

NR 8 (208)
sierpień
2016 r.
miesięcznik
Rok XVIII
ISSN 1505-523X

15,75 zł w tym 5% VAT

wiadomości

NAFTOWE I GAZOWNICZE

Biuletyn Stowarzyszenia Naukowo-Technicznego Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego



KL
V=5000m³
Ropa naftowa

PGNiG
Przemysłowa Gazownia Naftowa
i Gazownia G

ODWODNIENIE
DACHU

ODWODNIENIE
DNA



ORLEN Upstream

www.orlenupstream.pl

ODPOWIEDZIALNOŚĆ

ROZWÓJ

LUDZIE

ENERGIA

NIEZAWODNOŚĆ



GRUPA ORLEN. NAPĘDZAMY PRZYSZŁOŚĆ.

ORLEN Upstream Sp. z o.o.
ul. Prosta 70 | 00-838 Warszawa
Tel.: +48 22 778 02 00 | Fax: +48 22 395 49 69



Piotr Dziadzio
Redaktor naczelny

Szanowni Czytelnicy

Przeglądając międzynarodowe serwisy naftowe na pierwszym planie pojawia się dyskusja na temat sytuacji związanej ze zniesieniem embarga wobec Iranu oraz sytuacja branży naftowej przy spadającej cenie baryłki ropy. W dniu, gdy pisałem tę informację, była na poziomie 43 USD, czyli najniższym od marca 2009 roku. Wszyscy teraz zadajemy sobie pytanie co dalej?

Kontynuując zeszłomiesięczną informację, jaką rozpocząłem poprzednie wydanie „Wiadomości...” chcę zwrócić uwagę na dynamikę działań Iranu, który już zgłosił 45 projektów naftowych, które zaproponuje zagranicznym koncernom do zagospodarowania, w celu zwiększenia swojego wydobycia ropy i gazu, a tym samym przychodów z ich sprzedaży. Ważnym aspektem tych projektów jest to, że żadna z firm, która wejdzie w taki projekt, mimo zainwestowania swojego kapitału nie dostanie na własność złóż węglowodorów, ale otrzyma tylko część wpływów z ich eksploatacji w gotówce lub w postaci surowca. Iran nie obawia się o inwestorów, gdyż obecny koszt wydobycia tam baryłki ropy naftowej to zaledwie ok. 10 USD. Tym sposobem chce zdobyć najnowsze technologie, które dotychczas były dla niego niedostępne (lub dostępne w ograniczonym zakresie) oraz dwukrotnie zwiększyć produkcję - do 5,7 mln baryłek dziennie. Podobnie wygląda sytuacja z ogromnymi zasobami gazu ziemnego, jakimi dysponuje, ale sprawa z jego wydobyciem i przesyłem jest trudniejszą kwestią.

Plany Iranu mogą zatem być druzgocące dla wielu firm, dla których zejście do ceny za baryłkę na poziomie 20 USD jest niemożliwe, wszystko jednak na to wskazuje, że do tego może dojść.

Wynikające z tego konsekwencje są proste do przewidzenia dla branży naftowej. Wiele firm zaczyna poważnie mówić o cięciu kosztów, które mogą w prosty sposób wpłynąć na

zwiększenie efektywności. Może to zabrzmieć dość kuriozalnie, ale np. Total zarządził swoim kontraktorom zmniejszenie prędkości statków serwisowych na polach naftowych na zachodnioafrykańskim szelfie. Niższe prędkości to niższe zużycie paliwa i niższe koszty. Również BP w rejonie Zatoki Meksykańskiej wprowadziło podobne rozwiązania. Jak poinformował koncern na samej logistyce efektywniejszego wykorzystania statków i helikopterów osiągnął on 18% oszczędności.

Koszty można ciąć na wiele sposobów, oczywiście najłatwiej poprzez redukcję zatrudnienia – w wielu przypadkach może być to nieuniknione, ale można też i w inny sposób, np. Shell postanowił zredukować koszty poprzez przegląd standardów stosowanych u siebie i zweryfikować ile one kosztują i czy są niezbędne w funkcjonowaniu koncernu. Zmobilizował do ich uproszczenia do niezbędnego minimum. Funkcjonalność systemu, wartości techniczne i dyscyplina to najważniejsze praktyki, ale niepotrzebne elementy w ich obrębie mogą tworzyć niepotrzebne koszty, na co zwrócił uwagę w oficjalnym komunikacie do załogi dyrektor generalny Shell – Ben van Beurden. Również wprowadzanie nowoczesnych technologii może spowodować ograniczenie kosztów.

Państwa, które zarabiają na wysokich podatkach od kopalin zastanawiają się czy w trybie pilnym nie zweryfikować swojego stanowiska, co do kwot podatków. Czy polski parlament nie powinien również zareagować na taką sytuację i uczyć się od innych. Inwestycje mogą być całkowicie nieopłacalne jeśli koncesjonodawca „nie zauważy” głównego czynnika napędzającego biznes czyli opłacalności. Jak zwykle w takiej sytuacji trzeba zadać sobie pytanie co jest lepsze brak inwestycji, porzucanie koncesji, czy może ustępstwa i patrzenie w przyszłość? Ta sytuacja bardzo wyraźnie uderza w przedsiębiorstwa prowadzące taką działalność w Polsce. Wszyscy tną koszty, szukają oszczędności na swoich projektach, ograniczając zakupy itp, czy na tym ta sytuacja się skończy?

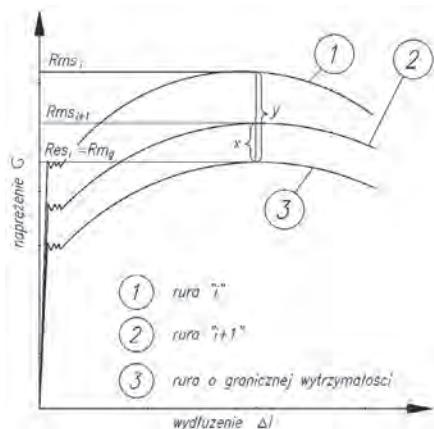
Musimy jednak na ten cały proces popatrzyć pozytywnie, czyli przez pryzmat zatrudnienia. Ludzie to największy kapitał, mając dobrych ludzi i dobre pomysły możemy osiągnąć sukces nawet w okresie recesji.

Piotr Dziadzio

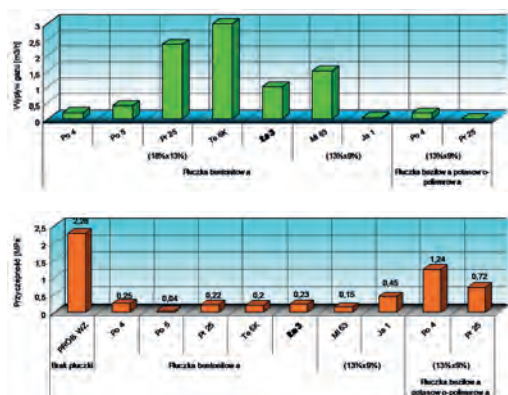


Foto: Paweł Chaga

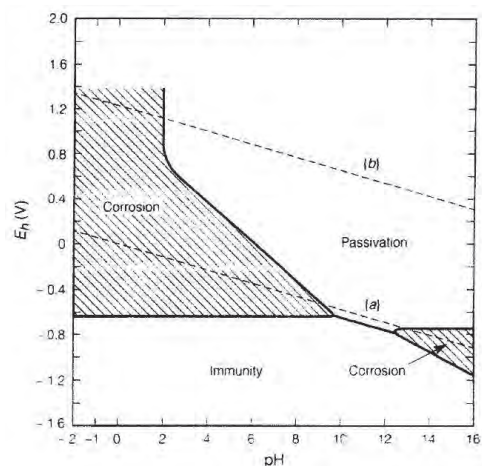
- Awaryjne gazociągów przesyłowych w aspekcie elastyczności (kruchości) wzdłużnej przewodów gazowych 4



- Minimalizacja możliwości wystąpienia migracji gazu w rejonie przedgórza Karpat 18



- Powłoki izolacyjne stosowane w ochronie przeciwkorozyjnej gazociągów 23



- Instytut na krośnieńskim rynku 29



WYDAWCA: STOWARZYSZENIE NAUKOWO-TECHNICZNE INŻYNIERÓW I TECHNIKÓW PRZEMYSŁU NAFTOWEGO I GAZOWNICZEGO
31-503 Kraków, ul. Lubicz 25, tel./fax 12 421 32 47
e-mail: sitpnig@sitpnig.pl, <http://www.sitpnig.pl>.



ADRES REDAKCJI
ul. Kościuszki 34, 38-300 Gorlice, tel./fax 18 352 64 84
e-mail: redakcja.wnig@interia.pl, <http://www.wnig.pl>

REDAKCJA BIULETYNU INFORMACYJNEGO ZARZĄDU GŁÓWNEGO
dr inż. Stanisław Szafran – przewodniczący

SKŁAD DTP:
Konrad Korona

DRUK:
FLEXERGIS Sp. z o.o., 33-300 Nowy Sącz,
ul. Elektrodowa 45C, tel. 18 444 33 44

Wersja pierwotna (referencyjna)

NAKŁAD: 1500 egz.

PRENUMERATA I KOLPORTAŻ: tel./fax 18 352 64 84

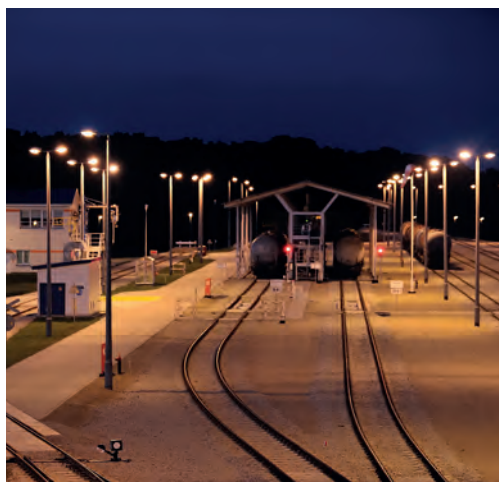
Redakcja zastrzega sobie prawo do dokonywania skrótów i korekty językowej nadesłanych tekstów.

FOTO OKŁADKA:

str. I okł. – Terminal Wierzbno PGNiG SA Oddział w Zielonej Górze. Fot. Paweł Chara

- Milionowa tona ropy z Wierzbna

30



- Kalendarium 37
- Jubileusze urodzinowe Koleżanek i Kolegów 37
- Jubileusz 90-lecia urodzin dr. inż. Ludwika Koszowicza 37



KRÓTKIE WIEŚCI Z KRAJU

- PGNiG angażuje się w poszukiwania ropy i gazu w Niemczech 31
- OPEC nie chce zmniejszyć wydobycia ropy 31
- Chiny budują gazociąg Siła Syberii 31
- Plany rozbudowy Nord Stream 31
- Turkish Stream pod znakiem zapytania 31
- Koncesje w Meksyku dostępne dla zagranicznych inwestorów 32
- Monitoring mikrosejsmiczny 32
- Benzyna w USA tańsza niż 10 lat temu 32
- LOTOS pracuje nad technologią magazynowania energii w postaci wodoru 32
- LOTOS notuje wzrosty. Czas rozpocząć Program Efektywnej Rafinacji 33
- Skonsolidowane wyniki finansowe PKN ORLEN w II kwartale 2015 r. 34
- Laboratorium Centralne Grupy ORLEN już działa 35
- ORLEN i PGNiG wspólnie poszukują gazu i ropy na Podkarpaciu 35



KULTURA

- I Magia kolorów 40



RADA PROGRAMOWA WNiG

prof. dr hab. inż. Stanisław Nagy – przewodniczący
prof. dr hab. inż. Maria Ciechanowska – z-ca przewodniczącego

Członkowie:

Urszula Furtak
Andrzej Koźlecki
Jacek Marczyk
Maciej Nowakowski
Stanisław Rychlicki
Łukasz Rys
Jan Sęp
Jerzy Stopa
Stanisław Szafran
Zygmunt Śliwiński
Magdalena Wajda

RADA NAUKOWA

prof. dr hab. inż. Kazimierz Twardowski (AGH) – przewodniczący
prof. dr hab. inż. Petr Bujok (Vysoká škola báňská – Technická univerzita Ostrava) – członek
prof. dr hab. inż. Stefan Miska (University of Tulsa) – członek

ZESPÓŁ REDAKCYJNY

Redaktor naczelny – dr Piotr Działio
Zastępca redaktora naczelnego – dr inż. Krystian Liszka
Zastępca redaktora naczelnego – prof. dr hab. inż. Rafał Wiśniowski
Sekretarz redakcji – Konrad Korona

Redaktorzy tematyczni:

dr inż. Krystian Liszka – Gazownictwo
prof. dr hab. inż. Rafał Wiśniowski – Wiertnictwo
prof. dr hab. inż. Jan Lubaś – Eksploatacja złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, inżynieria złożowa
dr inż. Grzegorz Machowski – Geologia i geofizyka naftowa
dr Wojciech Gardziński – Procesy rafinacyjne i petrochemiczne, magazynowanie i dystrybucja produktów naftowych

Awarie gazociągów przesyłowych w aspekcie elastyczności (kruchości) wzdłużnej przewodów gazowych



Maciej Hirszt

Failures of gas transmission pipelines in terms of longitudinal flexibility of gas pipes

Summary:

Gas network transmission failures are in large part related to the lack of adequate longitudinal flexibility of the gas conduit.

Where the gas conduit has flexibility corresponding to (or similar) the ductility of assembled tubes, a situation of additional (local) load of the pipeline will increase, which in most cases reduces stress by spreading them over a longer part of the pipeline. Issues relating to the design and construction of flexible gas lines are the contents of this document.

Streszczenie:

Problemy awaryjności przesyłowej sieci gazowej w dużej części związane są z brakiem odpowiedniej elastyczności wzdłużnej przewodu gazowego. W przypadku gdy przewód gazowy posiada elastyczność odpowiadającą (lub zbliżoną) do ciągliwości zamontowanych rur, to w sytuacji wystąpienia dodatkowego (miejscowego) obciążenia rurociąg ulega wydłużeniu, co w większości przypadków powoduje zmniejszenie naprężeń, poprzez rozłożenie ich na dłuższym odcinku gazociągu. Zagadnienia dotyczące projektowania i budowy elastycznych przewodów gazowych są treścią niniejszego opracowania.

W artykule drukowanym w numerze 5(205)2015 WNiG wykazano, że w większości przypadków bezpieczna eksploatacja sieci gazowej związana jest z możliwością przenoszenia przez przewód gazowy obciążeń wzdłużnych (osiowych), powstających w rzeczywistych, zmiennych warunkach obciążenia i otoczenia. Ze względu na to, że obciążenia zewnętrzne

jako mogą działać na przewód gazowy na etapie projektowania często nie są możliwe do określenia, można założyć, że podstawowym czynnikiem zwiększającym niezawodność pracy sieci przesyłowej jest uzyskanie odpowiedniej elastyczności wzdłużnej przewodu gazowego. Zagadnienia te nie były do tej pory praktycznie uwzględniane w procesie projektowania i budowy sieci przesyłowej. W przedstawionym opracowaniu pokazano wymagania i procedury, które powinny być spełnione w celu uzyskania elastycznych przewodów gazowych.

I. Wytrzymałość i elastyczność (kruchość) wzdłużna przewodów gazowych – zagadnienia ogólne

Aby zapewnić bezpieczne użytkowanie konstrukcji, podstawowym zagadnieniem jest zapewnienie jej wytrzymałości na odpowiednio wyższym poziomie w stosunku do występujących obciążeń. Dla gazociągów przesyłowych w typowych warunkach pracy, gdy głównym obciążeniem jest ciśnienie wewnętrzne, wytrzymałość obwodowa jest na odpowiednio wysokim poziomie, związanym z klasami lokalizacji gazociągu, natomiast wytrzymałość wzdłużna posiada zwiększone „zapasy”, co umożliwia przenoszenie dodatkowych obciążeń zewnętrznych (wzdłużnych) o stosunkowo dużej wartości.

Teoretyczne maksymalne naprężenia wzdłużne pochodzące od ciśnienia wewnętrznego (dla I klasy lokalizacji) wynoszą w przybliżeniu $0,5 \times 0,4 Re$ tj. $0,2 Re$, czyli posiadają, co najmniej 5-cio krotny zapas w stosunku do naprężeń równych granicy plastyczności Re .

Wytrzymałość wzdłużna przewodów gazowych posiada również bardzo duże wartości nominalne i tak np. dla gazociągu DN 500 o grubości ścianki $g = 10\text{ mm}$, wykonanego z materiału L360NB naprężenia wzdłużne o wartości równej granicy plastyczności materiału rury występują, gdy gazociąg przenosi siłę osiową o wartości ok. 5400 kN (540T), natomiast przekroczenie naprężeń doraźnych (niszczących) następuje przy obciążeniu osiowym powyżej 7500 kN (750T).

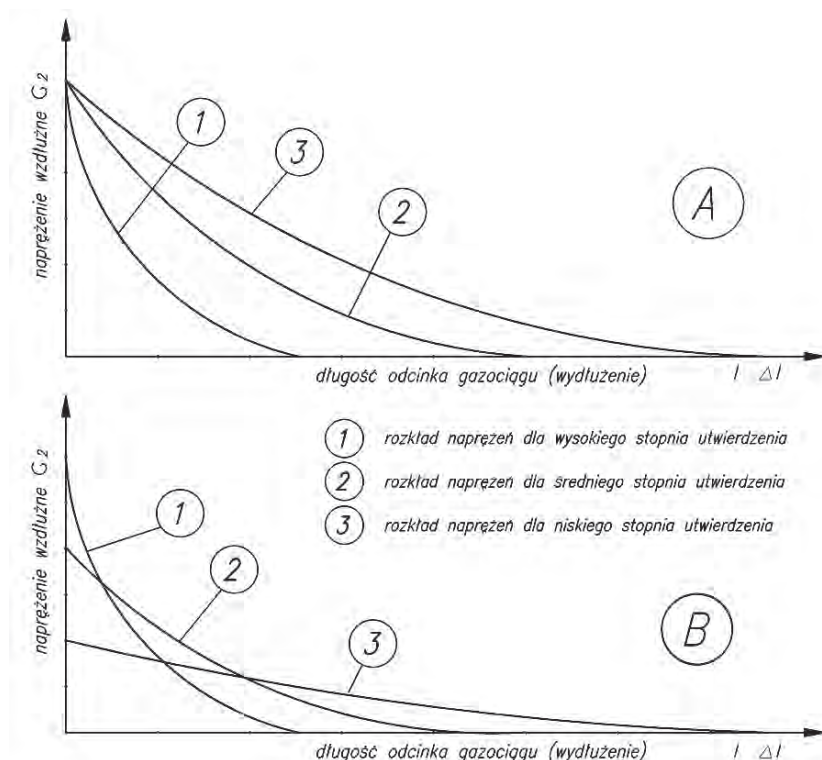
Duża (odpowiednia) wytrzymałość to jednak tylko jeden z elementów bezpiecznej eksploatacji konstrukcji budowlanych. Ostatnio coraz częściej w normach europejskich jak i światowych

pojawia się zagadnienie elastyczności konstrukcji, jako istotnego elementu umożliwiającego bezpieczną eksploatację obiektu budowlanego, pracującego w zmiennych warunkach.

Dlatego też w przypadkach, gdy nie można w sposób ścisły określić występujących obciążeń, jakie mogą wystąpić w całym okresie eksploatacji *każda konstrukcja budowlana po przekroczeniu naprężeń powyżej granicy plastyczności Re powinna posiadać możliwość odkształcenia, przy przenoszeniu pełnego obciążenia*, wynika stąd, że konstrukcja powinna w pewnych granicach „poddawać” się obciążeniu i np. przy zaistnieniu naprężeń rozciągających w pierwszym okresie (przed zniszczeniem) odpowiednio się wydłużyć. Dzięki takiej elastyczności naprężenia związane z miejscowym oddziaływaniem rozkładają się na większej przestrzeni (np. na większej długości przewodu rurowego) i przez to ich wartość może ulec zmniejszeniu. Dopiero przy dalszym działaniu obciążenia, po przekroczeniu wydłużenia maksymalnego konstrukcja ulega zniszczeniu. Zapewnienie takiego warunku w sposób zdecydowany zwiększa niezawodność pracy każdej konstrukcji, zwłaszcza takiej, na którą mogą oddziaływać dodatkowe, ponadnormatywne obciążenia.

Zagadnienie to dotyczy również gazociągów, gdy elastyczny przewód gazowy, który nie jest sztywno utwierdzony, ma całkowitą lub częściową zdolność liniowego przemieszczania się w gruncie (utwierdzenie liniowe). W takim przypadku dodatkowe obciążenia miejscowe (osiowe) rozkładają się na dłuższych odcinkach gazociągu i ich wielkość maksymalna ulega zmniejszeniu. W przypadkach, gdy obciążenia zewnętrzne są ciągłe lub nawet narastające (czynne osuwiska poprzeczne, przekroczenia cieków wodnych w strefie ruchomego dna) elastyczność przewodu gazowego może wydłużyć czas jego eksploatacji.

Teoretyczny przebieg naprężeń wzdłużnych w przewodzie gazowym, w przypadku zaistnienia miejscowego obciążenia (wzdłużnego), w zależności od stopnia utwierdzenia (liniowego) gazociągu w gruncie pokazano na rys. nr 1. A i B. Przedstawione krzywe dotyczą przewodu gazowego po jednej stronie punktu (miejsca) występowania zewnętrznego (dodatkowego)



Rys. nr 1. Rozkład naprężeń i wydłużeń przewodu gazowego przy działaniu miejscowego obciążenia powodującego powstawanie w przewodzie gazowym naprężeń osiowych w przypadku „wysokiego”, „średniego” i „słabego” utwardzenia.

obciążenia. Na rys. 1.A pokazano rozkład naprężeń i wydłużeń przewodu gazowego, przy dodatkowym obciążeniu (np. ruchome osuwisko), w którym obciążenie (mimo występujących przemieszczeń wzdłużnych rurociągu) występuje w sposób ciągły (nie ulega zmniejszeniu). Dla niskiego stopnia utwardzenia naprężenia maksymalne występują przy znacznie większych wydłużeniach (przemieszczeniach), na dłuższym odcinku przewodu gazowego niż w przypadku wysokiego stopnia utwardzenia, co wydłuża czas pracy, do chwili zaistnienia awarii. Natomiast na rys. B pokazano rozkład naprężeń przy chwilowym obciążeniu miejscowym, gdy przewód gazowy ma możliwość częściowego przemieszczania się (utwardzenie liniowe) i po tym przemieszczeniu układ w nowych warunkach równowagi zachowuje się stabilnie. Dla tego przypadku, przy istnieniu elastyczności wzdłużnej naprężenia miejscowe rozkładają się na dłuższym odcinku a ich wartość w miejscu występowania tego obciążenia ulega istotnemu zmniejszeniu i w związku z tym gazociąg w dalszym ciągu może być bezpiecznie eksploatowany. Stopień tego zmniejszenia jest tym większy im większa jest elastyczność przewodu gazowego oraz niższy stopień utwardzenia.

Jak już powiedziano powyżej, zapewnienie elastyczności wzdłużnej przewodu gazowego jest jednym z podstawowych warunków dla wieloletniej, bezawaryjnej pracy sieci przesyłowej. Jest to stwierdzenie słuszne dla większości przypadków eksploatacyjnych, których

najczęstszym jest zmienne utwardzenie liniowe (w gruncie), a występujące dodatkowe obciążenia nie narastają w sposób gwałtowny. W praktyce występują przypadki, gdy elastyczność przewodu gazowego przy miejscowym obciążeniu nie zapewnia odpowiedniego wydłużenia rury i zmniejszenia naprężeń miejscowych. Taka sytuacja będzie miała miejsce, gdy na przewodzie gazowym są montowane specjalne płyty oporowe, stabilizujące i uniemożliwiające przemieszczanie się przewodu gazowego, a także w przypadkach, gdy np. gazociąg jest „solidnie” utwardzony (np. poprzez dobrze „ubity”, suchy grunt o dużym kącie tarcia) i mimo dużej ciągliwości przewodu rurowego na danym odcinku układ gazociąg-grunt zachowuje się jak ciało sztywne.

Skrajnym przykładem odzwierciedlającym opisane powyżej zjawisko może być sytuacja, gdy gazociąg po wieloletniej eksploatacji został wypłycony lub np. z uwagi na skaliste podłoże od początku eksploatacji znajduje się w strefie przemarzania gruntu. Powoduje to, że w okresach zimowych, gdy dodatkowo temperatury przepływającego w gazociągu paliwa gazowego są równe lub mniejsze niż 0°C , następuje całkowite zamarznięcie gruntu (wraz z gazociągiem) i usztywnienie układu gazociąg - grunt. Występowanie takich przypadków, w których gazociąg jest sztywno złączony z otaczającym go gruntem (utwardzenie całkowite) i nawet pod wpływem bardzo dużych sił osiowych nie podlega nawet mikroprzemieszczeniom. jest

możliwe, ale nie często spotykane. Nie zmienia to przedstawionej tezy, że elastyczność wzdłużna przewodu gazowego jest jednym z podstawowych warunków wieloletniej bezawaryjnej pracy sieci przesyłowej.

Elastyczność przewodu gazowego można uzyskać, gdy do budowy gazociągów używa się rur o dużej ciągliwości. Stal używana do budowy rur przeznaczonych na gazociągi przesyłowe powinna spełniać wiele wymogów, z których jednym z ważniejszych jest zapewnienie odpowiedniej ciągliwości, czyli wydłużenia pod wpływem działania sił (naprężeń) na odpowiednim poziomie. Zwykle wymagania dla materiału rur są na poziomie ok. 20% czyli próbka (np. typu A10) w czasie próby wytrzymałościowej, przed zerwaniem powinna wydłużyć się o 20% początkowej długości. Charakterystyki wytrzymałościowe stali posiadające cechy ciągliwości pokazano na rys. nr 2. Wynika z nich, że w pierwszej fazie wzrostu naprężeń (do umownej R_{02} lub wyraźnej granicy plastyczności R_{t05}) wydłużenia są na bardzo niskim poziomie (odpowiednio na poziomie 0,2 i 0,5%). Istotne wydłużenia zachodzą dopiero po przekroczeniu granicy plastyczności i ich wartość jest na poziomie kilkadziesiąt razy wyższym (do momentu zerwania próbki).

Aby uzyskać elastyczność przewodu gazowego na możliwie najwyższym poziomie, wynikającym z elastyczności i wytrzymałości poszczególnych elementów tworzących przewód gazowy tj. rur, spoin obwodowych, elementów kształtowych montowanych na rurociągach, każdy z tych elementów powinien posiadać odpowiednie parametry techniczne.

Mając na uwadze właściwy opis parametrów użytkowych gazociągu wprowadzono definicję wraz z uwarunkowaniami określającymi teoretyczną miejscową i odcinkową elastyczność (kruchość) wzdłużną przewodu gazowego, dla zmiennej wytrzymałości poszczególnych elementów (rur), przy uwzględnieniu rur o tej samej (nominalnej) grubości ścianki, co pokazano graficznie na rys. nr 2. Kruchość wzdłużna (bezwzględna) przewodu gazowego zachodzi wtedy, gdy co najmniej jeden z elementów rozpatrywanego odcinka gazociągu posiada maksymalną wytrzymałość R_{m1} na poziomie mniejszym niż granica plastyczności R_{e2} dla pozostałych (dominujących) elementów odcinka gazociągu.

Wynika stąd, że zjawisko (strefa) tzw. kruchości bezwzględnej zachodzi wtedy, gdy przy obciążeniu wzdłużnym, dla najsłabszego elementu wybranego odcinka przewodu rurowego (np. rura, spoina obwodowa) następuje przekroczenie naprężeń doraźnych (niszczących) w sytuacji, gdy pozostałe elementy rozpatrywa-

nego odcinka przewodu gazowego nie wydłużą się więcej niż wynosi wartość wydłużenia dla granicy plastyczności $R_{t0.5}$, czyli ok. 0,5%.

Zjawisko wzdluznej elastycznosci (pelnej) przewodu gazowego zachodzi wtedy, gdy wszystkie elementy danego odcinka gazociagu wykonane sa z ciagliwych elementow, posiadaja te same lub zblizone parametry wytrzymaosciowe R_e i R_m (krzywe „1” i „2” na rys. nr 2), a ponadto spoiny obwodowe laczące poszczególne rury wykonane sa z pelna wytrzymaoscia materialu rodzimego, co gwarantuje, ze w przypadku powstania ponadnormatywnych naprezien, przed powstaniem ewentualnej awarii (zniszczeniem konstrukcji) przewód gazowy wydłuży się o wielkość, zbliżoną do sumy maksymalnych wydłużeń poszczególnych rur, wynikających z ich nominalnej ciagliwości.

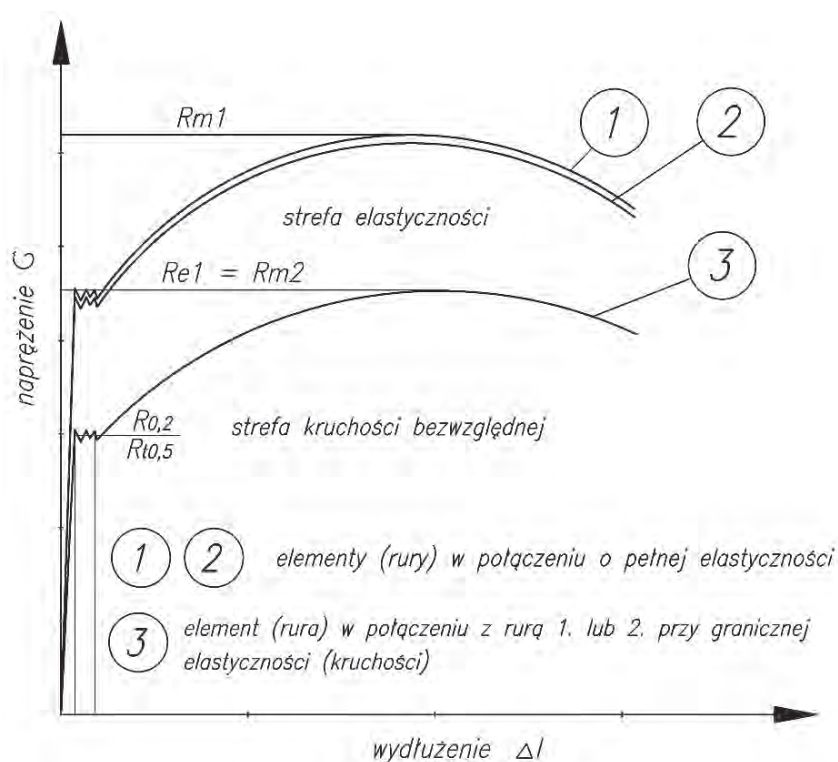
W przypadku kruchego odcinka gazociagu (kruchosc bezwzeględna) jego wydłużenie przy działaniu krytycznej (niszczacej) siły osiowej dla materialu rury o wydłużeniu względnym $A_{10}=20\%$ (wg. PN-EN 10208-2), będzie na poziomie czterdziestokrotnie nizszym, niz teoretyczne maksymalne wydłużenie (elastycznosc pelna), wynikające z ciagliwości zabudowanych rur.

Pomiedzy strefa kruchosci bezwzeględnej a stanem elastycznosci pelnej znajduje się strefa mozliwej do uzyskania elastycznosci wzdluznej. Warunki jakie powinny być spełnione, aby przewód gazowy posiadal odpowiedni stopien elastycznosci podano w dalszej czesci opracowania.

Pokazane na rys. nr 2 i zdefiniowane powyzej teoretyczne strefy kruchosci bezwzeględnej i pelnej elastycznosci przewodu gazowego maja jedynie teoretyczny charakter, pozwalajacy zobrazowac opisywane zagadnienie. Praktycznie rzecz ujmujac uzyskanie pelnej elastycznosci przewodu gazowego na dluzszym odcinku jest bardzo trudne, natomiast stan kruchosci bezwzeględnej jest niestety czestym zjawiskiem zwlaszcza w tzw. „slabych miejscach” na eksploatowanych gazociagach a takze moze zaistniec na nowych odcinkach sieci gazowej, mimo tego, ze przewód gazowy byl lub będzie budowany zgodnie z aktualnymi normatywami.

Budowa gazociagów z zachowaniem elastycznosci wzdluznej jest bardzo waznym zagadnieniem, gdyz jak juz powiedziano wiekszosc awarii gazociagów (powstajacych z roznych przyczyn) spowodowana jest przekroczeniem wzdluznej wytrzymaosci przewodu gazowego.

Można nawet pokusic się o tezę, że w wielu przypadkach bardziej niezawodną eksploatację sieci przesyłowej można będzie prowadzić na odcinkach, dla których dobra-



Rys. nr 2 Strefy kruchosci (elastycznosci) miejscowej i odcinkowej przewodu gazowego

no współczynniki projektowe dla III klasy lokalizacji ($f_0=0,72$) przy zapewnieniu pracy gazociagu w strefie elastycznej niż dla odcinków I klasy lokalizacji ($f_0=0,4$), przy pracy gazociagu w strefie bezwzeględnej kruchosci wzdluznej.

Aby zapewnić odpowiednią elastycznosc pracy przewodu gazowego konieczne jest spełnienie wielu warunków tj. m. in:

1. Stosowanie rur o duzej ciagliwości (duzym wydłużeniu względnym) i stosunkowo malym stosunku R_e/R_m .
2. Stosowanie rur o jednakowej (zblizonej) wytrzymaosci wzdluznej.
3. Wykonywanie spoin obwodowych o współczynnikiem oslabienia $Z=1$, odpornych na kruche peknie.
4. Montaz elementow ksztaltowych o odpowiedniej wytrzymaosci, aby nie doprowadzalo do miejscowego oslabienia.
5. Skuteczna eliminacja wad przewodu gazowego mogacych powstawac w czasie jego eksploatacji, majacych wplyw na jego wytrzymaosc.

Ad. 1. Odpowiednie wydłużenie wzgledne rur przeznaczonych do budowy gazociagów przesylowych jest warunkiem koniecznym, wynikajacym z zapisów norm PN-EN 10208-2 jak i PN-EN-ISO 3183 wg których rury musza posiadac minimalne wydłużenie wzgledne na wysokim poziomie ($A_{10}=18\div 22\%$). Innym problemem jest współczynnik R_e/R_m , którego odwrotnosc określa „zapas” wytrzymaosci (maksymalnej) materialu w stosunku do granicy

plastycznosci. W miare mozliwosci współczynnik ten powinien być na stosunkowo niskim poziomie, co w takim przypadku zapewnia duzy zapas wytrzymaosci. Umozliwia to na rozpatrywanym odcinku przewodu gazowego latwiejsze uzyskanie efektu elastycznej pracy, przy roznicach wytrzymaosci poszczegolnych rur i spoin obwodowych wykonywanych ze współczynnikiem $Z<1$. Niestety przy stosowaniu do budowy rur materialów o wysokiej wytrzymaosci, dla których współczynnik R_e/R_m jest na poziomie 0,9 uzyskanie elastycznosci wzdluznej przewodu gazowego jest bardzo trudne i w aktualnych uwarunkowaniach budowy gazociagów przesylowych moze zaistniec tylko w sposob przypadkowy.

Ad. 2. Aby mógł zaistniec stan elastycznosci danego odcinka przewodu gazowego pozadzana jest taka sama wytrzymaosc (z niewielkimi odchyleniami) wszystkich elementow (rur). Nie jest to mozliwe w sytuacji, gdy jedynym kryterium doboru rur jest zgodnosc z istniejacymi normami. Dla rur wykonanych wg PN-EN-ISO 3183 z materialu (stali) L360NB granica plastycznosci R_e moze zawierac się w granicach $360\div 530$ MPa) i w przypadku, gdy wieksza czesc danego odcinka gazociagu zostala wykonana z rur o rzeczywistej wytrzymaosci 530 MP a tylko jedna o wytrzymaosci $360\div 400$ MP, to w sytuacji zaistnienia duzego obciazenia (wzdluznego) przewód gazowy na tym odcinku będzie zachowywal się jak element kruchy, gdyz naprezienia niszczace (powyzej R_m) dla najsilabszego elementu o wytrzymaosci $R_e=360\div 400$ MPa

i $R_m=490\div530$ nie spowodują przekroczenia granicy plastyczności R_e dla rur o $R_e=530$ MPa, czyli nie wystąpi plastyczne wydłużenie materiału innych elementów (rur). W przypadku dodatkowych obciążeń miejscowych nie nastąpi więc uśrednienie i zmniejszenie naprężeń poprzez wydłużenie rur na większym odcinku i naprężenia będą skoncentrowane na tym jednym najsłabszym elemencie. Tak więc stosowanie rur w oparciu wyłącznie o wymagania norm nie jest wystarczające do uzyskania odpowiedniej elastyczności przewodu gazowego, nawet dla przypadku, gdy spoiny obwodowe wykonane są z pełną wytrzymałością materiału rur ($Z=1$).

W związku z tym w fazie projektowania i budowy należy przeprowadzić kalibrację (dobór) rur na poszczególne odcinki gazociągu. Kalibracja ta powinna polegać przede wszystkim na doborze rur w rozpatrywanym odcinku gazociągu o zmniejszeniu tolerancji wykonania (wymóg projektowy) w zakresie wytrzymałości materiału z uwzględnieniem rzeczywistej grubości ścianki (wytrzymałość wzdłużna). Konieczny jest również optymalny dobór poszczególnych rur (w trakcie budowy) tak, aby różnice wytrzymałości wzdłużnej kolejno łączonych ze sobą elementów (rur) były na jak najniższym poziomie.

Ad 3. Bardzo ważną sprawą dotyczącą możliwości elastycznej eksploatacji przewodu gazowego jest wytrzymałość spoin obwodowych łączonych rur. Powinno dążyć się do tego, aby wszystkie spoiny obwodowe posiadały współczynnik osłabienia złącza spawanego na poziomie $Z=1$ lub zbliżony do tej wartości, w odniesieniu do rzeczywistej wytrzymałości materiału rodzimego rury, czyli wytrzymałość spoin nie powinna być mniejsza niż wytrzymałość materiału rury. Problem wykonywania spoin obwodowych z określonym współczynnikiem „Z” omówiono w pkt. IV.

Możliwość projektowania i eksploatacji przesyłowej sieci gazowej przy zachowaniu elastyczności wzdłużnej przewodu gazowego jest trudna do uzyskania, zwłaszcza w przypadku stosowania rur o podwyższonej wytrzymałości uzyskiwanej przez dodatkową obróbkę cieplną lub (i) mechaniczną.

W przypadku stosowania rur w stanie normalizowanym (N) teoretycznie i praktycznie można wykonać spoiny obwodowe o współczynniku złącza spawanego $Z=1$ w odniesieniu do materiału rodzimego rury, a obróbka cieplna takich spoin, łącznie z wyżarzaniem normalizującym nie powoduje osłabienia wykonanego połączenia, a wręcz odwrotnie, jest czynnikiem wpływającym na polepszenie parametrów eksploatacyjnych wykonanych spoin, co jest bardzo istotne zwłaszcza w przypadku występowania

drgań i pulsacji ciśnienia np. na orurowaniu tłoczni gazu wyposażonej w sprężarki tłokowe. Inaczej może być w przypadku rur, gdzie końcową wytrzymałość uzyskuje się poprzez specjalną obróbkę cieplno-mechaniczną, czyli walcowanie termomechaniczne (M) lub ulepszanie cieplne (Q). Dla takich rur mimo stosowania w procesach spawania spoiwa o wyższej wytrzymałości od materiału rodzimego z uwagi na możliwą rekrytalizację lub „odpuszczanie” ulepszanego materiału rury (stal) i obniżenie wytrzymałości w strefie wpływów ciepła spoiny obwodowej, otrzymanie współczynnika złącza spawanego na poziomie $Z=1$ jest trudne a w niektórych przypadkach praktycznie niemożliwe.

Ad. 4. Osobnym problemem związanym z wytrzymałością i elastycznością wzdłużną przewodów gazowych jest montaż na istniejących (eksploatowanych) gazociągach elementów takich jak np. łuki, trójniki kute, fittingi stosowane przy pracach na czynnych gazociągach, jak również odgałęzienia (trójniki spawane) przy zastosowaniu np. tzw. „weldoletów”, wykonywanych wg norm ASME B16, montowanych na gazociągach w czasie włączeń do istniejącej sieci tzw. metodą „tradycyjną”, przy odgazowanym rurociągu. W przypadku montażu ww. elementów na przewodach gazowych o wysokiej wytrzymałości (typu M lub Q) mogą występować problemy z wytrzymałością takich połączeń. Przy pracach hermetycznych na czynnych gazociągach (montaż fittingów) mamy do czynienia dodatkowo z problemem intensywnego chłodzenia poprzez strugę gazu płynącą wewnątrz przewodu rurowego. Natomiast podczas montażu (spawania) „weldoletów” o stosunkowo masywnej budowie istnieje problem z wprowadzaniem dużych ilości ciepła do łączonych elementów. W pierwszym przypadku (fittingi) możemy mieć do czynienia z pogorszeniem ja-

kości złączy spawanych (kruche pękanie) natomiast w drugim przypadku („weldolety”) może wystąpić obniżenie wytrzymałości na skutek zmiany struktury materiału tj. tzw. „odpuszczania” w miejscu działania wysokiej temperatury.

W sytuacji montażu elementów kształtowych na gazociągu zarówno w czasie budowy jak i eksploatacji (włączenia do sieci) należy obligatoryjnie przyjąć zasadę, że nawet w przypadku istnienia dużych nadwyżek wytrzymałości w stosunku do występujących obciążeń ciśnieniowych, w żadnym przypadku nie można doprowadzać do osłabienia przewodu gazowego zarówno w zakresie wytrzymałości obwodowej jak i wzdłużnej w stosunku do wytrzymałości sąsiednich elementów (rur).

Wszystkie wymienione powyżej elementy (w odróżnieniu od rur) mogą posiadać większą wytrzymałość od elementów sąsiednich, gdyż z uwagi na stosunkowo bardzo małą długość w stosunku do długości całego rozpatrywanego odcinka gazociągu, mimo zmniejszenia elastyczności miejscowej, zmniejszenie elastyczności wzdłużnej (całego odcinka) praktycznie nie występuje.

Ad. 5. W niektórych przypadkach w czasie eksploatacji, mimo tego, że gazociąg był wykonany wg odpowiednich procedur mogą uzewnętrznić się wady, które nie zostały wykryte w procesie inwestycyjnym takie jak np. wady materiałowe rur, pęknięcia spoin, a także powstałe w czasie eksploatacji jak np. wżery korozyjne spowodowane wadami izolacji ...itp. Wady te powinny być skutecznie wykrywane i eliminowane tak, aby nie tworzyły na gazociągach „słabych miejsc”. Wykrywanie i eliminacja na eksploatowanym gazociągu pęknięć spoin, ubytków korozyjnych jest możliwa w zasadzie tylko poprzez badanie tłokami pomiarowymi. Natomiast wykrywanie nieciągłości powłok



Budowa gazociągu przesyłowego w pagórkowatym terenie [10]

izolacyjnych jest możliwe w czasie bieżącej eksploatacji. W przypadku braku kontroli powłok izolacyjnych gazociągu i jednoczesnym występowaniu prądów błądzących na powierzchni przewodu gazowego mogą powstawać wżery korozyjne, które mogą zmniejszać wytrzymałość gazociągu.

Opisane powyżej ogólne zagadnienia dotyczące elastyczności przewodu gazowego wymagają uszczegółowienia oraz sformułowania kryteriów, a także określenia procedur umożliwiających projektowanie i eksploatację gazociągów, dla których wymagany jest odpowiedni stopień elastyczności wzdłużnej.

Ze względu na to, że każda rura posiada indywidualne cechy jak: wytrzymałość materiału, ciągliwość (wydłużenie), rzeczywistą i nominalną grubość ścianki, a ponadto w nietypowych przypadkach spoiny obwodowe łączące poszczególne rury mogą posiadać różne współczynniki złącza spawanego „Z”, konieczne jest uwzględnienie wzajemnej korelacji tych czynników umożliwiające zaistnienie na wymaganym poziomie stanu elastyczności miejscowej, a następnie odcinkowej. W związku z powyższym określono (wstępnie) formułę pozwalającą wyznaczać elastyczność w zakresie dwóch łączonych ze sobą rur (elastyczność miejscowa), co poprzez dołączanie kolejnego, wybranego elementu do następnego połączenia (następnej rury) stanowi podstawę do wyznaczenia elastyczności na dłuższym odcinku gazociągu (elastyczność odcinkowa). Obliczeniową elastyczność wyznacza się dla rur, o znanych parametrach wytrzymałościowych i przyjętego (teoretycznie) współczynnika obwodowego złącza spawanego „Z”, który jest dobierany przy uwzględnieniu materiałów rur i dostępnych na placu budowy technik spawalniczych, co powinno dawać pewność wykonania spoin o przyjętej wielkości „Z”. Rury powinny być ustawione w zoptymalizowany szereg, przy uwzględnieniu alternatyw pokazanych graficznie na rys. nr 3.

W nawiązaniu do powyższego wprowadzono (zdefiniowano) trzy umowne strefy (stany) odcinkowej kruchości (elastyczności) wzdłużnej przewodu gazowego, a w dalszej części pokazano metody ich wyznaczania.

1. Stan kruchości (umownej) przewodu gazowego, dla którego średnia elastyczność wzdłużna „E” (wydłużenie przy przekroczeniu naprężeń doraźnych (niszczących)) wyznaczona dla danego odcinka, nie przekracza 4%.
2. Stan pólelastyczności przewodu gazowego, dla którego przy osiągnięciu naprężeń doraźnych średnia elastyczność wzdłużna „E” mieści się w zakresie 4% ÷ 10%.

3. Stan elastyczności przewodu gazowego, dla której przy osiągnięciu naprężeń doraźnych średnia elastyczność wzdłużna „E” jest większa niż 10%.

II. Analityczne wyznaczenie miejscowej i średniej odcinkowej elastyczności wzdłużnej

Analityczne wyznaczenie średniej elastyczności odcinkowej powinno przebiegać wg podanej poniżej procedury:

II.1. Wyznaczenie elastyczności miejscowej (punktowej),

Pierwszym krokiem umożliwiającym określenie elastyczności przewodu gazowego jest wyznaczenie elastyczności punktowej (miejscowej) E_i , dotyczącej dwóch sąsiadujących ze sobą rur tj. rury bazowej „i” i łączonej z nią rury „i+1”, z uwzględnieniem łączącej je spoiny obwodowej, przy uwzględnieniu malejącego lub rosnącego (pod względem wytrzymałości) ciągu rur. Kolejne wyznaczanie elastyczności punktowej dla następnych par rur (połączeń) w których rura „i+1” staje się rurą bazową, umożliwia określenie średniej elastyczności dłuższego odcinka sieci gazowej.

Wykresy obrazujące sposób wyznaczania elastyczności miejscowej pokazano na rys. nr 3.

$$E_i = A_{is} * k_i * Z_s$$

gdzie:

E_i – elastyczność (ciągliwość) miejscowa (punktowa) dotycząca dwóch sąsiadujących ze sobą rur wraz z uwzględnieniem parametrów łączącej je spoiny obwodowej.

$$A_{is} = \frac{A_i + A_{i+1}}{2} \text{ – średnie wydłużenie (ciągliwość) pary rur}$$

$$k_i = \frac{x}{y} = \frac{Rms_{i+1} - Res_i}{Rms_i - Res_i} \text{ –}$$

współczynnik wyrównawczy (p. rys. nr 3)

$Rms_i = Rm_i * g_{wi}$ – skorygowana wytrzymałość maksymalna Rm uwzględniająca rzeczywistą grubość ścianki rury

$Res_i = Re_i * g_{wi}$ – skorygowana granica plastyczności Re uwzględniająca rzeczywistą grubość ścianki rury

$$g_{wi} = \frac{g_{rzi}}{g_n} \text{ – współczynnik grubości rzeczywistej rury}$$

g_{rzi} – rzeczywista (średnia) grubość ścianki rury

g_n – nominalna grubość ścianki rury

$$Z_s = Z * \frac{Rms_{i+1} * Z - Res_i}{Rms_i - Res_i}$$

– współczynnik korekcyjny złącza spawanego (tylko wartość dodatnia).

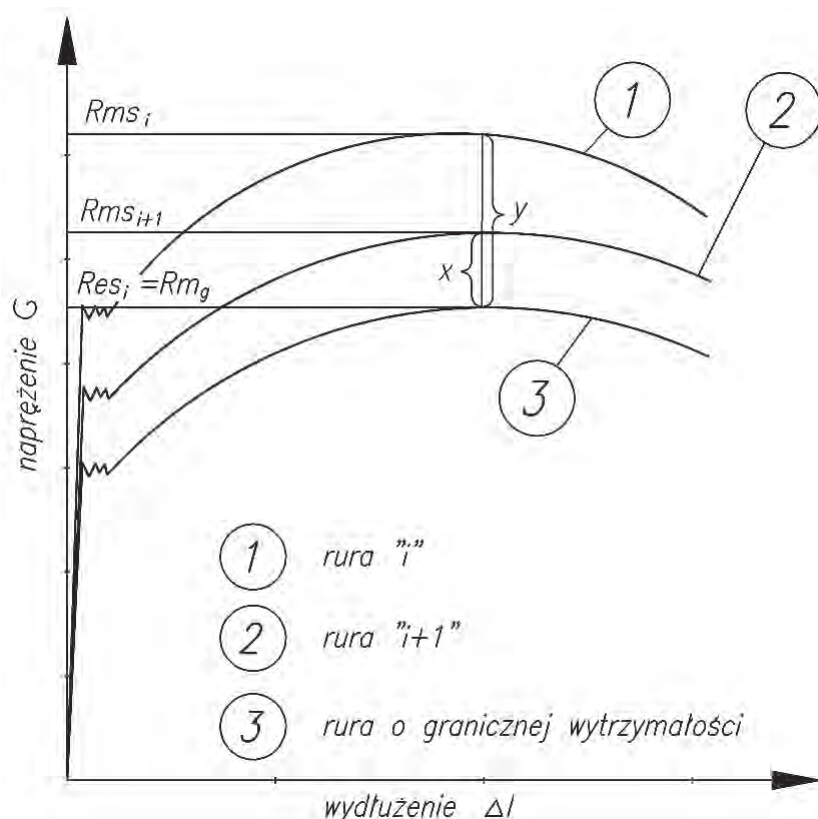
Elastyczność przewodu gazowego wyznacza się dla takich samych rur o tej samej średnicy zewnętrznej i nominalnej grubości ścianki, ale z uwzględnieniem różnic wytrzymałości materiału i grubości ścianek poszczególnych elementów (rur) oraz przyjętego współczynnika złącza spawanego spoiny obwodowej „Z”, łączącej rury.

Aby wyznaczyć elastyczność miejscową konieczne jest wyznaczenie w pierwszej kolejności krzywej dla rury o granicznych parametrach wytrzymałościowych (w stosunku do rury bazowej), dla której stan elastyczności przechodzi w stan kruchości tj., gdy $Res_i = Rmg$, przy uwzględnieniu parametrów wytrzymałościowych materiału rur i współczynnika zależnego od rzeczywistej grubości ścianki. Pomiedzy tymi krzywymi znajduje się obszar elastyczności. Wielkość (stopień) elastyczności miejscowej dwóch połączonych elementów (rur) zależy od położenia krzywej „2” (rys. nr 3) w stosunku do krzywych „1” i „3” tj. wielkości „x” (dla rury „i+1”) w stosunku do wielkości „y”, która obrazuje zakres możliwej elastyczności. Dla współczynników obwodowego złącza spawanego $Z < 1$ zakres elastyczności ulega istotnemu zmniejszeniu, co odzwierciedla zdefiniowany współczynnik „Zs”.

Przedstawiony tok obliczeń dotyczy przypadku ustawienia malejącego pod względem wytrzymałości ciągu rur o tej samej długości (linia nr 2 na rys nr 3.). W przypadku ciągu rosnącego należy postępować podobnie i charakterystykę rury o granicznej wytrzymałości (3) sytuować ponad krzywą (1) wytrzymałości rury bazowej. Również w przypadku, gdy rozpatrywany odcinek przewodu gazowego składa się z rur o różnej długości lub grubości nominalnej przedstawiony tok obliczeń będzie wymagał uzupełnienia.

Współczynnik grubości rzeczywistej należy wyznaczyć poprzez fizyczny pomiar grubości ścianki rury (wartość średnia wielopunktowego pomiaru) w stosunku do grubości nominalnej. Może on przyjmować wartości większe niż 1 (dla rur o grubszych ściankach) jak również mniejsze niż 1 (dla rur o cieńszych ściankach)

Współczynnik wyrównawczy złącza spawanego „Zs” wyliczony wg powyższego wzoru może przybierać (obliczeniowo) wartości ujem-



Rys. nr 3. Rysunek pomocniczy do ustalania elastyczności miejscowej, dla rur o tej samej grubości nominalnej

ne, co znaczy, że dla takiego przypadku graniczna wartość „Zs”, dla której istnieje elastyczność wzdłużna została przekroczona i układ wykazuje cechy kruchości bezwzględnej. Zerowa wartość „Zs” określa granicę kruchości bezwzględnej i wszystko, co jest poniżej tej granicy (wartości ujemne) również jest kruchością bezwzględną.

Z przedstawionych wzorów wynika, iż w przypadku konieczności zachowania odpowiedniej elastyczności przewodu gazowego i doboru następnej rury do połączenia jej z rurą poprzedzającą, gdy współczynnik złącza spawanego $Z < 1$ oraz gdy występuje różnica wytrzymałości rur, na ich połączeniu występuje punkt kruchości bezwzględnej. Zaistnienie takiej sytuacji oznacza, że rura ta nie nadaje się do zabudowy w tym konkretnym miejscu, ale może nadawać się do zabudowy na innym odcinku gazociągu, dla którego dobrano rury o innej wytrzymałości.

II.2. Wyznaczenie średniej elastyczności odcinkowej

Opisana powyżej metoda wyznaczania elastyczności punktowej jest pierwszym krokiem do określenia elastyczności na dłuższym odcinku przewodu gazowego, poprzez wyznaczenie średniej elastyczności odcinkowej dla wszystkich punktów elastyczności miejscowej wchodzących w skład rozpatrywanego odcinka tj.:

$$E = \frac{\sum E_i}{n} \quad \text{gdzie: } E_i \text{ – poszczególny element elastyczności miej-}$$

scowej na rozpatrywanym odcinku gazociągu, n – ilość elementów składowych (rur) na rozpatrywanym odcinku.

Powyższy wzór określa średnią elastyczność wzdłużną, która dla przyjętych wartości powinna zapewnić warunki dla bezpiecznej eksploatacji w przypadku takiej samej lub zbliżonej wytrzymałości wszystkich rur rozpatrywanego odcinka i takich samych warunków posadowienia gazociągu.

W praktyce jednak konieczne jest uwzględnienie zmian, jakie istnieją na trasie gazociągu tj. zmian wytrzymałości rur, a także warunków posadowienia mających wpływ na stopień utwardzenia, który określa możliwość przemieszczania się odształceń (wydłużeń) i naprężeń wzdłuż przewodu gazowego. Dla mniejszych stopni utwardzenia wydłużenia te zachodzą na większej długości gazociągu i odwrotnie dla większych stopni utwardzenia zjawiska te zachodzą na ograniczonym odcinku.

Miarą bezpieczeństwa eksploatacji gazociągu w przypadku wystąpienia miejscowego obciążenia jest całkowite wydłużenie, jakie może nastąpić w sytuacjach ekstremalnych, przy przenoszeniu pełnego obciążenia, czyli rzeczywista elastyczność rozpatrywanego odcinka przewodu gazowego. Tak więc, dla słabego utwardzenia bezpieczną (elastyczną) pracę przewodu gazowego można osiągnąć nawet przy stosunkowo niskim wydłużeniu jednostkowym każdej z rur

(pary rur), natomiast dla solidnego utwardzenia liniowego, gdzie wydłużenie pod wpływem miejscowych sił osiowych zachodzi na krótszym odcinku, w celu zapewnienia odpowiedniego bezpieczeństwa eksploatacji konieczne jest zapewnienie wysokiej elastyczności odcinkowej.

W najczęściej spotykanej sytuacji, gdy wytrzymałość wzdłużna rur oraz elastyczność odcinkowa zmienia się wzdłuż trasy gazociągu a także, gdy następują zmiany stopnia utwardzenia konieczne jest wprowadzenie dodatkowych uwarunkowań, co przedstawiono poniżej.

II.3. Warunki dodatkowe elastyczności odcinkowej

Aby zachować bezpieczeństwo eksploatacji konkretnego odcinka przewodu gazowego na odpowiednim poziomie należy sformułować dodatkowe wymagania (oprócz elastyczności miejscowej i średniej odcinkowej), dotyczące dopuszczalnych zmian miejscowej wytrzymałości wzdłużnej przewodu gazowego Rms (wyznaczonej wg pkt. II.1). Wymaganie to, przy założeniu stałych współczynników „Z” i „A” określa zmiany elastyczności (miejscowej) wzdłuż trasy przewodu gazowego.

W związku z tym sformułowano poniżej przedstawione warunki tj.:

- 1.1. Elastyczność miejscowa „Ei” dla dowolnego punktu (pary rur) powinna być na poziomie wyższym niż $3 \div 8\%$
- 1.2. Średnia odcinkowa elastyczność „E” powinna być na poziomie powyżej $4 \div 10\%$ (stan półelastyczny lub elastyczny).
- 1.3. Na długości przewodu gazowego $150 \div 300$ m maksymalna różnica wytrzymałości dobranych rur nie powinna być większa niż 10% , czyli: $[\Delta Rms / Rms_{max}] * 100\% < 10\%$.
- 1.4. Maksymalna różnica wytrzymałości wzdłużnej sąsiadujących ze sobą elementów (rur) nie powinna przekraczać odpowiednich wartości tj.: $[Rms_{i-1} - Rms_i] * 100\% \leq 3 \div 6\%$ (wartość bezwzględna)

Przedstawione warunki określają możliwość projektowania i budowy gazociągów dla stanu elastyczności lub półelastyczności (określonych w pkt. I.). Budowa gazociągów przesyłowych przy zaistnieniu stanu tzw. kruchości wzdłużnej przewodu gazowego powinna być ograniczona do minimum i ewentualnie dopuszczona tylko w niektórych lokalizacjach.

Konkretne wielkości parametrów (w powyższych pkt. 1.1 ÷ 1.4) powinny być uściślo-
ne przez projektanta, który ustala odpowiednie wartości, biorąc pod uwagę kryteria takie jak: parametry materiału rur (Re/Rm), stopień utwardzenia a także zagrożenia dla otoczenia

określone w pkt. III.2. (strefy położenia).

Przedstawione warunki mają charakter wstępny, gdyż np. w pewnych sytuacjach, zwłaszcza przy słabym utwierdzeniu można by dopuścić do zabudowy na danym odcinku przewodu gazowego część elementów o większej wytrzymałości, na granicy których (przy połączeniu z elementem o średniej (dla rozpatrywanego odcinka) wytrzymałości występowałby punkt kruchości bezwzględnej. Elementy te przy zaistnieniu naprężeń wzdłużnych nie ulegałyby wydłużeniu, jednak wydłużenie sąsiadujących rur powodowałoby, że rzeczywiste wydłużenie danego odcinka może być na dopuszczalnym poziomie. Podobna sytuacja często zachodzi przy montażu na gazociągu elementów kształtowych o stosunkowo masywnej budowie, ale niewielkiej długości, co opisano w pkt. I.4.

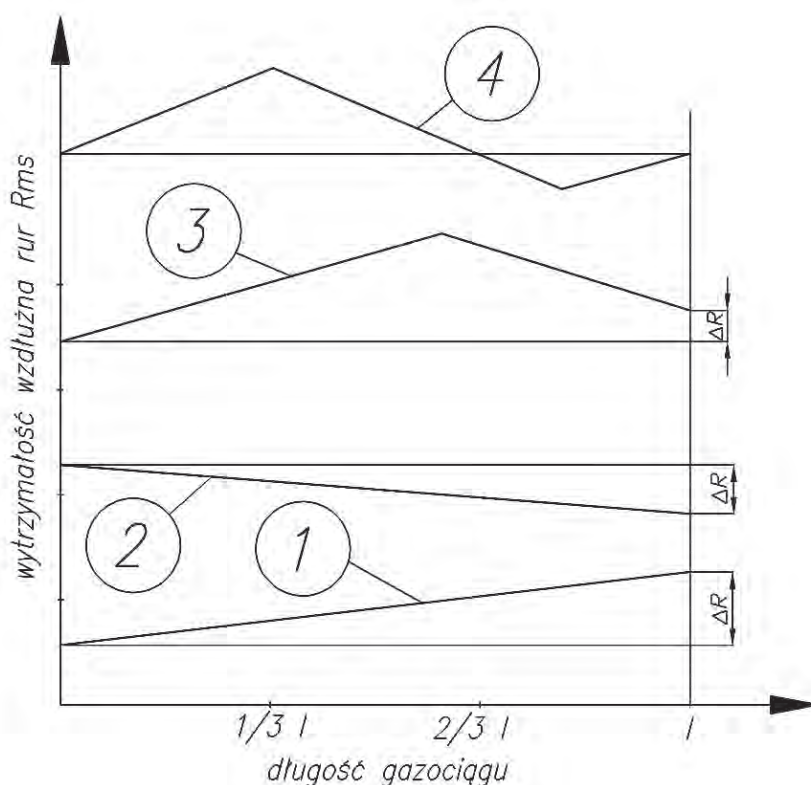
III. Praktyczne zalecenia do procesu projektowania i budowy gazociągów, z uwzględnieniem elastyczności wzdłużnej

III.1. Optymalizacja ustawienia rur na całej długości gazociągu

Celem zapewnienia jak największej elastyczności przewodu gazowego każdy wydzielony odcinek powinien być wykonany tak, aby sąsiadujące ze sobą rury jak najmniej różniły się wytrzymałością wzdłużną tj. wytrzymałością materiału z uwzględnieniem rzeczywistej grubości ścianki (Rms). Problem optymalnego ustawienia ciągu rur w projektowanym przewodzie gazowym można rozwiązać w przypadku, gdy inwestor dysponuje danymi dotyczącymi wszystkich rur przewidzianych do budowy gazociągu. Zwykle jest to możliwe tylko dla krótkich gazociągów, natomiast nie jest to możliwe dla gazociągów przesyłowych, gdyż z uwagi na długość pomiędzy poszczególnymi punktami węzłowymi i proces budowy trwający zwykle wiele miesięcy, rury dostarczane są w partiach, które w istotny sposób mogą się różnić parametrami wytrzymałościowymi. Dlatego też optymalizacja ustawienia kolejności montażu poszczególnych rur powinna być realizowana odcinkami, przy zachowaniu odpowiednich parametrów brzegowych.

Przykłady konfiguracji rur danego odcinka gazociągu uwzględniające odpowiednie ustawienie ciągu rur o różnej wytrzymałości, przy określonych warunkach brzegowych, pokazano na rys. nr 4.

Ustawienie optymalnej kolejności rur może przebiegać np. od najsłabszej do najmocniejszej (linia 2 na rys. nr 4.), w przypadku, gdy spodziewamy się, że następna partia rur będzie posiadała wyższą wytrzymałość. W innej konfiguracji



Rys. nr 4 Konfiguracje ułożenia rur na odcinku gazociągu o dł. „1”

może posiadać minima i maxima wytrzymałości wewnątrz (dłuższego) odcinka (linia 4 na rys. nr 4.), tak aby końcówka posiadała wartości średnie lub ściśle określoną wartość dopasowaną do wytrzymałości następnego odcinka (w przypadku, gdy ta wartość jest znana).

III.2. Wymagania dla elastyczności przewodu gazowego w zależności od jego lokalizacji.

Wymagania dla poziomu elastyczności wzdłużnej przewodu gazowego powinny być uzależnione m. innymi od prawdopodobieństwa wystąpienia ponadnormatywnych, dodatkowych obciążeń (jeśli to jest możliwe), charakteru współpracy gazociągu z gruntem (rodzaj utwierdzenia), a także od klasy lokalizacji gazociągu. Tam, gdzie utwierdzenie jest na wysokim poziomie, to jak już wcześniej pisano, w celu zachowania integralności przewodu gazowego (w przypadku działania ponadnormatywnych obciążeń) jednostkowa elastyczność wzdłużna również powinna być na wysokim poziomie, gdyż wydłużenie przewodu następuje na stosunkowo niewielkiej długości gazociągu. Natomiast związanie wymaganej elastyczności z klasami lokalizacji powinno uwzględniać występujące zagrożenia dla otoczenia, w przypadku powstania na gazociągu stanu awaryjnego.

Powiązanie wymaganej elastyczności przewodu gazowego z klasami lokalizacji jest konieczne, ale niewystarczające, gdyż należy dodatkowo brać pod uwagę rzeczywisty sto-

pień zagrożenia jakie ewentualne awarie będą stwarzać dla otoczenia tzn. należy uwzględnić wielkość gazociągu (średnicę) wraz z ciśnieniem roboczym pod jakim przetwarzane jest paliwo gazowe w odniesieniu do ilości obiektów i ich charakteru jakie znajdują się w strefie oddziaływania gazociągu w sytuacji awaryjnej. W tym zakresie można by skorzystać z zapisów normy ASME B31.8 GAS TRANSMISSION AND DISTRIBUTION PIPING SYSTEMS.

Najlepiej byłoby, aby pełną elastyczność wzdłużną przewodu gazowego utrzymać na całej trasie gazociągu. Jednak z uwagi na dodatkowe koszty inwestycyjne a także rzeczywiste parametry dostępnych rur, dla większości inwestycji może to być trudne a czasami niemożliwe do zrealizowania. Dlatego też projektant gazociągu powinien wyznaczyć na trasie gazociągu położenie obszarów (strefy położenia), na których wymagane byłyby odpowiednie stany elastyczności. Określenie oraz kryteria klasyfikacji takich stref podano poniżej tj.:

I strefa położenia dla której obowiązywałyby wymagania dla stanu elastyczności pełnej. Strefa ta dotyczyłaby odcinków gazociągu położonych w obszarach I i II klasy lokalizacji, dla gazociągów o większych średnicach i ciśnieniach pracy, a także te odcinki, w których występuje solidne utwierdzenie liniowe. Strefa ta powinna obejmować także tereny (obszary) na których mimo małego zagrożenia dla otoczenia (III kl. lokalizacji) prawdopodobieństwo wystąpienia

dodatkowych obciążeń jest na wysokim poziomie (zapadliska, osuwiska, szkody górnicze, przekroczenia cieków wodnych, a także tereny, gdzie z uwagi na występujące skaliste podłoże gazociągi ułożone są w strefie przemarzania gruntu.

II strefa położenia, dla której obowiązują wymagania dla stanu półelastyczności przewodu gazowego. Strefa ta obejmowałaby odcinki gazociągu odpowiadające II i III klasie lokalizacji, w których występuje typowe (średnie) utwardzenie liniowe i przewód gazowy pod wpływem dodatkowych obciążeń ma możliwość wydłużania się na dłuższym odcinku.

III strefa położenia, dla której dopuszczaliby się (ewentualnie) pracę gazociągu w strefie kruchej. Strefa ta obejmowałaby wyłącznie odcinki gazociągu odpowiadające III klasie lokalizacji, w których występuje słabe utwardzenie liniowe i przewód gazowy pod wpływem dodatkowych obciążeń ma możliwości wydłużania się na stosunkowo długim odcinku, np. w przypadku nadziemnej zabudowy gazociągu (z kompensacją wydłużeń). Należy jednak pamiętać, że eksploatacja podziemnych gazociągów w strefie kruchej nawet, gdy ewentualne awarie nie stwarzają zagrożeń dla otoczenia, zmniejsza pewność ciągłości zasilania odbiorców w paliwo gazowe, co jest wystarczającym powodem, aby takiego stanu unikać.

Strefy położenia, w których obowiązywałyby odpowiednie stany elastyczności wzdłużnej przewodu gazowego powinien wyznaczać projektant gazociągu w porozumieniu z inwestorem (operatorem).

Na etapie budowy gazociągu konieczny jest również udział projektanta, którego rolą m. in. byłoby zapewnienie elastyczności wzdłużnej przewodu gazowego na jak najwyższym (możliwym do osiągnięcia) poziomie, poprzez ustawienie odpowiedniej kolejności montażu rur przy uwzględnieniu rzeczywistych parametrów (rur) przeznaczonych na budowę danego odcinka gazociągu. W przypadku wystąpienia punktów o zwiększonej kruchości projektant powinien ustalić ich lokalizację w miejscach, gdzie występowanie ponadnormatywnych naprężeń wzdłużnych jest mało prawdopodobne, a gdy jest to niemożliwe powinien wprowadzić elementy poprawiające bezpieczeństwo eksploatacji, co opisano poniżej.

III.3. Postępowanie w sytuacjach, gdy występują miejscowe (obliczeniowe) punkty kruchości.

W projektowaniu i wykonywaniu gazociągów, w niektórych przypadkach występują duże utrudnienia uniemożliwiające otrzymanie elastycznych odcinków sieci gazowej. Dzieje się to np. w sytuacji, gdy nie ma możliwo-



Trójnik spawany (weldolet) – wykonany z wprowadzaniem dużych ilości ciepła (widoczne deformacje powierzchni rury)

ści wcześniejszego określenia wytrzymałości końcówek łączonych odcinków i „zgrania” ich parametrów, co powoduje, że w punkcie połączenia mogą występować duże różnice wytrzymałości powodujące występowanie punktu kruchości bezwzględnej. Takie sytuacje mogą również zaistnieć wewnątrz rozpatrywanego odcinka gazociągu, gdy z uwagi na duże różnice wytrzymałości nawet optymalna kolejność ułożenia szeregu rur przewodu gazowego nie zapobiegne występowaniu punktów kruchości wzdłużnej. W takich przypadkach należy podjąć działania, które umożliwią poprawę sytuacji poprzez np.:

- zastosowanie bloku oporowego, co może umożliwiać ograniczoną elastyczność po każdej stronie bloku, przy założeniu, że naprężenia od strony „mocniejszej” rury nie będą przenoszone do „słabszej” części (po drugiej stronie bloku oporowego),
- w przypadku, gdy dla obwodowych złącz spawanych przyjęty współczynnik $Z < 1$ należy spoinę wzmocnić dodatkową nakładką (p. rys. nr 5), co może umożliwić wykonanie złącza spawanego bez osłabienia ($Z = 1$) i zlikwidowanie kruchej punktu,
- konfigurację odcinka o mniejszej wytrzymałości wzdłużnej (po jednej stronie kruchej punktu) z uzyskaniem max. możliwej elastyczności wzdłużnej poprzez dobór rur o jednakowej wytrzymałości i zapewnienie współczynnika obwodowego złącza spawanego $Z = 1$. Taka konfiguracja zapewni elastyczność słabszej strony przy przenoszeniu naprężeń pochodzących od mocniejszej strony rurociągu,

- wybór lokalizacji (kruchych) punktów i odcinków (jeśli to jest możliwe) w miejscach dla którego elastyczność wzdłużna nie ma wpływu na trwałość gazociągu.

III.4. Dodatkowe zagadnienia elastyczności wzdłużnej przewodów gazowych.

W przedstawionych wzorach dotyczących wyznaczania elastyczności wzdłużnej wielkość wydłużenia „A” przyjęto wstępnie, na podstawie „starej” normy PN-EN-10208, gdzie wielkość wydłużenia (A10) podana jest wprost. Wydłużenie materiału rur w nowej normie PN-EN-ISO 3183 (Af) jest wielkością, którą należy wyznaczyć obliczeniowo, dlatego też dla gazociągów budowanych w oparciu o wymagania tej normy w celu określenia jednolitych wymagań dotyczących elastyczności wzdłużnej „E” podane wielkości „A” należy wyznaczyć osobno, dla każdego typu rury.

W powyższych wzorach uwzględniono współczynnik złącza spawanego, który w typowych warunkach powinien wynosić $Z = 1,0$, czyli złącze spawane nie powinno osłabiać wytrzymałości gazociągu. W pewnych sytuacjach, można warunkowo rozważyć wykonanie spoin obwodowych rurociągów z teoretycznym współczynnikiem osłabienia $Z = 0,9$ lub $Z = 0,95$. Jednak, gdy przewiduje się budowę gazociągu z zachowaniem elastyczności wzdłużnej dla takich współczynników „Z” powinno dobierać się wyłącznie rury wykonane z materiału o mniejszym współczynniku Re/Rm (np. $0,7 \div 0,8$). Sprawa wykonywania obwodowych złącz spawanych o określonym współczynniku „Z” nie jest jednoznaczna i została omówiona w pkt. IV.

W przypadku, gdy rzeczywista wielkość współczynnika „Z” jest poniżej wielkości 0,9

możliwość uzyskania elastyczności wzdłużnej przewodu gazowego jest utrudniona a dla wysokowytrzymałych materiałów praktycznie niemożliwa, nawet dla rur o tej samej wytrzymałości.

Pokazane w pkt. II. metody umożliwiają określenie rzeczywistej elastyczności przewodu gazowego w sposób przybliżony, gdyż m. in. charakterystyka wytrzymałościowa materiałów przeznaczonych do budowy rur nie jest identyczna i można mówić o dużej zbieżności (identyczności), ale tylko dla rur, których materiał (stal) pochodzi z jednego wytopu. Ponadto charakterystyka wytrzymałościowa w zakresie obciążeń powyżej granicy plastyczności R_e nie jest liniowa i najczęściej największe wielkości wydłużenia zachodzą przy zbliżaniu się do wytrzymałości maksymalnej (R_m). Powoduje to, że rzeczywista elastyczność danego odcinka gazociągu będzie na niższym poziomie niż wyznaczona wg przedstawionej metody obliczeniowej.

Zaproponowane w pkt. I. zakresy stanów elastyczności (kruchości) wzdłużnej przewodu gazowego w pierwszej chwili wydają się zachowawcze, gdyż nawet przyjęty stan pełnej elastyczności przewodu gazowego jest tylko na poziomie ok. 50% nominalnego wydłużenia rur przyjętych do budowy gazociągów. W praktyce z uwagi na przedstawione powyżej uwarunkowania stan ten będzie jednak trudny a czasami nawet niemożliwy do osiągnięcia. Należy jednak pamiętać, że rzeczywiste wydłużenie na poziomie 5% powoduje zwiększenie długości stumetrowego odcinka gazociągu aż o 5m, co w praktycznej eksploatacji jest wielkością bardzo dużą i powinno gwarantować niezawodną eksploatację nawet przy wystąpieniu dużych, dodatkowych obciążeń wzdłużnych.

III.5. Algorytm postępowania optymalizujący proces budowy gazociągu z uwzględnieniem elastyczności wzdłużnej

Aby projektować i budować gazociągi przesyłowe przy zapewnieniu niezawodności eksploatacji poprzez uzyskanie największej (możliwej do uzyskania) elastyczności wzdłużnej, należy opracować prosty program komputerowy, w celu wykonywania wielowariantowej optymalizacji tego procesu. Podstawowe założenia i dane do takiego programu (algorytmu) oraz zestawienie wymaganych działań określono poniżej:

5.1. Analiza trasy gazociągu i wyznaczenie lokalizacji odcinków o odpowiedniej (wymaganej) elastyczności tak, aby była ona największa w miejscach, w których gazociąg stwarza (potencjalnie) duże zagrożenie dla otoczenia a także, gdzie

przewiduje się możliwość wystąpienia największych obciążeń wzdłużnych a także tam, gdzie będą występowały największe utwierdzenia liniowe gazociągu.

- 5.2. Zebranie danych (wytrzymałość, grubość ścianki), dla wszystkich rur przewidzianych do zabudowy na rozpatrywanym odcinku sieci gazowej
- 5.3. Wyznaczenie wytrzymałości wzdłużnej każdej rury R_m (wg pkt. II.)
- 5.4. Określenie (jeśli jest to możliwe) wytrzymałości początku i końca odcinka gazociągu (warunki brzegowe).
- 5.5. Przyjęcie (zoptymalizowanie) ciągu ułożenia rur, tak, aby spełnione były warunki brzegowe a całość odcinka posiadała możliwą jak największą elastyczność. (p. wykresy na rys. nr 4.).
- 5.6. W przypadku wystąpienia kruchych punktów podjęcie działań zmierzających do ich likwidacji (wg pkt. nr III.3.).
- 5.7. Uzyskanie graficznego zapisu (mapy) elastyczności odcinkowej dla całego rozpatrywanego gazociągu.

IV. Dobór rur i procesów spawania a także procedur związanych z budową gazociągów, w celu zapewnienia elastyczności i wytrzymałości przewodu rurowego

Dobór rur i procesów spawania jest podstawowym czynnikiem wpływającym na koszty realizacji oraz niezawodność eksploatacyjną gazociągów przesyłowych. Odnosi się to nie tylko do parametrów wytrzymałościowych i spawalności, ale również do jednorodności wytrzymałościowej rur, co przy zachowaniu

ww. parametrów na odpowiednim poziomie umożliwia budowę elastycznych przewodów gazowych. Idealny (teoretyczny) układ byłby taki, aby do budowy sieci przesyłowej używać rur o dużej ciągliwości, jednakowej wytrzymałości wzdłużnej i dobrej spawalności umożliwiającej uzyskanie współczynnika wszystkich złącz spawanych $Z=1$, odpornych na kruche pękanie. Tak wykonane przewody gazowe ulegałyby zniszczeniu przy zaistnieniu doraźnych naprężeń wzdłużnych dopiero po maksymalnym wydłużeniu, które dla materiału rur przeznaczonych do budowy sieci przesyłowej wynosi ok. 20%. Przedstawiony idealny, teoretyczny model przewodu gazowego umożliwiałby praktycznie całkowitą odporność gazociągu na ponadnormatywne miejscowe naprężenia wzdłużne. Stan taki niestety nie ma wiele wspólnego z praktyką, gdyż w zasadzie wszystkie stany awaryjne spowodowane ponadnormatywnymi naprężeniami zachodziły dotychczas bez widocznego wydłużenia przewodu gazowego, czyli można powiedzieć, że o ile *pierwotną przyczyną powstawania awarii były dodatkowe obciążenia to wtórną przyczyną był brak elastyczności wzdłużnej przewodu gazowego, najczęściej związany z wadami jego wykonania, obejmujący także przypadki, gdy tych wad nie zaobserwowano.*

W projektowaniu elastycznych przewodów gazowych stosunkowo najłatwiejszym i bezproblemowym elementem jest dobór rur o dużej ciągliwości, gdyż istniejące normy dotyczące budowy gazociągów wysokiego ciśnienia dopuszczają rury tylko o takich właściwościach a ich produkcja realizowana jest przez wielu wytwórców. Podobnie problem doboru rur o jednakowej wytrzymałości również nie powinien być skomplikowany w realizacji, jednak



Budowa gazociągu przesyłowego

przy wąskim zakresie tolerancji może w sposób istotny zwiększać koszty zakupu rur.

Zagadnienie dotyczące spawania rur mimo stosowania nowoczesnych technik spawania jest wciąż dużym wyzwaniem, gdyż w celu zmniejszenia kosztów budowy nowe gazociągi przesyłowe, zwłaszcza o większych średnicach najczęściej wykonywane są z rur o wysokich parametrach wytrzymałościowych, co nawet przy wysokich ciśnieniach pracy umożliwia zabudowę rur o stosunkowo niewielkich masach (grubościach ścianek). Rury takie w celu zwiększenia wytrzymałości materiału często poddawane są obróbce termomechanicznej (M) lub ulepszaniu cieplnemu (Q), co znacznie zwiększa wytrzymałość materiału rodzimego, ale utrudnia procesy spawalnicze.

Uzyskanie w takich uwarunkowaniach współczynnika wytrzymałościowego złącza spawanego $Z = 1$ jest sprawą trudną a czasami wręcz niemożliwą i dla takich przypadków spoiny obwodowe zarówno praktycznie jak i teoretycznie mogą być najsłabszymi elementami w zakresie wzdłużnej wytrzymałości rurociągu. Jednocześnie dla materiałów o dużej wytrzymałości poważnym problemem jest niska odporność spoin na tzw. „kruche pękanie”, którą to odporność możemy zwiększyć poprzez dodatkową obróbkę cieplną (podgrzewanie wstępne, wyżarzanie spoin), ale tylko w niewielkim zakresie, gdyż mogłoby to doprowadzić do zmniejszenia wytrzymałości rur (typu M i Q).

W procesie projektowania gazociągu należy uwzględnić i zoptymalizować wiele często sprzecznych ze sobą uwarunkowań, m. in. w zakresie doboru odpowiednich rur na poszczególne jego odcinki a także prowadzenia procesów spawania, łącznie z obróbką termiczną (przed i po spawaniu).

W aktualnych normach dotyczących wymagań dla rur na gazociągi przesyłowe dopuszczono do stosowania rury wykonane ze stali w stanie normalizowanym (N), walcowanym termomechanicznie (M) a także w stanie ulepszonym cieplnie (Q). Materiały normalizowane (N) praktycznie stosowane są dla rur do wytrzymałości $R_e = 415$ MPa (L415N). Dla wyższych wytrzymałości rury dostępne są tylko w stanie technologicznym (M) lub (Q).

Materiały na rury powinny charakteryzować się m. in. czystością metalurgiczną i powinny być łączone przy wykorzystywaniu nisko wodorowych procesów spawania. Wymogi te są oczywiste, dotyczą procesu wytwarzania oraz łączenia rur i w poniższej analizie nie będą omawiane.

W projektowaniu przewodu gazowego na wstępnym etapie konieczne jest dokonanie alternatywnego wyboru rur na poszczególne

odcinki gazociągu tj. rur o niższej wytrzymałości (w stanie N), ale grubszych ściankach lub rur o wyższej wytrzymałości (M lub Q), przy zmniejszonej grubości ścianki. W pierwszym przypadku istnieje większa pewność uzyskania dobrej jakości połączeń spawanych o współczynniku $Z = 1$ natomiast w drugim przypadku można uzyskać zmniejszone koszty budowy ale kosztem zmniejszenia elastyczności wzdłużnej, utrudnienia procesów spawania a także zwiększenia tendencji do osłabienia i „kruchego pękania” spoin.

Sprawa ta nie jest całkiem jednoznaczna, gdyż dodatkowym problemem, który należy brać pod uwagę zwłaszcza dla gazociągów o dużych średnicach i pracujących pod wysokim ciśnieniem jest to, że w przypadku stosowania rur wykonanych z materiałów o niższej wytrzymałości grubość ścianki może rosnąć do takich wartości, dla których temperatury podgrzewania wstępnego (przed spawaniem) powinny być na wyższym poziomie a dodatkowo spoiny będą wymagały przeprowadzenia po spawaniu wyżarzania w wyższych temperaturach, co dla gazociągów jest trudne w realizacji i może być praktykowane, ale tylko w ograniczonym zakresie.

Podobny problem występuje w przypadku doboru materiałów rur z uwagi na spawalność, gdyż porównując rury o tej samej wytrzymałości w stanie normalizowanym (N) i walcowanym (M) należy brać pod uwagę to, że w przypadku stali walcowanej termomechanicznie uzyskuje się tę samą granicę plastyczności, co dla materiałów normalizowanych, przy mniejszym równoważniku węgla CE, i tym przypadku uzyskuje się lepszą spawalność materiału. Dlatego też w procesie doboru rur do budowy gazociągu (w stanie N, lub M, lub Q) zastosowanie rur walcowanych termomechanicznie lub ulepszanych w niektórych aspektach może nawet ułatwiać prowadzenie procesów spawalniczych, ale może zmniejszać wytrzymałość połączeń spawanych. Sytuacja taka może zachodzić w przypadkach, gdy konieczna jest dodatkowa obróbka cieplna po spawaniu i należy liczyć się z tym, że parametry wytrzymałościowe rury (w strefie wygrzewania) mogą ulec istotnemu pogorszeniu.

Problem, dotyczący możliwości obróbki cieplnej spoin, jest istotny, gdyż należy domniemywać, że w skrajnych przypadkach, gdy wykonawca gazociągu z rur (typu M, i Q), poddałby (nieopatrznie) wykonane spoiny wyżarzaniu normalizującemu, wytrzymałość w miejscach, które były wygrzewane może być niższa, nawet o kilkadziesiąt procent.

Wziąwszy powyższe pod uwagę uważa się, że dla gazociągów o stosunkowo małych średnicach (np. do DN 400) w pierwszej ko-

lejności należy rozpatrywać zastosowanie rur w stanie normalizowanym (N), dla których teoretycznie i praktycznie można w warunkach polowych wykonywać obwodowe złącza spawane o współczynniku $Z = 1$, odporne na „kruche pękanie” i w ten sposób zapewnić również możliwość elastycznej pracy przewodu gazowego. Dla gazociągów o dużych średnicach preferowane jest stosowanie materiałów o większej wytrzymałości (M lub Q). Powinno wiązać się to jednak z zachowaniem dodatkowych wymagań tak, aby zapewnić bezpieczeństwo eksploatacji na odpowiednim poziomie.

W budowie gazociągów ogólnie zakłada się, że wszystkie spoiny wzdłużne bądź spiralne wykonywane fabrycznie przez producenta rur nie powinny osłabiać przewodu gazowego, czyli powinny być wykonane ze współczynnikiem złącza spawanego $Z = 1$. Tak powinno być również dla złączy obwodowych wykonywanych na placu budowy, podczas łączenia poszczególnych rur. Wydawałoby się, że sprawa ta jest oczywista i w związku z tym parametr „Z” słusznie pomijany jest w istniejących uregulowaniach. Jednak po bardziej szczegółowej analizie istniejących normatywów sprawa ta nie jest tak jednoznaczna i wymaga uszczegółowienia.

Analizując istniejące zapisy w normach PN-EN 12732 „Systemy dostawy gazu Spawanie stalowych układów rurowych Wymagania funkcjonalne” oraz PN-EN 288-3/A1 „Wymagania dotyczące technologii spawania metali i jej uznawanie”, nasuwają się wątpliwości w zakresie interpretacji pkt. 7.4.1 dotyczącego badań niszczących, w którym zapisano m. innymi „Wytrzymałość na rozciąganie próbek do badań w zasadzie nie powinna być niższa niż wymagana minimalna wytrzymałość materiału podstawowego”. Zakładając, że jeżeli nawet przytoczony powyżej zapis nie zawierałby mało precyzyjnych słów „w zasadzie” to i tak dopuszcza praktyczne wykonywanie spoin o wytrzymałości zgodnej z wymaganiami normatywnymi, ale mniejszej niż rzeczywista wytrzymałość materiału rodzimego rury. W skrajnym przypadku dla materiału L360MB akceptowana jest wytrzymałość połączenia spawanego określonego przez minimalną granicę plastyczności o wartości 360 MPa mimo tego, że rzeczywista wytrzymałość konkretnej rury (R_e), zgodnie z normą PN-EN-ISO 3183, może być na poziomie nawet 530 MPa. Czyli mówiąc wprost *normy dopuszczają nawet taką ekstremalną sytuację, dla której rzeczywisty współczynnik złącza spawanego jest na poziomie $Z \sim 0,7$. Powyższa sprawa wymaga jednoznacznego wyjaśnienia, gdyż tak wykonanych rur mimo tego, że spełniają wymogi normatywne nie powinno używać się do budowy gazowej sieci przesyłowej.*

W opisywanych zagadnieniach niniejszego opracowania przyjęto, że współczynnik osłabienia złącza spawanego „Z” odnosi się do rzeczywistej wielkości wytrzymałości materiału rodzimego konkretnej rury (rur), a nie do minimalnej normatywnej wytrzymałości i obejmuje spoinę wraz ze strefą wpływu ciepła powstającą w wyniku procesu spawania, jak również w wyniku dodatkowej obróbki cieplnej. Tylko takie ujęcie problemu (łącznie z innymi uwarunkowaniami) umożliwia określenie parametrów użytkowych rur, w tym warunków uzyskania elastyczności wzdłużnej przewodu gazowego, co jest podstawowym wyznacznikiem ich przydatności do budowy poszczególnych odcinków gazociągu.

W czasie realizacji inwestycji nowej sieci przesyłowej w projektowaniu i budowie gazociągów należy dążyć do tego, aby rzeczywisty współczynnik złącza spawanego wynosił $Z=1,0$, czyli złącze spawane nie powinno osłabiać wytrzymałości materiału przewodu gazowego (rury). Jest to warunek podstawowy, który powinien być spełniony w pierwszej kolejności. Dopuszczenie wartości mniejszych ($Z=0,9 \div 0,95$) ewentualnie mogłoby dotyczyć wyłącznie materiałów, dla których współczynnik Re/Rm jest na poziomie $\leq 0,8$.

W pewnych przypadkach, zwłaszcza dla gazociągów o dużych średnicach, przy spawaniu wysokowytrzymałych stali walcowanych termomechanicznie (M) lub ulepszanych cieplnie (Q), dla których współczynnik $Re/Rm \sim 0,9$, z uwagi na warunki termiczne prowadzenia procesu technologicznego, można ewentualnie dopuścić wykonanie spoin obwodowych rurociągów ze współczynnikiem osłabienia (np. $Z=0,95 \div 0,9$). Może to być związane m. in. z koniecznością wykonania obróbki cieplnej przed i po spawaniu. Taka dodatkowa obróbka cieplna powinna zwiększać odporność na kruche pękanie spoin, jednak w pewnych sytuacjach, przy zwiększonych parametrach temperaturowych może spowodować „odpuszczanie” lub rekrytalizację materiału rodzimego rury i w ten sposób zmniejszyć jej wytrzymałość (w ogrzewanej strefie). Tak więc mamy tu do czynienia z dylematem zwiększania parametrów obróbki termicznej i tym samym zwiększenie odporności spoin na „kruche pękanie” lub nieuwzględnianie takiej obróbki lub prowadzenie jej przy niskich parametrach, co może zapewnić pełną wytrzymałość materiału rodzimego rury, ale w istotny sposób nie polepszy odporności na „kruche pękanie”.

Dopuszczenie współczynników złączy spawanych na poziomie $Z=0,95 \div 0,9$ powoduje, że dla materiałów rur o $Re/Rm=0,9$, przy założeniu, że występują różnice wytrzymałości poszczególnych rur nawet na stosunkowo



Budowa gazociągu Nord Stream – wyżarzanie odprężające spoiny obwodowej [10]

niewielkim poziomie, przewód gazowy będzie posiadał odcinki o tzw. „kruchości bezwzględnej”, co powoduje, że tak wykonane gazociągi (zgodnie z proponowanymi zapisami wg pkt. III.2) mogłyby być lokalizowane tylko w tzw. III strefie położenia.

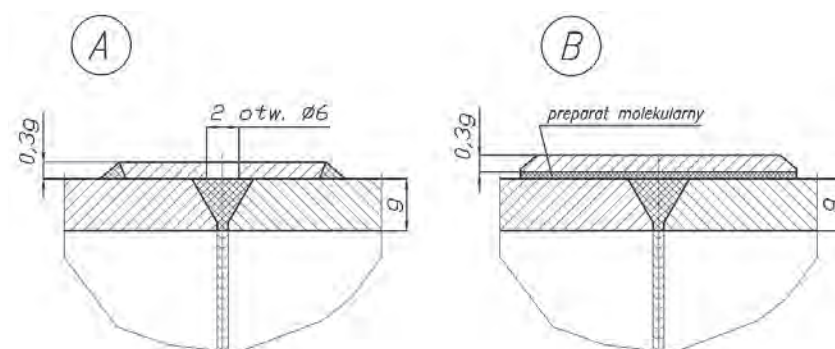
Dlatego też, aby w takich przypadkach otrzymać połączenia rur o pełnej wytrzymałości umożliwiające występowanie zjawiska elastyczności wzdłużnej proponuje się montaż dodatkowego pierścienia wzmacniającego, co powinno spowodować, że tak skonstruowane połączenie obwodowe nawet przy współczynniku „Z” dla głównej spoiny obwodowej na poziomie $Z=0,8$ nie będzie słabym miejscem i będzie posiadało nawet pewną nadwyżkę wytrzymałości w stosunku do materiału rodzimego rury. Rysunek wzmacnianego złącza obwodowego pokazano na rys. nr 5. w dwóch wersjach tj. wersja „A” z pierścieniem wzmacniającym spawanym do rury, oraz wersję „B” z połączeniem pierścienia do rury za pomocą preparatów molekularnych (kompozytowych).

Pokazany na rys. nr 5.A. pierścień wzmacniający powinien być spawany (do rury) z wykorzystaniem małych prądów tak, aby w jak

najmniejszym stopniu wpływać na strukturę materiału rodzimego rury. Szerokość pierścienia powinna umożliwiać wykonywanie pachwinowych spoin łączących poza strefą wpływu ciepła spoiny głównej, a także poza strefą wpływu ciepła prowadzonej obróbki termicznej.

Istnieje jednak obawa, że dla niektórych materiałów stosowanie nawet małych prądów spawania może spowodować zmniejszenie wytrzymałości miejscowej (rur). Dlatego też zamiast spoin pachwinowych zaproponowano łączenie pierścienia do rury (rys. nr 5.B.) za pomocą preparatów molekularnych (kompozytowych), co powinno być znacznie lepszym rozwiązaniem. W takim przypadku należy stosować preparaty, które zachowają swoje parametry użytkowe w całym okresie eksploatacji gazociągu. Stosowanie wzmocnień pierścieniowych montowanych do rur za pomocą preparatów molekularnych ma dodatkowe atuty, gdyż przy okazji „naprawia” mikropęknięcia i mikroszczeliny a także niektóre inne wady, które ewentualnie mogą powstać w spoinie obwodowej złączonych rur.

Prawidłowo zaprojektowane wzmocnienie powinno umożliwiać uzyskanie (dla całego po-



Rys. nr 5. Montaż na rurociągu obwodowego pierścienia wzmacniającego

łączenia) współczynnika $Z > 1$, czyli wytrzymałość wzdłużna połączenia obwodowego z pierścieniem wzmacniającym powinna być większa niż wytrzymałość litej rury.

Aby w sposób jednoznaczny sprawdzić praktyczną przydatność tak zaprojektowanych złączy obwodowych rur należy przeprowadzić badania zarówno nieniszczące jak i niszczące przedstawionych konstrukcji wzmocnień, dla różnych materiałów rur, również przy uwzględnieniu ich różnej grubości.

Przy zastosowaniu pierścieni wzmacniających można rozważyć zwiększenie parametrów termicznej obróbki spoin celem polepszenia ich odporności na kruche pękanie i zmęczenie. Zmniejszona po obróbce termicznej wytrzymałość materiału rodzimego rury (typu M lub Q) byłaby kompensowana wytrzymałością montowanego pierścienia, co umożliwiałoby budowę elastycznych przewodów gazowych o pełnej wytrzymałości wzdłużnej.

Wykorzystywanie do budowy sieci przesyłowej rur o wysokiej wytrzymałości jest tendencją coraz częściej stosowaną na całym świecie zwłaszcza dla gazociągów o dużych średnicach. Uważa się, że do tej sprawy należy jednak podchodzić z dużą ostrożnością i w takich przypadkach dobierać rury o zwiększonych wymaganiach, u sprawdzonych producentów. Tam, gdzie istnieją wątpliwości dotyczące pewności wykonywania procesów spawalniczych z pełną wytrzymałością spoin i gdzie skutki potencjalnych awarii gazociągów mogą stanowić bardzo duże zagrożenie dla otoczenia, priorytetem powinien być przede wszystkim wymóg niezawodności eksploatacji a dopiero w drugiej kolejności koszty budowy gazociągu.

W przypadku projektowania i budowy gazociągu z wysokowytrzymałych rur (typu M lub

Q) należy zwiększyć nadzór nad prowadzonymi procesami spawania oraz wykonać większą ilość pełnych badań (niszczących) spoin.

Do budowy gazociągów przesyłowych powinny być używane rury kalibrowane, czyli dobierane na dany odcinek przewodu gazowego o jednakowej (zblizonej) wytrzymałości wzdłużnej (i „przy okazji” obwodowej). Zagadnienie to jest ważne nie tylko ze względu na konieczność uzyskania elastyczności wzdłużnej przewodu gazowego, ale również z uwagi na możliwość prawidłowego wykonywania prób specjalnych (stresowych).

Opisywane i proponowane do wdrożenia do praktyki projektowej i wykonawczej nowe uregulowania i procedury mimo tego, że mogą przyczynić się do zwiększenia kosztów budowy gazociągów, wydają się konieczne, gdyż w sposób istotny zwiększają niezawodność pracy sieci przesyłowej. Nowe procedury budowy gazociągów uwzględniające wytrzymałość i elastyczność wzdłużną przewodu gazowego są bardzo ważne również dlatego, że jak wykazano ciśnieniowe próby wytrzymałościowe gazociągów podziemnych nie dają praktycznie żadnych informacji na temat jego rzeczywistej wytrzymałości wzdłużnej.

Podobnie nieuwzględnianie w istniejących normatywach rzeczywistego współczynnika osłabienia połączeń spawanych, oprócz zmniejszenia wytrzymałości może powodować pracę przewodu gazowego w tzw. strefie „kruchości bezwzględnej” (wzdłużnej).

Dla rur wykonanych z materiałów o wysokim współczynniku Re/Rm (powyżej 0,85) uzyskiwanie złączy spawanych z rzeczywistym współczynnikiem $Z=1$ jest kluczowym elementem umożliwiającym budowę elastycznych przewodów gazowych.

Jak już pisano powyżej procesy spawania rur są newralgiczne w zagadnieniach związanych z niezawodnością eksploatacji sieci przesyłowej. Dlatego też konieczne jest zwiększenie nadzoru nad pracami spawalniczymi w trakcie prowadzenia prac montażowych gazociągu, w zakresie spawaczy (uprawnienia), materiałów do spawania i oczywiście przestrzegania uzgodnionej technologii spawania. Nadzór ten powinien mieć charakter ciągły a nie dorywczy.

Powinien być również uwzględniony dodatkowy wymóg pełnych badań niszczących (np. 0,2-0,5%) wybranych (przez inwestora) połączeń spawanych, gdyż tylko w ten sposób można w sposób pewny i jednoznaczny zweryfikować prawidłowość wykonywanych na placu budowy spoin. W związku z tym aktualne kryteria akceptowalności połączeń spawanych należy uzupełnić o dodatkowe kryteria badawcze (badania niszczące) połączeń spawanych wykonywanych na placu budowy jak również u producenta, przy dostawie każdej nowej partii rur.

V. Próby gazociągów

Próby gazociągów są najważniejszymi elementami sprawdzającymi poprawność wykonania sieci przesyłowej i prognozowanej niezawodności jej eksploatacji. Teoretycznie wydawałoby się, że obciążając gazociąg ciśnieniem próbnym (próba wytrzymałości), które jest zwykle na poziomie, co najmniej 1,5 wartości MOP w sposób definitywny i pewny dokonano sprawdzenia jego wytrzymałości i gazociąg ten przy znacznie niższych ciśnieniach roboczych $p \leq MOP$ występujących w normalnej eksploatacji przez wiele lat będzie pracował w sposób bezawaryjny. Tak dzieje się dla napowietrznych odcinków gazociągów (nieutwardzonych), w których stan naprężenia w czasie próby (naprężenia obwodowe i naprężenia osiowe) odzwierciedla stan naprężeń w warunkach eksploatacyjnych z uwzględnieniem ich znacznie wyższego poziomu (w czasie próby).

Inaczej jest dla gazociągów podziemnych. Zakładając, że gazociąg jest utwardzony (w gruncie) i nie ma możliwości przemieszczania się (wydłużenia) to naprężenia osiowe wywołane ciśnieniem próbnym (obojętnie jakiej wielkości) będą zbliżone do zera. Jest to zgodne z prawem Hooke’a, które mówi, że każde obciążenie (naprężenie) powoduje odkształcenie, czyli zmianę wymiarów geometrycznych obciążanego elementu (w zakresie sprężystości a następnie plastyczności materiału). W praktyce jednak z uwagi na to, że na całej trasie badanego gazociągu nie występuje pełne utwardzenie i gazociąg w wielu miejscach ma możliwość przemieszczeń (mikroprzemieszczeń), zarówno w kierunku wzdłużnym jak i niekiedy poprzecz-



Naprawa wad powierzchniowych rurociągu, przy wykorzystaniu materiałów kompozytowych

nym, w czasie próby będą występowały osiowe naprężenia rozciągające, jednak najczęściej o stosunkowo niewielkiej wartości. Największe wartości naprężeń wzdłużnych pochodzących od ciśnienia wewnętrznego będą występowały w pobliżu końcówek badanego gazociągu (zwymle odkrytych), które zakończone są dennicami, ale nawet w takim przypadku naprężenia osiowe σ_2 będą dwukrotnie mniejsze niż naprężenia obwodowe σ_1 . Wielkość naprężeń osiowych w czasie wykonywania prób (jak również w początkowej eksploatacji), w typowych warunkach posadowienia gazociągu w dużej części związana jest z różnicami temperatur, co omówiono w artykule drukowanym w numerze 5(205)2015 WNIG.

Wobec powyższego należy stwierdzić, że *próba wytrzymałości gazociągu podziemnego powoduje wprowadzenie do gazociągu naprężeń obwodowych o pełnej, wynikającej z wielkości ciśnienia wewnętrznego (próbnego) wielkości, co daje pewność bezpiecznej eksploatacji gazociągu (w tym zakresie). Jednak z powodu braku możliwości przemieszczeń osiowych próba nie daje żadnej istotnej informacji na temat jego wytrzymałości wzdłużnej, co z kolei skutkuje tym, że w przypadku pojawienia się w przewodzie gazowym dodatkowych naprężeń wzdłużnych o dużych wielkościach, które mogą być spowodowane zmiennymi warunkami eksploatacji, niewykryte wady mogą zagrażać prawidłowej eksploatacji gazociągu.*

Ostatnio coraz częstszą praktyką realizowaną na placach budowy sieci przesyłowej jest wykonywanie prób specjalnych (stresowych), czyli poddawanie przewodu gazowego obciążeniu (ciśnieniem), przy którym następuje plastyczne odkształcenie materiału rur, czyli przekroczenie wartości granicy plastyczności R_e .

Celem prób specjalnych jest m. in.:

- sprawdzenie rzeczywistej wytrzymałości gazociągu przy wartości ciśnienia próbnego o wartości często wielokrotnie przekraczającej maksymalne ciśnienie pracy MOP (dla I kl. lokalizacji co najmniej 2,5 razy),
- wyeliminowanie naprężeń spawalniczych, termicznych, a także dodatkowych naprężeń od nierównomiernego ułożenia gazociągu w wykopie (w wyniku odkształcenia plastycznego),
- zmniejszenie działania karbu w słabych miejscach, obciążonych naprężeniem obwodowym (np. na spoinach wzdłużnych),

Pokazane powyżej teoretyczne korzyści prób specjalnych mimo tego, że w niektórych

sytuacjach np. dotyczących eliminacji karbów na spoinach obwodowych gazociągu nie występują, powinny być powszechne wykonywane na nowo budowanych gazociągach. Tak się coraz częściej dzieje, jednak w procesie inwestycyjnym sieci przesyłowej nie jest to wymóg obligatoryjny. Wykonywanie takich prób jest stosunkowo proste, ale wymaga m. innymi układu pompowego rejestrującego wielkość przepływu cieczy (czynnika próbnego) w funkcji przyrostu ciśnienia na odcinku badanego gazociągu tak, aby w sposób jednoznaczny uchwycić początkowy punkt „płynięcia” (wydłużenia) materiału przy przekraczaniu granicy plastyczności.

Dodatkowym problemem jest konieczność kalibracji (doboru) rur dla gazociągów poddawanych próbom specjalnym gdyż, jak już stwierdzono wcześniej bardzo liberalne wymagania normy PN-EN ISO 3183 dopuszczają różnice rzeczywistej wytrzymałości materiałów rur nawet do ok. 45%, co przy dodatkowym uwzględnieniu tolerancji wymiarowej (grubość ścianki) nie pozwala na uzyskanie odpowiednich efektów próby (dla elementów o większej wytrzymałości), a w niektórych przypadkach najsłabsze elementy (w wyniku błędów w czasie wykonywania próby) mogą być przeciążone i zamiast polepszenia parametrów w późniejszych okresach mogą wykazywać cechy osłabienia ich wytrzymałości.

Gazociągi podlegające próbom specjalnym wymagają dużej jednorodności wytrzymałościowej wszystkich elementów tak, aby przekroczenie granicy plastyczności występowało przy tym samym ciśnieniu, na całej długości badanego odcinka. Problem jednorodności wytrzymałościowej rur dla gazociągów poddawanych próbom specjalnym jest podobny do wymogu jednakowej wytrzymałości wzdłużnej rur celem uzyskania elastyczności przewodu gazowego. Tak więc, poprzez odpowiedni dobór (kalibrację) rur umożliwia się jednocześnie właściwą realizację prób specjalnych jak i możliwość uzyskania wzdłużnej elastyczności przewodu gazowego.

Próby specjalne polegające na wprowadzaniu naprężeń obwodowych równych granicy plastyczności powodują wydłużenie materiału na obwodzie rury tj. zwiększenie jego średnicy o wartość ok. 0,2%, natomiast zjawisko to nie występuje w kierunku osiowym, gdyż (jak już pisało) naprężenia pochodzące od ciśnienia wewnętrznego są, na co najmniej dwukrotnie niższym poziomie. Ponadto próby odbywają się na zasypianym gazociągu, który jest utwierdzony (liniowo), co powoduje, że na większości jego trasy naprężenia wzdłużne (od ciśnienia próbnego) będą miały małe wartości. Mimo to w wyniku prób specjalnych wykonywanych

przy naprężeniach obwodowych równych granicy plastyczności powodujących przemieszczenia ziaren (kryształów) wewnątrz materiału rur następuje odprężenie gazociągu (częściowe) również z występujących naprężeń wzdłużnych pochodzących np. od różnic temperaturowych, nierównomiernego ułożenia i obciążenia nasypem a także naprężeń spawalniczych. W zakresie naprężeń wzdłużnych nie jest to odprężenie w pełnym zakresie (100-procentowe), to jednak jak pokazuje praktyka takie zjawiska zachodzą i w sposób istotny wpływają na polepszenie parametrów użytkowych gazociągu.

VI. Wnioski

Jak już powiedziano w związku z brakiem możliwości (na etapie projektowania) przewidzenia wszystkich obciążeń jakim podlegają gazociągi w kilkudziesięcioletnim okresie eksploatacji, uzyskiwanie wzdłużnej elastyczności przewodu gazowego jest głównym elementem, który powinien zagwarantować zwiększone bezpieczeństwo pracy sieci przesyłowej. Można nawet powiedzieć, że brak elastyczności przewodu gazowego jest wtórnym czynnikiem występowania na sieci gazowej stanów awaryjnych, gdyż w przypadku wystąpienia ponadnormatywnych (miejscowych) naprężeń wzdłużnych, przy elastycznym przewodzie gazowym obciążenia rozkładają się na dłuższym odcinku, co zwykle powoduje ich zmniejszenie i brak przekroczeń wartości naprężeń doraźnych (niszczących). Zagadnienie to jest istotne również z tego powodu, że w większości przypadków próby ciśnieniowe gazociągów podziemnych nie dają praktycznie żadnej istotnej informacji dotyczącej jego rzeczywistej wytrzymałości wzdłużnej.

Rury używane do budowy gazociągów posiadają dużą ciągliwość (wydłużenie rzędu 20%), co powinno umożliwiać budowę elastycznej sieci gazowej. Nieuwzględnienie jednak w fazie projektowania i budowy istotnych czynników powoduje, że stan elastyczności przewodu gazowego może być uzyskiwany tylko w sposób przypadkowy.

Uzyskanie rzeczywistej elastyczności wzdłużnej przewodu gazowego już na poziomie tylko 5-ciu % byłoby, co prawda wielkością ok. 4-ro krotnie mniejszą niż wydłużenie (ciągliwość) najczęściej stosowanych materiałów rur, jednak byłoby wielkością 10 krotnie większą niż elastyczność przewodu gazowego w stanie tzw. „kruchości bezwzględnej”. W takim przypadku stan awaryjny gazociągu wystąpiłby dopiero po wydłużeniu np. 100 metrowego przewodu o wielkość 5 metrów.

Należy domniemywać, że dla istniejących gazociągów kruchość wzdłużna przewodu

gazowego jest stanem powszechnym z uwagi na słabą jakość obwodowych połączeń spawanych wykonywanych przed wieloma laty. Dla aktualnie budowanych gazociągów mimo stosowania zaawansowanych technik spawalniczych i zwiększonego zakresu badań uzyskanie stanu elastyczności jest trudne, zwłaszcza przy wykorzystywaniu do budowy rur materiałów o wysokiej wytrzymałości. W takich przypadkach stan kruchości wzdłużnej (bezwzględnej) zachodzić będzie w przypadku, gdy dla materiału rur o współczynniku $Re/Rm=0,9$ spoiny obwodowe wykonywane są z rzeczywistym współczynnikiem $Z=0,9$, i to nawet w przypadku łączenia rur o jednakowej wytrzymałości. Podobna sytuacja będzie zachodzić w przypadku, gdy spoiny obwodowe uda się wykonać ze współczynnikiem $Z=1$ (co dla takich materiałów jest trudne w realizacji), ale będą występowały różnice wytrzymałości łączonych ze sobą rur powyżej 10%. W tym przypadku jednak praktyczna elastyczność przewodu gazowego będzie na znacznie wyższym poziomie, gdyż zniszczenie gazociągu (w miejscu występowania ponadnormatywnych naprężeń) nastąpi dopiero po maksymalnym wydłużeniu słabszej rury. Można sądzić, że w takiej sytuacji należy naprzemiennie łączyć ze sobą słabe i mocne rury, co może pozwolić na uzyskanie elastyczności danego odcinka na poziomie połowy pełnej elastyczności słabszych rur. Jednak, aby umożliwić uzyskanie jak największej elastyczności wzdłużnej najkorzystniejszym rozwiązaniem jest ustawienie w kolejności montażu rur jak najmniej różniących się od siebie wytrzymałością wzdłużną, wg pokazanej w pkt. III.1. procedury.

Przedstawione rozważania pokazują, że dla osiągnięcia elastyczności wzdłużnej przewodu gazowego kluczową sprawą jest wykonanie spoin obwodowych ze współczynnikiem $Z=1$, co najprawdopodobniej dla niektórych, aktualnie stosowanych materiałów (typu M lub Q) wydaje się możliwe tylko po zamontowaniu na każdej spoinie obwodowej dodatkowego pierścienia wzmacniającego. Sprawa dodatkowego wzmacniania spoin obwodowych zwłaszcza przy użyciu materiałów kompozytowych powinna być prosta i tania w realizacji. Korzyści wynikające z zastosowania takiego rozwiązania polegałyby nie tylko na możliwości praktycznego uzyskania pełnej elastyczności przewodu gazowego, ale również zapewniałoby możliwość eliminacji (w pewnym zakresie) niekorzystnego wpływu niektórych wad spawalniczych powodujących miejscowe osłabienie wykonanej spoiny obwodowej. Projektowanie pierścieni wzmacniających powinno uwzględniać zaistnienie współczynnika $Z>1$

(dla całego połączenia), czyli wytrzymałość wzdłużna połączenia obwodowego z pierścieniem wzmacniającym powinna być większa niż wytrzymałość wzdłużna rury i przy zaistnieniu doraźnych (niszczących) naprężeń zniszczenie rurociągu nastąpi w litej części rury, po jej maksymalnym wydłużeniu.

Bibliografia:

1. Stanisław Paweł Glinicki – Budowle podziemne. Wydawnictwo Politechniki Białostockiej 1994 r.
2. Andrzej Klimpel – Ocena celowości zastosowania rur ze stali X70 i X80 na gazociągach strategicznych dużych średnic, z uwzględnieniem ich spawalności. Biuletyn Instytutu Spawalnictwa nr 6/2011.
3. Stanisław Wróbel – Głębokość ułożenia gazociągów w aspekcie termicznych właściwości gruntów. Technika Naftowa i Gazownicza 3-4/89.
4. Barbara Kliszczewicz – Współpraca wielkośrednicowych stalowych rurociągów z gruntem. Budownictwo i Inżynieria Środowiska nr 4/2013.
5. Barbara Kliszczewicz – Sieci uzbrojenia podziemnego na terenach górniczych. Nowoczesne budownictwo inżynierskie wrzesień-październik 2009.
6. Andrzej Rusin Katarzyna Stolecka – Poważne uszkodzenia gazociągów i ich skutki. Rynek Energii nr 6/2009.
7. Andrzej Dietrich. – Zastosowanie metody hierarchii analitycznej (AHP) do oceny poziomu bezpieczeństwa technicznego gazociągów. Nafta-Gaz grudzień 2010.
8. Paweł Ostapkowicz – Opis i przyczyny stanów awaryjnych rurociągów przesyłowych z wyciekami. Zeszyty Naukowe Politechniki Białostockiej. Budowa i eksploatacja maszyn. Zeszyt nr 13
9. Mężyk D. – Magnetyczna ocena naprężeń w instalacjach rurociągowych, z wykorzystaniem efektu Barkhausena. Przegląd Spawalnictwa r. 2014 nr 5.
10. Pliki cyfrowe (zdjęcia) uzyskane poprzez przeglądarki internetowe (Google. Opera, Firefox).
11. Norma ASME B31.8 GAS TRANSMISSION AND DISTRIBUTION PIPING SYSTEMS.
12. Mieczysław Borysiewicz, Sławomir Potemski – Zarządzanie integralnością rurociągów oparte o analizy ryzyka rekomendowane przez Amerykański Instytut Petrochemiczny. VIII Krajowa Konferencja Techniczna, czerwiec 2005 r. Płock.

Maciej Hirs

Artykuł recenzowany

Artykuł nadesłano do redakcji: 28.04.2015 r.

Artykuł przyjęto do druku: 18.05.2015 r.

Informacja dla autorów publikujących w „Wiadomościach Naftowych i Gazowniczych”

Wszystkie dostarczane materiały przeznaczone do druku powinny być w formie elektronicznej, przesłane na adres redakcji na CD, wraz z wydrukiem. Materiały do 20 MB mogą być przesyłane za pomocą poczty elektronicznej na adres: redakcja@wnig.pl, redakcja.wnig@interia.pl, jednakże autor musi dostarczyć dodatkowo wydruk. Każdy autor wraz z tekstem, który jest jego autorstwa, przesyła swoje zdjęcie. Tekst powinien zawierać krótki tytuł oddający prezentowaną treść oraz streszczenie. Pod nim imię(a) nazwisko(a) autora(ów), adres, e-mail. Tekst nie powinien przekraczać 10 stron A-4 wraz z grafiką i spisem cytowanych w tekście pozycji literatury. Zaleca się stosowanie czcionki Times New Roman 12 pt i podwójny odstęp między wierszami. Wszystkie przeznaczone do zamieszczania w tekście rysunki, zdjęcia, itp. powinny być cytowane jako figury. Figury numerowane w osobnych plikach (wykonane w Corel Draw 7-14 lub jako JPG lub TIFF 300 DPI) z zaznaczeniem w tekście miejsc ich umieszczenia. Podpisy pod figurami na końcu tekstu. Spis literatury powinien zawierać imię i nazwisko autora, rok publikacji, tytuł, wydawcę i strony. Szczegółowe zasady opisane są na naszej stronie internetowej: <http://www.wnig.pl/info/publikuj-u-nas>

Minimalizacja możliwości wystąpienia migracji gazu w rejonie przedgórza Karpat



Małgorzata Uliasz

Minimization the potential of gas migration in regions the Carpathians Foothills

Abstract

A frequent phenomenon occurring in the region of the Carpathians Foothills are occurring gas exhalation. Their presence is associated with the occurrence of a number of shallowly buried gas-bearing horizons present in the autochthonous Miocene strata. In addition, this effect is intensified by the complicated geological structure in this area. During the performance boreholes one of the important conditions is to ensure integrity in the annular space between the casings and beyond these.

Therefore, the laboratory tests have been carried out in INiG-PIB, designed to assess the impact of drilling fluid on the degree of sealing annular space in hardened cement paste - rock contact, for specific geological and technical conditions. The final effect was to modify the composition of chemical washes in terms of efficiency removal of the filter cake created by the use of drilling muds as well as modification of cement slurries by the use special additives to prevent gas migration. During the ongoing work they have been indicated potential causes of gas migration from the annular space in the selected wellbores performed on the Carpathian Foothills and then measures have been taken to curb this phenomenon.

Streszczenie

Częstym zjawiskiem występującym w rejonie przedgórza Karpat są pojawiające się ekskhalacje gazowe. Ich obecność związana jest z występowaniem wielu płytko zalegających horyzontów gazonośnych obecnych w utworach miocenu autochtonicznego. Dodatkowo efekt ten potęgowany jest skomplikowaną budową geologiczną w tym rejonie. W trakcie wykonywania otworów wiertniczych jednym z ważniejszych warunków jest zapewnienie szczelności



Marcin Kremieniewski

w przestrzeniach pierścieniowych pomiędzy kolumnami rur oraz poza nimi.

W związku z powyższym, w INiG – PIB wykonane zostały badania laboratoryjne, których celem była ocena wpływu stosowanych cieczy wiertniczych na stopień uszczelnienia przestrzeni pierścieniowej na kontakcie stwardniały zaczyn cementowy – skała, dla konkretnych warunków geologiczno – technicznych. Efektem finalnym było przeprowadzenie modyfikacji składów cieczy przemylających pod kątem efektywności usuwania osadów filtracyjnych utworzonych przez stosowane płuczki wiertnicze oraz modyfikacja zaczynów cementowych poprzez użycie środków zapobiegających migracji gazu. Podczas realizowanych prac wskazane zostały potencjalne przyczyny migracji gazu z przestrzeni pierścieniowej w wybranych otworach wiertniczych zrealizowanych na przedgórzach Karpat, a następnie podjęto działania mające na celu ograniczenie tego zjawiska.

1. Migracja gazu w rejonie przedgórza Karpat

Występujące w rejonie przedgórza Karpat złoża gazu ziemnego zakumulowane są głównie w słabo-zwężliwych piaskowcach, laminowanych utworami ilastymi, które zalegają w pułapkach typu strukturalnego. Rejestrowane przez aparaturę kontrolno-pomiarową wskazania gazowe potwierdzone pomiarami geofizycznymi, dowodzą ich występowania w seriach piaszczystych oraz ilastych w interwale 20 m do 40 m, tuż pod utworami czwartorzędu [3]. Zjawisko migracji gazu obserwowane jest głównie w zakresie głębokości od 0 do około 600 m, natomiast z większej głębokości migracja występuje bardzo rzadko, ponieważ interwały te izolowane są przeważnie kolumną eksploatacyjną 7".

Analiza przyczyn nieudanych cementowań, które przeprowadzone były prawidłowo od strony technicznej pozwala wywnioskować, iż na stopień uszczelnienia otworu wpływa na etapie jego wiercenia rodzaj zastosowanej płuczki, głównie jej właściwości inhibitoryjne oraz

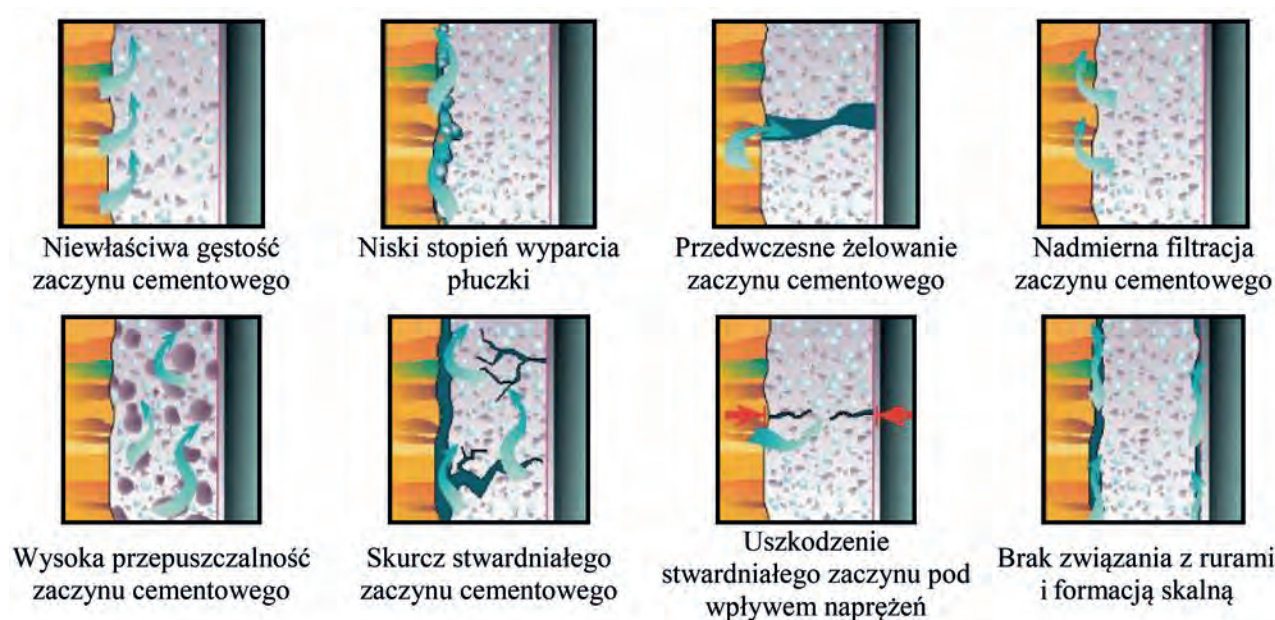
rodzaj i skład cieczy przemylającej i zaczynu cementowego. Bardzo ważną rolę odgrywają właściwości tych cieczy oraz sposób w jaki wzajemnie na siebie oddziałują w trakcie płukania i wypierania z otworu w czasie zabiegu cementowania. Dotyczy to przede wszystkim oddziaływania na odsłoniętą skałę, w tym także poprzez utworzony na ścianie otworu osad filtracyjny. Z obserwacji praktycznych wynika, że jakość i ilość pozostawionego na ścianie otworu osadu filtracyjnego wpływa także w dużym stopniu na efektywność uszczelnienia kolumny rur. [10, 11]

Podczas dowiercania otworów wiertniczych do warstw gazonośnych wymagane jest uzyskanie maksymalnej szczelności przestrzeni pierścieniowej. W przypadku nieszczelnego zacementowania gaz z przestrzeni międzyrurkowych wymaga odpuszczania, ponieważ jego ciśnienie w górnej części otworu może uzyskać niebezpieczne wartości, niekiedy równe nawet ciśnieniu złożowemu. Natomiast gaz migrujący wzdłuż otworu poza rurami przedostaje się bezpośrednio do gruntu, wód gruntowych lub do atmosfery. W celu dobrego uszczelnienia przestrzeni, ważne aby nastąpiło całkowite wyparcie płuczki przez ciecz przemylającą, bufor i zaczyn cementowy, który po stwardnieniu i związaniu ma uniemożliwić pionowy przepływ gazu w przestrzeni pierścieniowej pomiędzy kolumnami rur jak i poza nimi [1, 11].

Biorąc pod uwagę priorytet problematyki dotyczącej migracji gazu, szczególną uwagę skupia się na zabiegu cementowania jako na jednej z ważniejszych operacji w trakcie realizacji otworu. W INiG – PIB już od kilku lat na zlecenie Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa prowadzone są specjalistyczne badania w celu poprawy skuteczności wypełnienia przestrzeni pierścieniowych poprzez dostosowanie parametrów reologicznych płuczki do zabiegu cementowania oraz dobór składu i właściwości zaczynów cementowych [7, 9].

2. Analiza potencjalnych przyczyn migracji gazu

Na podstawie wykonanej w INiG – PIB analizy stanu zacementowania w oparciu o przegląd zebranych danych dla wybranych otworów realizowanych na przedgórzach Karpat w latach 2008 – 2011 stwierdzono wypływy gazu z przestrzeni pierścieniowej w ilościach 0,01 do 3 m³/h. Jak już wspomniano powstawanie zjawisk migracji gazu podczas cementowania otworów gazowych na przedgórzach Karpat powiązane jest z budową geologiczną akumulacji gazowych w wielohoryzontalnych pułapkach w obrębie utworów piaskowcowo-mułowcowych izolowanych osadami ilastymi [11]. W związku z tym podczas interpretacji migracji gazu niezbędna



Rys. 1. Potencjalne przyczyny migracji gazu po wykonaniu zabiegu cementowania [6, 11]

jest wiedza dotycząca mechanizmów powstawania zjawisk zachodzących na kontakcie cieczy wiertniczych ze strukturą geologiczną oraz znajomość samej budowy geologicznej złoża. Analizując przyczyny nieskutecznego zacemowania przestrzeni międzyrurkowych i pozarurkowych w otworach wierconych na przedgórzu Karpat nie można podać głównej przyczyny wypływu gazu. W obecnym stanie rozpoznania dla analizowanych otworów do powstawania tego zjawiska przyczynić się mogą czynniki geologiczne, techniczne, technologiczne, mechaniczne i organizacyjne [4, 5, 6, 8]. Na rysunku 1 przedstawione zostały przyczyny migracji gazu.

Poprawa szczelności otworów wiertniczych w różnych warunkach geologiczno-złożowych możliwa jest dzięki odpowiedniemu doborowi składu i właściwości cieczy wiertniczych stosowanych w procesie wiercenia oraz cementowania kolumn rur okładzinowych. Ponadto na wyeliminowanie nieszczelności wpływa zastosowanie odpowiedniej metody usuwania osadu filtracyjnego, w oparciu o specjalistyczne badania określające rodzaj zjawisk zachodzących na granicy płuczka wiertnicza – zaczyn cementowy – skała. Skuteczność wykonania zabiegu cementacyjnego związana jest również z prawidłowo opracowanym projektem i praktycznie przeprowadzonym zabiegiem cementowania poszczególnych kolumn rur okładzinowych. Jest to jednak jeden z elementów uzyskania wymaganego efektywnego uszczelnienia otworu.

W ostatnich latach poświęca się dużą uwagę na poprawę jakości wiercenia i cementowania otworu, czego przejawem jest:

- stosowanie płuczek wiertniczych zapobiegających nadmiernemu skawernowaniu otworu,

- stosowanie płuczek zabezpieczających stabilność ścian otworu,
- zakładanie centralizatorów na kolumny rur okładzinowych,
- stosowanie cieczy przemylających i wyprzedzających,
- homogenizowanie zaczynu cementowego,
- wprowadzanie do zaczynu cementowego coraz lepszych jakościowo dodatków nadających zaczynom cechy płynów wiertniczych o parametrach reologicznych spełniających wymogi założonego reżimu tłoczenia, o dostosowanych do sytuacji otworowych gęstościach, czasach gęstnienia i filtracji a przy tym nie ulegających sedymentacji [2, 3].

W celu zminimalizowania możliwości wystąpienia migracji gazu w rejonach przedgórza Karpat wykonano analizę warunków geologiczno – złożowych co pozwoliło dobrać metodykę badań mającą na celu określenie przyczyn migracji gazu w danym rejonie wierceń. Następnie przeprowadzono badania laboratoryjne w celu określenia wpływu cieczy wiertniczych stosowanych podczas realizacji wytypowanych otworów na stopień uszczelnienia przestrzeni pierścieniowej. W kolejnym etapie dokonano modyfikacji składów cieczy przemylających pod kątem zwiększenia efektywności usuwania osadów filtracyjnych utworzonych przez stosowane płuczki wiertnicze. Ponadto:

- wykonano analizę warunków geologiczno-złożowych i właściwości dotyczących stosowanych systemów cieczy wiertniczych w czasie wiercenia i cementowania otworów oraz weryfikację ich składów;

- opracowano oraz dobrano:

- płuczki wiertnicze, których głównym zadaniem było takie zabezpieczenie skał ilasto-lupkowych przed hydratacją, aby zatłoczona ciecz przemylająca (bufor, przemylówka) oraz zaczyn cementowy nie powodowały dalszej ich hydratacji, a ponadto utworzony osad filtracyjny charakteryzował się odpowiednią wytrzymałością mechaniczną;
- cieczy przemylające pod kątem ich korzystnego oddziaływania na ścianę otworu i efektywnego usuwania osadu filtracyjnego;
- zaczynu cementowego dla danej kolumny rur okładzinowych zapewniające szczelność cementowanej przestrzeni i uniemożliwiające przepływ cieczy i gazu równoległe do osi otworu;
- metody skutecznego usuwania osadu filtracyjnego [11].

3. Modyfikacje stosowanych cieczy wiertniczych pod kątem ograniczenia możliwości wystąpienia migracji gazu – badania laboratoryjne

Przeprowadzone w INiG – PIB badania laboratoryjne miały na celu określenie wpływu stosowanych cieczy wiertniczych na stopień uszczelnienia przestrzeni pierścieniowej na kontakcie stwardniały zaczyn cementowy – skała. Następnie dobrano skład i właściwości cieczy przemylających oraz przeprowadzono ich modyfikacje pod kątem zwiększenia efektywności usuwania osadów filtracyjnych utworzonych przez stosowane płuczki wiertnicze. Do badań laboratoryjnych wykorzystywane były płucz-

ki wiertnicze, cieczy przemywające i zaczyny uszczelniające stosowane podczas realizacji otworów wiertniczych.

Przyjmując założenia dotyczące badań laboratoryjnych wytypowane zostały otwory, w których stwierdzono występowanie migracji gazu na wybranym obszarze oraz dokonano charakterystyki geologiczno-złożowej obszaru obejmującego wytypowane otwory. Określono również stan otworu w trakcie wiercenia i przed cementowaniem danej kolumny (uzbrojenie i przygotowanie otworu do cementowania). Następnie przeprowadzono analizę prac wykonanych w otworze pod kątem efektywności uszczelnienia rur oraz analizę rodzaju, składu i właściwości płuczki wiertniczej, cieczy buforowych i przemywających oraz zaczynów cementowych.

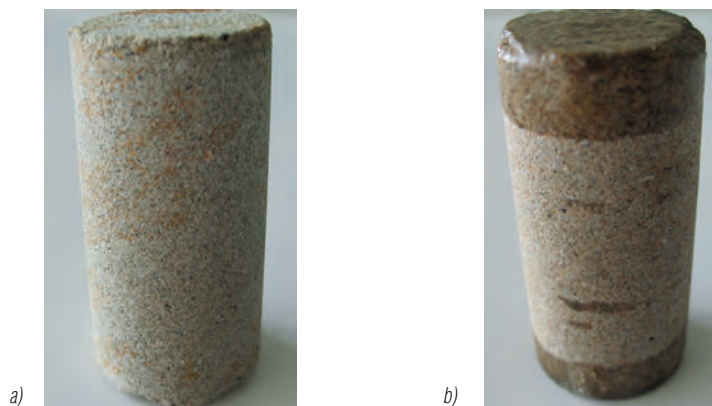
W pierwszej kolejności określono „wzorcowe” wartości przyczepności oraz przepuszczalności, które służyły jako punkty odniesienia do dalszych badań. W tym celu próbka skalna

odwzorowująca ścianę górotworu została uszczelniona lateksowym zaczynem cementowym z dodatkiem 20% mikrocementu. Odporność na migrację gazu na kontakcie stwardniały zaczyn cementowy – formacja skalna, określana była poprzez stwierdzenie wypływu

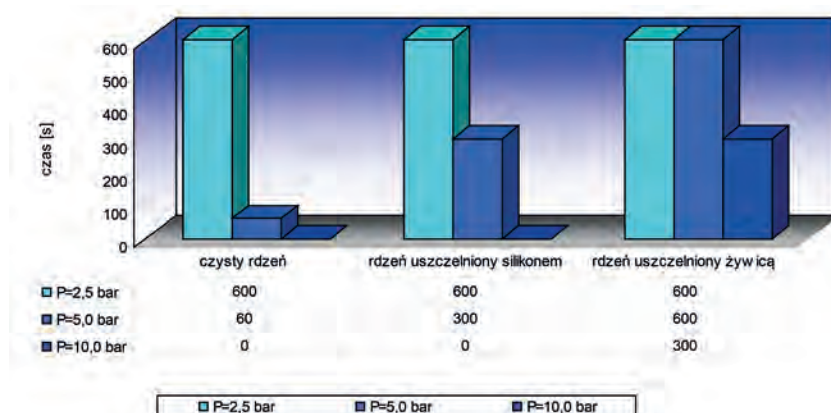
gazu przy określonym ciśnieniu (2,5; 5,0; 10,0 bar). Testy rozpoczynano od najmniejszej wartości ciśnienia. Gdy próbka wykazywała nieprzepuszczalność przez 600 sekund, ciśnienie zwiększano o 100% w porównaniu do wartości poprzedniej. Badania przeprowadzono dla próbki rdzenia z uszczelnieniem w jego górnej i dolnej części przy użyciu silikonu, żywicy oraz bez uszczelnienia (fot.1). Działanie takie miało na celu wytypowanie najefektywniejszej próbki wzorcowej. Do dalszych badań wytypowano rdzeń uszczelniony za pomocą żywicy epoksydowej. Wyniki badań odporności na migrację dla próbki wzorcowej przedstawiono na rys. 2. Dodatkowo dla próbek wykonano badania przyczepności na kontakcie stwardniały zaczyn cementowy – rdzeń skalny. Przyczepność wzorcowa wynosiła 2,28 MPa.

Następnie przeprowadzone zostały badania przyczepności oraz odporności na migrację na kontakcie stwardniały zaczyn cementowy – rdzeń skalny dla próbek skał z wytworzonym osadem z płuczki bentonitowej oraz potasowo – polimerowej stosowanej na wytypowanych otworach. Powstały osad filtracyjny usuwano przy użyciu cieczy przemywających stosowanych na danych otworach. Badania prowadzono również przy użyciu zaczynów cementowych zastosowanych podczas uszczelniania tych otworów.

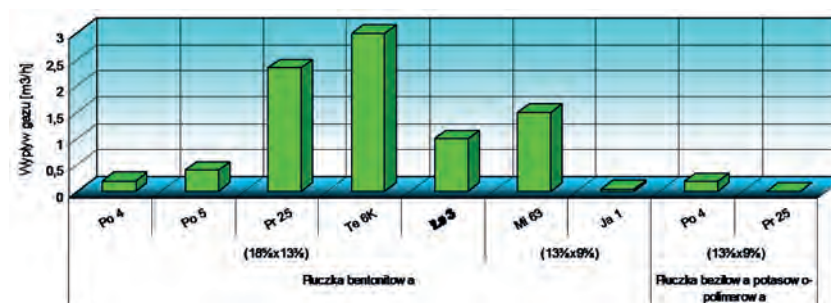
Przeprowadzone w warunkach laboratoryjnych dla wszystkich analizowanych otworów próby określenia szczelności na kontakcie kamień cementowy – skała i przepuszczalności dla gazu wskazywały, że w otworach, w których stwierdzono znaczące wypływy gazu (rys. 3), oznaczano równocześnie niskie wartości przyczepności kamienia ze skałą (0,04 – 0,25 MPa) (rys. 4) oraz prawie natychmiastowe wypływy gazu po przyłożeniu ciśnienia 2,5 bara (rys. 5). Dotyczyło to próbek z wytworzonym osadem, przede wszystkim z płuczki bentonitowej. Osad ten był znacznie trwalszy oraz występował w większych ilościach niż w przypadku osadu powstałego z płuczki potasowo – polimerowej.



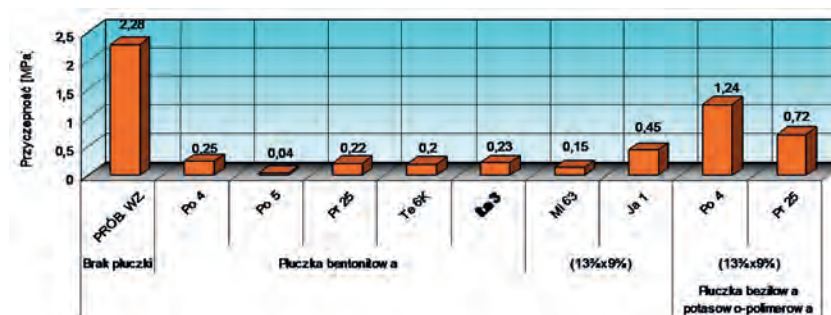
Fot. 1. Próbkę materiału skalnego. a) nieuszczelnioną, b) uszczelnioną żywicą epoksydową.



Rys. 2. Przepuszczalność na kontakcie stwardniały zaczyn cementowy – skała dla trzech próbek wzorcowych



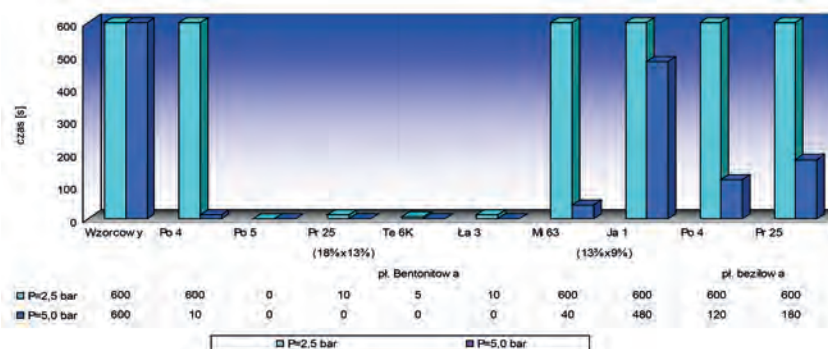
Rys. 3. Wpływ gazu z przestrzeni pierścieniowej wytypowanych otworów



Rys. 4. Przyczepność na kontakcie stwardniały zaczyn cementowy – skała dla wytypowanych otworów

Następnym etapem było przeprowadzenie badania mającego na celu określenie wpływu modyfikacji składu cieczy przemywającej na minimalizację możliwości wystąpienia migracji gazu oraz wykonano obróbkę płuczki wiertniczej, polegającą na obniżeniu jej parametrów reologicznych. Analizując uzyskane wyniki badań stwierdzono, że dodatek 3% KCl do cieczy przemywającej spowodował 60-cio procentowy wzrost przyczepności próbki skalnej do stwardniałego zaczynu cementowego (z 0,5 MPa do 0,8 MPa; tabl. 1). Nastąpiła poprawa szczelności na kontakcie stwardniałego zaczynu cementowego – skała, efektem czego było ograniczenie wypływu gazu (tabl. 1). Badania z użyciem dwóch cieczy przemywających o zmodyfikowanym składzie potwierdziły poprawę szczelności na kontakcie cement – skała. Następnie przeprowadzono badania, w których wykonano obróbkę stosowanej płuczki oraz zastosowano zmodyfikowane cieczy przemywające. Na podstawie uzyskanych wyników badań stwierdzono znaczną poprawę zarówno przyczepności stwardniałego zaczynu cementowego na kontakcie ze skałą (rys. 6) jak również ograniczenie migracji gazu (rys. 7). Wykonane badania potwierdziły, że usuwanie ze ścian otworu zżelowanej płuczki przez ciecz o niższych wartościach granicy płynięcia, wytrzymałości strukturalnej i lepkości plastycznej, a następnie dalsze przemywanie jej osadu przed zatłoczeniem zaczynu cementowego, cieczą przemywającą o zmodyfikowanym składzie, umożliwia zminimalizować migrację gazu z przestrzeni pierścieniowej.

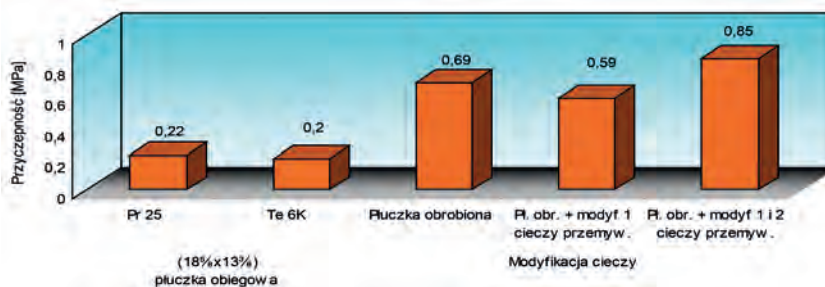
W celu zminimalizowania możliwości wystąpienia migracji gazu przeprowadzono również modyfikację stosowanych zaczynów uszczelniających. Wykonano badania zaczynów stosowanych w warunkach otworowych. Następnie na podstawie analizy otrzymanych wyników badań, zmodyfikowano receptury w taki sposób, aby zwiększyć możliwość utrzymania przez zaczyn cementowy wyższych wartości ciśnienia hydrostatycznego w punkcie końca wiązania. Działanie takie miało na celu otrzymanie zaczynu umożliwiającego wywieranie przeciwcisnienia w stosunku do ciśnienia złożowego i w związku z tym przeciwdziałanie możliwości wtargnięcia gazu w strukturę wiążącego zaczynu cementowego. Modyfikacjom poddane zostały receptury zaczynów, których wartości ciśnienia hydrostatycznego w punkcie końca wiązania posiadały wartości najbardziej zbliżone do ciśnienia 35 barów. Otrzymane wyniki badań zaczynów cementowych przed modyfikacją oraz dla dwóch proponowanych receptur obrazują rys. 8 oraz 9. Dodatkowo badaniom poddano proponowane



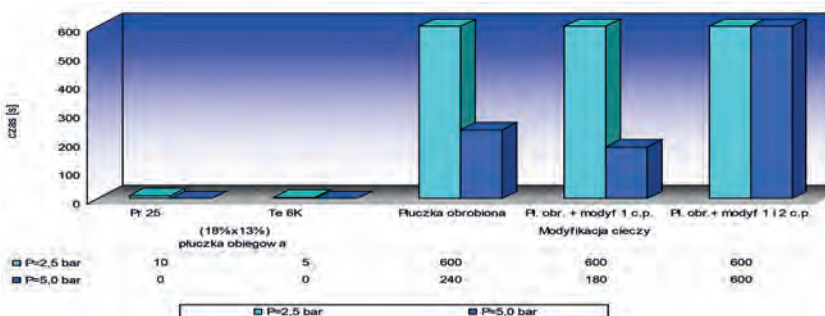
Rys. 5. Odporność na migrację gazu na kontakcie stwardniałego zaczynu cementowego – skała dla wytypowanych otworów

Tablica 1. Wpływ dodatku KCl na usuwanie osadu płuczkowego otworu Po 5

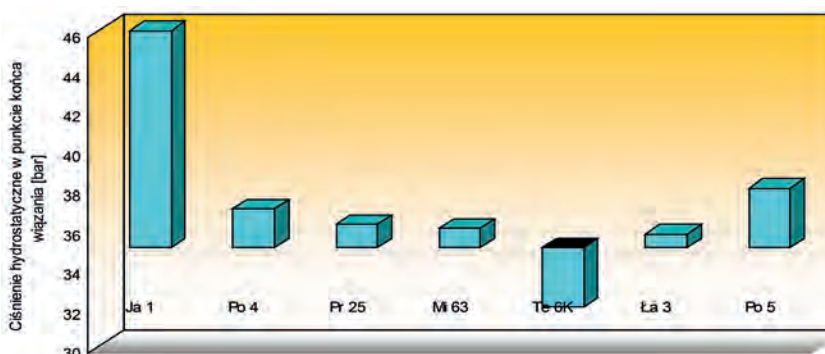
Rodzaj cieczy przemywającej	Przemywka Woda	Przemywka Woda + KCl 3%
Czas hydratacji	2 dni	2 dni
Przyczepność [MPa]	0,50	0,80
Czas odporności na przechodzenie gazu [s] przy ciśnieniu [bar]	2,5	300
	5,0	-----
		10



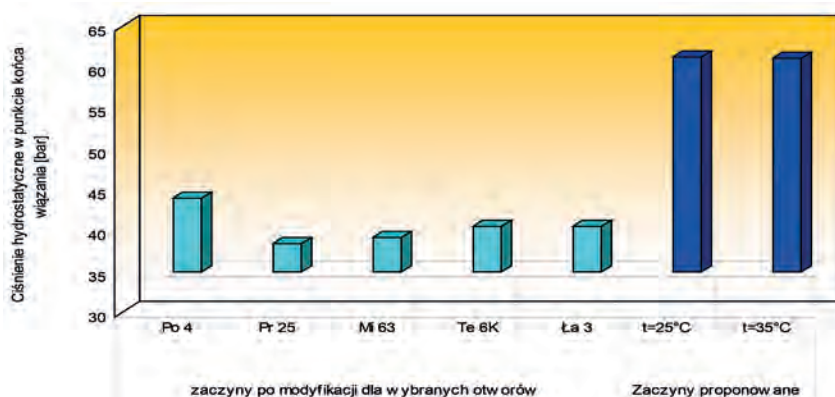
Rys. 6. Porównanie przyczepności dla próbek dla próbek przed i po obróbce cieczy wiertniczych



Rys. 7. Porównanie przepuszczalności dla gazu dla próbek przed i po obróbce cieczy wiertniczych



Rys. 8. Wartości ciśnienia hydrostatycznego zaczynów w punkcie końca wiązania (zaczyny przed modyfikacją)



Rys. 9. Wartości ciśnienia hydrostatycznego zaczynów w punkcie korcza wiązania (zaczyny po modyfikacji oraz zaczyny proponowane)

przez INiG – PIB zaczyny uszczelniające z dodatkiem środka zapobiegającego migracji gazu GS¹ w ilości 7,0%. Uzyskane wyniki potwierdziły możliwość zastosowania tych receptur do uszczelniania kolumn rur w rejonach o podwyższonym ryzyku wystąpienia migracji gazu.

4. Podsumowanie

Ze względu na konieczność ochrony środowiska, zapewnienie bezpieczeństwa prowadzenia prac wiertniczych i eksploatacyjnych oraz obowiązujące przepisy prawne problematyka dotycząca minimalizacji migracji gazu z przestrzeni międzyrurowych jest zagadnieniem ciągle aktualnym. W niniejszym artykule poruszono aspekty związane ze stosowaniem cieczy wiertniczych, omówiono wpływ modyfikacji tych cieczy na zwiększenie efektywności usuwania osadów filtracyjnych, a tym samym zminimalizowanie międzystrefowych wpływów gazu. Do badań zastosowano płuczki otworowe, ciecz przemysłową i bufor oraz zaczyny cementowe, które sporządzone zostały zgodnie z recepturami zastosowanymi w warunkach otworowych. W celu określenia stopnia uszczelnienia kolumny rur ze skałą zastosowano próbkę materiału skalnego pobranego z głębokości ok. 300 do 400 m, pochodzącego ze złoża piaskowców budowlanych zawierających spoiwo ilasto – wapniste [11]. Zaprojektowany w ten sposób schemat pomiarowo – badawczy miał na celu odwzorowanie przestrzeni pierścieniowej otworu wiertniczego. Na rdzeniach skalnych wytwarzany był osad płuczki, który usuwano za pomocą cieczy przemysłowych i buforów, a następnie przestrzeń uszczelniano zaczynem cementowym. Skuteczność usuwania utworzonego z danej płuczki osadu przez zastosowanie cieczy przemysłowych określono na podstawie badań przyczepności oraz przepuszczalności dla gazu na kontakcie stwardniały zaczyn cementowy – skała [11].

1. GS – polimer butadienowo-styrenowy

Na podstawie analizy danych geologiczno-złożowych dla wytypowanych otworów wykonanych na przedgórzu Karpat oraz uzyskanych wyników badań laboratoryjnych, stwierdzono, że:

- Największe wypływy gazu rejestrowano z przestrzeni 18% $\times$ 13% w głębokości od ok. 30 do ok. 250 m oraz z przestrzeni 13% $\times$ 9% w głębokości od ok. 140 do 950 m, gdzie do przewiercania warstw, zarówno pod rury 18% jak i 13%, stosowano płuczkę bentonitową. Interwały pod rury 13% i 9% przewiercane inhibitowaną płuczką beziłową potasowo-polimerową wykazywały znacznie niższe wypływy gazu;
- Osady wytwarzane przez otworową płuczkę bentonitową są trudno usuwalne przez ciecz przemysłową, co powoduje bardzo słabe związanie stwardniałego zaczynu cementowego z badaną próbką skały oraz nieszczelności na kontakcie stwardniały zaczyn cementowy – skała [11];
- Osad powstały z płuczki beziłowej potasowo – polimerowej, był dobrze usuwalny przez ciecz przemysłową, ponadto występował on w niewielkich ilościach. Dzięki temu otrzymano znacznie wyższe wartości przyczepności próbki skały do stwardniałego zaczynu cementowego oraz lepsze uszczelnienie na kontakcie stwardniały zaczyn cementowy – skała w porównaniu do płuczki bentonitowej;
- Stopień związania stwardniałego zaczynu cementowego ze skałą zależy głównie od utworzonych i przemitych osadów, natomiast jakość oraz efektywność ich usuwania od rodzaju i właściwości płuczki wiertniczej oraz cieczy wyprzedzających [11];
- Obróbka płuczki bentonitowej poprzez dodatek blokatora oraz obniżenie jej lepkości i granicy płynięcia wpływa na zwiększenie przyczepności stwardniałego zaczynu cementowego do skały oraz ograniczenie przepuszczalności dla gazu. Do przemycania osadów z tej płuczki należy stosować ciecz przemysłową posiadającą właściwości inhibitoryjne;

- W celu zminimalizowania możliwości wystąpienia migracji gazu konieczne jest prowadzenie badań laboratoryjnych zaczynu uszczelniającego przed zabiegiem cementowania oraz dobór jego składników dla konkretnych warunków geologiczno-technicznych;

Literatura

- Ciechanowska M. i inni: – Ekshalacje gazu ziemnego – polsko – ukraiński problem przedgórza Karpat; Analiza i ocena zagrożeń ekshalacjami gazu. Kraków 2008.
- Fornal J., Kątna Z. – Zaczyny cementowe odporne na migrację gazu. Nafta-Gaz, nr 1/1995
- Fornal J. i inni. – Doskonalenie zaczynów uszczelniających lekkich i ciężkich zapobiegających migracji gazu w przestrzeni pierścieniowej podczas wiązania cementu. Dokumentacja INiG, Kraków 1996.
- Gawlik P., Szymczak M. – Migracje gazowe w przestrzeniach międzyrurowych otworów realizowanych na przedgórzu Karpat. Nafta-Gaz, nr 7-8/2006.
- Herman Z. – Przyczyny migracji gazu w otworach wiertniczych, WUG nr 2/2005.
- Herman Z. – Problemy migracji i ekshalacji gazu w odwiertach. Technické univerzity Ostrava, řada hornicko-geologická, 2005r.
- Herman Z., Uliasz M. – Wpływ zjawisk zachodzących na kontakcie płuczka wiertnicza – zaczyn cementowy – skała ilasta na skuteczność cementowania. Konferencja Naukowo-Techniczna GEOPETROL 2002, Zakopane, Prace nr 116.
- Kremieniewski M. – Proces migracji gazu w trakcie wiązania zaczynu cementowego. Nafta-Gaz 2011, nr 3.
- Nowotarski I., Uliasz M., Zima G., Błaż S., Szymczak M. – Przygotowania płuczki do zabiegu cementowania – doświadczenia przemysłowe. Konferencja Naukowo-Techniczna GEOPETROL 2008, Zakopane, Prace nr 150.
- Stryczek S., Gonet A. – Kierunki ograniczania migracji gazu z przestrzeni pierścieniowej otworu wiertniczego. WUG nr 3/2005
- Uliasz M. i in. – Kompleksowa analiza przyczyn migracji gazu w otworach realizowanych na przedgórzu Karpat i w Karpatach pod kątem właściwości cieczy wiertniczych stosowanych w czasie wiercenia i cementowania kolumn rur okładzinowych. Praca niepubl. INiG 2012

Małgorzata Uliasz

Marcin Kremieniewski

Artykuł recenzowany

Artykuł nadesłano do redakcji: 10.07.2015 r.

Artykuł przyjęto do druku: 22.07.2015 r.

Powłoki izolacyjne stosowane w ochronie przeciwkorozyjnej gazociągów



Andrzej Barczyński



Anna Smockiewicz-Wojciechowska

The use of insulating coatings in corrosion protection of gas pipelines

Abstract

Corrosion as a process of materials destruction regardless of its causes and course is always undesirable. According to regulations gas pipelines and other elements of the pipeline systems (e.g. valves, bends which do not have their own insulation layers, monoblock) should be protected against corrosion with insulating coatings. These coatings are designed to create protection against the entry of electrolytes to exposed metal surfaces preventing the development of corrosion.

The aim of the study is to present insulating coatings used in corrosion protection and to describe their features and methods for quality assessment.

Streszczenie

Korozja jako proces niszczenia materiałów niezależnie od przyczyn jej powstania oraz przebiegu pozostaje zjawiskiem niepożądanym. Zgodnie z aktualnymi przepisami gazociągi oraz pozostałe elementy rurociągu (np. zasuwy i zawory, kolana, łuki nieposiadające izolacji fabrycznej, monobloki) powinny być zabezpieczone przed korozją zewnętrzną za pomocą powłok izolacyjnych. Powłoki te mają na celu stworzenie ochrony przed dostaniem się elektrolitów gruntowych do odsłoniętych powierzchni metalicznych uniemożliwiając powstawanie ognisk korozji.

Celem pracy jest przedstawienie powłok izolacyjnych wykorzystywanych w ochronie przeciwkorozyjnej gazociągów oraz opis podstawowych ich cech wraz ze sposobem oceny jakości ich wykonania.

Wstęp

Korozja to proces stopniowego niszczenia materiałów, zachodzące między ich powierzchnią i otaczającym środowiskiem. Pojęcie korozji

odnosi się przede wszystkim do metali. Przyczyną korozji są zachodzące w otaczającym środowisku procesy chemiczne, elektrochemiczne, biologiczne i mechaniczne, które powodują znaczne pogorszenie właściwości materiałów. Wyróżnia się dwa rodzaje korozji różniące się mechanizmem procesu: korozja chemiczna i korozja elektrochemiczna.

Najbardziej rozpowszechnionym rodzajem korozji jest korozja elektrochemiczna. Powstaje ona w zetknięciu z wilgotnym powietrzem, ale również w wilgotnym gruncie czy w wodzie.

W procesie korozji elektrochemicznej zachodzą reakcje elektrochemiczne na granicy faz: metalu i elektrolitu, podczas których ma miejsce przenoszenie ładunków elektrycznych oraz masy pomiędzy metalem a elektrolitem. Reakcje na granicy faz odbywają się przy pewnych wartościach potencjału metalu względem elektrolitu. Niejednorodność chemiczna lub fizyczna materiału metalu lub na styku dwóch metali powoduje powstanie ognia utworzonego z dwóch półogniów: anody i katody. Pod wpływem siły elektromotorycznej ognia obserwujemy w elektrolicie prąd elektryczny w postaci jonowej i w metalu prąd elektronowy. Wartość potencjałów odwracalnych półogniów, zwanych też potencjałami normalnymi, jest różna dla różnych metali. Wartość potencjału określa czy w danych warunkach, dany metal będzie ulegał korozji elektrochemicznej. Jeżeli metal w danym środowisku ulega korozji, wtedy określa się go aktywnym, jeśli natomiast charakteryzuje go odporność to mówimy, że jest pasywny. To czy dany metal jest pasywny czy aktywny zależy od otaczającego środowiska. Technikę uzyskiwania stanu pasywacji metalu poprzez polaryzację elektrochemiczną nazywamy ochroną anodową. Natomiast ochrona katodowa realizowana jest przez zmianę potencjału w kierunku elektrodujemnym.

Przyczyny korozji mogą być bardzo zróżnicowane. Można więc rozróżnić: korozję *mikrobiologiczną*, *galwaniczną*, *naprężeniową*, *wywołaną prądami błądzącymi lub prądem przemiennym*.

Korozja *mikrobiologiczna* powstaje wtedy, gdy bakterie zmieniają skład chemiczny elektrolitu w pobliżu podziemnej konstrukcji, w wyniku czego obserwujemy przyspieszenie procesów korozyjnych.

Mikroorganizmy powodują uszkodzenia powłoki ochronnej, co w konsekwencji stwarza dogodne warunki dla dalszych procesów korozji. Siła życiowa mikroorganizmów zależy przede wszystkim od obecności wody, tlenu, odpowiedniego odczynu jonów wodorowych, temperatury, a także od obecności węglowodórów w gruncie. Miejscem gdzie mikroorganizmy występują najintensywniej jest granica faz wody ze stałą oraz powłoką organiczną. Woda spełnia rolę dostarczyciela składników żywych organizmów oraz mikroelementów, natomiast paliwo, stal, powłoka organiczna zapewnia dostawę związków energetycznych jak węgiel oraz pozostałych niezbędnych do ich rozwoju elementów. Optymalna temperatura rozwoju to 20-35°C. Przy temperaturze 100°C rozwój mikroorganizmów jest spowolniony. W temperaturach poniżej zera rozwój bakterii zostaje zahamowany. Biorąc pod uwagę powyższe przedstawione dane widać, że konstrukcje rurociągów podziemnych są szczególnie narażone na działanie mikroorganizmów. Bakterie powodujące biokorozję są wielkości rzędu 2-3 mm i posiadają bardzo dużą ruchliwość, co umożliwia im penetrację w głąb materiału przez najmniejsze szczeliny. Współczesne badania dowodzą, że szybkość biokorozji stali w glebie może dochodzić do 10 mm/9 lat. Bardzo duży wpływ na wielkość biokorozji mają same bakterie, które je wywołują. Dla przykładu szybkość biokorozji rurociągu w glebie wynosi 235 mg/dm²/dzień, a szybkość biokorozji rurociągu w obecności bakterii siarczanowych wzrasta nawet do 855 mg/dm²/dzień [21].

Natomiast *korozja galwaniczna* – rozwija się w wyniku zetknięcia się w tym samym elektrolicie glebowym lub wodnym, dwóch metali o różnych potencjałach elektrochemicznych. Z kolei *korozja naprężeniowa* stanowi najgroźniejszy rodzaj korozji, ponieważ rozwija się powoli i niepostrzeżenie ostatecznie prowadząc do powstania poważnych pęknięć. Natomiast w obszarze uprzemysłowionym obserwuje się korozję wywołaną działaniem prądów błądzących oraz [4] *korozję wywołaną prądem przemiennym* w wyniku oddziaływania linii przemysłowych wysokiego napięcia na podziemne metalowe konstrukcje stalowe. Z prądami błądzącymi można się spotkać w sąsiedztwie kolejowej trakcji elektrycznej, torowisk tramwajowych oraz uziemień różnych urządzeń elektrycznych.

Stały prąd elektryczny przepływa z górnego dodatniego przewodu do szyn stanowiących

przewód ujemny. Gdy szyny stykają się z gruntem, to zgodnie z prawem *Kirchoffa* część prądu spływa do ziemi. Tam wybiera drogę o najmniejszym oporze elektrycznym np. zakopany rurociąg, następnie płynie po nim, po czym znowu wraca do szyny. W miejscu dopływu prądu do rurociągu mamy obszar katodowy i nie dzieje się tam nic groźnego. Natomiast w miejscu, w którym prąd wypływa i wraca do szyny powstaje obszar, na którym niezwykle intensywnie zachodzi reakcja anodowa mogąca w bardzo krótkim czasie doprowadzić do całkowitej perforacji ścianki rurociągu. Im większa jest gęstość prądu oraz dłuższy czas przepływu, tym reakcja przebiega gwałtowniej. Reakcja ta zachodzi nawet kilka tysięcy razy szybciej niż reakcja korozji równomiernej.

Zgodnie z obowiązującymi przepisami §31 oraz §32 [1] gazociąg stalowy powinien być zabezpieczony przed korozją zewnętrzną za pomocą *powłok izolacyjnych* z tworzyw sztucznych i *ochrony katodowej*, a gdzie jest to niezbędne, także przed oddziaływaniami prądów błądzących ze źródeł prądu stałego. Ochrona gazociągu przed korozją decyduje o niezawodności jego eksploatacji i bezpieczeństwie publicznym. Tym samym konieczna jest ocena jakości wykonania warstwy izolacyjnej oraz okresowe badanie systemu zabezpieczenia przed korozją, aby nie dopuścić do jej rozwoju prowadzącego do zniszczenia konstrukcji.

Powłoki izolacyjne jako zabezpieczenie przeciwkorozyjne gazociągów

W ochronie przeciwkorozyjnej gazociągów rozróżnia się dwie metody: ochronę bierną i ochronę czynną. W niniejszym artykule rozważono jedynie ochronę bierną polegającą na doborze odpowiedniej jakości powłok izolacyjnych. Podział stosowanych powłok izolacyjnych na gazociągach przedstawiono na rys. 1.

Podstawowym zadaniem powłoki izolacyjnej jest odseparowanie powierzchni metalu od tlenu i wody (wilgoci) tak, aby uniemożliwić rozwój procesów korozyjnych.

Powłoki antykorozyjne powinny być dobrane w zależności od stopnia agresywności środowiska, w którym będzie pracował rurociąg. Dlatego też przed budową rurociągu następuje pomiar agresywności środowiska wzdłuż całej jego trasy. Pomiar dotyczy głównie następujących parametrów: rezystywności gruntu [Wm], stężenia jonów wodorowych [pH], pomiaru gradientów napięć względem szyn trakcyjnych lub linii napowietrznych a ziemią [V]. Zależność stanu metalu od potencjału [V] i stężenia jonów wodorowych [pH] ukazuje wykres Pourbaix'a (rys. 2)

Powłoki izolacyjne			
fabryczne powłoki izolacyjne	na połączenia spawane	o podwyższonej wytrzymałości mechanicznej	naziemnych układów gazowych

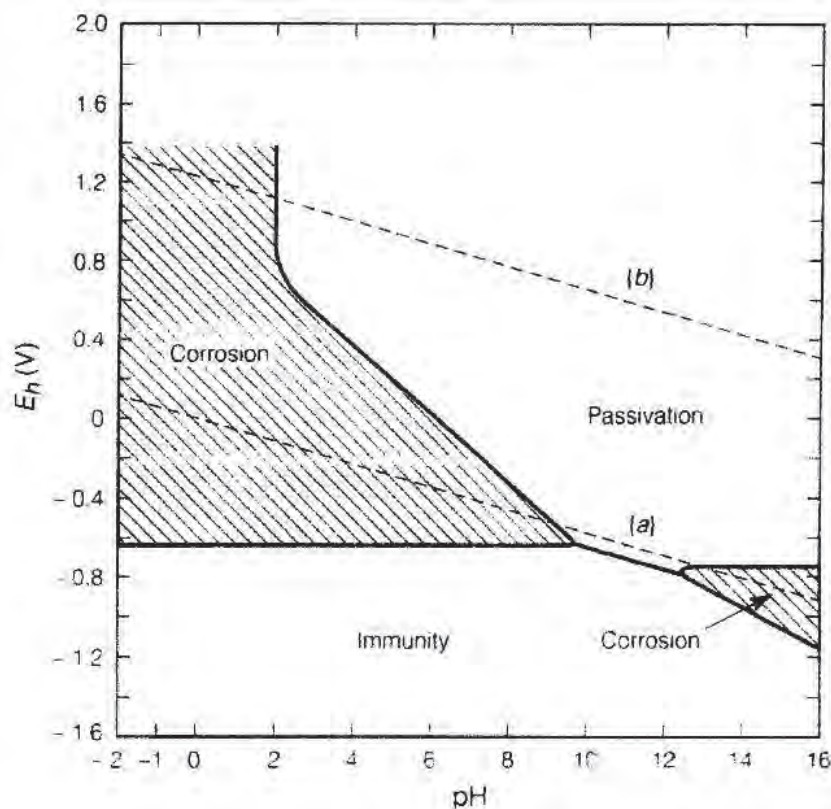
Rys. 1. Podział powłok izolacyjnych stosowanych na gazociągach [4]

Na rys. 2 widać, że stan metalu zależy od wartości potencjału E_h [V] oraz stężenia jonów wodorowych [pH]. W przypadku przyjęcia niekorzystnych wartości struktura metalu zaczyna korodować. Mogą również, co widać na wykresie, zachodzić zjawiska, w których to metal nie będzie zagrożony korozją. Dla układu faz Fe-H₂O wynika, że intensywność korozji rośnie wraz z obniżaniem się wartości pH i jest szczególnie intensywna przy pH 2 i poniżej. Na podstawie wykresu [rys.2] można stwierdzić, że żelazo zabezpieczone jest przed korozją, jeśli obniżymy jego potencjał elektrodowy do potencjału odporności lub podniesimy potencjał elektrodowy do wartości pasywacji. Wybór więc sposobu zabezpieczenia przed korozją, określenie klasy izolacji fabrycznej rur, a także rodzaju izolacji jest

dla gazociągów stalowych jednym z kluczowych zagadnień budowy jak i późniejszej eksploatacji rurociągów.

W związku z tym powłokom izolacyjnym stosowanym w gazownictwie stawia się następujące wymagania:

- wysoka rezystywność (co najmniej 10^{12} Ω m)
- wytrzymałość na przebicie prądem elektrycznym o wysokim napięciu (co najmniej 10 kV/mm).
- szczelność
- odporność na uszkodzenia mechaniczne,
- nieprzepuszczalność dla wody, wilgoci i elektrolitów glebowych,
- odporność na działanie agresywnych czynników chemicznych i mikroorganizmów,



Rys. 2 Wykres Pourbaix'a dla fazy metal-woda [4]

- dobre związanie z podłożem,
- nietoksyczność.

Najistotniejszym parametrem opisującym szczelność powłoki izolacyjnej jest rezystancja przejścia gazociągu, r_{ω} , czyli opór elektryczny pomiędzy izolowaną konstrukcją a ziemią. Podając wymaganą rezystancję przejścia, określamy całkowitą powierzchnię defektów i tym samym decydujemy o szczelności powłoki izolacyjnej.

W obliczeniach projektowych ochrony katodowej gazociągu zakłada się zwykle jednostkową rezystancję przejścia powłoki izolacyjnej na poziomie $r_{\omega} = 10^5 \Omega m^2$, lecz i ta wartość jest często niewystarczająca i wymaga zwiększenia. W przypadku ryzyka rozwoju korozji na skutek oddziaływania prądów przemiennych lub błędnych rezystancja przejścia powinna być o dwa rzędy wielkości większa.

Wymagania techniczne dla powłok izolacyjnych wg normy europejskiej

Dla powłok izolacyjnych w Polsce obowiązuje norma PN-EN 12068 „Ochrona katodowa – Zewnętrzne powłoki organiczne stosowane łącznie z ochroną katodową do ochrony przed korozją podziemnych lub podwodnych rurociągów stalowych. Taśmy i materiał kurczliwy”. Przedstawia ona badania, jakim musi być poddany materiał izolacyjny przed dopuszczeniem do wbudowania, określa kryteria i zakres stosowania, a także klasy wytrzymałościowe. Zgodnie z zawartymi w normie przepisami materiał izolacyjny celem otrzymania aprobaty technicznej powinien przejść następujące badania:

1. **Badanie wytrzymałości na zerwanie, wydłużenie przy zerwaniu, granica 10% wydłużenia, wytrzymałość na wypychanie.** Badanie przeprowadzone dla taśm wzmocnionych i bez wzmocnienia oraz materiałów kurczliwych bez wzmocnienia polega na określeniu, przy statycznym rozciąganiu, wytrzymałości na zerwanie (wartość siły niszczącej w odniesieniu do szerokości), wydłużenia przy zerwaniu i granicy 10 % wydłużenia (wartość siły w odniesieniu do szerokości przy wydłużeniu 10 %).
2. **Przyczepność pomiędzy warstwami powłoki** Badanie przyczepności pomiędzy warstwami powłoki polega na określeniu wytrzymałości na rozdzielanie dwóch warstw taśm lub materiału kurczliwego poprzez pomiar siły rozdzielającej w odniesieniu do szerokości warstwy. Wytrzymałość na rozdzielanie określa się dla warstw:
 - a) wewnętrznej od zewnętrznej
 - b) zewnętrznej od wewnętrznej
 - c) zewnętrznej od zewnętrznej

3. **Przyczepność do powierzchni rury i do powłoki roboczej**

Badanie przyczepności powłoki wykonanej z taśm lub materiału kurczliwego do powierzchni rury stalowej i do określonych powłok roboczych polega na określeniu wytrzymałości na odrywanie powłoki wykonanej z taśm lub materiału kurczliwego poprzez pomiar wartości siły jej odrywania (wartość siły odrywającej w stosunku do szerokości odrywającej powłoki) od powierzchni rury stalowej oraz od powłoki roboczej zalecanej przez producenta.

4. **Wytrzymałość na zsuwanie powłok z taśm** Badanie polega na określeniu wytrzymałości na zsuwanie taśmy poprzez pomiar siły zsuwania (maksymalne siły na jednostkę powierzchni) wyznaczonej podczas próby zasuwania pojedynczej zakładki taśmy nałożonej na płytę o powierzchni metalicznej lub pokrytej powłoką roboczą, pod działaniem siły rozciągającej równoległej do powierzchni powłoki i do osi podłużnej próbki.

5. **Wytrzymałość na zsuwanie powłok z materiału termokurczliwego**

Badanie polega na określeniu wytrzymałości na zsuwanie materiału kurczliwego poprzez pomiar maksymalnego naprężenia, powodującego zasunięcie płyty pokrytej masą adhezyjną z powierzchni drugiej płyty pokrytej również masą adhezyjną pod działaniem siły rozciągającej równoległej do powierzchni płyt i do ich osi podłużnych. Masa adhezyjna jest nałożona na płyty o powierzchni metalicznej lub na płyty pokryte powłoką roboczą.

6. **Odporność na starzenie termiczne** Badanie polega na określeniu przez pomiar wpływu działania gorącego powietrza na próbki taśm lub materiałów kurczliwych umieszczone w termostatacznie kontrolowanej komorze grzewczej.

7. **Przyczepność pomiędzy warstwami powłoki** Badanie polega na określeniu wpływu działania gorącego powietrza na próbki powłoki typu warstwa/warstwa odpowiednio uprzednio przygotowane i umieszczone w termostatacznie kontrolowanej komorze grzewczej.

8. **Przyczepność powłoki do powierzchni rury** Badanie polega na określeniu wpływu działania gorącego powietrza na próbki rurowe o metalowej powierzchni, pokrytej taśmami lub materiałami kurczliwymi i umieszczonymi w termostatacznie kontrolowanej komorze grzewczej.

9. **Odporność na starzenie pod wpływem promieni ultrafioletowych**

Badanie polega na określeniu przez pomiar wpływu działania ciągłego promieniowania

lampy ksenonowej na próbki taśm i materiałów kurczliwych w stałej temperaturze i wilgotności. Skutki starzenia ocenia się na podstawie zmiany wydłużenia przy zerwaniu. Dla taśm wzmocnionych kryterium badawczym jest zmiana wytrzymałości na zerwanie. W przypadku materiałów kurczliwych wzmocnionych bierze się pod uwagę zmianę wytrzymałości na zerwanie.

10. **Wytrzymałość na wgniatanie**

Badanie polega na sprawdzeniu szczelności powłoki za pomocą defektoskopu iskrowego wysokonapięciowego i na zmierzeniu grubości warstwy pozostałej po wgnieceniu tępym prętem pod określonym naciskiem na płaskiej płycie lub na rurze.

11. **Odporność na uderzenie**

Badanie polega na określeniu przez pomiar odporności powłoki nałożonej na rurę na uszkodzenie w wyniku uderzenia kulistego bijaka spadającego z określoną energią. Brak uszkodzenia powłoki wykazuje się poprzez badanie miejsca uderzenia za pomocą defektoskopu iskrowego wysokonapięciowego.

12. **Jednostkowa rezystencja powłoki**

Badanie polega na określeniu przez pomiar jednostkowej rezystencji powłoki (elektryczna rezystencja powłoki odniesiona do zewnętrznej powierzchni rury pokrytej powłoką) poddanej oddziaływaniu roztworu chlorku sodu przez 100 dni.

13. **Odporność na katodowe odpajanie**

Badanie polega na określeniu przez pomiar odporności na katodowe odpajanie (porównawczej odporności na katodowe odpajanie powłoki przy ujemnej polaryzacji przy zadanym potencjale). Dla powłok klas 30-50-HT badanie należy prowadzić w temperaturze $(23 \pm 2)^{\circ}\text{C}$ dla powłok klasy 50 w temperaturze $(50 \pm 2)^{\circ}\text{C}$, a dla powłok klasy HT w temperaturze $(T_{\text{max}} \pm 2)^{\circ}\text{C}$. Jeżeli maksymalna stała temperatura robocza przekracza 50°C , to powinno się utrzymywać temperaturę elektrolitu na poziomie $(50 \pm 2)^{\circ}\text{C}$.

14. **Określenie liczby zmydlenia**

Zmydlenie jest to tworzenie się soli alkalicznych z kwasów organicznych. Badanie polega na określeniu przez pomiar ilości materiałów (estryfikowanych kwasów, wolnych kwasów i bezwodników kwasowych) zmydlających się w materiale powłoki. Liczba zmydlenia jest to liczba miligramów wodorotlenku potasu potrzebna do zmydlenia 1 mg substancji nietłocznej materiału powłokowego. Ponieważ różne materiały wypełniające mogą wpływać na zwiększenie liczby zmydlenia, a rodzaj materiału wypełniającego jest w większości wypad-

ków nieznaną, to przed określeniem liczby zmydlenia każdorazowo powinno oddzielić się materiały wypełniające.

15. **Odporność mikrobiologiczna**
Odporność mikrobiologiczna jest to zdolność powłoki do nieulegania rozkładowi spowodowanemu mikroorganizmami podczas przechowywania w specjalnie przygotowanej w kontrolowanej wilgotności i temperaturze. Badanie polega na określeniu przez pomiar zmian wytrzymałości na zerwanie, wydłużenie przy zerwaniu, przyczepności do powierzchni rury po okresie przechowywania w ziemi.
16. **Elastyczność w niskich temperaturach**
Badanie polega na ocenie przez pomiar emetyczności materiałów powłokowych w niskich temperaturach.
17. **Próba odwijania w niskich temperaturach**
Badanie polega na określeniu czy podczas odwijania w niskich temperaturach taśmy lub materiału kurczliwego nie zachodzą szkodliwe zmiany strukturalne.
18. **Ściekanie składników taśm z warstwą masy ropopochodnej**
Badanie polega na stwierdzeniu, czy w temperaturze 50°C ściekają składniki taśmy.

Materiał izolacyjny po wykonaniu wyżej przedstawionego szeregu badań i pomiarów, uzyskuje odpowiednią aprobatę techniczną. W niej zostaje określona jego klasa wytrzymałości mechanicznej jak i temperaturowej, będąca podstawowym wyznacznikiem zakresu stosowania na rurociągach stalowych. Kryteria wymagań przedstawione są w tablicach numer 1 oraz 2 zawartych w normie PN EN 12068.

Rodzaje powłok izolacyjnych stosowanych na gazociągach

Powłoki bitumiczne – to materiały organiczne na bazie wysoko topliwego asfaltu ponafutowego, czyli bitumu. Proces tworzenia warstwy ochronnej polegał na nałożeniu na powierzchnie metalu w pierwszej kolejności roztworu asfaltu, a następnie owinięciu rury welonem z włókna szklanego w połączeniu z roztopionym asfaltem. Powłoki bitumiczne powszechnie stosowane w latach 80 - tych obecnie zostały wyparte przez powłoki z tworzyw sztucznych zgodnie z obowiązującymi przepisami [1].

Podobnie stosowanym w poprzednich latach, a obecnie wycofanym z obiegu materiałem o nieco lepszych właściwościach mechanicznych i w oporności elektrycznej były powłoki izolacyjne bitumiczno-epoksydowe.

Polimerowe i polipropylenowe powłoki izolacyjne – to tworzywa sztuczne na bazie polimerów. Jednym z najbardziej popularnych rozwiązań jest trzywarstwowa powłoka poli-

merowa 3LPE, nakładana na rury w warunkach fabrycznych. Kolejność warstw oraz sposób ich nakładania nie jest przypadkowy. Podkład, czyli pierwszą warstwę stanowi proszek epoksydowy nanoszony przez napylenia na nagrzaną powierzchnię rury. Środkową warstwę stanowi kopolimer. Jest to warstwa łącząca epoksyd z zewnętrzną warstwą polietyleny, stanowiącą osłonę mechaniczną powłoki. Ostatnią, trzecią warstwę powłoki izolacyjnej tworzy polietylen stapiający się z kopolimerem. Technologia wytłaczania zależy od średnicy rury. Do rur o niewielkich średnicach stosuje się wytłaczarki pierścieniowe, obejmujące całą średnicę rury. Do rur o dużej średnicy stosuje się wytłaczarki szczelinowe, z których wychodzi pasmo granulatu owijające się wokół obracającej się rury.

Na rynku dostępne są również powłoki z polipropylenu (3LPP) trójwarstwowe na podkładzie primera epoksydowego. Powłoki te wytwarzane są na rurach stalowych bez szwu (ciągnionych) oraz ze szwem wzdłużnym lub spiralnym, w całym zakresie średnic rur przewodowych i ochronnych. Wymagania dotyczące procesów nakładania fabrycznych powłok polietylenowych i polipropylenowych zawarte są w normie PN-EN ISO 21809-1 [10].

Powłoki izolacyjne do zabezpieczania armatury – powłoki wykonane fabrycznie są stosowane również do izolacji armatury i różnego rodzaju kształtek. Tutaj swoje zastosowanie znalazł głównie poliuretan, poliuretan modyfikowany oraz żywice epoksydowe wraz z ich modyfikacjami. Szczegółowe dane dotyczące procesów aplikacji powłok opisano w normach: PN-EN 10290 [11], PN-EN 10289 [12], PN-EN ISO 21809 2 [13].

Powłoki izolacyjne dla połączeń spawanych – powłoki izolacyjne, zabezpieczające połączenia spawane gazociągów, stosowane do zabezpieczania połączeń spawanych stanowią wyjątkową grupę zabezpieczeń antykorozyjnych ze względu na konieczność stosowania ich bezpośrednio na placu budowy. Wiele informacji na temat podziału i zasady stosowania takich form ochrony można znaleźć w normie PN-EN 10329: 2009 [14]. Generalnie powłoki izolacyjne do połączeń spawanych można podzielić ze względu na technologię na: nakładane na zimno lub na gorąco.

W pierwszej grupie dominują taśmy izolacyjne nasączone materiałami impregnującymi oraz zestawy taśmowe polietylenowe, natomiast w drugiej zestawu oparte na produktach bitumicznych oraz materiały termokurczliwe. Jako materiał izolacyjny stosowany do zabezpieczenia połączeń spawanych wykorzystywane są też powłoki epoksydowe i poliuretanowe nakładane w stanie ciekłym. Wybór zabezpieczania

zależy więc od rodzaju połączenia, ewentualnych uszkodzeń oraz istniejącej już na rurociągu izolacji.

Materiały termokurczliwe – najczęściej stosowane są do izolacji połączeń spawanych.

Wykonane są z folii z tworzywa sztucznego mającej zdolności do kontrolowanego skurczu, przeważnie pokrytej jednostronnie masą adhezyjną. Folia z tworzywa sztucznego może być wzmocniona.

Materiały kurczliwe dostępne są w postaci:

- węży
- manszet z systemem zamykającym dostarczany oddzielnie lub połączony z manszetą
- taśm
- uformowanych kształtek

W tabeli 1 przedstawiono dobór powłok izolacyjnych wg [10].

Powłoki o zwiększonej wytrzymałości mechanicznej – stosowane na budowie różnego rodzaju rozwiązania praktyczne często wymagają od powłok izolacyjnych zwiększonej wytrzymałości mechanicznej. Chętnie są tu wykorzystywane powłoki fabryczne trójwarstwowe z wytłaczanego polietyleny pogrubionego, z dodatkowymi wzmocnieniami oraz trójwarstwowa 3LPP z zewnętrzną warstwą polipropylenu (norma PN-EN ISO 21809-1) [10]. Dodatkowe wzmocnienia powłok fabrycznych i miejsc połączeń spawanych wykonuje się laminatami z włókna szklanego i epoksydu. Powłoki trzywarstwowe doskonale przylegają do wszystkich nierówności rury.

Podobnie powłoki MDPE charakteryzują się bardzo dobrymi właściwościami mechanicznymi, w tym znaczną wytrzymałością na rozciąganie, udarność i na wgniatanie. Ten rodzaj izolacji zalecany jest dla rurociągów narażonych na zwiększone obciążenia mechaniczne, podwyższone temperatury robocze oraz niskie temperatury otoczenia w trakcie prac budowlanych.

Więcej informacji na temat wytrzymałości mechanicznej powłok izolacyjnych podaje norma PN-EN 12068 [17], dzieląc je na trzy klasy: A, B, C.

Powłoki specjalnego przeznaczenia – stanowią kolejną grupę materiałów izolacyjnych. Należą do nich materiały izolacyjne naziemnych układów rurowych charakteryzujące się odpornością na degradację w wyniku działania promieniowania ultrafioletowego. Najczęściej są to polietylenowe powłoki taśmowe lub polietylenowe/polipropylenowe opasek termokurczliwych z dodatkiem stabilizatora UV. Szczególnie niekorzystnym miejscem z punktu widzenia ochrony przed korozją jest przejście gazociągu z gruntu do atmosfery [6].

Natomiast powłoki specjalnego przeznaczenia do izolacji armatury gazociągu to

Tab. 1. Dobór powłok izolacyjnych na połączenia spawane w zależności od rodzaju fabrycznej powłoki izolacyjnej [10]

Fabryczna powłoka izolacyjna		Typ powłoki izolacyjnej na połączeniach spawanych							
Norma	Rodzaj fabrycznej powłoki izolacyjnej	Taśma bitumiczna	Płynna żywica epoksydowa	Płynny poliuretan	Taśma Petrolatum	Taśma z tworzywa sztucznego	Materiał termokurczliwy	Polipropylen	Proszek epoksydowy
PN-EN 10310 [15]	powłoka poliamidowa	X	X	X	X	X	X		
	powłoka polietylenowa	X	X	X	X	X	X		
	powłoka polipropylenowa	X	X	X	X	X	X	X	
	bitum	X			X	X	X		
	Proszek epoksydowy	X	X	X	X	X	X		X
PN-EN 10288 [16]	ekstrudowany polietylen (2 warstwy)	X	X	X	X	X	X		
PN-EN ISO 21809-1 [10]	ekstrudowany polietylen (3 warstwy)	X	X	X	X	X	X		
PN-EN ISO 21809-1 [10]	ekstrudowany polipropylen (3 warstwy)	X	X	X	X	X	X	X	
	spiekany proszek polietylenowy	X	X	X	X	X	X		
PN-EN 10289 [12]	powłoki z płynnej żywicy epoksydowej i modyfikowanej żywicy epoksydowej	X	X	X	X	X	X		
PN-EN 10290 [11]	powłoki z płynnego poliuretanu i modyfikowanego poliuretanu	X	X	X	X	X	X		
	taśmy z tworzywa sztucznego i materiały termokurczliwe	X			X	X	X		

powłoki taśmowe składające się zazwyczaj z trzech elementów. Pierwszą warstwę stanowi plastyczna masa wypełniająca, która pokrywa wszelkie krzywizny i nierówności, następnie spiralnie nakładana jest taśma plastyczna stanowiąca zabezpieczenie przeciwkorozyjne. Na końcu nanoszona jest zewnętrzna taśma antykorozyjna – dodatkowe zabezpieczenie przed uszkodzeniami mechanicznymi. Do zabezpieczania połączeń kołnierzowych i połączeń rozłącznych stosuje się specjalne systemy izolacyjne. Pustą przestrzeń międzykołnierzową wypełnia się odpowiednią masą wiskoelastyczną oraz taśmą polietylenową.

W przypadku układów naziemnych rozwiązania przeciwkorozyjne oparte są przede wszystkim na powłokach malarskich oraz systemach taśmowych, które poza odpornością na działanie promieniowania ultrafioletowego powinny gwarantować estetyczny wygląd konstrukcji. Powłoki malarskie stalowych elementów sieci gazowych podlegają okresowej ocenie i konserwacji. Wizualna ocena zawiera: opis stopnia skorodowania powierzchni stalowej, przyczepności istniejącej powłoki malarskiej,

stanu kolorystyki powłoki oraz ogólny wygląd i estetyka. Już niewielkie zniszczenia takie jak: utrata połysku, kredowanie czy zmiana barwy wymagają naprawy uszkodzeń i nałożenia farby powierzchniowej. Nakładanie powłok malarskich tak jak wszystkich powłok wymaga odpowiedniego stopnia czystości malowanej powierzchni.

Ochrona przeciwkorozyjna napowietrznych odcinków gazociągu realizowana jest również za pomocą systemów taśmowych opartych na polietylenie. Zawsze, niezależnie od wybranego systemu zabezpieczeń, podstawowym warunkiem trwałości przyjętych rozwiązań jest odpowiednie przygotowanie.

Aplikacja powłok izolacyjnych

Warunkiem prawidłowego wykonania warstwy izolacyjnej jest właściwe dostosowanie powłoki zewnętrznej do warunków pracy, a także do istniejącej powłoki fabrycznej. Nieodpatrzenia popełnione na tym etapie skutkują, nie tylko skróceniem żywotności izolacji, ale też prowadzą do rozwoju ognisk korozyjnych.

Do najczęściej popełnianych błędów podczas aplikacji powłok izolacyjnych należy niesta-

ranne przygotowanie powierzchni gazociągu, co zmniejsza adhezję powłoki do powierzchni stalowej. Podstawą dla właściwego wykonania powłok izolacyjnych jest odpowiednie przygotowanie powierzchni stalowej przez jej oczyszczenie i odtłuszczenie. Dla nowo budowanych gazociągów zarówno fabryczne powłoki izolacyjne wykonywane w warunkach przemysłowych jak i materiały termokurczliwe wymagają stopnia czystości Sa 2½ PN-EN ISO 8501-1 [18].

Podczas aplikacji powłok izolacyjnych konieczne jest przestrzeganie warunków technicznych, takich jak zalecana czystość, odtłuszczenie powierzchni oraz nieprzestrzeganie wymaganego czasu schnięcia i stosowanych temperatur. To wszystko powoduje osłabienie przyczepności powłoki. Z kolei brak odpowiedniego naciągu powłok taśmowych może skutkować słabą przyczepnością międzywarstwową i powstaniem kieszeni powietrznych. Dlatego tak istotny jest właściwy odbiór końcowy, oceniający prawidłowe wykonanie warstwy izolacyjnej tak, aby wyeliminować wszystkie możliwe błędy popełnione podczas prac.

Zakres badań odbiorowych powłok izolacyjnych

Zgodnie z obowiązującymi przepisami [1] powłoki izolacyjne gazociągów stalowych, powinny być poddawane badaniom zarówno podczas budowy, jak i w trakcie eksploatacji.

Zakres badań powłok izolacyjnych w czasie procedur odbiorowych przed zasypaniem gazociągu obejmuje w pierwszej kolejności ocenę organoleptyczną jakości wykonanych powłok, ocenę jakości powierzchni przed nałożeniem powłoki. Natomiast nałożone powłoki nie powinny posiadać żadnych uszkodzeń, pęknięć, pęcherzy itp. Następnie wykonuje się pomiar grubości wykonanych powłok oraz badanie szczelności powłoki izolacyjnej. Badania szczelności powłoki izolacyjnej wykonuje się zgodnie z PN-EN 10329 [14].

Próbę przyczepności powłoki izolacyjnej nakładanej na placu budowy poddaje się próbie odrywania z oceną przyczepności zgodnie z PN-EN 10329 [14] lub ISO/DIS 21809-3 [19].

Badaniu jakości wykonanej powłoki izolacyjnej poddaje się również gazociąg po zasypaniu. Podobnym badaniom poddaje się już istniejące gazociągi, aby ocenić aktualny stan powłoki izolacyjnej. Parametrami określającymi stopień szczelności powłoki izolacyjnej po zasypaniu, mogą być: rezystancja przejścia odcinka gazociągu – R_{∞} [Ω], jednostkowa rezystancja przejścia – r_{∞} [Ωm²], pobór prądu ochrony katodowej – I [mA] oraz gęstość prądu ochrony katodowej – j [mA/m²].

Warto podkreślić fakt, że jakość powłoki i związany z nią stopień szczelności jest proporcjonalny do wartości rezystancji przejścia i jednostkowej rezystancji przejścia gazociągu. Oznacza to, że im większa wartość tych parametrów, tym lepsza szczelność warstwy izolacyjnej. Natomiast im wyższa szczelność tym mniejsze zapotrzebowanie prądowe i wymagana gęstość prądu ochrony katodowej.

Do badań powłok izolacyjnych już po zasypaniu gazociągu można zastosować metody niewymagające kontaktu galwanicznego z gazociągiem umożliwiające lokalizację defektów, w tym metody pomiarowe z użyciem prądu stałego (metoda IFO, DCVG itp.) oraz metody pomiarowe z użyciem prądu przemiennego (metoda Pearsona, PCM Radiodetection itp.).

Podsumowanie

Nieustanny rozwój inżynierii materiałowej ma swoje odbicie w technologii powłok izolacyjnych. Postęp dotyczy przede wszystkim sposobów aplikacji oraz ulepszonych właściwości materiałów składowych. Od nowoczesnych powłok izolacyjnych wymaga się znacznej wytrzymałości mechanicznej, odporności chem-

icznej i fotooksydacyjnej dobrej przyczepności oraz odpowiednich właściwości dielektrycznych. Nie bez znaczenia jest również charakter przyjazny dla otaczającego środowiska oraz łatwość aplikacji.

Wydaje się jednak, że największy postęp w technologii powłok izolacyjnych dotyczy systemów termokurczliwych i naprawczych systemów taśmowych, na bazie polietylenu i polipropylenu. Rozwiązania te charakteryzuje tzw. efekt samonaprawialności, który nie tylko zabezpiecza uszkodzony gazociąg, ale dodatkowo doszczelnia istniejące defekty dzięki właściwościom mas plastycznych wypełniających powłokę. Obecnie nowoczesne powłoki izolacyjne stanowią kompozytowe systemy naprawcze, które dodatkowo wpływają na właściwości mechaniczne, zwiększając wytrzymałość w miejscach zniszczonych procesem korozji.

Piśmiennictwo

1. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 26 kwietnia 2013 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe i ich usytuowanie – Dz. U. z 2013 r. poz. 640
2. Pourbaix M.: *Leçons en corrosion electrochimique*. EBELCOR, Bruxelles 1975.
3. Bartoszewski Mieczysław, Filipowicz Stefan F.: „Wybrane zagadnienia ochrony katodowej gazociągów przed korozją”- *Prace Instytutu Elektrotechniki Politechniki Warszawskiej*, Zeszyt 232, 2007 r.
4. *Vademecum Gazownika tom II pod redakcją Andrzeja Barczyńskiego, SITPnIG-Kraków, 2013*
5. Tomaszow N.O.: *Teoria korozji i ochrony metali*. PWN, Warszawa 1962.
6. ST-IGG-0601: 2013. *Standard techniczny: Ochrona przed korozją zewnętrzną stalowych gazociągów lądowych. Wymagania funkcjonalne i zalecenia*.
7. ST-IGG-0602 *Ochrona przed korozją zewnętrzną stalowych gazociągów lądowych - Ochrona katodowa - Projektowanie, budowa i użytkowanie*
8. Brodnicki T.: *Metaliczne połączenia rur ochronnych z rurami gazowymi przewodowymi*. „Wiadomości Naftowe i Gazownicze” 2009, nr 11.
9. PN-EN 10329: *Rury stalowe i łączniki na rurociągi przybrzeżne i morskie - Powłoki zewnętrzne łącz montażowych*
10. PN-EN ISO 21809-1 *Przemysł naftowy I gazowniczy – Powłoki zewnętrzne rurociągów podziemnych i podmorskich stosowanych w rurociągowych systemach transportowych – Część 1: Powłoki poliolefinowe (3 - warstwowe PE i 3 - warstwowe PP)*
11. PN-EN 10290 *Rury stalowe i łączniki na rurociągi przybrzeżne i morskie - Powłoki zewnętrzne z poliuretanu lub poliuretanu modyfikowanego nanoszone w stanie ciekłym*

12. PN-EN 10289 *Rury stalowe i łączniki na rurociągi przybrzeżne i morskie - Powłoki zewnętrzne z żywicy epoksydowej lub epoksydowej modyfikowanej nanoszone w stanie ciekłym*
13. PN-EN ISO 21809-2 *Przemysł naftowy i gazowniczy – Powłoki zewnętrzne rurociągów podziemnych i podmorskich stosowanych w rurociągowych systemach transportowych - Część 2: Nakładane termicznie powłoki epoksydowe*
14. PN-EN 10329 *Rury stalowe i łączniki na rurociągi przybrzeżne i morskie - Powłoki zewnętrzne łącz montażowych*
15. PN-EN 10310 *Rury stalowe i łączniki na rurociągi przybrzeżne i morskie - Powłoki zewnętrzne i wewnętrzne na bazie sproszkowanego poliamidu*
16. PN-EN 10288 *Rury stalowe i łączniki na rurociągi przybrzeżne i morskie - Zewnętrznie wytłaczane dwuwarstwowe powłoki polietylenowe*
17. PN-EN 12068 *Ochrona katodowa - Zewnętrzne powłoki organiczne stosowane łącznie z ochroną katodową do ochrony przed korozją podziemnych lub podwodnych rurociągów stalowych - Taśmy i materiały kurczliwe*
18. PN-EN ISO 8501-1 *Przygotowanie podłoża stalowych przed nakładaniem farb i podobnych produktów - Wzrokowa ocena czystości powierzchni -- Część 1: Stopnie skorodowania i stopnie przygotowania niepokrytych podłoża stalowych oraz podłoża stalowych po całkowitym usunięciu wcześniej nałożonych powłok*
19. ISO/DIS 21809-3: *Petroleum and natural gas industries. External coatings for buried or submerged pipelines used in pipeline transportation systems. Part 3: Field joint coatings*
20. H. Grabowski: „Poradnik techniczno-budowlany dla użytkowników sieci gazowej w systemie dystrybucyjnym” – H. Grabowski, SITPnIG - NOT Oddział w Poznaniu, sierpień 2012,
21. W. S. Michałowski, S. Trzop : „Rurociągi dalekiego zasięgu” Wydawnictwo Fundacja Odysseum, 1996

dr inż. Andrzej Barczyński
Doradztwo GAZ-ENERGIA, wykładowca na Politechnice Poznańskiej, Politechnice Wrocławskiej i Uniwersytecie Przyrodniczym w Poznaniu

dr inż. Anna Smoczkiewicz-Wojciechowska
Instytut Budownictwa i Geoinżynierii
Wydział Melioracji i Inżynierii Środowiska, Uniwersytet Przyrodniczy w Poznaniu

Artykuł recenzowany
Artykuł nadesłano do redakcji: 28.05.2015 r.
Artykuł przyjęto do druku: 25.06.2015 r.

Instytut na krośnieńskim rynku

W niedzielę 26 lipca, już po raz siódmy, odbyła się w Krośnie impreza Świet(l)ne Miasto. Po raz kolejny jej współorganizatorem był Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy.

Zorganizowane na krośnieńskim rynku stoisko Instytutu cieszyło się ogromnym zainteresowaniem zarówno najmłodszych, jak i tych starszych odwiedzających. Obecni na stoisku pracownicy Instytutu, odpowiadali na każde z zadawanych pytań, dopasowując poziom wiedzy merytorycznej do wieku odwiedzających. Wiele emocji budziły rdzenie wiertnicze, jak i świeżo wydobytą i niepoddaną jeszcze obróbce ropa naftowa, którą można było obejrzeć i powąchać. Odwiedzający mieli również okazję zobaczyć interaktywną prezentację z zakresu poszukiwania, wydobywania i przeróbki ropy naftowej i gazu ziemnego.

i jego roli w rozwoju krajowego i światowego przemysłu naftowego.

Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy



Fot. arch. INiG – PIB



Fot. arch. INiG – PIB

31 lipca 1853 roku, po raz pierwszy przy świetle lamp naftowych, skonstruowanych wg projektu Ignacego Łukasiewicza, wykonano operację chirurgiczną w szpitalu powszechnym we Lwowie. Świet(l)ne Miasto jest imprezą nawiązującą do tego wydarzenia, a jej celem jest przybliżenie postaci Ignacego Łukasiewicza



Fot. arch. INiG – PIB



Fot. arch. INiG – PIB

Milionowa tona ropy z Wierzbna



Magdalena Wajda



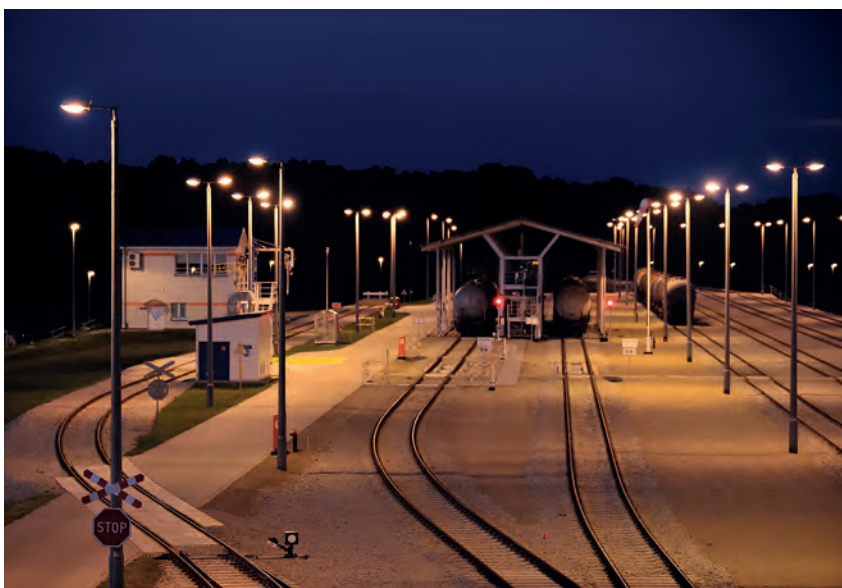
Ropa naftowa z kopalni Lubiatów trafia do zbiorników magazynowych ekspedytu rurociągiem, ze zbiorników tankowana jest do cystern i kierowana koleją do odbiorców krajowych lub przetwarzana do rurociągu „Przyjaźń”. Gdyby połączyć wagony załadowane do tej pory na TE Wierzbno i dołączyć wagony z ropą zatłoczoną do rurociągu PERN, utworzony w ten sposób pociąg miałby długość ok. 280 km.

Magdalena Wajda
Dział Komunikacji i PR
PGNiG SA Oddział w Zielonej Górze

Terminal Ekspedycyjny Wierzbno podlegający Ośrodkowi Kopalń Drezdenko zielonogórskiego Oddziału PGNiG SA wyekspediował w lipcu milionową tonę ropy naftowej.

Ekspedyt wybudowany dla potrzeb Kopalni Ropy Naftowej i Gazu Ziemnego Lubiatów rozpoczął działalność w 2009 r. W początkowym okresie, przed uruchomieniem kopalni, obsługiwał KRNiGZ Buk i KRN Kiję. Gdy w 2013 roku ruszyło wydobywanie na KRNiGZ Lubiatów, rozpoczęła się ekspedycja ropy także z tej kopalni.

Jednostka zlokalizowana jest przy linii kolejowej Międzychód – Gorzów Wlkp. Na jej terenie znajdują się pompownia do rurociągu PERN „Przyjaźń” oraz zbiorniki magazynowe ropy naftowej o pojemnościach 5 i 15 tys. m³. Terminal umożliwia załadunek na cysterny kolejowe 1500 ton ropy i 175 ton płynnej siarki na dobę.



Z Terminalu Wierzbno wyekspediowano milion ton ropy naftowej. Fot. Paweł Chara



Główne elementy Terminalu Wierzbno to bocznica kolejowa, zbiorniki magazynowe ropy o pojemnościach 5 i 15 tys. m³, pompownia i podłączenie do rurociągu PERN. Fot. Paweł Chara

Jerzy
Zagórski

PGNiG angażuje się w poszukiwania ropy i gazu w Niemczech

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA podpisało umowy z firmą Central European Petroleum GmbH (CEP) dotyczące współpracy na wydzielonej części koncesji Lubben we wschodnich Niemczech w landzie Brandenburgia. Celem wspólnych operacji jest poszukiwanie, rozpoznawanie oraz wydobycie ropy naftowej i gazu ziemnego. Planowane zaangażowanie finansowe PGNiG SA w ten projekt do połowy przyszłego roku przekroczy 10 mln euro.



W efekcie podpisanych umów PGNiG SA obejmie 36% udziałów w przyszłych przychodach z potencjalnej produkcji ropy naftowej i gazu ziemnego. Partnerami na wydzielonym obszarze Lubben SW są CEP (39%) będąca również operatorem i austriacka firma Rohöl-Aufsuchungs Aktiengesellschaft RAG (25%).

„Zaangażowanie PGNiG SA w ten projekt to element realizacji przyjętej przez Zarząd strategii, której jednym z filarów jest zwiększenie wolumenu produkcji ropy i gazu za granicą poprzez zakup aktywów poszukiwawczo-wydobywczych. Razem z partnerami planujemy rozpocząć wiercenie pierwszego otworu poszukiwawczego jeszcze w tym roku” – powiedział Zbigniew Skrzypkiewicz, wiceprezes Zarządu ds. Poszukiwań i Wydobywania w PGNiG SA.

Celem poszukiwawczym jest potencjalne złoża ropy naftowej, którego zasoby mogą nawet być porównywalne z odkrytym przez PGNiG w ostatnich latach w Polsce złożem Lubiaków-Międzychód-Grotów, czyli jednym z największych złóż ropy naftowej w Polsce. Łączne pierwotne zasoby wydobywalne złoża LMG szacowane były na ok. 7 mln ton ropy. PGNiG pokryje część kosztów wierceń poszukiwawczych oraz zwróci część z dotychczas

poniesionych kosztów na koncesji przez firmę Central European Petroleum GmbH. Wstępnie planowane jest odwiercenie dwóch otworów.

Zespół Prasowy PGNiG SA



OPEC nie chce zmniejszyć wydobycia ropy

Przed konferencją w Moskwie o dialogu Rosja-OPEC na temat energii, która odbyła się 30 lipca br. media rosyjskie sugerowały, że możliwe jest obniżenie obecnego limitu w wysokości 4,08 mln t/d ropy. Tymczasem dyskutowano o sytuacji na rynku naftowym, przede wszystkim w aspekcie zmian krótkoterminowych, jak również perspektywy średnio i długofalowej. W ocenie uczestników zrównoważenie rynku powinno nastąpić w 2016 r., co jednocześnie stworzy bardziej korzystne warunki do inwestycji. W czasie obrad omawiano również zagadnienia petrochemii i systemu podatkowego w sektorze naftowym Rosji. Jednak w komunikacie OPEC nie ma wzmianki o limitach wydobycia. Na konferencji prasowej sekretarz generalny OPEC Abdalla Salem el-Badri powiedział, że organizacja nie zamierza zmieniać wielkości wydobycia. Obradom czwartego spotkania OPEC-Rosja przewodził rosyjski minister energetyki Aleksander Nowak.



Chiny budują gazociąg Siła Syberii

Jak podaje *China National Petroleum Co. (CNPC)*, 29 czerwca br. w Heihe w prowincji Heilongjiang odbyła się inauguracja prac na chińskim odcinku gazociągu Siła Syberii. Trasa gazociągu biegnie z Heihe do Szanghaju. Docelowo będzie on dostarczał 38 mld m³ gazu rocznie. Gazprom zapowiada początek dostaw w 2018 r., jak zapisano w kontrakcie *Gazprom - CNPC* z maja 2014 r. Budowa rosyjskiego odcinka rozpoczęła się we wrześniu ub. roku.



Plany rozbudowy Nord Stream

Na Międzynarodowym Forum Ekonomicznym w Sankt Petersburgu pojawiła się inicjatywa budowy trzeciej i czwartej nitki gazociągu Nord Stream. Szefowie *Shell*, *E.ON* i *ÖMV* podpisali 18 czerwca br. z prezesem *Gazpromu* Aleksiejem Millerem list intencyjny o współpracy w „projekcie budowy infrastruktury przesyłowej gazu ziemnego do celów bezpośrednich dostaw gazu rosyjskiego do odbiorców w Europie”. Tym samym Gazprom powrócił do planów sprzed trzech lat. Wtedy zamierzano nawet przedłużyć gazociąg do W. Brytanii z udziałem *BP*, ale brytyjski koncern nie podtrzymał propozycji. W komunikacie *Gazpromu* mówi się o budowie dwóch nitek gazociągu z Rosji do bałtyckiego wybrzeża Niemiec o zdolności przesyłowej 55 mld m³ gazu rocznie. Zapowiedziano powołanie wspólnej grupy projektowej, która wykorzysta doświadczenia zebrane w czasie realizacji Nord Stream I.



Turkish Stream pod znakiem zapytania

Bieg wydarzeń dotyczących gazociągu Turkish Stream jest tak szybki, co więcej są to działania zarówno pozytywne jak i negatywne, że trudno ocenić szanse powodzenia tego projektu. Inwestycja przedstawiana była w mediach rosyjskich jako uzasadniona technicznie i ekonomicznie, pożądana i popierana przez Turcję i Grecję, a nawet mająca szansę na przychylną Komisji Europejskiej. Jeszcze w połowie czerwca br. napływały wiadomości o przygotowaniach do realizacji tego poważnego przedsięwzięcia, o rozbudowie gazociągów w ramach tzw. południowego korytarza w Rosji i o tym, że statek do układania rur należący do włoskiej firmy *Saipem SpA* już wypłynął na Morze Czarne. Jednak kolejne doniesienia poddawały w wątpliwość realność pierwotnych założeń i zaawansowanie prac przygotowawczych. Najpierw poinformowano o zaniechaniu budowy południowego korytarza, co oznacza brak możliwości wysyłania dodatkowych ilości gazu z wybrzeża Morza Czarnego, a już 9 lipca br. *Gazprom* ogłosił o anulowaniu kontraktu z *Saipem* o wartości 2,2 mld dolarów na układanie gazociągu na dnie morskim. W związku z tym włoski koncern zapowiedział wystąpienie o odszkodowanie za straty wynikające z 7-miesięcznego postoju statków w oczekiwaniu na rozpoczęcie prac.



Koncesje w Meksyku dostępne dla zagranicznych inwestorów

Ministerstwo Energii planuje w ciągu najbliższych pięciu lat wystawienie na aukcję 914 lądowych i morskich bloków koncesyjnych, z czego 670 to koncesje poszukiwawcze, a 244 koncesje wydobywcze. Stało się to możliwe dzięki ustawowym zmianom z ub. roku umożliwiającym prywatnym inwestorom udział w przetargach na koncesje poszukiwawcze i wydobywcze i likwidującym monopol państwowego *Pemexu*. Otwierają się nowe możliwości dla zagranicznych koncernów, przede wszystkim dla amerykańskich i kanadyjskich. Perspektywiczne zasoby w rejonach objętych koncesjami są szacowane na 14,5 mld t równoważnika ropy naftowej. Zasoby w obrębie koncesji produkcyjnych są oceniane na 9,3 mld t równoważnika ropy naftowej. Rząd meksykański spodziewa się, że nowe inwestycje zahamują trwający od 10 lat spadek krajowego wydobycia ropy. Główną rolę w tych planach odgrywa basen Chicotepec, gdzie dominują paleoceanśko-eoceńskie osady turbidytowe i do tychczas odkryto 12 złóż. Zasoby tego basenu o powierzchni 3800 km² ministerstwo szacuje na 5,7 mld t równoważnika ropy naftowej. Za interesowanie tym obszarem jest duże, chociaż przeważa tam ropa ciężka o ciężarze właściwym powyżej 0,9340 g/cm³ (20° API).



Monitoring mikrosejsmiczny

Inżynieria złożowa dzięki zastosowaniu mikrosejsmiki może uzyskać nową metodę prognozowania okresu eksploatacji złoża. Jest to

technologia określania objętości produktywnych kompleksów skalnych (*PSRV-Productive-stimulated rock volume*) firmy *MicroSeismic Inc.* W rozpoznawaniu niekonwencjonalnych akumulacji węglowodorów przy użyciu szczelinowania niezbędne są informacje o zmianach przepuszczalności ośrodka skalnego, na który oddziałuje szczelinowanie i o jego objętości. W procedurach PSRV wykorzystywany jest monitoring mikrosejsmiczny w czasie rzeczywistym, wykonywany na powierzchni lub w otworze wiertniczym. Uzyskany model jest kalibrowany według ilości płynu włączanego do otworu i zmian zapisu mikrosejsmicznego w miarę wypełniania spękań. Otrzymujemy informacje o gęstości spękań i ich orientacji, więc nie opieramy się na jednym, prostym modelu spękań, lecz na znajomości ich rozkładu na całej długości odwiertu, możliwe jest także odróżnianie impulsów mikrosejsmicznych lokalizujących spękania wypełnione proppantem od impulsów pochodzących od spękań niewypełnionych. Oznacza to, że można określić, jaki jest zasięg skutecznego szczelinowania, stopień wypełnienia szczelin, a tym samym objętość strefy drenażu złoża i przepuszczalność w tej strefie. To z kolei pozwala na ustalanie optymalnych parametrów eksploatacji, projektowanie następnych wierceń i prognozowanie produkcji w przyszłości. Na etapie wykonywania szczelinowania operator może też korygować parametry szczelinowania takie, jak wydajność pomp.



Benzyna w USA tańsza niż 10 lat temu

Jeśli porównamy, ile płacili za benzynę kierowcy w USA w ostatnich 35 latach, to zmiany są bardzo duże. W 1978 r. było to średnio 65,2 centa US za galon, w 1980 r. 1,22 dolara, w 1990 r. 1,21 dolara, w 2000 r. 1,56 dolara, w 2005 r. 2,34 dolara, w 2010 r. 2,84 dolara i obecnie 2,80 dolara za

galon, co przy obecnym kursie dolara odpowiada 2,80 zł/litr. Fluktuacje cen ropy naftowej mocno wpływają na ceny paliw, co ilustruje zestawienie detalicznych cen benzyny w różnych częściach USA (tab. 1). Pod koniec czerwca ub. roku, kiedy cena ropy WTI wynosiła 102,25 dolara/baryłkę, przeciętna cena galona (3,78 l) benzyny kształtowała się na poziomie 3,69 dolara. Późniejsze ruchy na rynku ropy znacznie obniżyły cenę benzyny i najkorzystniejsza dla kupujących sytuacja występowała na początku lutego br. W następnych miesiącach ceny rosły, ale nadal są znacznie niższe niż rok temu. Największa rozpiętość cen występuje między zachodnim wybrzeżem i stanami Oklahoma i Teksas. Tańsza benzyna zachęca do podróży - zużycie benzyny w I połowie br. było wyższe o 2,1% w porównaniu z analogicznym okresem ubiegłego roku. Wzrosło także zużycie oleju napędowego w transporcie drogowym i kolejowym i jest to zmiana o 2,2%. Również obniżka lotniczych taryf przewozowych dzięki niższemu cenom paliwa sprzyja podróżom. Według prognozy Air Transport Association of America w okresie letnim będzie to 4,7-procentowy wzrost w stosunku do ub. roku.

Jerzy Zagórski

Źródła: Gazprom, Hart's E&P, Offshore, Oil&Gas Financial Journal, Oil&Gas Journal, OPEC, World Oil.



LOTOS pracuje nad technologią magazynowania energii w postaci wodoru

LOTOS jako lider konsorcjum rozpoczyna projekt badawczy HESTOR. Projekt jest współfinansowany ze środków Narodowego Centrum Badań i Rozwoju. Jego celem jest

Tabela 1. Ceny benzyny w USA (w centach US za galon wg Oil & Gas Journal)

Miasto	25.06.2014	4.02.2015	1.04.2015	24.06.2015	22.07.2015
Chicago	412,1	237,5	265,6	310,3	307,0
Houston	348,1	176,2	218,3	254,5	247,7
Los Angeles	418,9	243,7	338,9	384,5	412,8
Norfolk	364,4	183,6	226,8	245,9	239,7
Nowy Jork	371,9	222,8	258,4	295,9	289,7
San Francisco	412,9	256,6	334,8	384,5	420,9
Seattle	380,9	244,3	291,1	266,2	328,7
Tulsa	340,8	178,7	221,2	259,7	257,0
Waszyngton	370,4	228,6	251,3	276,9	271,6
Średnia cena tygodniowa	369,1	204,3	243,8	279,5	280,4

zbadań efektywności magazynowania wodoru pozyskiwanego z nadwyżek energii ze źródeł odnawialnych.

Pozyskany w ten sposób wodór mógłby być magazynowany w kavernach solnych i wykorzystywany do procesów technologicznych w rafinerii spółki w Gdańsku oraz do wytwarzania energii elektrycznej.

Nadwyżka energii elektrycznej służąca do wytwarzania wodoru w procesie elektrolizy pochodziłaby z elektrowni wiatrowych i solarnych. Wodór magazynowany w kavernach byłby wykorzystywany bezpośrednio do procesów technologicznych w rafinerii LOTOSU, zmniejszając potrzebę produkcji wodoru z gazu ziemnego; lub do celów energetycznych poprzez zastosowanie go jako paliwa zasilającego turbiny gazowe w okresach szczytowego zapotrzebowania na prąd.

Firma spodziewa się, że efektem projektu będzie obniżenie emisji gazów cieplarnianych poprzez zrównoważenie nieregularności dostaw energii elektrycznej z odnawialnych źródeł. Perspektywnie, produkcja i magazynowanie wodoru w szerszej skali pozwoli na zwiększenie udziału Odnawialnych Źródeł Energii (OZE) w bilansie energetycznym kraju, poprzez lepsze wykorzystanie mocy elektrowni wiatrowych i solarnych.

Uważa się, że produkcja wodoru w procesie elektrolizy w okresach nadwyżek energii jest najefektywniejszym sposobem jej zamiany na inny rodzaj energii możliwy do wykorzystania i magazynowania na dużą skalę. Projekt badawczy HESTOR zajmie się badaniem jaką ilość wodoru można zmagazynować w kaverne w danych warunkach geologicznych przy zachowaniu stateczności i szczelności kaverny oraz określeniem wydajności, z jaką możliwa będzie eksploatacja.

Liderem Konsorcjum Naukowego prowadzonego projekt HESTOR jest LOTOS, natomiast wśród partnerów znalazły się: Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A., Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie, Ośrodek Badawczo-Rozwojowy Górnictwa Surowców Chemicznych CHEMKOP Sp. z o.o. oraz Politechnika Śląska i Politechnika Warszawska.



LOTOS notuje wzrosty.

Czas rozpocząć Program Efektywnej Rafinacji

W II kwartale 2015 roku LOTOS wypracował zysk EBITDA (wynik operacyjny powiększony o amortyzację) na poziomie 755 mln zł

(+69,5% kw./kw.). Zysk operacyjny (EBIT) wyniósł w tym okresie blisko 569 mln zł (+112,5% kw./kw.). Z kolei zysk netto uplasował się na poziomie ok. 479 mln zł (-101,4 mln zł w I kw. 2015 i -122,5 mln zł w II kw. 2014). W minionym kwartale przychody ze sprzedaży LOTOSU wyniosły blisko 6 642 mln zł i były wyższe o ponad 29% kw./kw.

Spółka konsekwentnie realizuje Program Efektywności i Rozwój w ramach, którego skutecznie optymalizuje koszty i rozwija nowe projekty takie jak Program Efektywnej Rafinacji (EFRA), dla którego pozyskała już finansowanie oraz wybrała głównego wykonawcę.

Wykorzystanie nominalnych zdolności przerobowych rafinerii w Gdańsku ukształtowało się na poziomie 100,3% (+9,5 p.p. r./r.). Rafineria pracowała stabilnie, utrzymując przerób na poziomie 2 627,6 tys. t (+10,5% r./r.). W analizowanym okresie produkcja wyniosła 2 798,5 tys. ton (gł. olej napędowy, benzyny motorowe, komponenty asfaltowe i ciężki olej opałowy) i była wyższa o 9,5% kw./kw.

Dzięki efektywnej pracy segmentu produkcji i handlu LOTOS skutecznie wykorzystał okres sprzyjającej marży rafineryjnej (8,08 USD/bbl w II kw. 2015, +62,6% r./r.).

W II kw. 2015 r. konsumpcja paliw płynnych (tj. oleju napędowego, benzyny oraz lekkiego oleju opałowego) w Polsce wzrosła o 4,1% r./r. Wzrost konsumpcji dotyczył wszystkich grup produktowych: oleju napędowego (+3,8%), benzyn (+4,4%) oraz lekkiego oleju opałowego (+9,1%). Udział LOTOSU w polskim rynku paliw wyniósł w analizowanym okresie 31,3%.

W pierwszym półroczu 2015 LOTOS wypracował 11 773 mln zł przychodów ze sprzedaży. Zysk EBITDA wyniósł 1 201 mln zł (-11 mln zł w 1H 2014).

– Nie zwalniamy tempa. Wyniki finansowe LOTOSU wykazują, że był to dobry kwartał i dobre półrocze dla spółki. Realizowany przez LOTOS Program EFRA jest naturalną kontynuacją technologicznego rozwoju rafinerii po Programie 10+. Za trzy lata LOTOS i polska gospodarka będą dysponowali jedną z najnowszych rafinerii nie tylko w Europie, ale i na świecie. Skuteczna realizacja Programu Efektywności i Rozwój to poprawa sprawności zarządczej i obniżenie kosztów funkcjonowania firmy – podsumowuje Paweł Olechnowicz prezes Grupy LOTOS S.A.

W czerwcu br. LOTOS Asphalt (spółka zależna Grupy LOTOS S.A.) podpisała umowę kredytową niezbędną do zamknięcia finansowania Programu EFRA. Ww. umowę, o szacowanej wartości ok. 1 926 mln zł, zawarto z konsorcjum instytucji finansowych, w skład którego wchodzi: Bank Gospodarstwa Krajowego (finansowanie w ramach programu „Inwestycje Polskie”), Bank Millennium

S.A., Bank Polska Kasa Opieki S.A. (bank koordynujący transakcję finansowania Programu EFRA), Bank Zachodni WBK S.A., Powszechna Kasa Oszczędności Bank Polski S.A., Powszechny Zakład Ubezpieczeń S.A., Powszechny Zakład Ubezpieczeń na Życie S.A. oraz Société Générale S.A.

Z kolei w lipcu LOTOS Asphalt i Kinetics Technology S.p.A. podpisały kontrakt na projektowanie techniczne, dostawy oraz budowę w formule stałej ceny „pod klucz” trzech głównych instalacji Programu EFRA: instalacji opóźnionego koksowania (ang. Delayed Coking Unit, tj. DCU), instalacji produkcji wodoru (ang. Hydrogen Generation Unit, tj. HGU) oraz instalacji hydroodsłarczania benzyn (ang. Coker Naphtha Hydrotreating Unit, tj. CNHT). Szacowana wartość ww. kontraktu wynosi ok. 1,26 mld PLN. Zakończenie realizacji inwestycji planowane jest na 2018 r.

Lepsze wyniki upstreamu

W II kw. br. LOTOS wydobyl ze złóż w Norwegii, Polsce i Litwie blisko 1,1 mln boe (+56,7% r./r. i +6% kw./kw.). Odpowiada to dziennej produkcji na poziomie ok. 12,4 tys. boe (+0,4% r./r.).

Przychody ze sprzedaży segmentu wydobywczego w II kw. 2015 r. wyniosły ok. 194 mln zł (+4,1% kw./kw.) i były wyższe w stosunku do I kw. br. głównie na skutek wzrostu notowań cen ropy naftowej.

Zysk EBITDA segmentu wydobywczego wyniósł w II kw. br. 102,6 mln zł (+36,6% kw./kw.) a zysk operacyjny (EBIT) uplasował się na poziomie 33,5 mln zł (+172,4% kw./kw.) co jest związane m.in. z wyższym wolumenem sprzedaży.

Detal – wysokie przychody, EBITDA i EBIT

Na koniec lipca 2015 w sieci LOTOS działało 451 stacji paliw. W II kw. 2015 wolumen sprzedaży paliw na stacjach LOTOS wyniósł 313 tys. ton (+15,6 r./r. i +24,8% kw./kw.).

W analizowanym okresie przychody ze sprzedaży obszaru detalicznego wyniosły ponad 1 550 mln zł (+2,7% r./r. i +28,7% kw./kw.). Zysk EBITDA uplasował się na poziomie 27 mln zł (+58,8% r./r. i +30,4% kw./kw.). Z kolei zysk operacyjny (EBIT) wyniósł 10,3 mln zł (+281,5% r./r. i 66,1% kw./kw.).

Podstawowe dane dot. II kw. 2015:

- EBIT: 569 mln zł (+112,5% kw./kw.)
- Zysk netto: 479 mln zł (-101,4 mln zł w I kw. 2015 i -122,5 mln zł w II kw. 2014)
- Wydobycie ropy i gazu: 12,4 tys. boe/d (+0,4% r./r.)
- Wykorzystanie zdolności przerobowych: 100,3% (+9,5 p.p. r./r.)

Otoczenie makroekonomiczne w II kw. 2015:

- Modelowa marża rafineryjna: 8,08 USD/bbl (+62,6% r./r.)

- Dyferencjał Brent/Ural: 1,45 USD/bbl (–34,7% r/r. i –18,5 kw./kw.)
- Wzrost kursu USD/PLN: na koniec II kw. +23% r/r., średniokwartalnie +22% r/r

Biuro Komunikacji
Grupa LOTOS S.A.



Skonsolidowane wyniki finansowe PKN ORLEN w II kwartale 2015 r.

Sprzyjające warunki makroekonomiczne, większa produkcja i sprzedaż źródłem bardzo dobrych wyników Grupy ORLEN

W II kwartale br. Grupa ORLEN osiągnęła zysk operacyjny (EBITDA wg LIFO) w wysokości 2,9 mld zł, przed uwzględnieniem wpływu odpisów wartości aktywów rzeczowych. Wypracowanie dobrych wyników było możliwe dzięki sprzyjającemu otoczeniu makroekonomicznemu – wzrostowi marży downstream i spadkowi cen ropy naftowej. Koncern odnotował również wyższą sprzedaż we wszystkich obszarach. Dobry rezultat osiągnął segment detaliczny, mimo niższych niż przed rokiem marż paliwowych w Polsce, Czechach i na Litwie. W II kwartale PKN ORLEN zmniejszył zadłużenie i zredukował dźwignię finansową utrzymując wskaźniki zadłużenia na optymalnym poziomie. Zgodnie z harmonogramem, 8 lipca br., wypłacona została dywidenda w wysokości 1,65 PLN na akcję. Koncern kontynuował realizację projektów inwestycyjnych w obszarze energetyki, a także sfinalizował transakcję przejęcia 32% udziałów Česká Rafinérská od Eni przez spółkę Unipetrol.

W II kwartale 2015 roku PKN ORLEN uzyskał:

- Wzrost EBITDA wg LIFO o 2,0 mld PLN (r/r)
- Wyższy o 26% (r/r) przerób ropy i wykorzystania mocy o 15pp (r/r)
- Wzrost sprzedaży we wszystkich segmentach, łącznie o 15% (r/r)
- Przepływy z działalności operacyjnej w wysokości 2,7 mld PLN
- Dźwignię finansową na poziomie 19,8%

Na wyniki Koncernu w II kwartale 2015 roku kluczowy wpływ miały wzrost marży downstream o 4,7 USD/bbl, osłabienie PLN względem USD o 22% (r/r), a także spadek średniej ceny ropy Brent o (-) 48 USD/bbl. (r/r). Wynik operacyjny EBITDA wg LIFO przed odpisem

aktywów związanym z racjonalizacją nakładów w segmencie wydobycia wyniósł 2,9 mld zł, co oznacza wzrost o 2,0 mld zł w stosunku do analogicznego okresu roku ubiegłego. Było to możliwe między innymi dzięki istotnie wyższemu przerobowi ropy i zwiększonej sprzedaży. Na wszystkich rynkach, na których obecny jest PKN ORLEN, z wyjątkiem Niemiec, wzrosło zużycie oleju napędowego, a konsumpcja benzyny utrzymała się na stabilnych poziomach, zbliżonych do tych z analogicznego okresu roku ubiegłego. Największy udział w wyniku EBITDA wg LIFO w II kwartale miał segment downstream – 2,7 mld zł.

– Dobre otoczenie makro cieszy, ale jesteśmy dalecy od traktowania go w dłuższym okresie jako pewnego fundamentu dla dalszej budowy wartości koncernu. Dlatego, wraz z bardzo dobrym rezultatem, w II kwartale wypracowaliśmy stabilne wskaźniki finansowe – obniżyliśmy zadłużenie oraz utrzymaliśmy dźwignię finansową na bezpiecznym poziomie. Dzięki tym wskaźnikom zapewniamy spółce znakomitą kondycję finansową, o czym świadczyć może nie tylko wielkość przepływów z działalności operacyjnej, wynosząca 2,7 mld PLN, ale też zaufanie inwestorów znajdujące odzwierciedlenie we wzroście kursu naszych akcji, który ustanawiał kolejne, historyczne rekordy – powiedział Jacek Krawiec, prezes Zarządu PKN ORLEN.

Ostatni kwartał był kolejnym udanym okresem dla segmentu detalicznego. W tym czasie PKN ORLEN wypracował w tym obszarze EBITDA LIFO na poziomie 343 mln PLN, przy łącznym wzroście wolumenów sprzedaży o 1% (r/r). Na wynik segmentu wpływ miała poprawa marż paliwowych na rynku niemieckim oraz pozapaliwowych (r/r) na rynku polskim i czeskim. Został on jednak ograniczony poprzez obniżenie marż paliwowych na rynku polskim, czeskim i litewskim oraz pozapaliwowych na rynku niemieckim. W ostatnim kwartale Koncern konsekwentnie rozwijał sieć punktów Stop Cafe i Stop Cafe Bistro w Polsce. Na koniec II kwartału tego roku dysponował 1308 punktami, co oznacza wzrost o 159 punktów (r/r). W minionym kwartale PKN ORLEN odnotował znaczący, 18% (r/r) łączny wzrost wolumenów sprzedaży w segmencie downstream, co w połączeniu z dobrym otoczeniem makroekonomicznym pozwoliło na osiągnięcie wyniku EBITDA wg LIFO na poziomie 2,7 mld PLN. W odniesieniu do analogicznego okresu roku ubiegłego odnotowano wzrost sprzedaży benzyny o 19%, oleju napędowego o 28%, olefin o 17%, poliolefin o 4%, nawozów o 18%, PCW o 4% oraz PTA o 47%. Na rezultat w II kwartale pozytywny wpływ miały wzrost marży downstream o 4,7 USD/bbl (r/r) oraz osłabienie średniego kursu PLN względem USD o 22%, ograniczone przez

osłabienie średniego EUR wzg. USD o 19%. W minionym kwartale koncern sfinalizował transakcję przejęcia udziałów spółki Česká Rafinérská od koncernu Eni, co pozwoli na zwiększenie poziomu przerabianej ropy naftowej w czeskich rafineriach.

– Dzięki budowanemu od lat potencjałowi koncernu w zakresie zintegrowanego tworzenia wartości możemy sprawnie i efektywnie przekładać sprzyjające otoczenie makroekonomiczne na świetne wyniki grupy. Zwiększenie produkcji i sprzedaży we wszystkich segmentach – pomimo niższych marż paliwowych w detalu – wzmocniło efekt wyższych marż downstream przy zdecydowanie niższych niż rok temu cenach ropy – podsumował Sławomir Jędrzejczyk, wiceprezes Zarządu PKN ORLEN ds. Finansowych.

W II kwartale 2015 roku koncern konsekwentnie realizował inwestycje energetyczne wspierające segment downstream. W bloku parowo-gazowym o mocy 463 MWe we Włodawce kontynuowano prace montażowe na rurociągach turbiny parowej oraz układach pomocniczych. Prowadzono również testy pomontażowe, próby szczelności oraz chemiczne czyszczenie układów. Do tej pory przeprowadzono weryfikację około połowy systemów sukcesywnie przekazywanych do rozruchu. Uzgodnione zostały procedury pierwszego podania napięcia z PSE, natomiast z GAZ-SYSTEM zatwierdzono procedurę nagazowania stacji gazu. Testowe uruchomienie turbiny we Włodawce planowane jest już w II połowie roku, a produkcja i sprzedaż energii rozpocznie się na przełomie 2015 i 2016 roku. Z kolei w projekcie budowy bloku parowo-gazowego o mocy 596 MWe w Płocku trwały prace projektowania głównych budynków oraz zakończono planowanie zagospodarowania terenu pod obiekty bloku. Prowadzono również uzgodnienia z właścicielami działek w celu ustanowienia służebności przesyłu dla linii elektroenergetycznej. W II kwartale w fabryce Siemens w Berlinie wykonano test wyważania wirnika turbiny gazowej, który przyniósł wynik pozytywny. Obecnie trwają prace związane z przetargami oraz projektowaniem infrastruktury Zakładu Produkcyjnego w Płocku, m.in. przyłączami wodno-kanalizacyjnymi i umową gazową.

Zmiana parametrów makroekonomicznych oraz wyniki dotychczasowych prac poszukiwawczych w Polsce stały się podstawą do rozpoczęcia przeglądu inicjatyw w segmencie poszukiwań i wydobycia oraz określenia zasadności kontynuowania niektórych projektów. Dokonano między innymi porównania podstawowych parametrów zbiornikowych oraz geomechanicznych skał występujących w łupkowych basenach w Polsce, ze

strukturami „łupków” północnoamerykańskich. Rezultaty dotychczasowych prac badawczych i testów produkcyjnych na koncesjach poszukiwawczych w projekcie Lublin Shale wskazują, że obszary typowane wcześniej jako potencjalnie perspektywiczne pod kątem występowania złóż niekonwencjonalnych, po wykonaniu prac wiertniczych i zabiegów szczelinowania z wykorzystaniem obecnie dostępnych technologii stosowanych m.in. w USA okazały się ograniczone powierzchniowo i jedynie lokalnie można liczyć na technicznie uzasadnioną produkcję. Biorąc powyższe pod uwagę, podjęto decyzję o zawężeniu rejonów poszukiwania węglowodorów i racjonalizacji dalszych nakładów inwestycyjnych. W efekcie, w sprawozdaniu finansowym za II kwartał 2015 roku ujęto odpis aktualizujący wartość dotychczasowych inwestycji w projekcie Lublin Shale w kwocie 421 mln PLN.

ORLEN Upstream będzie nadal prowadzić prace poszukiwawcze w ramach projektu Lublin Shale, ale na zawężonym obszarze o większym potencjale poszukiwawczym. Obecnie projektowane są dwa kolejne zabiegi szczelinowania oraz prace sejsmiczne z uwzględnieniem wypracowanych wniosków po zrealizowanych już pracach. Kontynuowane będą prace w projekcie Mid Poland Unconventionals, który również ma charakter niekonwencjonalny, gdzie celem poszukiwawczym są złoża typu tight gas. W 2016 roku na koncesji Sieradz planowany jest pierwszy otwór poszukiwawczy. PKN ORLEN we współpracy z ośrodkami akademickimi, instytutami badawczymi oraz w ramach projektów prowadzonych przez NCBIR będzie nadal angażować się w prace zmierzające do dostosowania technologii wydobywczych do właściwości polskich formacji łupkowych.

Zróżnicowany portfel projektów poszukiwawczo-wydobywczych Grupy ORLEN oraz uwolnienie części środków pierwotnie planowanych na projekty niekonwencjonalne pozwala zwiększyć poszukiwania węglowodorów ze złóż konwencjonalnych na terenie naszego kraju. Kontynuowane będą obecne projekty Karbon w basenie lubelskim oraz Sieraków, gdzie wspólnie z PGNiG SA, toczą się prace nad zagospodarowaniem części obszaru działalności. Równolegle prowadzone są prace zmierzające do dalszego rozszerzenia portfela aktywów w Polsce. 20 lipca ORLEN Upstream przystąpił do Umowy o Wspólnych Operacjach z PGNiG SA na obszarze ośmiu bloków koncesyjnych w rejonie Karpat (Projekt Bieszczady). Porozumienie zakłada wspólną realizację prac analitycznych i badawczych w obrębie województwa podkarpackiego, których celem jest poszukiwanie, rozpoznawanie oraz wydobywanie ropy naftowej i gazu ziemnego ze złóż konwencjonalnych. Ponadto prowadzone są działania, których ce-

lem jest pozyskanie nowych koncesji od Ministerstwa Środowiska (procedury w toku) oraz nabycie koncesji o większym potencjale poszukiwawczym (lub udziałów w koncesjach) od ich obecnych posiadaczy.

Segment upstream kontynuuje także rozwój aktywów wydobywczych w Kanadzie. Wydobywanie ORLEN Upstream Canada wynosiło w 2014 roku 5,8 tys. boe/d oraz 7,1 tys. boe/d w I połowie 2015 roku. Prowadzone są działania zmierzające do zwiększenia zasobów oraz dalszego ograniczania ryzyka charakterystycznego dla obszaru upstream poprzez zakup rentownych aktywów wydobywczych, wykorzystując niższe notowania ropy naftowej. W ogłoszonej w lipcu 2014 roku strategii PKN ORLEN, na lata 2014-2017 zaplanowano nakłady inwestycyjne dla segmentu poszukiwań i wydobywania na poziomie 3,2 mld PLN, koncentrując się na projektach poszukiwawczych w Polsce (zarówno złóż niekonwencjonalnych, jak i konwencjonalnych) oraz rozwoju wydobywania w Kanadzie w oparciu o nabyte aktywa produkcyjne. Jednocześnie w ramach puli dodatkowej przewidziano nabywanie perspektywicznych aktywów w Polsce i na innych rynkach, w zależności od atrakcyjności tych projektów oraz wielkości wolnych przepływów pieniężnych koncernu.



Laboratorium Centralne Grupy ORLEN już działa

W Płocku ruszył jeden z najnowocześniejszych obiektów laboratoryjnych w Europie – Laboratorium Centralne Grupy ORLEN. Zakończył się proces koncentracji analityki pięciu laboratoriów terenowych ORLEN Laboratorium w jednej centralnej placówce. Obiekt powstał w ramach inwestycji Płockiego Parku Przemysłowo – Technologicznego, dzięki dofinansowaniu ze środków Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego.

Założeniem inwestycji była optymalizacja procesów analitycznych, efektywniejsze wykorzystanie sprzętu laboratoryjnego oraz usprawnienia logistyczne poprzez koncentrację analityki dla różnych obiektów badań w ramach Grupy ORLEN w jednej lokalizacji.

Laboratorium Centralne o powierzchni 5 843 m kw. składa się z blisko 45 sal laboratoryjnych mieszczących ponad 1100 stanowisk z pełnym zapleczem socjalnym i technicznym, na których pracuje ponad 180 pracowników w ramach kilku laboratoriów - Paliw i Aromatów, Chromatografii, Przerobu Ropy, Benzenu

Butadienu Tlenku Etylenu i Fenolu. Swoją siedzibę ma tu również Dział Logistyki liczący 43 osoby, który jest odpowiedzialny za specjalistyczny pobór i transport próbek. Łącznie w budynku pracuje ok. 230 osób.

W Laboratorium Centralnym wykonywany jest dotychczasowy zakres badań przeniesionych ze wspomnianych laboratoriów, a więc: analizy paliw i olejów, produktów petrochemicznych, surowców, strumieni międzyoperacyjnych, asfaltów i inne.

Uruchomienie placówki to dla ORLEN Laboratorium ogromne przedsięwzięcie, które wymagało koordynacji wielu obszarów oraz wielu miesięcy wyłożonej pracy. Pracownicy Spółki na bieżąco uczestniczyli zarówno w pracach projektowych, jak i w realizacji całej inwestycji, a także w procesie zakupu specjalistycznego sprzętu stanowiącego wyposażenie budynku laboratorium.

Laboratorium Centralne to inwestycja Płockiego Parku Przemysłowo – Technologicznego, która powstała dzięki dofinansowaniu ze środków Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego, Program Operacyjny Województwa Mazowieckiego 2007 – 2013, Priorytet I, działanie 1.4. „Wzmocnienie Instytucji Otoczenia Biznesu”. Sfinalizowanie przedsięwzięcia związane jest z realizowaną przez PKN ORLEN strategią zakładającą centralizację usług analitycznych w ramach Grupy oraz realizację potrzeb spółek w zakresie odtworzenia i optymalizacji infrastruktury laboratoryjnej.

Inwestycja budowy Laboratorium Centralnego stanowi część szerszego programu rozwojowego Płockiego Parku Przemysłowo – Technologicznego na lata 2011–2013, współfinansowanego ze środków Unii Europejskiej. Jego główne kierunki dotyczą stworzenia warunków dla firm z sektora nowoczesnych usług biznesowych (BPO – business process outsourcing) oraz sektora badawczo-rozwojowego (B+R).



ORLEN i PGNiG wspólnie poszukają gazu i ropy na Podkarpaciu

ORLEN Upstream przystąpił do Umowy o Wspólnych Operacjach z Polskim Górnictwem Naftowym i Gazownictwem SA (PGNiG). Porozumienie zakłada wspólną realizację prac analitycznych i badawczych na obszarze ośmiu bloków koncesyjnych w obrębie województwa podkarpackiego.

Celem wspólnych operacji jest poszukiwanie, rozpoznawanie oraz wydobywanie ropy

naftowej i gazu ziemnego w rejonie Karpat. Na mocy zawartego porozumienia ORLEN Upstream obejmie 49% udziałów w ośmiu blokach koncesyjnych o wspólnej nazwie projektowej „Bieszczady”. Umowa zakłada realizację uzgodnionego przez partnerów programu prac.

Zapadlisko przedkarpackie to historycznie jeden z najbardziej perspektywicznych obszarów pod względem występowania nagromadzeń węglowodorów. Konsekwentnie od lat dokumentujemy złoża w rejonie Bieszczad. Wierzę, że pozyskanie krajowego partnera oferującego zarówno współfinansowanie, jak i doświadczenie w zakresie akwizycji i interpretacji danych geologicznych otworzy drogę do kolejnych koncepcji poszukiwawczych dla tego obszaru – powiedział Zbigniew Skrzypkiewicz – wiceprezes Zarządu ds. Poszukiwań i Wydobywania, PGNiG SA.

Zawarte porozumienie przewiduje wspólne prace poszukiwawcze na terenie bloków koncesyjnych numer: 437, 438, 456, 457, 458 oraz fragmentach bloków 416, 417 i 436, obejmujących obszar o łącznej powierzchni powyżej 3500 km². Koncesje na prowadzenie działalności na tych blokach

zostały wydane przez Ministerstwo Środowiska na okres od 2,5 do 5 lat. Cel geologiczny poszukiwań złóż węglowodorów na tym terenie obejmuje utwory fliszu karpackiego, o wieku od dolnej kredy do miocenu, zalegające do głębokości 6000 m. W latach 2008 – 2014 na tym obszarze wykonano prace seismiczne i geofizyczne oraz jeden odwiert poszukiwawczy (Niebieszczy-1). Wspólne operacje PGNiG i ORLEN Upstream przewidują wykonanie dalszych prac poszukiwawczych na wyznaczonym obszarze.

Systematycznie dokonujemy przeglądu koncepcji poszukiwawczych oraz analizy nowych możliwości współpracy, czy akwizycji – zarówno w Polsce jak i poza jej granicami – zaznaczył Wiesław Prugar, prezes Zarządu ORLEN Upstream. Rejon Podkarpacia analizujemy od dłuższego czasu. Jeszcze w ubiegłym roku wystąpiliśmy do Ministerstwa Środowiska z wnioskami o nowe bloki koncesyjne w tym rejonie. Procedura jest w toku. Dzięki współpracy z PGNiG rozszerzymy planowany obszar poszukiwań, zyskując szerszy kontekst dla prowadzonych w najbliższych miesiącach w rejonie podkarpacia prac badawczych – dodał W. Prugar.

ORLEN Upstream i PGNiG prowadzą już wspólne operacje w ramach projektu poszukiwawczo-wydobywczego Sieraków, na obszarze Niżu Polskiego w obrębie koncesji Międzychód-Gorzów Wielkopolski oraz Wronki. Celem projektu Sieraków jest zagospodarowanie wspólnie rozpoznanych struktur w dolomicie głównym na terenie Niecki Szczecińskiej. PGNiG posiada 51% udziałów w projekcie, ORLEN Upstream - 49%. Obecnie trwają prace geologiczne w celu wytypowania kolejnych lokalizacji odwiertów rozpoznawczych oraz prowadzone są przygotowania do zabiegu szczelinowania hydraulicznego. Jest to kolejna faza prac projektowych zmierzająca do uruchomienia przez partnerów wydobywania ropy naftowej i gazu ziemnego w zachodniej Wielkopolsce.

Centrum prasowe
PKN ORLEN



Politechnika Wrocławska zaprasza na studia podyplomowe „Współczesne zagadnienia projektowania, budowy i eksploatacji systemów gazociągowych”

Rodzaj studiów: **Studia podyplomowe, dwusemestralne, roczne**

Cel studiów: **Uzupełnienie wiedzy teoretycznej i praktycznej dla kadry inżyniersko-technicznej i ekonomicznej sektora gazowniczego**

Zakres tematyczny studiów podyplomowych:

- Gaz ziemny – surowiec i paliwo
- Podstawy poszukiwań i wydobywania gazu
- Projektowanie gazociągów
- Budowa i eksploatacja gazociągów
- Projektowanie, budowa i eksploatacja stacji redukcyjno-pomiarowej
- Projektowanie, budowa i eksploatacja stacji pomiarowych i tłoczni gazu
- Budowa i eksploatacja systemów dystrybucji gazu
- Ochrona przeciwkorozyjna w sieci gazowej
- Energetyka gazowa
- Projektowanie, budowa i eksploatacja magazynów gazu
- Terminale i instalacje skroplonego gazu ziemnego
- Zarządzanie transportem gazu
- Problematyka prawna, efektywność ekonomiczna i ochrona środowiska
- Rynek gazu ziemnego, zasady obrotu gazem
- Seminarium dyplomowe
- Wycieczki techniczne na obiekty technologiczne np.: Kopalnia Gazu Kościan-Bronisko, Podziemny Magazyn Gazu w Bonikowie, Dyspozytornia w Polskiej Spółce Gazownictwa sp. z o.o. Oddział we Wrocławiu, stacja redukcyjno-pomiarowa Ołtaszyn GAZ-SYSTEM S.A. Oddział we Wrocławiu, Podziemnych Magazynów Gazu Nowe Wierchowice, obiekty krio Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. w Warszawie Oddział w Odolanowie.



Politechnika Wrocławska
Centrum Kształcenia Ustawicznego

Kadra naukowa z:

- Politechniki Wrocławskiej
- Politechniki Śląskiej
- Uniwersytetu Wrocławskiego
- Instytutu Nafty i Gazu z Krakowa

Wykładowcy z firm:

- Biuro Studiów i Projektów Gazownictwa „GAZOPROJEKT” S.A., Wrocław
- System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ S.A., Warszawa
 - GAZ-SYSTEM S.A.
 - Control Process S.A.

Więcej informacji:

WWW.CKU.PWR.EDU.PL tel. 71 340 75 19 e-mail: cku@pwr.edu.pl



Stanisław Szafran



Dominika Bernaś



Jolanta Likus



Kalendarium

7.08.2015 r. w sali konferencyjnej Instytutu Nafty i Gazu – Państwowego Instytutu Badawczego odbyła się podniosła uroczystość z okazji jubileuszu 90-lecia urodzin dr. inż. Ludwika Kossowicza – nestora polskiego przemysłu naftowego, wieloletniego zastępcy dyrektora ds. naukowo-badawczych Instytutu Technologii Nafty, najstarszego członka Stowarzyszenia Naukowo-Technicznego Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego, byłego prezesa SITP NiG a obecnie przewodniczącego Rady Seniorów SITP NiG.

Jubileusze urodzinowe Koleżanek i Kolegów

W bieżącym miesiącu jubileuszowe urodziny obchodzą Koleżanki i Koledzy

- 70 urodziny Wacław Kowalczyk z Oddziału w Tarnowie, w dniu 11.08. 2015
- 70 urodziny Waldemar Zbrzeźny z Oddziału w Warszawie II, w dniu 16.08. 2015
- 70 urodziny Józefa Nasiłowska z Oddziału w Łodzi, w dniu 27.08. 2015
- 70 urodziny Ryszard Cwenar z Oddziału w Tarnowie, w dniu 31.08. 2015
- 85 urodziny Marian Jurczak z Oddziału w Sanoku w dniu 07.08. 2015
- 90 urodziny Ludwik Kossowicz z Oddziału w Krakowie, w dniu 09.08. 2015

W imieniu Zarządu Głównego SITP NiG Szanownym Koleżankom i Kolegom życzymy zdrowia, pomyślności i radości w życiu osobistym i stowarzyszeniowym.

Jubileusz 90-lecia urodzin dr. inż. Ludwika Kossowicza

7 sierpnia 2015 roku w sali konferencyjnej Instytutu Nafty i Gazu – Państwowego Instytutu Badawczego odbyła się podniosła uroczystość z okazji jubileuszu 90-lecia urodzin dr. inż. Ludwika Kossowicza – nestora polskiego przemysłu naftowego, wieloletniego zastępcy dyrektora ds. naukowo-badawczych Instytutu Technologii Nafty, najstarszego członka Stowarzyszenia Naukowo-Technicznego Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego, byłego prezesa SITP NiG a obecnie przewodniczącego Rady Seniorów SITP NiG. Na uroczystość przybyło liczne grono przedstawicieli nauki i przemysłu naftowo-rafineryjnego z całego kraju, w tym wielu współpracowników i przyjaciół Jubilata. Uroczystość otworzyła prof. dr hab. inż. Maria Ciechanowska – dyrektor Instytutu Nafty i Gazu PIB w Krakowie, a po powitaniu Jubilata i zaproszonych gości przedstawiła obszerną laudację o pracy, działalności i osiągnięciach dr. inż. Ludwika Kossowicza.

Dr inż. Ludwik Kossowicz urodził się w Żninie w Wielkopolsce. Dzieciństwo i młodość spędził w Chełmie Lubelskim, gdzie Jego charakter, zainteresowania i głęboki patriotyzm kształtowało środowisko nauczycielskie starszych braci Kazimierza i Witolda oraz szwagra Wincentego Sobczaka. Naukę na poziomie licealnym odbywał na tajnych kompletach, a maturę uzyskał w 1945 r. w chełmskim Liceum im. Stefana Czarnieckiego. Studia na Wydziale Chemicznym Politechniki Gdańskiej ukończył w lutym 1950 r. i jako stypendysta Centralnego Zarządu Przemysłu Naftowego rozpoczął pracę w Rafinerii Trzebinia, gdzie szybko awansował przechodząc stanowiska stażysty, kierownika Laboratorium, kierownika Biura Technologicznego (głównego technologa) i szefa produkcji Rafinerii. W 1953 r. został służbowo przeniesiony do Zjednoczenia Przemysłu Rafinerii Nafty w Krakowie na stanowisko głównego technologa, a następnie



Dr. inż. Ludwik Kossowicz. Fot. S. Szafran



Prof. dr hab. inż. Maria Ciechanowska wygłasza laudację, a przedstawiciel wicepremiera, ministra Gospodarki Janusza Piechocińskiego wręcza Jubilatowi „Odznakę Honorową Za Zasługi dla Rozwoju Gospodarki Rzeczypospolitej Polskiej”. Fot. S. Szafran

głównego specjalisty ds. rozwoju przemysłu rafineryjnego, gdzie pozostał do 1982 roku. W 1982 r. decyzją ministra Przemysłu Chemicznego przeszedł do pracy w Instytucie Technologii Nafty, gdzie objął stanowisko zastępcy dyrektora ds. naukowo-badawczych, na którym pracował przez dwadzieścia lat, aż do przejścia na emeryturę w 2002 r. Po przejściu na emeryturę nadal pozostaje aktywny zawodowo, pracując jako specjalista w Instytucie Nafty i Gazu, gdzie swój talent, doświadczenie i wiedzę wykorzystuje w opracowywanych ekspertyzach na tematy ważne dla gospodarki.

Dr inż. Ludwik Kossowicz od początku swojej pracy zawodowej aktywnie prowadził działalność naukową specjalizując się w zagadnieniach wiedzy o asfaltach, przedstawiając liczne publikacje naukowe z tego zakresu. Ukoronowaniem Jego badań nad asfaltami był referat wygłoszony w 1958 r. na sesji plenarnej V Światowego Kongresu Naftowego w Nowym Yorku. Kontynuacją tej tematyki prac naukowo badawczych Jubilata, było wydanie w 1968 r. monografii pt. „Polskie asfalty naftowe” oraz przygotowanie i obrona w 1976 r. rozprawy doktorskiej pod kierunkiem prof. W. Kisieliwa pt. „Asfalty ekstrakcyjne jako stadium przejściowe do rozwoju technologii asfaltów syntetycznych”.

W latach dziewięćdziesiątych XX w. dr inż. Ludwik Kossowicz zaczął zwracać szczególną uwagę na zagadnienia ochrony środowiska naturalnego, przygotowując z tego zakresu kilka prac omawiających „ekologiczność przetworu ropy naftowej i przetworów naftowych” oraz „wymagania jakości paliw”. W swojej działalności normalizacyjnej dążył do eliminacji ołowiu i innych toksycznych składników z benzyny silnikowej.

W prowadzonej pracy naukowo-badawczej dr inż. Ludwik Kossowicz zwracał uwagę na ich aspekty praktyczne, które byłyby możliwe do realizacji przemysłowej w możliwie krótkim czasie. Do Jego szczególnych osiągnięć gospodarczych zaliczane jest wprowadzenie dodatku bioetanolu do benzyn motorowych. Jego dorobek naukowy obejmuje ponad 100 publikacji oraz ponad 80 patentów.

Przy aktywnej pracy zawodowej dr inż. Ludwik Kossowicz potrafił znaleźć czas na realizację swoich pasji i rozległych zainteresowań, a w tym na działalność społeczną w Stowarzyszeniu Naukowo-Technicznym Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego, w którym przez prawie 60 lat był w gronie liderów, a w latach 1961 – 1962 pełnił funkcję prezesa.

Całe środowisko naftowców i gazowników darzy Jubilata niesłabnącym uznaniem

i głębokim szacunkiem, czego dowodem było liczne uczestnictwo wielu wybitnych osobistości w uroczystości jubileuszowej. Jest On bowiem niezaprzeczalnie jednym z najwybitniejszych intelektualnych twórców sukcesów polskiego przemysłu rafineryjnego po II wojnie światowej, a przy tym niesłychanie skromnym, uczynnym i życzliwym człowiekiem.

W uznaniu zasług na polu naukowym, zawodowym i społecznym Jubilat był wyróżniany wieloma wysokimi odznaczeniami, odznakami i tytułami honorowymi, ale spośród nich szczególnie wysokie miejsce zajmują Medal imienia Ignacego Łukasiewicza nadany przez Kapitułę w 2005 r. „w uznaniu szczególnych i wybitnych zasług położonych w ciągu długoletniej działalności na rzecz Stowarzyszenia oraz przemysłu naftowego i gazowniczego”, Medal im. Prof. Stanisława Piłata nadany przez dyrektora ITN w 2005 r. „za wybitne zasługi dla Instytutu oraz przemysłu rafineryjnego i petrochemicznego” oraz tytuł „Złoty Inżynier 2005” nadany w 2005 r. przez redakcję Przeglądu Technicznego.

Z okazji Jubileuszu 90-lecia urodzin dr inż. Ludwik Kossowicz otrzymał wiele życzeń i listów gratulacyjnych, a wicepremier, minister Gospodarki Janusz Piechociński nadał Jubilatowi „Odznakę Honorową Za Zasługi dla Roz-



Uczestnicy uroczystości. Fot. S. Szafran

woju Gospodarki Rzeczypospolitej Polskiej”.

W imieniu Zarządu Głównego SITP NiG najlepsze życzenia przekazali Jubilatowi prof. dr hab. inż. Stanisław Rychlicki – prezes SITP NiG i dr inż. Stanisław Szafran – sekretarz generalny. W liście gratulacyjnym napisali m.in.:

„Składając głęboki szacunek dla Pana wysokich osiągnięć w działalności zawodowej wyrażamy przekonanie, że rozwinięte przyjazne kontakty i współpracę będziemy mogli kontynuować w przyszłości i zgodnie ze zmieniającą się światem nadamy jej nowe treści.

Przyjaciele, których tak wielu udało się Panu pozyskać, są pełni uznania dla dobrego klimatu, jaki zawsze tworzył Pan w zespołach swoich współpracowników. W swojej drodze życiowej był Pan zawsze wierny szczytnym ideałom mądrości, pracowitości, uczciwości i szlachetności. Pana działalność zawodowa jest i będzie wspaniałym przykładem do naśladowania dla wszystkich, którzy mieli szczęście z Panem współpracować oraz młodszych pokoleń pracowników naukowych i praktyków, naftowców i gazowników.

Pragniemy serdecznie podziękować Panu za nasze spotkania, za rozmowy, za wiedzę i doświadczenie, z których zarówno dziś, jak i w przyszłości będziemy starali się korzystać. Życzymy Panu dużo zdrowia, dalszej owocnej pracy twórczej oraz wszelkiej pomyślności w życiu osobistym oraz zapewne stowarzyszeniowym.”

AD MULTOS ANNOS!

Stanisław Szafran
Sekretarz generalny SITP NiG

XII SESJA SZKÓŁ IM. IGNACEGO ŁUKASIEWICZA

25-26 września 2015 r.
w Zespole Szkół Nr 1 w Gorlicach

ZAPROSZENIE

POD PATRONATEM

MAŁOPOLSKIEGO KURATORA OŚWIATY
OKRĘGOWEJ IZBY APTEKARSKIEJ W KRAKOWIE
STAROSTY GORLICKIEGO
BURMISTRZA GORLIC

Wsparcie finansowe:

 **Fundacja PGNiG**
im. Ignacego Łukasiewicza



Magia kolorów



Salon Wystaw wakacyjnie gości malarskie prace Sylwii Gromackiej-Staśko.

Wystawa zatytułowana „Magia Kolorów” oczarowała każdego, kto miał okazję się z nią zetknąć. Spotkanie z artystką uświadomiło odbiorcom, jak wiele w malarstwie „prymitywnym, naiwnym” jest elementów surrealizmu, kubizmu. Wystawie „Magia Kolorów” towarzyszy wystawa prac poplenerowych malarzy ze Śląska-Grupa Janowska. Plener został zorganizowany przez artystkę na terenie Skansenu w Ochli.

Sylwia Gromacka-Staśko mieszka w Droszkowie koło Zielonej Góry. Uprawia malarstwo „naiwne” na płótnie w technice akrylowej i olejnej. Zajmuje się również zdobieniem szkła użytkowego i ozdobnego. Pobierała nauki w pracowni ART w Madrycie, tam też tworząc wielobarwne kompozycje kształtowała swoje umiejętności artystyczne w dziedzinie zdobnic-



Artystka maluje domki, uliczki, miasteczka, ilustracje do przepowiedni, opowieści i legend, ważnym motywem w jej twórczości są bajki czytane na całym świecie: „Czerwony Kapturek”, „Kot w butach”, „Złota rybka”, „Jaś i Małgosia”. Fot. Marta Konczalska

stwa. Obecnie organizuje warsztaty dla dzieci i młodzieży oraz plenery dla artystów.

Charakterystyczny, pozytywny przekaz jej malarstwa naiwnego podkreślony jest przez nasyceny, wesoły kolor i bujną, niespotykaną kompozycję. Prace „prześiknięte” są światłem, niesamowitą barwą, które powodowane są fantazją, pragnieniami i żywiołowością malarki.

Ogromny wpływ na jej twórczość ma współpraca, a raczej przyjaźń z malarzami sztuki ludowej tzw. prymitywnej z Górnego Śląska. Wystawę można oglądać do końca sierpnia.

Jolanta Pietras
Dział Komunikacji i PR
PGNiG SA Oddział w Zielonej Górze



„Moim marzeniem jest promocja sztuki naiwnej w moim mieście, w Zielonej Górze oraz za granicą. Poprzez kolor i magię mojego stylu pragnę zarażać ludzi optymizmem, radością i uśmiechem, a przy okazji zabierać ich w podróż na moją kolorową planetę...” – mówi Sylwia Gromacka-Staśko (pierwsza od prawej). Fot. Marta Konczalska

Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy
zaprasza do udziału w VI Konferencji Naukowo-Technicznej
poświęconej problematyce paliw silnikowych

PALIWA XXI WIEKU



21-22 października 2015 r.
Kraków, Hotel QUBUS

TEMATYKA

polityka Europy i Polski w zakresie promocji nowoczesnych paliw, zaawansowane paliwa i biopaliwa, certyfikacja KZR, technologie biopaliw zgodne z KZR, zagospodarowanie odpadów do produkcji paliw

PROGRAM

nowoczesne zaawansowane paliwa silnikowe, nowe możliwości produkcji biopaliw zaawansowanych, zagadnienia procesu legislacyjnego w zakresie paliw i biopaliw (prawo krajowe i unijne), technologie produkcji biopaliw w kontekście kryteriów zrównoważonego rozwoju, zagospodarowanie odpadów do produkcji paliw, certyfikacja KZR

ADRESACI

producenci paliw i biopaliw ciekłych do silników samochodowych, producenci biokomponentów, podmioty przetwarzające biomasę na cele paliwowe, w tym w szczególności producenci oleju rzepakowego, gorzelnicy, magazyny, punkty skupu ziarna, producenci rolni

KOSZT UCZESTNICTWA

1250 zł netto + 23% VAT

Więcej informacji pod adresem:
www.fuelszoom.inig.pl



Kontakt:
Magdalena Skórska-Sawina
tel. 12 61 77 495 fax: 12 61 77 518
e-mail: fuelszoom@inig.pl

Organizatorzy



INSTYTUT NAFTY I GAZU
Państwowy Instytut Badawczy

CEC POLSKA

Stowarzyszenie Współpracy Przemysłu
Naftowego i Samochodowego

Złoty Sponsor Konferencji

SGS

Patron medialny



Ekspert na rynku energii

Posiadamy unikalne doświadczenie
w poszukiwaniu i odkrywaniu źródeł energii



Jesteśmy spadkobiercą bogatej historii polskiego przemysłu energetycznego. Dzięki naszej pasji, rozwojowi technologii i ciągłemu doskonaleniu oferty multienergetycznej dążymy do dostarczania kompleksowych rozwiązań dla naszych klientów w całej Polsce.

www.pgnig.pl


PGNiG
Polskie Górnictwo Naftowe
i Gazownictwo SA