pracy. Wartość współczynnika bezpieczeństwa dla przekrojów rury w ścis-
kach pierwszego rowka gwintu wynosi 4,7. Dla zagwarantowania bezpiecznej pracy rurowiądu współczynnik bezpieczeństwa nie powinien być mniejszy od 1,5. Jeśli przełożymy założoną wartość współczynnika bezpieczeństwa na wielkość naprężenia granicznego, okaże się, że jego wartość wynosi $\sim 237 \text{ N/mm}^2$, co odpowiada przekrojowi rury $\sim 2650 \text{ mm}^2$, stąd graniczna grubość ścianki rurowiądu w płaszczyźnie ścis-
ków (w przekrojach w górnych od-
cinkach rurowiądów) nie powinna być mniejsza niż 5 mm. Bezpieczna praca rurowiądów z punktu widzenia ich wytrzymałości wymaga kontroli grubości ścianki. Przy grubości ścianki 6 mm należy zachować szczególną ostrożność. Z przedstawionej analizy wynika, że grubość ścianki jest podstawowym parametrem, który powinien podlegać kontroli w czasie eksploatacji rurowiądów.

Czynnikiem głównym mającym negatywny wpływ na pracę rurociągów, ich szczelność i wytrzymałość jest korozja [1, 8, 9]. Efektem ubytków korozyjnych będzie coraz mniejsza grubość ścianek rur rurociągowych oraz rozszczelnieniu mogą ulec połączenia gwintowe. Dlatego wyznaczenie granicznej grubości ścianki jest tak ważne dla bezpiecznej pracy rurociągu.

Pomimo coraz doskonalszych zabezpieczeń antykorozyjnych ubytki korozyjne są bardzo często główną przyczyną uszkodzeń lub ograniczeń parametrów eksploatacyjnych rurociągów i pracujących na nich lub w sąsiedztwie urządzeń i instalacji.

W celu zmniejszenia skutków korozji każda zakwalifikowana do zapuszczania rura była poddana wielowarstwowemu zabezpieczeniu antykorozyjnemu. Tak przygotowane rury precyzyjnie skręcone zapuszczono do szybu w ciągu 7 dni [10]. Ten swoisty rekord (prace związane z instalacją rurociągów trwały około 3 miesięcy) wynikał z dobrej koordynacji prac i zaangażowania poszczególnych jednostek biorących udział w tym przedsięwzięciu. Sprawność rurociągów potwierdziły pozytywne próby szczelności, jak również ich trzyletnia bezawaryjna praca. Jednak niezależnie od właściwej dbałości o rurociągi będą one korodować.

Modelem fizycznym korozji rurociągów jest ciało stałe-metal i otaczające go środowisko gazowe. Zewnętrzne to powietrze o wilgotności $\sim 92\%$, wewnętrzne to mieszanina metanu z powietrzem o zawartości metanu $57\div 61\%$ i wilgotności $\sim 65\%$. Proces korozji dotyczy przede wszystkim granicy metal-środowisko, tzn. powierzchni metalu. Analiza otaczającego środowiska wskazuje, że w rurociągach KWK „Budryk” będziemy mieć do czynienia z korozją chemiczną, o zniszczeniach korozyjnych rodzaju ogólnego. Nie można całkowicie wykluczyć korozji miejscowych o charakterze plamowym czy punktowym w wyniku niejednorodności składu chemicznego metalu, zabudowy metalowej szybu czy prądów błędzących. Szybkość procesów korozji wyrażana zmianą grubości warstewki stałego produktu reakcji jest trudna do określenia. Może ona być potęgowana erozją korozją w wyniku przepływającego na zewnątrz rurociągów strumienia powietrza o prędkości $4,4\div 4,5$ m/s oraz mieszaniny gazowej wewnątrz rurociągów z prędkością $10,2\div 10,6$ m/s. Określenie szybkości procesów korozji może wymagać badań laboratoryjnych odzwierciedlających warunki środowiska w szybie KWK „Budryk” lub analiz dokumentacji z eksploatacji rurociągów (gazociągów) w warunkach co najmniej zbliżonych do istniejących w szybie KWK „Budryk”, a takich brak. Podporządkowanie utleniania rur gazociągów prawom wzrostu warstewki rdzy wg np. reguły Pilinga i Bedtwortha czy też wg reguły prawa logarytmicznego lub parabolicznego byłoby dużym uproszczeniem. W tym przypadku narastanie warstewki zgorzeliny nie będzie przebiegać wg jednego prawa. Może zmieniać się w czasie. Istotnym zagadnieniem jest więc kontrola stanu technicznego i sprawności eksploatacyjnej rurociągów [4]. Problematyka ta obwarowana jest również stosownymi przepisami [11]. Dlatego rurociągi (gazociągi) w czasie eksploatacji powinny być poddane w wyznaczonych okresach:

- badaniom wizualnym, na podstawie których oceniony zostanie ogólny stan powierzchni materiału rur i naruszenie powierzchni;
- pomiarom grubości ścianek rur;
- badaniom szczelności.

Powstaje pytanie: jak określać ubytek materiału rurociągu lub stopień jego uszkodzenia?

3. BADANIA WIZUALNE

Dokładna kontrola wizualna powłoki antykorozyjnej powinna być prowadzona okresowo na tych odcinkach, gdzie istnieje duże prawdopodobieństwo szybko postępującej korozji. Jak powiedziano, głównym rodzajem korozji rurociągów (gazociągów) w Szybie II jest korozja ogólna. Jeszcze raz należy podkreślić, że nie można wykluczyć korozji wżerowej, szczelinowej oraz międzykrystalicznej. Korozja ogólna (także erozja) charakteryzuje się stosunkowo równomiernym rozmieszczeniem ubytków na powierzchni materiału. Taki charakter korozji pozwala przyjąć założenie, że obserwacja i badania dostępnych odcinków będą odzwierciedlać stan techniczny rurociągów na całej ich długości. Badaniami tymi należy objąć całą rurę, ich połączenia oraz stan techniczny zawieszona.

4. BADANIA NIENISZCZĄCE – POMIAR GRUBOŚCI ŚCIANEK

Badania nieniszczące ubytków korozyjnych stanowią ważny element oceny stanu technicznego konstrukcji i urządzeń będących w eksploatacji. Znajduje to odbicie w fakcie, że mają one coraz większy udział w pakiecie usług oferowanych przez różne firmy inspekcyjne. W warunkach krajowych, ze względu na znaczną liczbę starzejących się obiektów przemysłowych oraz konieczność dostosowania do norm europejskich można się spodziewać znacznego zwiększenia zapotrzebowania na tego rodzaju badania diagnostyczne. W związku z opisaną tendencją w ostatnich latach rozwinięto i wprowadzono do praktyki przemysłowej szereg nowych technik i metod badania ubytków korozyjnych dostosowanych do różnych potrzeb i zastosowań. Opracowane rozwiązania poszły z jednej strony w kierunku automatyzacji stosowanej od dawna metody ultradźwiękowej, ale objęły również wprowadzenie całkowicie nowych technik badań opartych na wykorzystaniu zjawisk magnetycznych, impulsowych prądów wirowych itp. Należy jednak zaznaczyć, że stosowny sprzęt i praktyczne doświadczenie w jego stosowaniu mają tylko nieliczne, najbardziej zaawansowane firmy inspekcyjne.

Poszczególne metody i techniki badania korozji w dużym stopniu ukierunkowane są na wykrywanie i ocenę określonych typów ubytków korozyjnych. Dobór metody badania uzależniony jest więc od rodzaju uszkodzeń korozyjnych, jakich można się spodziewać w ocenianej konstrukcji. Z punktu widzenia badań nieniszczących największe znaczenie ma kształt, rozmieszczenie oraz usytuowanie ubytków korozyjnych. Przedmiotowe rurociągi (gazociągi) w Szybie II podlegają korozji ogólnej. Nie można wykluczyć korozji wżerowej, szczelinowej oraz międzykrystalicznej. Korozja ogólna, także erozja, charakteryzuje się stosunkowo równomiernym rozmieszczeniem ubytków na powierzchni materiału. Korozję taką można łatwo badać metodą ultradźwiękową pod warunkiem bezpośredniego dostępu do zewnętrznej powierzchni rurociągów.

Znacznie trudniejsze zadanie stawia przed badaniami nieniszczącymi korozja wżerowa zlokalizowana szczególnie po stronie niedostępnej bezpośrednim badaniom wizualnym. Korozja ta charakteryzuje się bardzo nierównomiernym rozmieszczeniem na powierzchni materiału. Może wystąpić w różnych miejscach na całej długości rurociągów. Szybkość procesu korozyjnego w obrębie wżeru może być przy tym znacznie większa niż szybkość korozji ogólnej w przylegających obszarach materiału. Oznacza to, że konwencjonalne

punktowe pomiary grubości ścianki mają tutaj bardzo ograniczoną przydatność. Szansa przypadkowego zlokalizowania najgłębszych wżerów korozyjnych jest bardzo mała, zaś wyniki pomiarów odzwierciedlać będą raczej średnią grubość ścianki niż rzeczywisty stan zaawansowania korozji wżerowej. Jednym z możliwych udoskonaleń metody ultradźwiękowej jest w takim przypadku przeprowadzenie pełnego skanowania ultradźwiękowego powierzchni elementu z ewentualną automatyzacją procesu rejestracji danych. Skutkiem korozji wżerowej mogą być punktowe ubytki doprowadzające do powstania dziur w ściance rury. Wówczas w warunkach pracy rurociągów w Szybie II KWK „Budryk” będzie w pierwszym rzędzie zmiana składu mieszaniny przepływającej wewnątrz rurociągów – spadek zawartości metanu i w następnej kolejności wzrost ciśnienia wskutek przedostawania się powietrza do wnętrza rurociągów.

Wymieniony wyżej trzeci rodzaj korozji, korozja międzykrystaliczna, rozkładać się będzie wzdłuż rurociągów podobnie do przebiegu naprężeń rozciągających. W górnych partiach korozja międzykrystaliczna będzie większa niż w odcinkach dolnych. W przypadku rurociągów (gazociągów) w Szybie II jej znaczenie jest drugorzędne. Jej ewentualne wystąpienie może mieć miejsce w górnych odcinkach rurociągów. Niezależnie od tego, górne odcinki powinny być poddane szczególnej obserwacji i badaniom. Problemem, jaki występuje przy badaniach eksploatowanych rurociągów, jest brak bezpośredniego dostępu do elementów konstrukcji poniżej pomostu na poziomie 18,5 m. Jest on możliwy na poziomie 18,5 m oraz 3,2 m. W pewnym sensie jest to korzystne, ponieważ odcinek ten podlega największym naprężeniom rozciągającym. Kontrola tych odcinków może być przeprowadzana częściej niż badanie rurociągów na całej długości. Badania przeprowadzane na dostępnych odcinkach można w pewnych zakresach uznać za wystarczające dla oceny stanu technicznego rurociągów na całej ich długości.

Opisany powyżej sposób pomiaru grubości od strony zewnętrznej można wykonywać również od strony wewnętrznej. W tym przypadku praca rurociągów musi być na pewien czas przerwana ze względu na demontaż górnej części konstrukcji, aby umożliwić zapuszczenie specjalistycznej aparatury diagnostycznej. Niemniej pomiar wewnętrzny na całej długości jest wskazany chociażby z tego względu, że dostęp do ścianek rur jest niczym nieograniczony, jeżeli tylko mamy opracowaną metodę pomiaru i dysponujemy odpowiednią do tej metody aparaturą pomiarową. W przypadku rurociągów pionowych o małych średnicach nie da się zastosować aparatury diagnostycznej przystosowanej do badań rurociągów poziomych lub przebiegających pod niewielkimi kątami nachylenia. Żadna w kraju firma diagnostyczna nie dysponuje sprzętem do pomiarów przestrzennych grubości ścianek rur rurociągowych o tej średnicy. W przypadku rurociągów (gazociągów) zawieszonych pionowo w szybie wentylacyjnym w KWK „Budryk” zaproponowano pomiar grubości ścianek rur metodą stosowaną w wiertnictwie, za pomocą której dokonuje się oceny stanu technicznego rur okładzinowych w otworach wiertniczych. Metoda ta polega na zapuszczeniu do wnętrza rurociągu średnicomierza wieloramiennego. Urządzenie to (rys. 2) jest przeznaczone do wykonywania precyzyjnych pomiarów średnicy wewnętrznej rur. Układ pomiarowy sondy tego urządzenia składa się z 80–100 ramion (palców) rozmieszczonych równomiernie wokół sondy. Wysoka jakość danych pozwala na trójwymiarową wizualną prezentację i obliczenie wskaźników korozji lub wielkości ubytku ścianki rury. Wewnętrzny pomiar temperatury przyrządu umożliwia programową kompensację rozszerzalności temperaturowej ramion (palców). Temperatura urządzeń elektronicznych jest monitoro-

wana w celu komputerowej korekty czujnika odchylenia. Urządzenia te pracują w otworze kolumny rur przy użyciu jednożyłowego kabla lub kabla pomiarowego. Ramiona (palce) pomiarowe zamocowane są niezależnie i otwierane na spodzie kolumny za pomocą silnika elektrycznego. Rozłożenie lub złożenie sterowane jest z powierzchni. Zahartowane końce palców naciskają na wewnętrzną „średnicę” rur z małą siłą utrzymywaną za pomocą napiętej sprężyny. W sondzie zamontowany jest układ orientacji sondy w przestrzeni, który pozwala na precyzyjne lokalizowanie miejsca pomiaru. Układ orientacji mierzy kąt odchylenia przyrządu od pionu i kąt obrotu przyrządu. Kiedy urządzenie jest wyciągane do góry, współrzędne każdego przemieszczanego palca są transmitowane do sensora pozycji. Sygnał sensora pozycji jest odczytywany cyfrowo do zapisu w pamięci lub transmitowany do góry na powierzchnię i rejestrowany przez system pomiarowy. Dane położenia z każdego palca są monitorowane niezależnie. Do przeglądania i wizualizacji zarejestrowanych pomiarów wykorzystuje się specjalistyczne oprogramowanie. Pozwala ono na przeglądanie za pomocą własnego komputera przestrzennego obrazu średnicy wewnętrznej. Urządzenie ma możliwość połączenia z innymi narzędziami PLT. Możliwe jest użycie oddzielnej sekcji pamięci i kompletu baterii do obsługi pamięci operacyjnej. Za pomocą tej metody można określić: ilościową wielkość korozji ścianki rury, dokładną lokalizację ewentualnych wżerów (wgłębień) korozyjnych, pozycję uszkodzenia i odchylenie od osi. Pomiar średnicy wewnętrznej w zestawieniu ze znaną średnicą zewnętrzną rur umożliwia precyzyjne obliczenie grubości ścianki i ocenę wielkości uszkodzeń w każdym miejscu na mierzonej długości.



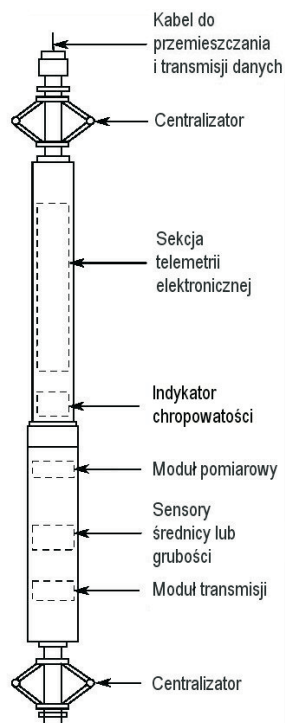
Rys. 2. Średnicomierz wieloramienny MIT SONDEX 80

Poniżej zamieszczono przykładowe dane techniczne przyrządu MIT SONDEX 80:

- średnica 204 mm (8”),
- długość 1020 mm (40”),
- masa 42 kg (93 lbs),
- zakres pomiarowy 216÷355 mm (8,5÷14”),

- rozdzielczość promieniowa 0,365 mm (0,14"),
- dokładność promieniowa $\pm 0,762$ mm (0,03"),
- rozdzielczość pionowa (0,165" na 30 stóp/min),
- dokładność inklinometru 51 w obrocie i odchyleniu,
- siła docisku palca $3,35 \div 5,56$ N ($0,75 \div 1,25$ lbs),
- maksymalne ciśnienie 10,34 MPa (15 000 psi),
- maksymalna temperatura 177°C (350°F),
- materiał odporny na korozję.

Zakres ubytków korozyjnych rurociągów można oceniać również przez bezpośredni pomiar grubości ścianek z zastosowaniem metody magnetycznej. Przyrządy pomiarowe zapuszczane są na kablu, który jednocześnie transmituje dane z pomiarów na powierzchnię do panelu przetwarzania. Przykładem takiego aparatu pomiarowego jest Magnetyczny Grubościomierz MTT firmy Sondex, Elektromagnetyczny Grubościomierz ETT firmy READ WELL Services LLC lub METT firmy Schlumberger. Ich budowa jest podobna. Przyrządy mają kształt długiej sondy (rys. 3) zapuszczanej na kablu, który podtrzymuje przyrząd i przekazuje impulsy pomiarowe z czujników sensorowych. Przyrząd wewnątrz rury współosiowany jest za pomocą centralizatorów. Otrzymujemy dokładny pomiar grubości ścianki wraz ze współrzędnymi punktu pomiarowego. Pomiar pozwala lokalizować uszkodzenia rur, takie jak pęknięcia i wgniecenia oraz zawężenia mechaniczne i chemiczne (spowodowane wytrącaniem się osadów na wewnętrznej ścianie rur), określać stopień skorodowania i ubytki powierzchni wewnętrznej rur, a także lokalizować interwały perforacji i oceniać jej skuteczność. Integralną częścią przyrządu jest program, który na komputerze może wyświetlać przestrzenne obrazy średnicy wewnętrznej rur, grubości ścianek i zapisywać na dysku kopie interesujących fragmentów (w plikach bmp, jpg, pcx, tif). Oprogramowanie przeglądarki ma wiele opcji pozwalających generować przestrzenne obrazy rur widziane pod różnymi kątami, wykonywać obroty, zmieniać skalę i rozdzielczość obrazów, wykonywać przekroje poprzeczne i podłużne, a przy wprowadzeniu średnicy zewnętrznej rury – precyzyjnie obliczać grubość ścianki i oceniać wielkość uszkodzeń lub odkształceń rur bądź – w zależności od przeznaczenia – precyzyjnie podawać bezpośrednio grubość ścianek rur rurociągowych. W ścianie rury może pojawić się ubytek na tyle duży, że rurociąg stanie się nieuszczelnny. Nieszczelność konstrukcji rurociągów w Szybie II KWK „Budryk” spowoduje, że do rurociągów z zewnątrz będzie przedostawać się powietrze, co wywoła efekt w postaci zmiany (wzrostu) ciśnienia wewnątrz rurociągów; zmianie ulegnie również skład transportowanej mieszaniny gazów. Na skutek tego wewnątrz rurociągów obniżyć się będzie zawartość metanu. Wskazane byłoby monitorowanie powyższych parametrów. Zmiany powyższych parametrów będą świadczyć o nieszczelności rurociągów. Wówczas należy podjąć działania zmierzające do likwidacji nieszczelności. Rurociągi po naprawie powinny być poddane próbie wytrzymałości i szczelności. W przypadku rurociągów w Szybie II KWK „Budryk”, gdzie ciśnienia robocze mieszczą się w zakresie podciśnienia, rurociągi powinny być poddawane wyłącznie próbie szczelności. Badania wytrzymałości rurociągów nie są konieczne. Próbę szczelności powinno się przeprowadzić poprzez próbę ciśnieniową powietrza zgodnie z wymaganiami zawartymi w Załączniku nr 4 (p. 2) *Szczegółowe zasady prowadzenia ruchu w wyrobiskach* (Dz.U. Nr 139, poz. 1169) [11].



Rys. 3. Grubościomierz HHCC firmy Century Drilling & Energy Services Ltd

5. KRYTERIA ODBIORU

Rurociągi uznaje się za szczelne, jeżeli w czasie próby szczelności spadek ciśnienia sprężonego powietrza nie jest większy od $5,9 \times 10^2$ Pa w ciągu jednej godziny [11]. Rurociągi, które nie spełniają wyżej wymienionych wymagań, należy naprawić i poddać ponownym badaniom. Zaleca się, aby dokumentacja próby szczelności była zachowana przez cały czas funkcjonowania rurociągów.

6. PROCEDURY W ZAKRESIE EKSPLOATACJI I UTRZYMANIA RUROCIĄGU

Zaleca się ustalić odpowiednie wymagania i przygotować właściwą dokumentację. Zaleca się, aby wymagania obejmowały:

- identyfikację rurociągów, ich elementów i transportowane medium;
- kompletny system przesyłowy, obszary wzajemnego oddziaływania z innymi rurociągami i instalacjami, współdziałanie z obiektami odbierającymi transportowane medium;
- zasady regulacji i kontroli obejmujące również obsadę poszczególnych stanowisk i oprzyrządowanie, zadania indywidualne i odpowiedzialność funkcyjną oraz koordynację z osobami trzecimi;

- konieczne środki bezpieczeństwa;
- kontrolę i komunikację;
- lokalizację i hierarchię ośrodków kontroli;
- zarządzanie korozją;
- system monitorowania funkcjonowania rurociągu i sposoby wykrywania nieszczelności;
- zasady kontroli wnętrza rurociągów;
- warunki eksploatacji rurociągów łącznie z ograniczeniami i dopuszczalnymi odstępstwami od tych ograniczeń;
- wyłączenie awaryjne;
- zatrzymywanie i ponowne uruchamianie;
- odpowiednią informację dotyczącą właściwych przepisów i instrukcji.

W realizacji powyższych wymagań powinno się dążyć do opracowania metod, które zapewnią bezpieczną eksploatację rurociągów. Zaleca się, aby powyższe wymagania uwzględnić w systemie zarządzania w celu:

- zapewnienia bezpiecznej eksploatacji rurociągów,
- zapewnienia bezpiecznego i skutecznego utrzymania rurociągów,
- skutecznego działania w sytuacjach wyjątkowych.

Zaleca się, aby system zarządzania obejmował:

- identyfikację osób odpowiedzialnych za zarządzanie, eksploatację i utrzymanie rurociągów;
- właściwą organizację;
- pisemny plan obejmujący procedury eksploatacji i utrzymania;
- pisemny plan działania na wypadek awarii, uszkodzeń i innych sytuacji nadzwyczajnych.

Dodatkowo zaleca się, aby system zarządzania precyzował potrzeby w zakresie szkolenia, współpracy z jednostkami zewnętrznymi oraz przechowywania dokumentów. Zaleca się, aby eksploatacja, utrzymanie, modyfikacje i zatrzymanie rurociągów odbywały się w oparciu o odpowiednie plany oraz aby w określonych odcinkach czasu systemy zarządzania były weryfikowane w oparciu o zgromadzone doświadczenie, a także w celu uwzględnienia zmian warunków eksploatacji.

7. DOKUMENTACJA KOROZJI

W programach utrzymania rurociągów zaleca się uwzględnienie potrzeby dokumentowania korozji ustalonego dla zarządzania korozją.

8. ZARZĄDZANIE KOROZJĄ

Dokumentacja zarządzania korozją powinna umożliwiać:

- identyfikację i ocenę potencjalnych źródeł korozji i potencjalnych uszkodzeń oraz wskazania dalszej szczegółowej oceny stanu rurociągów;
- analizę dotyczącą doboru materiałów do budowy rurociągów;
- identyfikację koniecznego zakresu ograniczenia korozji;

- wybór technik kontroli oraz częstotliwość przeprowadzania kontroli;
- systematyczną modyfikację wymagań w zakresie zapobiegania korozji podyktowaną doświadczeniem, zmianami konstrukcyjnymi rurociągów lub zmianami w środowisku, w jakim rurociągi są eksploatowane;
- ocenę prawidłowości zarządzania korozją;
- ewentualną poprawę sytuacji;
- podjęcie właściwych decyzji dotyczących wyłączeń rurociągów i ewentualnej likwidacji.

9. OCENA WYNIKÓW KONTROLI

Wszystkie dane uzyskane w trakcie kontroli i zapisane w dokumentacji zarządzania korozją powinny umożliwić:

- dokonanie oceny prawidłowości zarządzania korozją,
- wskazanie potrzeby modyfikacji wymagań w zakresie zarządzania korozją,
- zidentyfikowanie ewentualnych możliwości poprawy sytuacji,
- wskazanie potrzeby dalszej szczegółowej oceny stanu rurociągu.

Zaleca się, aby w ocenie uwzględnić doświadczenie w zakresie użytkowania i utrzymania rurociągów oraz wyniki ewentualnych badań laboratoryjnych. Ocena korozyjności środowiska zarówno od wewnątrz, jak i z zewnątrz rurociągów może dać odpowiedź na pytanie, czy wybrany na rurociągi materiał był właściwy z punktu widzenia jego odporności na korozję przez cały czas jego eksploatacji. Zaleca się, aby w naddatku na korozję przy ewentualnej wymianie rurociągów uwzględniać rodzaj i szybkość korozji.

10. KONTROLA DZIAŁANIA URZĄDZEŃ I SYSTEMÓW

Z oprzyrządowania oraz systemów do badań, kontroli, regulacji, gromadzenia i przechowywania danych, mających zasadnicze znaczenie dla bezpiecznej eksploatacji rurociągów, należy korzystać zgodnie z obowiązującymi przepisami w tym zakresie.

LITERATURA

- [1] API RP5C1:1994. *Recommended Practice for Care and Use of Casing*
- [2] Artymiuk J.: *Methane removal from coal beds exemplified by the coal mine „Budryk”*. Transactions of the VŠB – Technical University Ostrava Mining and Geological Series, Monograph 15, 2005, 1–7
- [3] Artymiuk J.: *Założenia technologiczne zabudowy rurociągu do odmetanowania w szybie II KWK „Budryk”*. Kraków, Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu AGH, marzec 2003
- [4] Artymiuk J.: *Metodyka kontroli 2 sztuk samonośnych rurociągów odmetanowania $\phi 339,73$ mm (13 3/8”) w Szybie II od zrzębu do poziomu 700 m*. Kraków, Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu AGH, kwiecień 2005

- [5] Artymiuk J., Kiełbik W.: *Technologia szybkiej instalacji rurociągów odmetanowania w szybie wentylacyjnym KWK „Budryk” S.A.* PAN Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energi, AGH, Katedra Górnictwa Podziemnego, Materiały Szkoły Eksploatacji Podziemnej 2006, 157–168
- [6] Artymiuk J., Kiełbik W.: *Samonośne, pionowe rurociągi do odmetanowania KWK „Budryk”*. Międzynarodowa konferencja „Bezpieczeństwo pracy urządzeń transportowych w górnictwie – diagnostyka, naprawy i remonty”, Szczyrk 30 maja – 1 czerwca 2005, 150
- [7] Kopalnia Węgla Kamiennego „Budryk”, 41-800 Ornontowice, ul. Zamkowa 1
- [8] PN EN-ISO 11960:1998. *Rury stalowe używane jako rury okładzinowe i wydobywcze*
- [9] PN EN 14161:2003. *Rurociągowy systemy przesyłowe*
- [10] Poszukiwania Nafty i Gazu Kraków, Sp. z o.o., 31-503 Kraków, ul. Lubicz 25
- [11] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 28 czerwca 2002 r. w sprawie bezpieczeństwa i higieny pracy, prowadzenia ruchu oraz specjalistycznego zabezpieczenia przeciwpożarowego w podziemnych zakładach górniczych. Dz.U. Nr 139, poz. 1169 z dnia 2 września 2002 r.
- [12] Zakład Produkcji Ciepła „Żory” Sp. z o.o., 44-240 Żory, ul. Gwarków 1a i MVV EPS Polska, S.A.

Jan Artymiuk*, Erik Zachariasen**

NEW COMBINED DRILLING, WORKOVER AND SNUBBING RIG CONCEPT

1. HISTORY OF RACK AND PINION RIGS [17]

Rack and pinion technology has been with us in various applications for decades. The method is well known for long durability and high efficiency. Experience on using rack and pinion technology in the drilling industry dates back to the mid 80's, when it was used mainly for pipe handling equipment and other relatively slow moving machines. With the forming of Engineering and Drilling Machinery (EDM) in 1997, significant advances and refinements to the technology contributed to several patent applications which later have been granted internationally. During the late 90's EDM was engaged in several projects involving equipment for workover and snubbing operations in the North Sea area. At that time such operations were dangerous to people and surroundings, often consisting of suitable or not so suitable equipment stacked on top of each other without a consistent design and consideration to HSE and optimal functionality. To improve the situation, EDM designed [9], a workover machine utilizing rack and pinion technology allowing faster and simpler rig up and rig down, lower weight and higher safety level. The main value, however, was that the rig could easily shift from drilling, workover into snubbing and underbalanced operations, without modifications to the rig, such as use of temporary wires, sheaves and winches. The rack and pinion rig concept allowed for true multi-functionality in well operations. This form of operation was later discovered by U.S. oil company contractor Breitburn Energy, who bought a rack and pinion rig from EDM in 2001, for their planned drilling operations downtown Los Angeles. Breitburn needed a compact rig that could do drilling, workover and snubbing. Being in an urban district of LA it was imperative that the rig made little noise. The Breitburn rig was enclosed in a church-like building, put to work and has since been moving around on the property servicing about 40 wells, probably making the neighbors wonder what's going on in the backyard. Capacities of the

* Oil & Gas Faculty, University of Science and Technology, Krakow, Poland, e-mail: art@agh.edu.pl

** EDM, Kristiansand, Norway, e-mail: Erik.Zachariasen@sense-edm.com

*** Praca wykonana w ramach badań własnych

Breitburn rack and pinion rig is 250 sh ton pulling, 120 sh ton pushing, equipped with a top drive with similar capacities, manual pipe handling and mud systems. All movement is by AC motors [10], which runs off the LA downtown power grid (Fig. 1).



Fig. 1. New Rig Concept

Later development of rack and pinion rigs includes a series of 16 trailer mounted rigs to a Canadian rig operator with basically the same multi-functionality as the Breitburn rig, although with a lower rating of 120 sh ton. Using the rack and pinion technology to package these rigs reduce rig up and rig down time, enables less truck loads, and enables the rig owner to offer a wider variety of services in the same machine. In the midst of the delivery program, these trailer-mounted rack and pinion rigs have already proven their versatility and competitive edge. Other deliveries include modularized rack and pinion rigs for off-shore workover, rack and pinion land rigs, as well as other versions. Plans for helicopter rigs are on the drawing board, as well as rigs with higher ratings and capabilities. The rack and pinion technology described in here is thoroughly protected by international patents.

2. CWDS

In an industry in deep love with acronyms these multi functional rigs is the source of yet another. They have been designated CWDS (Combined Workover, Drilling and Snubbing) rigs by some operators to describe that they can deliver a wider array of functionality than standard or specialized rigs.

3. ONE MAN OPERATED LAND RIG

In 2005 an order to build a Rack and Pinion Land Rig for the European drilling market was awarded. It was decided to equip the rig with the latest technologies, not only related to rack and pinion drive, but also in level of automation, a „robotic” pipe handling system [12, 13, 16], state of the art operators chair [8, 11, 15], as well as offering increased safety with less people on drill floor. Consequently, the rig is equipped to enable one man operation of all basic drilling tasks.

4. RACK AND PINION TECHNOLOGY

The main concept of the rack and pinion technology is to replace the Drawworks, drill line, blocks and tackle with a linear, direct driven hoisting system, [5]. This leads to the use of a closed mast construction housing the entire hoisting system, instead of a conventional open derrick or mast with the hoisting system split in several elements (Fig. 1). The „secret” behind the rack and pinion technology is rack modules that are connected together in a special way to form a stiff linear rack when it travels on the (driven) load side. A turning wheel in the bottom of the mast makes the rack modules turn so the (non driven) dead side is vertically opposite of the load side. Pinions driven by reduction gearboxes and drive motors engage with the rack elements on the (driven) load side, making the rack move upwards for hoisting and downwards (around the turning wheel) for lowering. The rack elements slide in a special guide arrangement. As such, the design is attractively clever and simple, as of all great inventions. In fact, the rack and pinion rig is the first drilling system with a directly driven drill string, completely avoiding the use of a wire (drill line). This means that vertical movement of the drill string can be controlled with an unprecedented accuracy, for pulling, pushing and holding still. There is no stretch in wires, efficiency loss or inertia in sheaves, a fast line running at ridiculous speeds, gear ratios in Drawworks and blocks, layers of wire on the drum, cut and slip. In a direct comparison with a conventional rig setup the rack and pinion rig exhibits a better efficiency factor, less start and stop inertia, no cut and slip, drastically reduced need for maintenance, as well as reduced weight. In dollars, it is more cost efficient. In the R&P Land Rig application described in this paper the pull load rating is 250 sh ton, enabling efficient drilling operations down to 5000 m. For snubbing operations, the push rating is 125 sh ton. Fully equipped for drilling with doubles, the free height between drill floor and top drive is 23 m (75 ft). With a total mast height of 37 m it is necessary to split in two mast sections for transportation along roads. A mating system connects the sections together while in horizontal position before being raised to the vertical position. Mast erection is by two skid jacks operating raising bars fixed to the mast.

5. THE TOP DRIVE [1, 2, 3, 4, 6]

Supplementing a modern drilling operation, the rack and pinion rig contains an AC-driven top drive system [10], permanently mounted by a retractable dolly to the mast by sliding pads and a pin engaged into one of the rack modules. Accordingly, during transportation the top drive resides horizontally with the full service loop connected down to interface at drill floor level. When mast is raised the top drive is ready with little hook up. The top drive is fully equipped with a mud swivel, gearbox, rotating head, torque wrench and two IBOP's, one remote operated. With lower and upper thrust bearings it can be rotated during both drilling and snubbing operations.

6. A PIPE HANDLING MAST

To offer a safe and “hands-free” drilling operation, a fully automated pipe handling system is used [12, 13, 16]. With a basis in a patented fingerboard design the pipe handling machine is smart and easy to operate. Using „curved rows”, circular to the rotational center of the pipe handling machine, the movement of tubulars into and out of rows is simplified, (Fig. 2). Vertical movement of tubulars is of course by a rack and pinion system, enabling accurate, safe and simple remote control. Necessary lifting height is achieved by an H-structure design allowing telescopic elevation.



Fig. 2. The pipe handling machine

Thus the pipe handler can be compacted for road transportation. On location, the pipe handler mast is simply raised to vertical using skid jacks and raising bars, and then ready for operation. The gripper head uses a wedge design with push safety latches to equally facilitate horizontal and vertical handling. With the design tubulars of various sizes are picked up without the need to change claws or dies. Furthermore, the gripper head engages on the flush area of tubulars and is not dependant on tool joints. Tubulars are picked up by the pipe handling machine by extending the arm to well center position, gripping the pipe, lifting off the stick up, turning to fingerboards on either side of the mast, then lowering down to simple “setback mats”. All weight of tubulars in setback is thus supported on the ground (no load on the rig structure).

7. CATWALK MACHINE AND STAND BUILDING

A Catwalk Machine is attached to the H-structure of the pipe handling mast. A cylinder tilts the catwalk from horizontal to drill floor elevation. Singles are moved towards the drill floor using a pusher. When at correct position the pipe handling machine pick up the single, turn it to vertical and into a mouse hole, which is located between well center and the iron roughneck. Using the hydraulic slips the single is secured. The catwalk machine returns to get another single, using a pipe feeder mechanism to tilt singles onto and out of the catwalk machine. With the second single picked up by the pipe handling machine it is stabbed and made up by the iron roughneck. The pipe handler picks up the double, elevate, turn and rack back to the finger boards or – racks it to well center for the drill string. All movement of catwalk machine, pipe handling system, fingerboards and iron roughneck is fully automated. The operator use pushbuttons to advance the machines in predefined steps. As no manual intervention is necessary, pipe handling operations are safer, faster and more efficient.

8. DRILL FLOOR (Fig. 3)

When transporting the pipe handling mast, both the drill floor main sections and finger boards are attached as folded wings. Using cylinders, the wings are unfolded when the pipe handler mast is raised [2, 3, 4, 5]. Both the drill floor and fingerboards „wings” are attached to the rack and pinion mast. The two masts with the cross connected „wings” form a strong and rigid structure, and with the setback load in the ground, makes the rig capable of high winds forces, without the need for guy wires. The drill floor supports hanging and pushing (upwards) loads. Again the R&P Land Rig is prepared for fast rig up and rig down with minimum of assembly and mounting work. Drill floor extensions are used to mount the driller’s cabin, and the iron roughneck.

Extensions are used to mount the driller’s cabin [8, 9, 14] and the iron roughneck [15], forming a rather large drill floor area compared with other land rigs of similar capacities. Underneath the drill floor there are adequate space for a 13 5/8” BOP, easily rigged up as a parallel activity during raising of the R&P Land Rig.

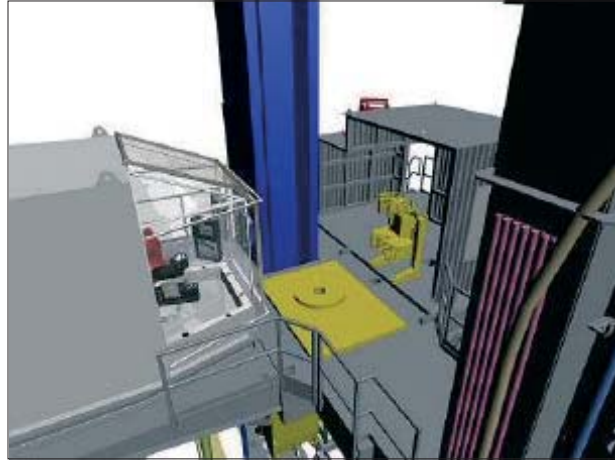


Fig. 3. Drill floor sections in new rig concept

9. SNUBBING SLIPS

As a part of a development program, Sense EDM patented a special type of slips that are used efficiently for holding both pulling and pushing loads, [17]. A wedge design makes the slips function safe and versatile for a wide range of tubular sizes. For the R&P Land Rig, it means that no special operation is necessary to go from drilling to snubbing operation, other than “reset” the slips. The hydraulic slips are remotely controlled from the operator’s chair.

10. IRON ROUGHNECK

A conventional iron roughneck mounted on a pedestal is used for make up and break out of drill pipe and casing [15]. The roughneck is remotely controlled from the operator’s chair.

11. ROTARY TABLE

A dummy 37 1/2” rotary table is used to hang off loads. Future options include rotary table rotation to position tubulars for make up, as well as two hydraulically operated slips with bearings and a locking brake to safely handle light drill strings.

12. OPERATORS CHAIR

Complimenting a modern, automated rig system is an X-COM operator’s chair, housed inside of the climate controlled driller’s cabin (Fig. 4) [8, 11]. The operator has a nice view over the rig with large windows.