

Ocena możliwości naprawy rurociągu podwodnego ze stali API 5L X65 przy zastosowaniu spawania mokrego

Assessment of the possibility of underwater pipeline repair of API 5L X65 steel with the use of wet welding

Streszczenie

Praca dotyczy zagadnień związanych z naprawami podwodnych rurociągów ze stali API 5L X65, które ulegają uszkodzeniom eksploatacyjnym. Wykonano w warunkach spawania mokrego elektrodami otulonymi złącza naprawcze symulowanych pęknięć w elementach rurociągu z izolacją polimerową oraz przeprowadzono ich badania nieniszczące, twardości oraz metalograficzne makro- i mikroskopowe. Stwierdzono występowanie niezgodności spawalniczych typu: mikropęknięcie, mikroprzyklejenie i błędy kształtu oraz niebezpieczeństwo wzrostu twardości maksymalnej SWC powyżej założonego kryterium akceptacji: 380HV10. Analiza wyników wykazała, że elementy z badanej stali pracujące pod wodą mogą być naprawiane zastosowaną techniką.

Słowa kluczowe: spawanie pod wodą, spawanie mokre, rurociąg, spawalność

Abstract

This paper concerns issues related to repairs of underwater pipelines of API 5L X65 steel, which undergo exploitation damage. Welding in wet conditions with covered electrodes of repair joints for simulated cracks in parts of pipeline with polymer insulation was taken and their hardness, non-destructive and metallographic macro- and microscopic testing were carried out. Imperfections such as: microcrack, micro lack of fusion, shape errors and the risk of increase of the maximum HAZ hardness in excess of the assumed acceptance criterion: 380HV10 were identified. Analysis of the results showed that the components of the tested steel working under water can be repaired by proposed technique.

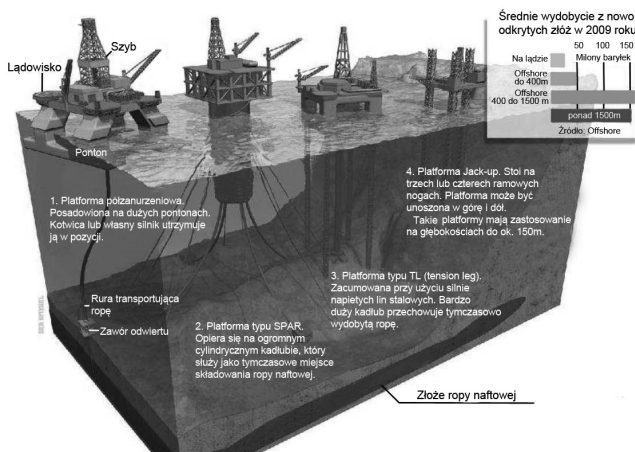
Keywords: underwater welding, wet welding, pipeline, weldability

Wstęp

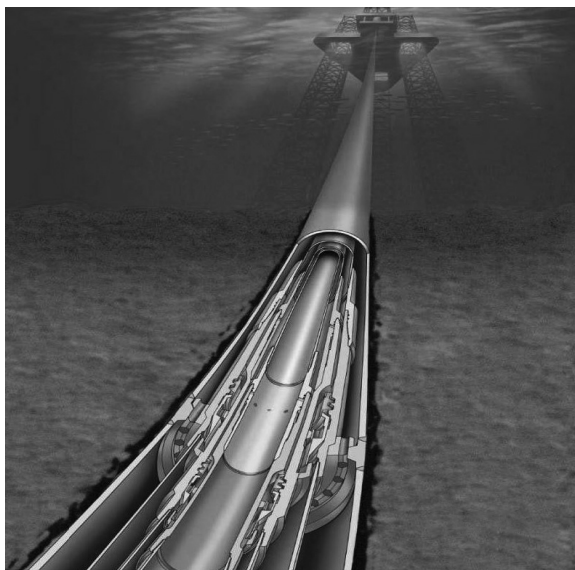
Przemysł wydobywczy węglowodorów (m.in. ropy naftowej) rozwija się na świecie bardzo dynamicznie, a zapotrzebowanie na surowce pochodzenia naftowego wciąż rośnie. Z historycznego punktu widzenia szczególnie ważnym okresem był wiek XIX, kiedy Ignacy Łukasiewicz przeprowadził destylację ropy naftowej, a Étienne Lenoir stworzył pierwszy silnik spalinowy. Odkrycia te spowodowały dynamiczny wzrost zapotrzebowania na ropę naftową oraz rozwój przemysłu wydobywczego. Biorąc pod uwagę fakt, że ropa naftowa jest surowcem nieodnawialnym, a jej lądowe zasoby są ograniczone, rozpoczęto poszukiwania tych surowców w morzach i oceanach. Obecnie przemysł wydobywczy stanowi gałąź gospodarki, która przynosi bardzo duże zyski, a jednocześnie wymaga dużych inwestycji w zaawansowane technologie pozwalające na bezpieczną budowę, eksploatację, monitoring oraz naprawy infrastruktury wydobywczej.

Do efektywnej i prawidłowej eksploatacji morskich zasobów ropy naftowej i gazu niezbędna jest odpowiednio

przygotowana infrastruktura wydobywcza oraz transportowa. Do wydobywania i transportu wykorzystuje się platformy wiertnicze o różnych rozwiązaniach konstrukcyjnych zależnych od wielu czynników m.in. od głębokości, na której znajdują się złoża [1,2]. Rodzaje platform wiertniczych pokazano na rysunku 1. Wspólną funkcją użytkową i podstawowym zadaniem wszystkich wariantów jest konieczność wykonania odwiertu i transportowania wydobywanego medium. W wiertnictwie morskim niezbędne jest postawienie od dna morskiego do pokładu platformy kolumny osłonowej, w którą wprowadza się narzędzie skrawające. Rodzaj kolumny jest uzależniony między innymi od głębokości, na jakiej jest planowane wiercenie, technologii oraz rodzaju platformy. Na rysunku 2 przedstawiono przykład sztywnej kolumny osłonowej. Głównym zadaniem kolumny jest wprowadzenie świdra do ziemi, odprowadzenie płuczki i zapobieganie tworzeniu się leja w dnie. Kolumny stosowane na niewielkich głębokościach są kolumnami sztywnymi (bez przegubów), a materiałem często stosowanym do ich wytwarzania są rury ze stali API 5L X65.



Rys. 1. Rodzaje platform wiertniczych [3]
Fig. 1. Types of drilling platforms



Rys. 2. Budowa kolumny osłonowej CAMERON [4]
Fig. 2. Construction of the covering column CAMERON

Bardzo istotną częścią systemu wydobywczego jest infrastruktura transportowa. Do jej najważniejszych elementów składowych zalicza się statki transportowe, statki dozoru, tankowce, systemy rurociągów, rajzerów oraz wiązki kablowo-przewodowe. Głównymi zadaniami kompletnego systemu transportowego jest zapewnienie bezpiecznego transportu surowców, mediów i płynów technologicznych oraz sprawnego przesyłania danych zarówno w ramach pola wydobywczego, jak i między polami oraz polem a portem [5].

Z powodu głębokości, na której znajdują się rurociągi ich naprawy często są skomplikowane, a w niektórych przypadkach niemożliwe do realizacji. Najgłębsza instalacja rurociągu lokalnego znajduje się na głębokości 2961m na polu Shell Perdido. Dlatego bardzo istotnym aspektem procesu projektowania rurociągów podwodnych jest dobór odpowiedniego gatunku materiału podstawowego oraz technologii ich łączenia. Muszą one zapewniać długotrwałą i bezawaryjną eksploatację, ponieważ awarie prowadzą do bardzo poważnych konsekwencji m.in. do katastrof ekologicznych. Podobnie jak w przypadku rur osłonowych wykorzystywanych przy odwiertach, tak i rurociągi podwodne przesyłowe, np. wody zatłaczającej mogą być wykonywane ze stali X65 API 5L [5]. Rury o takim przeznaczeniu bardzo często zabezpieczane są przed agresywnym środowiskiem wodnym pokryciem antykorozyjnym wykonanym z polimeru. Taka ochrona zwiększa ich trwałość eksploatacyjną.

Platformy wiertnicze oraz rurociągi podwodne mogą ulegać różnym awariom, których przyczyną jest wiele czynników [6,7]:

1. Zjawiska korozyjne.

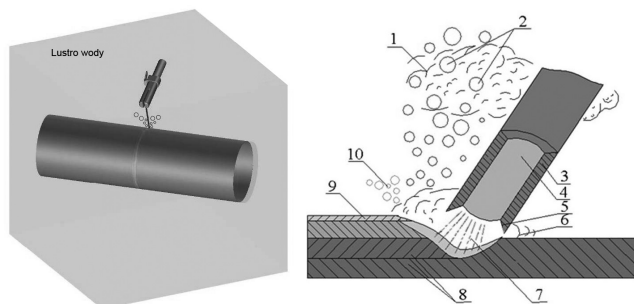
2. Kolizje z jednostkami pływającymi.
3. Nadmierne obciążenia eksploatacyjne, defekty materiałowe, zmęczenie materiału.
4. Błędy konstrukcyjne oraz wykonania.
5. Konieczność modernizacji konstrukcji.
6. Długi czas eksploatacji (przekroczenie czasu eksploatacji).
7. Działania wojenne.

Autorzy [1,2] zwracają uwagę na możliwość wykonywania napraw przy użyciu procesów spawalniczych, które dodatkowo mogą być wspomagane obliczeniami numerycznymi typu MES. Przyjętą praktyką jest wycinanie zużytych lub uszkodzonych elementów i wstawianie w to miejsce nowych. Inną stosowaną metodą napraw jest napawanie. Wszystkie prace remontowo-naprawcze muszą spełniać ściśle określone kryteria ustanowione przez odpowiednie normy przedmiotowe, przepisy lub specyfikacje techniczne [1]. Zasady te dotyczą jednak napraw wykonywanych w środowisku powietrznym, a nie przy zastosowaniu procesów spawalniczych pod wodą. Niezależnie od środowiska, w którym wykonuje się prace naprawcze, wspólną ich cechą w obszarze offshore jest możliwość krótki czas ich trwania oraz wysoki poziom jakości pozwalający na bezpieczną i długą eksploatację.

Efektywną metodą remontów elementów konstrukcji typu offshore, które uległy uszkodzeniu może być spawanie pod wodą [6÷10]. W publikacjach [6,7] przedstawiono szczegółową klasyfikację i charakterystykę metod spawania pod wodą. Dają one możliwość uzyskania złączy spawanych oraz napoin charakteryzujących się dobrymi właściwościami w przypadku stali niestopowych, o podwyższonej i wysokiej wytrzymałości oraz duplex [6÷8,11÷16]. Jedną z metod spawania pod wodą, która znajduje zastosowanie do bieżących napraw jest spawanie mokre elektrodami otulonymi (111).

Spawanie mokre

Spawanie mokre z zastosowaniem elektrod otulonych (111) jest najczęściej stosowanym procesem w naprawach oraz remontach konstrukcji oceanicznych i hydrotechnicznych, które w całości lub częściowo znajdują się pod wodą, np.: jednostek pływających, platform wiertniczych oraz przetwórczych, rurociągów przesyłowych, elementów nabrzeży itd. Cechą charakterystyczną spawania mokrego jest bezpośredni kontakt z wodą spawanych elementów, materiałów dodatkowych, nurka-spawacza i w specyficznych warunkach osprzętu spawalniczego. W tej metodzie łuk elektryczny jest nieosłonięty, a proces spawania odbywa się przy ciśnieniu panującym na danej głębokości [6,14÷17]. Na rysunku 3 przedstawiono schemat oraz zasadę spawania metodą mokrą elektrodami otulonymi.



Rys. 3. Spawanie mokre elektrodą otuloną rurociągu podwodnego: a) schemat ogólny, b) schemat obszaru spawania: 1 – para wodna, 2 – pęcherze gazowe, 3 – otulina, 4 – rdzeń, 5 – stopiona otulina, 6 – jezioro ciekłego metalu, 7 – łuk elektryczny, 8 – materiał rodzimy, 9 – żużel, 10 – gazowe produkty stopienia otuliny [18]

Fig. 3. Manual metal arc wet welding: a) view, b) scheme of welding area 1 - steam, 2 - gas bubbles, 3 - covering of electrode, 4 - core, 5 - melted covering of electrode, 6 - weld pool, 7 - electric arc, 8 - parent material, 9 - slag, 10 - gas products

Spawanie mokre elektrodami otulonymi charakteryzuje się stosunkowo niskimi kosztami oraz możliwością spawania w miejscach, w których zastosowanie lokalnej komory suchej oraz spawania suchego jest nieopłacalne lub niemożliwe z przyczyn technicznych. Inną ważną zaletą jest możliwość łatwego operowania uchwytem spawalniczym. Metoda ta posiada również szereg ograniczeń wpływających na spawalność metalurgiczną i technologiczną [6,7,19÷22]:

- Wysoki poziom wodoru dyfundującego w stopiwie (duża ilość pary wodnej w obszarze spawania),
- Duże prędkości stygnięcia złączy spawanych związane z szybkim odbieraniem ciepła przez wodę (wysoki współczynnik wymiany ciepła z otoczeniem, procesy wrzenia). Wyraża się to krótkimi czasami stygnięcia w zakresie temperatur 800÷500 °C ($t_{8/5}$).
- Wzrost ciśnienia wraz ze wzrostem głębokości spawania. Może to prowadzić do niestabilności jarzenia się łuku i formowania niezgodności spawalniczych, np. pęcherzy gazowych i podtopień.
- W obszarze spawania może dojść do ograniczenia widoczności, co spowodowane jest obecnością cząstek stałych w wodzie oraz pęcherzy gazowych powstających w trakcie procesu.
- Czasochłonne i kosztowne szkolenie nurków-spawaczy.
- Ograniczone głębokości spawania ze względu na czynnik ludzki, zazwyczaj do 50 m (praca krótkotrwała - kilka minut).

Charakterystyka stali API 5L X65

Stal API 5L X65 jest drobnoziarnistą stalą węglowo manganową zaliczaną do grupy stali niskostopowych o wysokiej wytrzymałości [23÷25]. Zgodnie z normą ANSI/API Specification 5L [26] jest to stal przeznaczona do produkcji rur przewodowych, które znajdują zastosowanie do wytwarzania rurociągów transportujących różne media m.in. wodę, ropę naftową, gaz ziemny. Spotykane na rynku wyroby wielu producentów różnią się między sobą sposobem wytwarzania oraz składem chemicznym. W tabelicy 1 przedstawiono porównanie oznaczeń gatunków stali wg API 5L oraz ISO 3183.

Wg normy API 5L rozróżnia się dwa poziomy dostaw rur:

1. PSL 1 – określa jedynie gatunek materiału,
2. PSL 2 – określa gatunek materiału oraz stan dostawy.

Dla rur wyprodukowanych zgodnie z poziomem PSL 2 oblicza się wartość równoważnika węgla w zależności od zawartości węgla [26]:

$$P_{cm} = C + \frac{Si}{30} + \frac{Mn}{20} + \frac{Cu}{20} + \frac{Ni}{60} + \frac{Cr}{20} + \frac{Mo}{15} + \frac{V}{10} + 5B \quad (1)$$

dla $C \leq 0.12\%$ oraz

$$CE_{IW} = C + \frac{Mn}{6} + \frac{(Cu + Ni)}{15} + \frac{(Cr + Mo + V)}{15} \quad (2)$$

dla $C > 0.12\%$.

W zależności od wielkości ziarna w stali API 5L X65 wyróżnia się struktury o różnym stosunku ferryt/perlit. W tabelicy II przedstawiono charakterystykę stali ze względu na udział procentowy ferrytu i perlitu [23]. Uwzględniając wielkość ziarna stal API 5L X65 charakteryzuje się różnymi składami chemicznymi oraz właściwościami wytrzymałościowymi, które przedstawiono w tablicach III oraz IV. Ze względu na różnice w składzie chemicznym, strukturze

Tabela I. Gatunki rur przewodowych wg API 5L i ISO 3183 [26]

Table I. Grades of line pipes according to API 5L and ISO 3183

Norma	Oznaczenie gatunku stali									
API 5L	A25	A	B	X42	X46	X52	X56	X60	X65	X70
ISO 3183	L175	L210	L245	L290	L320	L360	L390	L415	L450	L485

oraz właściwościach mechanicznych opisywane gatunki stali można zaliczyć do różnych grupy materiałowych wg TR ISO 15608, np.: X65QS to grupa 3.1; X65M grupa 2.1, a X65 należy do grupy 11.1. Przy stosowaniu się do standardowych wytycznych technologii spawania (np. właściwe przygotowanie elementów do spawania, dobór odpowiedniego stopiwa, kontrola temperatury międzyścięgowej, kontrola ilości wprowadzonego ciepła) stal API 5L X65 jest dobrze spawalna.

Tabela II. Charakterystyka stali API 5L X65 ze względu na udział procentowy ferrytu i perlitu [23]

Table II. Microstructural characteristics of the API 5L X65 steels

Oznaczenie	A	B	C	D
Wielkość ziarna wg ASTM	12,0	12,3	13,7	12,3
Stosunek ferryt/perlit	55/45%	80/20%	-	83/17%

Tabela III. Właściwości mechaniczne stali API 5L X65 [23]

Table III. Mechanical properties of the API 5L X65 steel

X65 API 5L odmiany	Granica plastyczności R_e , [MPa]	Wytrzymałość na rozciąganie R_m , [MPa]	Moduł Younga E, [GPa]	Twardość HV
A	428	563	151	175,374
B	423	541	142	182,365
C	431	530	182	209,574
D	520	570	570	190,000

Tabela IV. Skład chemiczny stali API 5L X65 z uwzględnieniem wielkości ziarna [23]

Table IV. Chemical composition of API 5L X65 steel specimens with different grain sizes

Zawartość pierwiastka %	X65-A	X65-B	X65-C	X65-D
C	0,1400	0,1000	0,0844	0,07
Mn	1,3100	1,2900	1,0290	1,48
Si	0,2360	0,2330	0,0322	0,25
P	0,0110	0,0160	0,0110	0,013
S	0,0300	0,0050	0,0082	0,002
Al	0,0023	0,0510	0,0219	0,004
Nb	0,0380	0,0470	0,0000	0,042
Cu	0,0130	0,0070	0,0130	0,09
Cr	0,1160	0,0130	0,0360	0,02
Ni	0,0220	0,1510	0,0356	0,8
Mo	0,0000	0,0000	0,0333	-
V	0,0030	0,0580	0,0536	0,064
Ti	0,0170	0,0160	0,0132	0,017
B	0,0004	0,0005	0,0000	-
Ca	0,0000	0,0022	0,0000	-

Badania własne

Cel i zakres badań

Głównym celem badań była ocena możliwości naprawy symulowanej niezgodności typu pęknięcie we fragmencie rurociągu ze stali API 5L X65 w warunkach spawania mokrego elektrodami otulonymi. Dodatkowym celem było określenie wpływu izolacji polimerowej na budowę i własności naprawczych złączy próbnych. Po analizie zmiennych istotnych dotyczących procesu spawania pod wodą metodą moką (111) oraz rodzaju niezgodności spawalniczej (pęknięcie powierzchniowe) przyjęto następujący plan badań:

1. Przygotowanie symulowanych niezgodności do naprawy.
2. Wykonanie prób technologicznych spawania w celu ustalenia parametrów prądowych oraz techniki spawania (np. kąta ustawienia elektrody względem rury).
3. Opracowanie wstępnej instrukcji technologicznej spawania pWPS.
4. Wykonanie spoin naprawczych.
5. Przeprowadzenie badań nieniszczących (NDT) oraz niszczących (DT) zgodnie z odpowiednimi normami przedmiotowymi:
 - Badania wizualne VT,
 - Badania penetracyjne PT,
 - Badania metalograficzne makroskopowe,
 - Badania metalograficzne mikroskopowe,
 - Pomiar twardości.
6. Analiza wyników badań i sformułowanie wniosków.

Warunki realizacji eksperymentu

Próbki przeznaczone do badań wykonano z fragmentu rurociągu wody zatłaczającej o średnicy zewnętrznej $D = 102,9$ mm i grubość ścianki $t=5,7$ mm wykonanego ze stali API 5L X65 [27]. Skład chemiczny stali zgodny ze świadectwem odbioru (atest materiałowy zgodny z PN-EN 10204) przedstawiono w tablicy V. Dla rozpatrywanego składu chemicznego stali, zgodnie z równaniem 2, wartość równoważnika węgla wynosi $C_{EIIW}=0,41\%$ i jest niższa od przyjętego kryterium ($C_E=0,42\%$), co pozwala założyć, że badana stal charakteryzuje się dobrą spawalnością (odpornością na tworzenie pęknięć zimnych).

Tablica V. Skład chemiczny badanej stali API 5L X65 [%]

Table V. Chemical composition of API 5L X65 steel [%]

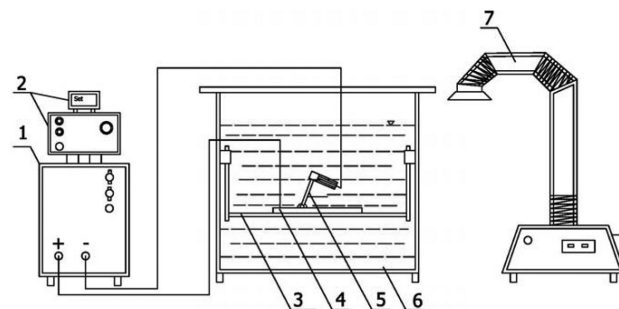
Fe	C	Si	Mn
97,67	0,13082	0,3083	0,7847
P	S	Cr	Mo
<0,005	<0,005	0,5766	<0,003
Ni	Al	Co	Cu
0,1688	0,044	0,011	0,2363
Nb	Ti	V	
0,0072	0,0139	0,00514	

Próbki przygotowano w ten sposób, że na obwodzie 4 próbek pobranych z badanej rury wycięto mechanicznie symulowane pęknięcia powierzchniowe o głębokości równej 2 mm. Ograniczenie głębokości symulowanej niezgodności wynikało z wymogu stosowania innej technologii naprawy (nakładki spawane) w przypadku pęknięć przebiegających przez całą grubość elementu.

Złącza naprawcze wykonano na stanowisku badawczym do spawania i cięcia pod wodą na małych głębokościach (do 1 m). Stanowisko jest wyposażone w zasilacz spawalniczy ESAB ARISTO 400, który umożliwia rejestrację prądowych parametrów spawania (rys. 4). Do wykonania spoin próbnych

zastosowano elektrody otulone o średnicy 4 mm przeznaczone do spawania pod wodą ISO 2560-A: E 46 2 1 Ni RR 51; AWS A5.1: E7014. Są one pokryte warstwą zabezpieczającą otulinę przed pochłanianiem wilgoci. Skład chemiczny oraz właściwości wytrzymałościowe elektrod przedstawiono w tablicy VI.

Spawanie przeprowadzono w środowisku wody zasolonej (7‰ – średnie zasolenie wody dla Morza Bałtyckiego) prądem stałym z biegunowością ujemną. Parametry i warunki wykonania próbek zestawiono w tablicy VII. Ze względu na warunki pracy rurociągu (rurociąg wody zatłaczającej) podczas wykonywania spoin woda była obecna wewnątrz i zewnątrz rur. Dwie próbki (1-B, 2-B) wykonano po usunięciu z ich powierzchni izolacji polimerowej.



Rys. 4. Schemat stanowiska do spawania pod wodą na małych głębokościach: 1 – spawalnicze źródło prądu, 2 – panel sterowania, 3 – stół, 4 – spawany element, 5 – elektroda, 6 – zbiornik, 7 – odciąg spawalniczy
Fig. 4. Stand for underwater welding at low depths: 1 – welding power source, 2 – control panel, 3 – table, 4 – welding specimen, 5 – covered electrode, 6 – tank, 7 - welding exhaust

Tablica VI. Skład chemiczny oraz właściwości wytrzymałościowe stopiwa elektrod E 46 2 1 Ni RR 51 [28]

Table VI. Chemical composition and mechanical properties of the electrodes E 46 2 1 Ni RR 51

Skład chemiczny, %					
C	Mn	Si	Ni	S	P
0,05	0,5	0,45	0,3	0,025	0,025
Właściwości wytrzymałościowe					
Rm [MPa]	A [%]	Z [%]	Kv [J]		
564	12÷13,5	47	50÷54 (-20 °C)		

Tablica VII. Parametry wykonania próbek [27]

Table VII. Welding parameters for weld specimens

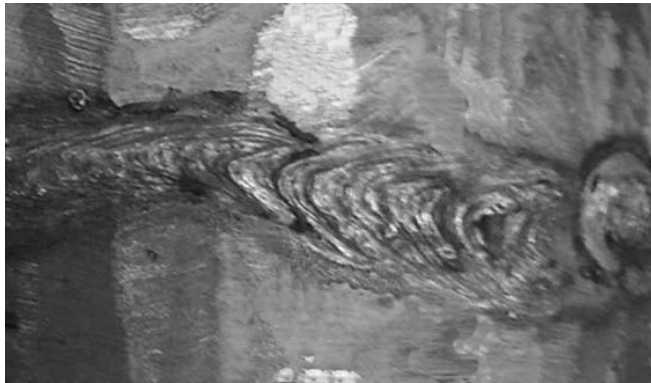
Nr próbki	Natężenie prądu spawania I, [A]	Napięcie łuku U, [V]	Prędkość spawania V_{sp} [mm/s]	Ilość wprowadzonego ciepła* Q_L [kJ/mm]	Uwagi
1 - O	212	28,3	3,2	1,50	Próbka z izolacją
2 - O	196	28,8	3,6	1,25	Próbka z izolacją
1 - B	196	28,8	3,6	1,25	Próbka bez izolacji
2 - B	212	28,3	3,2	1,50	Próbka bez izolacji

*Ilość wprowadzonego ciepła obliczona zgodnie z wytycznymi zawartymi w PN-EN 1011-1:2009 [29]

Wyniki badań

Badania nieniszczące

Badania wizualne oraz penetracyjne złączy próbných wykonano po upływie 72 godzin od zakończenia spawania zgodnie z zaleceniami norm PN-EN ISO 17633 [30] i PN-EN ISO 3452-1 [31]. Założono, że złącza muszą spełniać kryteria akceptacji dla poziomu jakości B zgodnie z wymaganiami PN-EN ISO 5817 [32]. Nie stwierdzono występowania niezgodności spawalniczych charakterystycznych dla takich złączy oraz warunków ich wykonania, np. pęknięć w spoinie, SWC oraz kraterze, podtopień lica, porów. Na rysunku 5 przedstawiono fragment lica próbki 1-B.

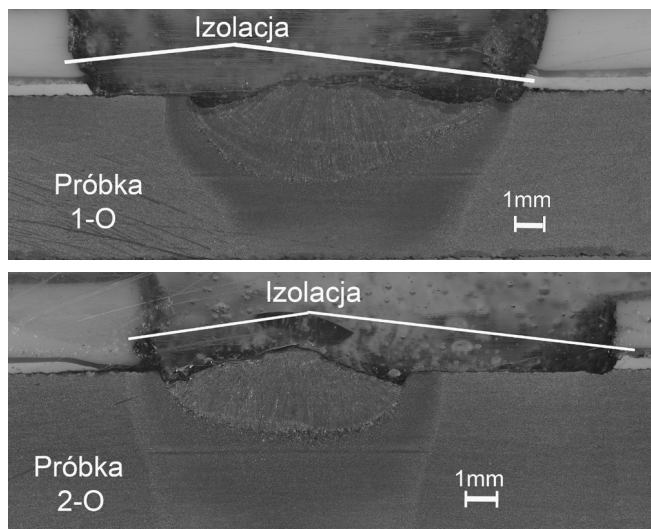


Rys. 5. Widok lica spoiny naprawczej próbki 1-B, lico regularne, brak niezgodności spawalniczych

Fig. 5. View of face of the repair weld specimen 1-B, regular face, without imperfections

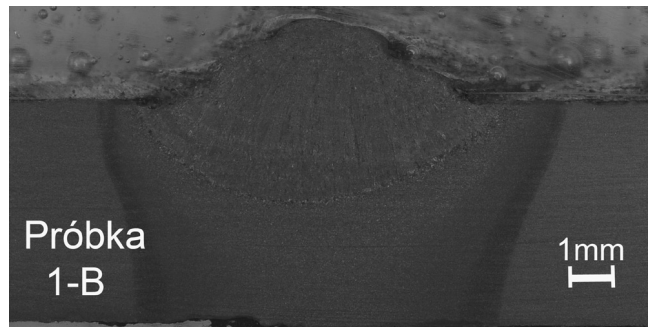
Badania metalograficzne makroskopowe

Badania metalograficzne makroskopowe przeprowadzono zgodnie z wymaganiami PN-EN ISO 1763 [33]. Na rysunkach 6 i 7 przedstawiono zglądy metalograficzne badanych złączy spawanych. We wszystkich próbkach nie stwierdzono występowania niezgodności spawalniczych typowych dla spawania elektrodami otulonymi, np. pęcherzy, pęknięć, przyklejeń oraz wtrąceń żużla. Próbki charakteryzują się prawidłowym przetopieniem krawędzi elementów i całkowitym wypełnieniem rowka spawalniczego, jedynie próbka 2-O posiada nie przetopione krawędzie od strony lica. Przyczyną tych niezgodności w przypadku spawania pod wodą jest niewłaściwy kąt ustawienia elektrody względem spawanego elementu. Pozostałe spoiny posiadają prawidłową, symetryczną budowę. We wszystkich próbkach występuje bardzo



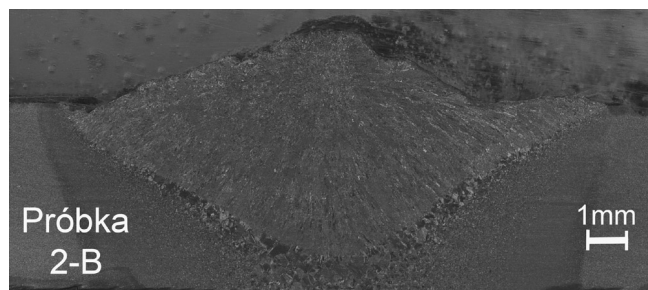
Rys. 6. Zglądy makroskopowe próbek 1-O oraz 2-O z warstwą izolacyjną, trawienie Nital

Fig. 6. Macro sections of welded specimens 1-O and 2-O with insulating layer, etching Nital



Próbka
1-B

1mm



Próbka
2-B

1mm

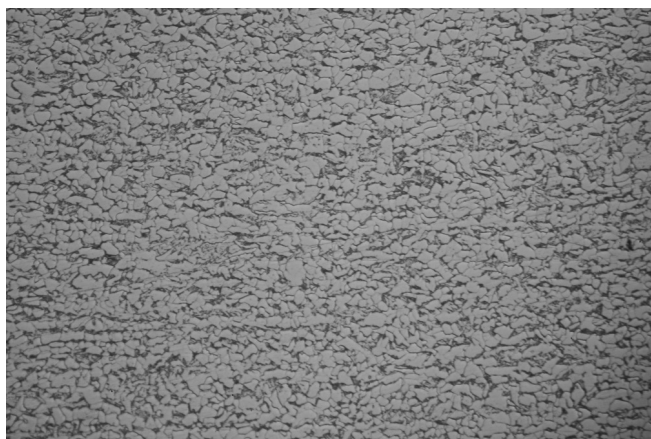
Rys. 7. Zglądy makroskopowe próbek 1-B oraz 2-B bez warstwy izolacyjnej, trawienie Nital

Fig. 7. Macro sections of welded specimens 1-B and 2-B without insulating layer, etching Nital

szeroka SWC, co wynika z oddziaływania wody znajdującej się z obu stron naprawianych elementów. W przypadku próbek z warstwą izolacyjną (1-O i 2-O) obszar SWC jest węższy w porównaniu do SWC próbek bez otuliny. Można to tłumaczyć zmniejszonymi prędkościami stygnięcia wywołanymi warstwą polimerową. Największa głębokość wtopienia występuje w próbce 2-B, w której zastosowano najwyższą ilość wprowadzonego ciepła 1,50 kJ/mm, podobnie jak w przypadku wykonywania próbki 1-O. W dniu wtopienia stwierdzono rozrost ziaren. W tym obszarze można spodziewać się zwiększonej twardości charakterystycznej dla struktur hartowniczych.

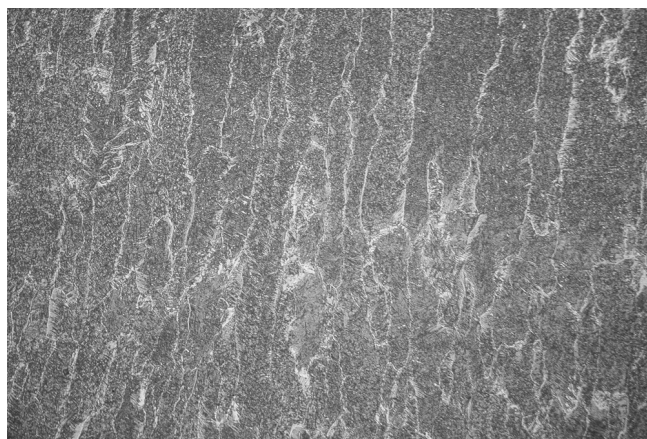
Badania metalograficzne mikroskopowe

Badania przeprowadzono zgodnie z wymaganiami PN-EN ISO 17639 [33]. Na rysunku 8 przedstawiono ferrytyczno-perlityczną strukturę materiału rodzimego (stal X65 API 5L). Nie stwierdzono występowania defektów materiałowych np. obszarów segregacji siarki. Na rysunku 9 przedstawiono charakterystyczną dla spoiny strukturę dendrytyczną w układzie kolumnowym ferrytu i quasiperlitu. Na rysunku 10 przedstawiono zdjęcia obejmujące wszystkie charakterystyczne obszary złączy: dendrytyczną strukturę spoin, obszary przegrzania i normalizacji SWC oraz strukturę materiału rodzimego. Szczególną uwagę zwrócono na strefę przejścia SWC w materiał rodzimy oraz dobrze widoczną strefę przemiany częściowej. Można zauważyć, że dla próbek wykonanych z ilością wprowadzonego ciepła 1,25 kJ/mm struktury na linii wtopienia posiadają ziarna o mniejszym rozmiarze niż te wykonane energiami liniowymi spawania 1,50 kJ/mm (próbki 1-O; 2-B). Ponadto próbka 2-B bez warstwy izolacyjnej posiada na linii wtopienia ziarna o największym rozmiarze. We wskazanym obszarze zidentyfikowano iglastą strukturę hartowniczą, bainit lub martenzyt (rys. 10a i 10d). Przy zastosowaniu powiększeń 200× i 400× w próbce 2-B zaobserwowano mikropęknięcia, które przebiegają w spoinie (rys. 11a) oraz w SWC (rys. 11b). Są to pęknięcia zimne, a przyczyną ich formowania w rozpatrywanym przypadku jest intensywne odprowadzanie ciepła prowadzące do krótkich czasów stygnięcia $t_{8/5}$ i formowania struktur hartowniczych przy jednoczesnym występowaniu naprężeń oraz wodoru dyfundującego. Podczas badań metalograficznych ujawniono również występowanie mikroprzyklejenia w próbce 1-O (rys. 12).



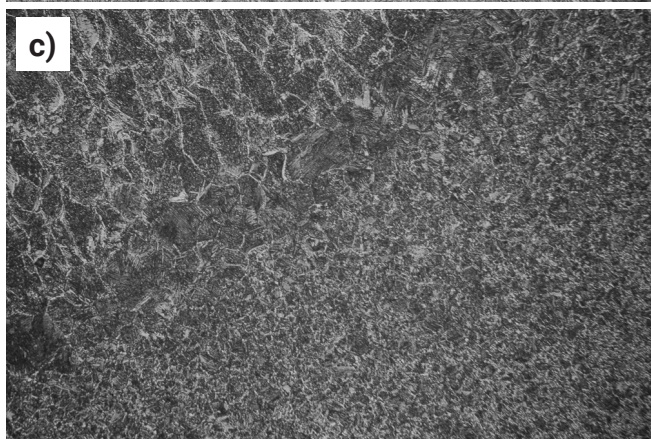
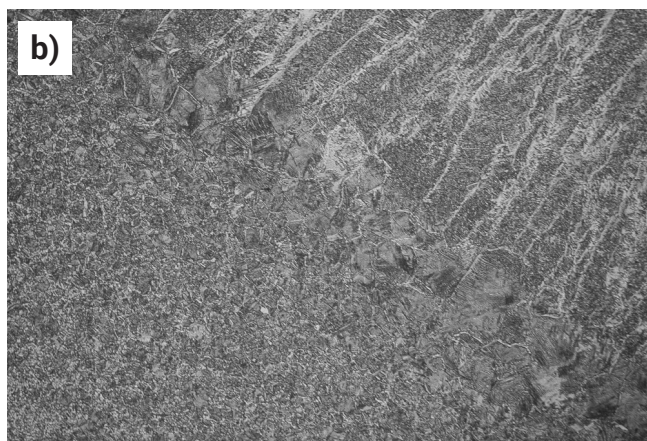
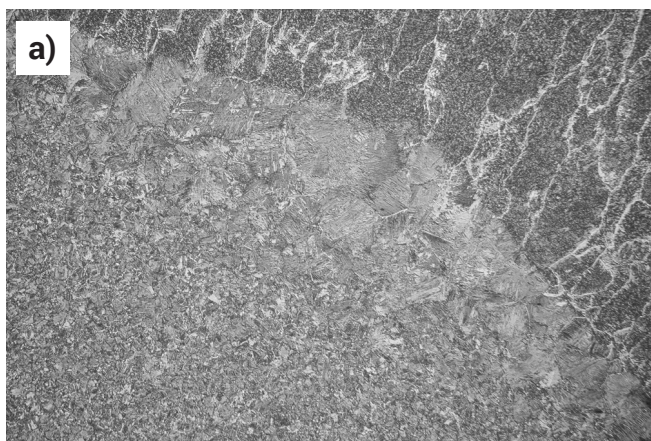
Rys. 8. Struktura ferrytyczno-perlityczna stali X65 API 5L, próbka 1-0. Pow. 400×

Fig. 8. The regular structure of ferrite-pearlite API 5L X65 steel, specimen 1-0. Magn. 400×



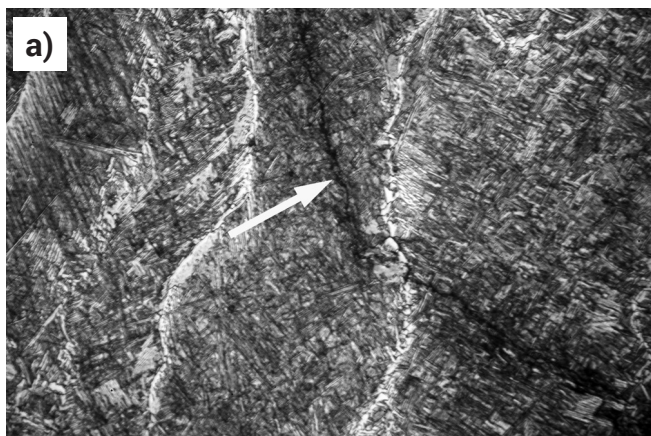
Rys. 9. Struktura spoiny. Pow. 100×

Fig. 9. The structure of the weld metal. Magn. 100×



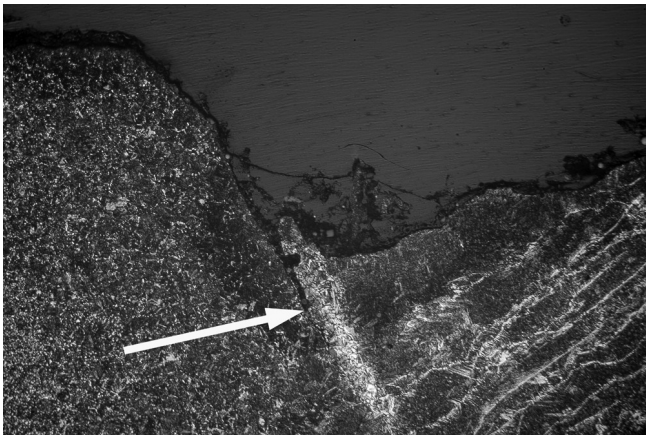
Rys. 10. Struktury w obszarze złączy naprawczych dla: a) próbka 1-0, $Q_L=1,50$ kJ/mm; b) próbka 2-0, $Q_L=1,25$ kJ/mm; c) próbka 1-B, $Q_L=1,25$ kJ/mm; d) próbka 2-B $Q_L=1,50$ kJ/mm. Pow. 100×

Fig. 10. Structures in the area of the repair welded joints for: a) specimen 1-0, $Q_L=1,50$ kJ/mm; b) specimen 2-0, $Q_L=1,25$ kJ/mm; c) specimen 1-B, $Q_L=1,25$ kJ/mm; d) specimen 2-B $Q_L=1,50$ kJ/mm. Magn. 100×



Rys. 11. Pęknięcia w obszarze złączy naprawczych 2-B, próbka bez izolacji: a) pęknięcie w spoinie (pow. 200×), b) pęknięcie w SWC (pow. 400×)

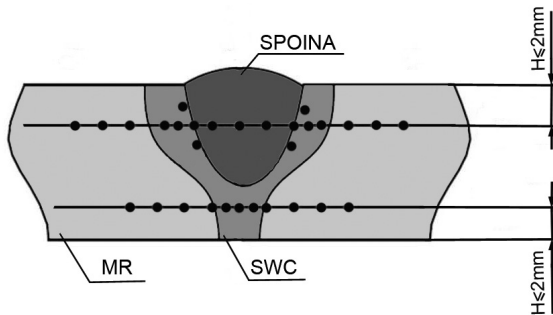
Fig. 11. Cracks in the repair welded joint 2-B, the specimen without isolation: a) crack in weld (magn. 200×), b) crack in HAZ (magn. 400×)



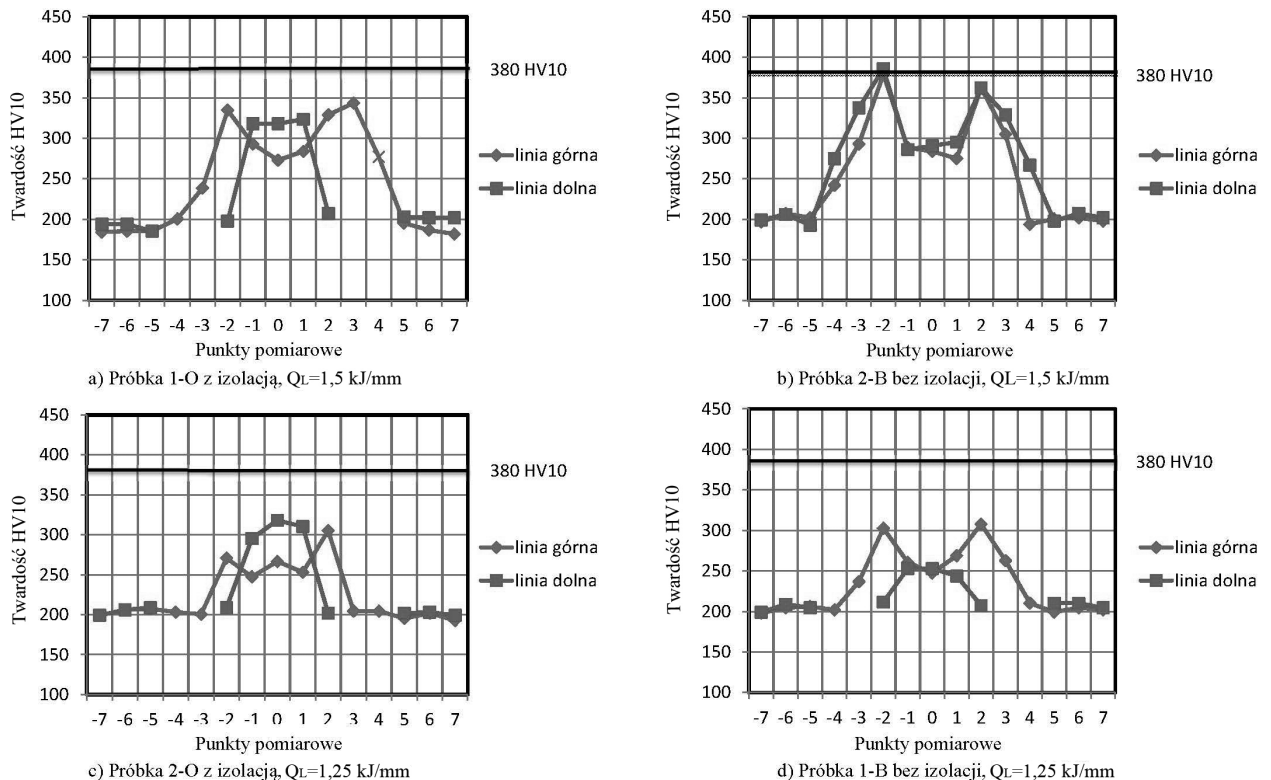
Rys. 12. Mikroprzyklejenie w próbce 1-O, $Q_L=1,50$ kJ/mm. Pow. $100\times$
Fig. 12. Micro lack of fusion in the specimen 1-O, $Q_L = 1,50$ kJ/mm. Magn. $100\times$

Pomiary twardości

Pomiary twardości wykonano zgodnie z zaleceniami PN-EN ISO 9015-1 [34] metodą Vickersa na przekrojach poprzecznych wszystkich próbek z siłą obciążającą wgłębnik równą 98N (HV10). Pomiary wykonano w dwóch



Rys. 13. Rozmieszczenie punktów pomiarowych na przekroju poprzecznym złączy naprawczych
Fig. 13. Distribution of hardness measurement points on the cross-section of repair welded joints



Rys. 14. Wyniki pomiarów twardości złączy naprawczych
Fig. 14. Results of hardness testing of repair welded joints

liniach w odległości 2 mm od krawędzi górnej i dolnej próbki (rys. 13). Odległość pomiędzy środkami odcisków nie była mniejsza niż 1 mm. Wyniki badań przedstawiono na rysunku 14.

Na podstawie PN-EN 15614-1 [35] przyjęto dla stali API 5L X65 kryterium akceptacji na poziomie 380 HV10. Pomiary wykazały wzrost twardości powyżej założonego kryterium w próbce 2-B ($Q_L=1,50$ kJ/mm, próbka bez izolacji) (rys. 14a). Uzyskane wartości 386 HV10 oraz 385 HV10 występują w SWC odpowiednio dla górnej i dolnej linii pomiarowej. Świadczy to o formowaniu się w tym obszarze struktur hartowniczych, które są jedną z przyczyn ujawnionych pęknięć (rys. 11). Struktury takie w połączeniu ze wzrostem wielkości ziarna (rys. 10d), mogą również prowadzić do spadku odporności na kruche pękanie, szczególnie w przypadku stosowania dużych ilości wprowadzonego ciepła. Na podstawie badań metalograficznych mikroskopowych oraz wyników pomiarów twardości można stwierdzić, że jest to struktura bainityczna. Analizując rozkłady twardości ustalono, że próbki z izolacją polimerową wykazują w SWC dolnej linii pomiarowej jej wzrost do akceptowalnego poziomu (300÷320 HV10). Taki rozkład można tłumaczyć intensywnym odprowadzaniem ciepła od wewnętrznej strony rury, ponieważ z zewnątrz rura jest pokryta warstwą polimerową i stanowi izolator termiczny. Zjawiska tego nie zaobserwowano dla próbek bez izolacji. Obniżenie twardości maksymalnej SWC do poziomu spełniającego przyjęte kryterium akceptacji można prawdopodobnie osiągnąć poprzez zastosowanie spawania wielościegowego [36], jednak potwierdzenie tej hipotezy wymaga przeprowadzenia dodatkowych badań.

Należy podkreślić, że przeprowadzone próby spawania i otrzymane wyniki badań złączy naprawczych pozwalają na stwierdzenie, że uszkodzone pod wodą elementy ze stali API 5L X65 mogą być naprawiane metodą moką elektrodami otulonymi. Otrzymane wyniki odnoszą się do napraw elementów nie tylko z niezgodnościami typu pęknięcie, ale również posiadających ubytki materiałowe spowodowane, np. przez korozję.

Wnioski

Na podstawie przeprowadzonych badań sformułowano następujące wnioski:

Możliwe jest wykonanie napraw pęknięć powierzchniowych rurociągu wykonanego ze stali API 5L X65 pod wodą przy zastosowaniu spawania mokrego elektrodą otuloną (111).

Obecność izolacji polimerowej rurociągu wpłynęła na wyniki pomiarów twardości oraz budowę strukturalną w analizowanych obszarach złączy naprawczych.

Najwyższe twardości maksymalne SWC (powyżej 380 HV10) uzyskano dla próbki 2-B (bez izolacji) i ilości wprowadzonego ciepła $Q_1=1,50$ kJ/mm. Dla tego obszaru zidentyfikowano strukturę hartowniczą (bainit). W tej samej próbce stwierdzono występowanie mikropęknięć w SWC oraz spoinie. Pozostałe próbki spełniają kryterium akceptacji ustalone na poziomie 380 HV10, a struktury charakteryzują się mniejszym rozmiarem ziaren.

W kolejnych badaniach, w celu obniżenia twardości maksymalnej SWC, należy uwzględnić spawanie wielościgowe.

Literatura

- [1] Pakos R., Romek E.: Konstrukcje stalowe pełnomorskie (offshore) – rodzaje, remonty. Przegląd Spawalnictwa 1/2009.
- [2] Mirski Z., Krasnodębski P.: Technologia napraw platform wiertniczych metodami spawalniczymi - analiza przypadków, wsparcie metodą elementów skończonych. Biuletyn Instytutu Spawalnictwa 5/2012.
- [3] <http://shalemediagroup.com/deep-sea-technologies-proposed-for-shale-drilling/> (dostęp 13.03.2015).
- [4] Katalog Cameron Mudline Suspension System.
- [5] Cydejko J., Puchalski J., Rutkowski G.: Statki i technologie offshore w zarysie. Trademar, Gdynia 2011.
- [6] Fydrych D., Rogalski G., Łabanowski J.: Problems of underwater welding of higher-strength low alloy steels. Institute of Welding Bulletin 5/2014.
- [7] Łabanowski J., Fydrych D., Rogalski G.: Underwater Welding - A Review. Advances in Materials Science 3/2008.
- [8] Fydrych D., Łabanowski J., Rogalski G.: Weldability of high strength steels in wet welding conditions. Polish Maritime Research 2/2013.
- [9] Terán G., Capula-Colindres S., Cuamatzi-Meléndez R., Angeles-Herrera D., Albitar A.: 3-D porosity in T-welded connections repaired by grinding and wet welding. In Materials Characterization 2015. Springer International Publishing (doi:10.1007/978-3-319-15204-2_3).
- [10] Rodriguez-Sanchez J.E., Rodriguez-Castellanos A., Perez-Guerrero F., Carbajal-Romero M.F., Liu S.: Offshore fatigue crack repair by grinding and wet welding. Fatigue and Fracture of Engineering Materials and Structures 34/2010.
- [11] Guo N., Liu D., Gu, W., Li H., Feng, J.: Effect of Ni on microstructure and mechanical properties of underwater wet welding joint. Materials & Design 77/2015.
- [12] Łabanowski J., Fydrych D., Rogalski G., Samson K.: Underwater welding of duplex stainless steel. Solid State Phenomena 183/2012.
- [13] Rogalski G.: Wpływ niezgodności spawalniczych na właściwości mechaniczne złączy spawanych pod wodą metodą mokrą. Przegląd Spawalnictwa 12/2012.
- [14] Максимов С.Ю.: Предотвращение холодных трещин в зоне термического влияния при сварке под водой низколегированных сталей повышенной прочности. Збірник Наукових Праць НУК 4/2014.
- [15] Garašić I., Kralj S., Kožuh Z.: Investigation into cold cracking in underwater wet welding of API 5L X70 steel. Transactions of FAMENA 3/2009.
- [16] Skorupa A., Bal M.: Wpływ środowiska wodnego na jakość połączeń spawanych pod wodą. Przegląd Spawalnictwa 3/1986.
- [17] Zhang H.T., Dai X.Y., Feng J.C., Hu L.L.: Preliminary investigation on real-time induction heating-assisted underwater wet welding. Welding Journal 1/2015.
- [18] Dmitrowski D.: Ocena właściwości złączy spawanych pod wodą metodą lokalnej komory suchej przy zastosowaniu drutu proszkowego. Praca dyplomowa stopnia magisterskiego realizowana pod opieką dr. inż. Grzegorza Rogalskiego. Politechnika Gdańska, Gdańsk 2012.
- [19] Guo N., Wang M., Du Y., Guo W., Feng J.: Metal transfer in underwater flux-cored wire wet welding at shallow water depth. Materials Letters 144/2015.
- [20] Padilla E., Chawla N., Silva L. F., dos Santos V. R., Paciornik S.: Image analysis of cracks in the weld metal of a wet weld-ed steel joint by three dimensional (3D) X-ray microtomography. Materials Characterization 83/2013.
- [21] Fydrych D.: Pęknięcie zimne stali spawanej w środowisku wodnym. Przegląd Spawalnictwa 10/2012.
- [22] Rogalski G., Łabanowski J.: Certyfikowanie nurków-spawaczy przy spawaniu mokrym pod wodą w warunkach hiperbarycznych. Biuletyn Instytutu Spawalnictwa 1/2011.
- [23] Fragiel A., Schouwenaarf R., Guardiola R., Pérez R.: Microstructural characteristics of different commercially available API 5L X65 steels. Journal of New Materials for Electrochemical Systems 8/2005.
- [24] Fallahmohammadi E., Bolzoni F., Fumagalli G., Re G., Benassi G., Lazari L.: Hydrogen diffusion into three metallurgical microstructures of a C-Mn X65 and low alloy F22 sour service steel pipelines. International Journal of Hydrogen Energy 39(25)/ 2014.
- [25] Kappes M., Frankel G.S., Thodla R., Mueller M., Sridhar N., Carranza R.M.: Hydrogen permeation and corrosion fatigue crack growth rates of X65 pipeline steel exposed to acid brines containing thiosulfate or hydrogen sulfide. Corrosion 68(11)/2012.
- [26] ANSI/API SPECIFICATION 5L – Specification for Line Pipe. Forty – fourth edition, October 1, 2007.
- [27] Jarzyński M.: Analiza i dobór technologii spawania przy naprawie rurociągów podwodnych. Praca dyplomowa stopnia magisterskiego realizowana pod opieką dr. inż. Grzegorza Rogalskiego. Politechnika Gdańska, Gdańsk 2014.
- [28] Materiały i katalogi informacyjne firmy Special Welds.
- [29] PN-EN 1011-1:2009. Spawanie. Zalecenia dotyczące spawania metali. Część 1: Ogólne wytyczne dotyczące spawania łukowego.
- [30] PN-EN ISO 17637:2011. Badania nieniszczące złączy spawanych. Badania wizualne złączy spawanych.
- [31] PN-EN ISO 3452-1:2013-08. Badania nieniszczące. Badania penetracyjne. Część 1: Zasady ogólne.
- [32] PN-EN ISO 5817:2009. Spawanie. Złącza spawane ze stali, niklu, tytanu i ich stopów (z wyjątkiem spawanych wiązek). Poziomy jakości według niezgodności spawalniczych.
- [33] PN-EN ISO 17639:2013-12: Badania niszczące spawanych złączy metali. Badania makroskopowe i mikroskopowe złączy spawanych.
- [34] PN-EN ISO 9015-1:2011. Spawalnictwo. Badania niszczące metalowych złączy spawanych. Próba twardości. Próba twardości złączy spawanych łukowo.
- [35] PN-EN ISO 15614-1:2008. Specyfikacja i kwalifikowanie technologii spawania metali. Badanie technologii spawania. Część 1: Spawanie łukowe i gazowe stali oraz spawanie łukowe niklu i stopów niklu.
- [36] Fydrych D., Łabanowski J.: Zastosowanie techniki ściegu odpuszczającego do spawania mokrego. Przegląd Spawalnictwa 2/2013.