

Mariusz Łaciak*

**TECHNICZNE I TECHNOLOGICZNE
PROBLEMY EKSPLOATACJI
TERMINALI ROZŁADUNKOWYCH LNG**

1. WPROWADZENIE

LNG (*Liquefied Natural Gas* – stąd skrót przyjęty w nomenklaturze fachowej na całym świecie) to skroplony gaz ziemny. Oczyszczony gaz ziemny zostaje skroplony i w stanie ciekłym w temperaturze około $-162\text{ }^{\circ}\text{C}$ (temperatura wrzenia LNG zależy od składu i wynosi od $-166\text{ }^{\circ}\text{C}$ do $-157\text{ }^{\circ}\text{C}$) jest gotowy do magazynowania i transportu. Produkt końcowy musi spełniać wymagania jakościowe dla LNG. LNG zajmuje jedynie 1/600 objętości wymaganej dla porównywalnej ilości gazu ziemnego w temperaturze i pod ciśnieniem normalnym. Ze względu na niską temperaturę zasadniczo LNG nie jest magazynowany pod ciśnieniem. Jest to bardzo czyste paliwo o liczbie oktanowej 130. Skroplony gaz ziemny (LNG) jest bezbarwny, bezwonny, nie jest żrący i nie ma własności korodujących. Gaz ziemny (metan), a więc i LNG, nie jest toksyczny. Gęstość LNG (ciecz) zależy od składu i wynosi $430\div 470\text{ kg/m}^3$, a więc LNG rozlany na wodzie, której gęstość to ok. 1000 kg/m^3 , jako lżejszy, unosi się na jej powierzchni. Metan nie rozpuszcza się w wodzie.

Gęstość metanu (gaz) w niskiej temperaturze, bliskiej skropleniu ($-160\text{ }^{\circ}\text{C}$), to ok. $1,751\text{ kg/m}^3$, a więc jego gęstość bezwzględna jest większa od gęstości powietrza. Podczas rozprzestrzeniania gaz ten może się kumulować np. tuż nad powierzchnią gruntu. Metan wraz ze wzrostem temperatury do wartości ok. $-110\text{ }^{\circ}\text{C}$ ($-113\text{ }^{\circ}\text{C}$ czysty metan) staje się lżejszy od powietrza i łatwo poddaje się procesom wentylacyjnym. W razie wycieku LNG z urządzeń ciśnieniowych lub rurociągów będzie się on uwalniał do atmosfery. Proces ten związany jest z intensywnym mieszaniami się LNG z powietrzem. W fazie początkowej duża część LNG zawierać się będzie w uwolnionej chmurze, początkowo w postaci aerozolu. Następnie w wyniku procesu mieszania z powietrzem nastąpi jego stopniowe ulotnienie. Granice wybuchowości metanu w warunkach normalnych wynoszą od ok. 5% do ok. 15%.

* AGH Akademia Górniczo-Hutnicza, Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu, Kraków

Wymagana infrastruktura przemysłowa LNG składa się przede wszystkim z instalacji do skraplania gazu, terminala załadunkowego, tankowców (metanowców) oraz terminala rozładunkowego, w którym następuje regazyfikacja do stanu lotnego. W terminalach LNG jest dodatkowo magazynowany w specjalnie do tego przeznaczonych zbiornikach magazynowych. Po skropleniu gazu (LNG) transportowany jest metanowcami do miejsca przeznaczenia.

Z kolei pracę terminala rozładunkowego podzielić można na trzy podstawowe etapy: rozładunku, magazynowania i regazyfikacji. Przez etap rozładunku należy rozumieć okres, kiedy metanowiec jest zacumowany w części portowej terminalu odbiorczego i połączony ze zbiornikiem magazynowym tzw. „portowymi ramionami przeładunkowymi” oraz rurociągiem rozładunkowym. Pompy znajdujące się na metanowcu przepompowują w tym czasie LNG ze zbiorników tankowców do zbiorników magazynowych. Magazynowanie odbywa się przy wykorzystaniu różnego typu zbiorników magazynowych. Zbiorniki powinny być tak skonstruowane, aby zapewnić bezpieczne magazynowanie LNG w kriogenicznym zakresie temperatur. Etap regazyfikacji polega na ogrzewaniu LNG w wymiennikach ciepła (odparowувaczach) aż do momentu przejścia LNG w fazę gazową o parametrach zgodnych z przepisami i umożliwiającymi dalszy transport gazu.

Terminal rozładunkowy podłączony jest do sieci gazowej, którą przesyłany jest gaz ziemny po wcześniejszym ustaleniu parametrów jakościowych (składu) wtłaczanego do sieci gazu (ewentualne mieszanie gazu).

Terminal LNG niezależnie od tego, czy odgrywa rolę eksportową czy importową, ma pewne stałe cechy charakterystyczne decydujące o jego funkcjonalności. Ma określoną zdolność przeładunkową oraz możliwość obsługi określonej liczby metanowców. Lokalizacja terminalu uzależniona jest od lokalnych warunków. Wyróżnia się: terminale na otwartym morzu, terminale na akwenie osłoniętym czy też terminale na rzekach. I tak, aby terminal został wybudowany na otwartym morzu jego lokalizacja musi być poprzedzona analizą procesu falowania oraz badaniami hydraulicznymi w obrębie podejścia i stanowiska przeładunkowego. Terminal wymaga również dodatkowej osłony od fal. Terminal na akwenach osłoniętych nie wymaga dodatkowej osłony falochronem, ale w tym przypadku konieczne jest przeprowadzenie badań wpływu wiatru i pływów morskich. Terminale rzeczne projektuje się z uwzględnieniem warunków prądowych, jak również wpływu słodkiej wody, w tym jej większej podatności na zamarzanie.

2. MAGAZYNOWANIE LNG

Magazynowanie LNG konieczne jest zarówno na etapie jego załadunku, jak i rozładunku. Osiąga się to przez zastosowanie odpowiednich materiałów do budowy zbiorników i urządzeń, a także wykonanie prawidłowego i odpowiedniego projektu technicznego na każdym etapie technologicznym. Spośród najczęściej stosowanych materiałów wymienić można m.in. austenityczne stale nierdzewne, stopy aluminiowe, stopy niklowe, posiadające odpowiednią wytrzymałość uderową w temperaturach poniżej -60°C . Mogą być stosowane również niektóre materiały polimeryczne, np. teflon i żywice epoksydowe zbrojone włóknem szklanym czy też materiały ceramiczne. Stal, z której wykonuje się zbiorniki

wewnętrzne, jest odporna na kruche pęknięcia w niskich temperaturach i posiada zdolność hamowania propagacji pęknięć. Charakteryzuje się niską zawartością fosforu, siarki i węgla dla uniknięcia spadku udatności w strefie wpływu ciepła złącza spawanego. Od wewnątrz zbiornik uszczelnia cienka falista membrana. Dzięki falistej formie membrana może łatwo przenosić naprężenia wynikające z dużej różnicy temperatur pomiędzy otoczeniem zbiornika i magazynowanym skroplonym gazem.

Na podwieszane dachy zbiorników wewnętrznych stosuje się aluminium. Zbiorniki zewnętrzne zbudowane są najczęściej ze stali węglowej lub z betonu sprężonego. Prawidłowy dobór materiałów, a także stosowanie odpowiednich metod ich łączenia decydują o bezpiecznej i długotrwałej pracy zbiorników.

Konstrukcje zbiorników LNG są różne, w zależności od ich pojemności, ciśnienia roboczego, lokalizacji, przyjętych systemów sterowania i bezpieczeństwa oraz zastosowanych norm określających technologię budowy.

Ogólnie konstrukcja zbiornika przypomina termos posadowiony na płycie fundamentowej odpowiednio zaizolowanej i podgrzewanej. Konstrukcja płyty fundamentowej zbiornika zależy od struktury geologicznej terenu, na którym jest umieszczony. Powinien być on wyposażony w system kontroli i zabezpieczeń w celu zagwarantowania bezpiecznej eksploatacji.

Istotnym elementem konstrukcji zbiornika LNG jest jego izolacja termiczna. Zastosowane materiały izolacyjne powinny zapewniać jak najmniejszą przewodność termiczną. Dno zbiornika jest izolowane szkłem spienionym (*foam-glass*). Przestrzeń pomiędzy cylindryczną częścią zbiornika wewnętrznego i zewnętrznego wypełnia się perlitem ekspandowanym. Do izolacji dachu zbiornika wewnętrznego stosuje się włókno szklane lub perlit ekspandowany.

Ze względu na bardzo niską temperaturę (rzędu $-162\text{ }^{\circ}\text{C}$) zbiorniki służące do magazynowania gazu ziemnego w postaci skroplonej są dość specyficznymi konstrukcjami. Najbardziej ogólnie można je podzielić na trzy kategorie: zbiorniki naziemne, znajdujące się częściowo w gruncie i podziemne.

W praktyce znalazły zastosowanie następujące typy zbiorników naziemnych:

- zbiornik stalowy bez zewnętrznej obudowy ochronnej SCT (*single containment tank*)
 - zewnętrzny płaszcz zbiornika wykonany jest ze stali węglowej, zaś wewnętrzny ze stali niklowej, która nie zmienia swoich własności w niskich temperaturach; zbiornik umieszczony jest w specjalnym wykopie na wypadek wycieku gazu skroplonego;
- zbiornik stalowy z dodatkowym betonowym płaszczem ochronnym DCT (*double containment tank*) – konstrukcję tę można scharakteryzować jako klasyczny zbiornik SCT otoczony specjalną, otwartą od góry obudową wykonaną ze sprężonego betonu, która ma zapewnić bezpieczne składowanie gazu skroplonego na wypadek awarii zbiornika wewnętrznego;
- zbiornik stalowy z zewnętrznym (szczelnym) płaszczem betonowym FCT (*full containment tank*) – konstrukcja tego typu zbiornika jest podobna do dwóch poprzednich z tą różnicą, że konstrukcja zbiornika zewnętrznego to korpus i dach w formie kopuły wykonane ze wstępnie sprężonego betonu.

3. TRANSPORT MORSKI LNG – METANOWCE

Transport płynnego gazu od wytwórcy do importera odbywa się z reguły drogą morską za pomocą statków do transportu gazu, potocznie nazywanych „metanowcami”. Metanowiec to statek przeznaczony do przewozu gazu ziemnego w stanie skroplonym i w niskiej temperaturze, poniżej $-161,5\text{ }^{\circ}\text{C}$ (w przypadku LNG), w izolowanych zbiornikach działających na podobnej zasadzie jak termos. Statki te mają podwójne kadłuby. Zbiorniki do przewozu gazu skroplonego przystosowane są do pracy w niskich temperaturach. Są one bezciśnieniowe lub niskociśnieniowe. Podwójny kadłub statku pozwala uniknąć wycieków gazu oraz przebicia zbiornika w przypadku zderzenia z inną jednostką. Typowy współczesny statek do transportu LNG ma około 300 m długości, 43 m szerokości i około 12 m zanurzenia. Metanowce różnią się wielkością ładunku i mają pojemność $1000\div 266\ 000\ \text{m}^3$, przy czym większość współczesnych tankowców ma pomiędzy $125\ 000\ \text{m}^3$ a $150\ 000\ \text{m}^3$ pojemności. Średnia pojemność przestrzeni ładunkowej to około $140\ 000\ \text{m}^3$ (64 000 ton ładunku LNG). Są w stanie rozwijać prędkość $19\div 21$ węzłów w wodach otwartych.

Obecnie stosowane metanowce wyposażone są w jedną z trzech konstrukcji zbiorników na gaz skroplony:

- 1) Zbiorniki kuliste wykonane w technologii norweskiej firmy Kvaerner – Moss. Zbiorniki te nie są częścią konstrukcji kadłuba statku. Ustawiane są i mocowane do specjalnych elementów przytwierdzonych do kadłuba wewnętrznego. Wewnętrzna warstwa zbiornika zbudowana z aluminium lub jego stopu, obłożona jest zewnątrz warstwą izolacji zamkniętej w stalowej sferycznej skorupie.
- 2) Zbiorniki membranowe wykonane wg. francuskiej technologii *Gas Transport, Technigas*. Wewnętrzna ściana zbiornika jest cienką membraną wykonaną z niskowęglowej stali nierdzewnej lub stopu (inwar) z wysoką zawartością niklu spoczywającą na mocnej izolacji, która oparta jest z kolei na konstrukcji statku.
- 3) Zbiorniki systemu IHI (*prismatic tank*), CS1 (nowy system łączący rozwiązania powyższych GT i TG) – technologie japońskie.

Rozwiązania te mają swoje wady i zalety. Zbiorniki kuliste są zbiornikami samonośnymi, opartymi na podwójnym dnie statku i mocowanymi do konstrukcji kadłuba. Poszycie zbiornika wykonywane jest ze stali chromoniklowej lub ze stopów aluminium. Spawanie konstrukcji zbiorników wymaga dużej dokładności i odpowiedniego oprzyrządowania. Spawanie blach odbywa się technologią MIG obustronnie z częściowym wycięciem grani. Zbiornik jest izolowany cieplnie, a część górna pokryta jest dodatkowo płaszczem ochronnym. Przestrzeń pomiędzy zbiornikiem i płaszczem jest monitorowana pod względem zawartości metanu. W centralnej części zbiornika znajduje się wieża, w której umieszczone są pompy i część aparatury sterującej. Zbiorniki tego typu są łatwiejsze do monitorowania i ewentualnych napraw. Kształt zbiorników, kulisty lub zbliżony do kuli, nie pozwala wypełnić całej objętości kadłuba skroplonym gazem. Zbiorniki kuliste uważa się za bezpieczniejsze.

Z kolei zbiornik membranowy, inaczej ładownia statku, jest pokryty od wewnątrz warstwą izolacji cieplnej (poliuretan) oraz, od strony ładunku, blachą ze stali wysokostopowej (INVAR). Stosuje się także konstrukcje wielowarstwowe z włókna szklanego i folii aluminiowej. Statki, w których znajdują się zbiorniki membranowe, mają podwójny kadłub. Ten typ zbiorników pozwala na pełne wykorzystanie przestrzeni kadłuba do napełnienia LNG, jednak w przypadku powstania nieszczelności niezmiernie trudno jest zlokalizować uszkodzenie. Przestrzeń pomiędzy membranami jest monitorowana ze względu na obecność metanu.

Wśród nowych technologii obecnie stosowanych jest tzw. system FLNG (*Floating LNG*). Jest to technologia umożliwiająca eksploatację przybrzeżnych niewielkich złóż gazu ziemnego, których udostępnianie wraz z transportem rurociągowym wyeksploatowanego gazu na ląd dotychczasowymi metodami byłoby nieopłacalne. Metoda ta łączy technologie podmorskiej eksploatacji złóż i platform LNG-FPSO (*LNG Floating Production Storage Offloading*). System FLNG składa się z platformy morskiej LNG FPSO do produkcji (skraplania) gazu – metanowca do transportu LNG – platformy FSRU (*Floating Storage Regasification Unit*) zacumowanej na morzu lub w strefie przybrzeżnej, gdzie LNG jest magazynowany, regazyfikowany i w dalszej kolejności transportowany rurociągami podmorskimi na ląd.

System FSRU może również współpracować z systemem LNG ATB (*LNG Articulated Tug and Barge*), a więc z wykorzystaniem holowników i barek dostosowanych do magazynowania i transportu LNG. Ta technologia może być stosowana jednak tylko na małą skalę przy realizacji niewielkich projektów LNG (pojemność barek – zbiorników waha się od 1500 m³ do 10 000 m³).

Do technologii nowej generacji w transporcie morskim LNG zaliczyć można projekt znany jako HS-LNGC (*High Speer LNG Carrier*) polegający na przystosowaniu i zwiększeniu prędkości metanowców do ok. 60 węzłów z ok. 19 węzłów obecnie. Spowodowałoby to zmniejszenie o ok. dwie trzecie liczby statków w łańcuchu dostaw LNG.

4. ROZŁADUNEK LNG

Przepompowywanie LNG ze zbiorników metanowców do zbiorników terminalu odbiorczego jest jednym z ważniejszych elementów w systemie dostaw gazu w postaci skroplonej. Proces ten przebiega przy udziale pomp znajdujących się na pokładzie tankowców. Każda taka jednostka wyposażona jest w dwa rodzaje pomp. Są to wysoko wydajne pompy główne, służące do przepompowania LNG do zbiorników magazynowych, oraz mniejsze pompy podtrzymujące niską temperaturę w zbiornikach metanowców. Wydajności tych urządzeń są różne, ale najczęściej wahają się w przedziałach 1200÷1400 m³/h w przypadku pomp głównych i 40÷50 m³/h w tzw. „spray pumps”.

Całkowita pojemność zbiorników najbardziej typowych metanowców LNG to 130 000 m³. Przepompowanie takiej ilości cieczy wymaga nakładu energii rzędu 3000 kW. Prawie cała ta energia przechodzi w ciepło i jest absorbowana przez LNG. Taka ilość zaabsorbowanego

ciepła powoduje ogrzanie cieczy zgromadzonej w zbiorniku o ok. 0,5 °C. Aby utrzymać temperaturę, skorelowaną z ciśnieniem w zbiorniku, na stałym poziomie, część LNG musi ulec odparowaniu.

Strefę rozładunku ze zbiornikiem magazynowym terminalu odbiorczego łączy rurociąg rozładunkowy, a dokładnie układ dwóch rurociągów. W okresie pomiędzy kolejnymi rozładunkami układ ten powinien być utrzymywany w możliwie niskiej temperaturze. Proces rozładunku poprzedza więc dodatkowe schłodzenie rurociągu. Osiąga się to najczęściej przez przesłanie pewnej niedużej ilości gazu w postaci skroplonej do strefy rozładunku jednym rurociągiem i jej powrót do strefy przeróbki gazu drugim rurociągiem.

Konfiguracja rurociągów może być dwojaka:

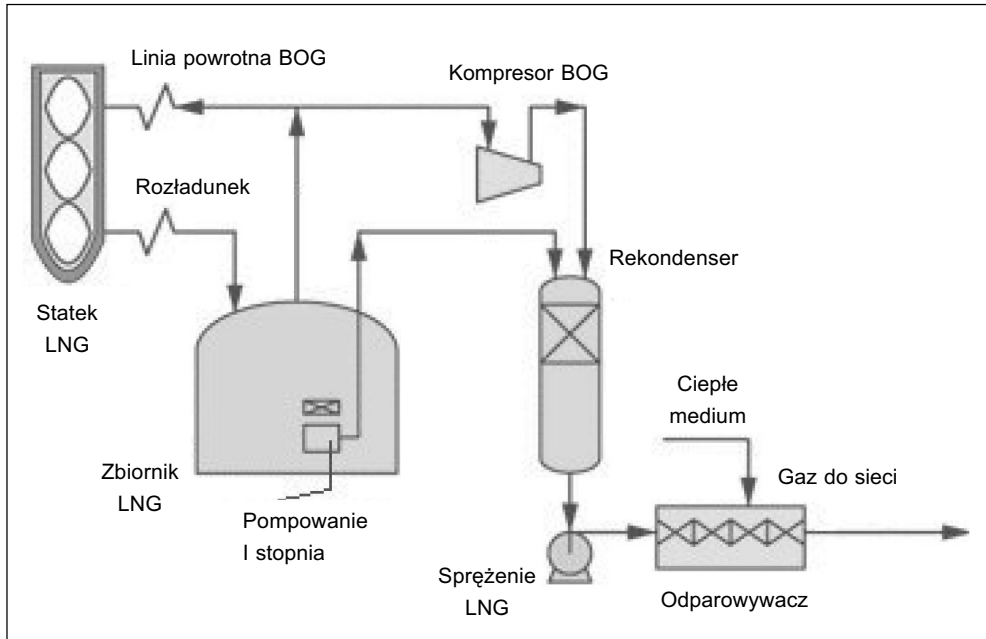
- 1) jeden rurociąg większy (32÷36 cali), którym transportowana jest większość LNG, z niewielką ilością transportowaną tzw. rurociągiem recykulacyjnym (10÷12 cali);
- 2) dwa identyczne rurociągi (24 ÷26 cali) o zbliżonych wydatkach.

Rurociąg rozładunkowy jest bardzo dobrze izolowany cieplnie. Wielkości ciepła wnikającego przez powierzchnię takiego rurociągu (w odniesieniu do 1 m²) są bardzo małe. Jednak biorąc pod uwagę jego długość, która niekiedy przekracza kilka kilometrów, okazuje się, że ilość ciepła ma zasadnicze znaczenie. Ilości metanu, który odparowuje w wyniku dopływów ciepła na 1 km długości takiego rurociągu mogą, zależnie od rodzaju izolacji cieplnej, osiągać wartości 1100÷11 000 kg/h.

Pary powracające do zbiorników metanowców wpływają na wielkość tzw. odparowania metanu (*Boil-Off Rate*). Podczas rozładunku tankowca w terminalu odbiorczym duże ilości płynnego gazu są wytłaczane z jego zbiorników w bardzo krótkim czasie, co powoduje powstanie lokalnego podciśnienia. Żeby temu przeciwdziałać i utrzymywać ciśnienie robocze w zbiornikach na stałym poziomie, wytłaczany LNG zastępowany jest przez metan. Część zapotrzebowania na gaz do wypełnienia zbiorników pokrywana jest przez pary, które odparowały podczas podróży, ale pozostała część należy dostarczyć z zewnątrz. Brakującą ilość gazu dostarcza się z terminalu odbiorczego specjalnym rurociągiem określanym jako „vapour return line”. W przeciwieństwie do rurociągu rozładunkowego gazociąg ten nie jest utrzymywany w niskiej temperaturze, dlatego przepływający nim gaz zanim trafi do zbiorników tankowców, jest odpowiednio schładzany.

Na rysunku 1 przedstawiono kierunki przepływu zarówno LNG, jak i BOG, czyli tzw. gazu upustowego (*Boil-Off Gas*). Gaz upustowy inaczej odparowany (BOG) powstaje na skutek dopływu ciepła z otoczenia, odparowując w rurociągach, zbiornikach, wymiennikach, skruberach itd. w ilościach ok. 0,05÷0,1% na dobę ciekłego LNG obecnego w urządzeniach na terminalu. Następnie jako faza gazowa towarzyszy operacjom z ciekłym LNG.

Jak widać na schemacie, gaz jako BOG zawracany jest do zbiorników rozładunkowego metanowca w celu wyrównania ciśnień lub kierowany do tzw. linii BOG w celu wykorzystania go w innych procesach. Może ostatecznie być również spalany w pochodni. Linia przepływu BOG jest drugim obok linii przepływu ciekłego LNG głównym ciągiem technologicznym w terminalu LNG.



Rys. 1. Uproszczony schemat procesów technologicznych zachodzących w terminalu LNG
(rys. A. Szczepański)

Operacje na terminalu LNG są wykonywane w specyficznych warunkach wynikających z:

- znacznej koncentracji dużej ilości energii zawartej i zmagazynowanej w skroplonym gazie ziemnym,
- pracy urządzeń w niskich temperaturach (temperatura LNG wynosi $-160\text{ }^{\circ}\text{C}$, a temperatura BOG ok. $-120\text{ }^{\circ}\text{C}$).

Technologia przeładunku

Baza przeładunku gazów skroplonych jest umieszczona na bezpośrednim zapleczu lądowym portu przeładunkowego. Przeładunek LNG odbywa się za pośrednictwem ramion przeładunkowych z napędem hydraulicznym, wykonanych ze stali niklowej 9%. Skroplony gaz ziemny przesyłany jest izolowanymi rurociągami do układu stacjonarnych zbiorników magazynowych usytuowanych w odległości 1000÷1500 m od nadbrzeża rozładunkowego. Rurociągi połączeniowe znajdują się na estakadzie i wyposażone są w kompensatory przejmujące naprężenia wzdłużne, liniowe, wynikające z różnicy temperatur. Rurociągi są izolowane termicznie za pomocą poliuretanu bądź próżniowo w układzie rura w rurze. Zbiorniki magazynowe są wykonywane zgodnie z normą PN-EN 14620-1:2006. Rozładunek dokonywany jest za pomocą pomp, w jakie wyposażony jest statek.

Technologia przewozu LNG nie ogranicza się tylko do załadunku oraz rozładunku skroplonego gazu, ale obejmuje również operacje, podczas których zbiorniki muszą być napełniane gazem obojętnym lub opróżniane z niego bądź poddawane procesom „odparowania gazu”.

Technologia wyładunku

Podczas operacji wyładunku metanowiec zacumowany jest za pomocą automatycznych urządzeń cumowniczych przy pirsie rozładunkowym wchodzącym w skład nabrzeża do przeładunków LNG. W trakcie rozładunku skroplony gaz ziemny jest wypompowywany ze statku za pomocą pomp okrętowych i przesyłany do zbiorników magazynowych na lądzie. Aby zapobiec stwarzaniu próżni wewnątrz zbiorników na tankowcu spowodowanej nagłym zmniejszaniem się objętości cieczy, należy doprowadzić do nich równoważną objętość gazu. Odparowanie gazu wewnątrz zbiorników jest spowodowane przenikaniem ciepła poprzez ściany, a także przekazywaniem pewnej ilości ciepła przez silnik napędzający pompę zanurzeniową. Rozładunek jest prowadzony ramionami rozładunkowymi ciekłego gazu, wykonanymi z nierdzewnej stali niklowej o napędzie hydraulicznym. Długość ramienia wynosi najczęściej ok. 20 m.

Skroplony gaz ziemny jest przesyłany, jak już wspomniano, przez kolektor rozładunkowy i równoległy rurociąg recyrkulacyjny. Opary BOG, które wytworzyły się podczas napełniania zbiornika, wysyłane są powrotnie na statek. Jedno z ramion rozładunkowych jest ramieniem hybrydowym, które może zostać wykorzystane jako ramię powrotne gazu w momencie, gdy ramię powrotu oparów nie pracuje. W początkowej fazie rozładunku, w wyniku schłodzenia rurociągu rozładkowego na króćcach do napełnienia zbiornika występuje zwiększone gwałtowne odparowanie. Niższe ciśnienie w zbiornikach pozwala na utrzymanie odpowiedniego w nich ciśnienia na wypadek powstania większej ilości gazu odparowanego (BOG). W początkowym etapie wyładunku, po przyłączeniu ramion rozładkowych do manifoldów statku, będzie on wykorzystany do chłodzenia ramion rozładkowych oraz urządzeń pomocniczych w pirsie. Do tego etapu wykorzystuje się znajdujący się na platformie rozładkowej zbiornik skroplin oraz schładzacz, w którym źródłem zimna jest LNG. W tym samym momencie aparaty te będą wykorzystywane do zapewnienia właściwej, odpowiednio niskiej temperatury powracających na statek oparów.

Po operacji chłodzenia pompy umiejscowione na statku zaczynają tłoczyć LNG do zbiorników, a określona ilość oparów wraca na statek, przechodząc wcześniej przez zbiornik skroplin w celu eliminacji porywanych przez gaz kropel LNG. Po zakończonej procedurze rozładunku LNG z ramion rozładkowych jest odprowadzany do zbiornika skroplin, a cały system zostaje przepłukany azotem i odłączony od statku. Stanowisko rozładkowe jest połączone z terminalem izolowanymi rurociągami, wykonanymi z materiałów kriogenicznych. Ich izolacja jest tak projektowana, aby na jej zewnętrznej powierzchni nie następowało wykraplanie pary wodnej zawartej w powietrzu. W części morskiej rurociągi prowadzone są po estakadzie biegnącej wzdłuż falochronu osłonowego, a w części lądowej po nadziemnej estakadzie umiejscowionej na betonowych słupach. Rurociągi są wyposażo-

ne w aparaturę odcinającą, regulacyjną, zabezpieczającą, aparaturę kontrolno-pomiarową i instalacje detekcji wycieków LNG.

5. REGAZYFIKACJA LNG

Odparowywacze skroplonego gazu podzielić można na następujące typy:

- *Open Rack Vaporizers* (ORV),
- *Submerged Combustion Vaporizers* (SCV),
- *Shell and Tube* (STV),
- *Ambient Air Vaporizers* (AAV):
 - *Direct Ambient Air Vaporizers*
 - *Direct Natural Draft Ambient Air Vaporizer*,
 - *Direct Forced Draft Ambient Air Vaporizer*,
 - *Indirect Ambient Air Heat Exchanger with Heat Transfer Fluid* (AAV-HTF).

System ORV wykorzystuje wodę morską jako jedyne źródło ciepła, woda morska jest dostarczana za pomocą pomp do sieci wodnej, a następnie spływa grawitacyjnie przez ocynkowane rury aluminiowe, oddając ciepło i ogrzewając płynący wokół paneli LNG. Następnie woda jest zrzucana z powrotem do morza. SCV projektuje się jako wymienniki z zastosowaniem paliw gazowych pod niskim ciśnieniem, wykorzystując opary gazu (BOG). Gazy spalinowe przepływają przez stalowe rury zanurzone w kąpeli wodnej, w której znajdują się również przewody rurowe z LNG. Do uruchomienia dmuchawy powietrza do spalania, a także pomp obiegowych wody konieczna jest energia elektryczna. Produkty spalania, po ochłodzeniu w łaźni wodnej, są odprowadzane do atmosfery przez przewody spalinowe. W systemie STV jako czynnik grzewczy może być użyta woda morska lub rzeczna. Istnieje wiele odmian tej konstrukcji z bezpośrednim lub pośrednim ogrzewaniem. Energia elektryczna jest używana do uruchomienia pomp obiegowych. Z kolei system HIAAV pobiera ciepło z powietrza lub ciepło ze spalin silnika lub turbiny gazowej i nie jest przy tym wymagana woda morska. System *Direct AAV* przekazuje ciepło z otoczenia na LNG poprzez powierzchnię wymiany ciepła w wymienniku. Regazyfikatory IAAV przekazują ciepło z powietrza atmosferycznego do płynu pośredniego, który z kolei przenosi ciepło do LNG poprzez oddzielny wymiennik ciepła.

Obecnie w terminalach rozładunkowych LNG najpopularniejsze są dwa typy odparowywaczy: ORV i SCV.

ORV (*Open Rack Vaporizers*) to wymienniki ogrzewane wodą morską. W wymiennikach tych woda morska spływa grawitacyjnie przez ocynkowane rury aluminiowe, oddając ciepło i ogrzewając płynący wokół paneli LNG.

Woda spływając z przewodów aluminiowych gromadzi się w zbiorniku, skąd rurociągiem zrzucana jest do morza. Przed wykorzystaniem w wymiennikach woda morska powinna zostać oczyszczona z wszelkiego typu zawiesin i zanieczyszczeń stałych. Musi również spełniać wymagania dotyczące jakości, tzn. nie może zawierać metali ciężkich, pH wody

powinno zawierać się pomiędzy 7,5 a 8,5, jonów chloru (Cl^-) nie powinno być więcej niż 0,05 ppm. Temperatura wody morskiej powinna być wyższa od $+5\text{ }^\circ\text{C}$. Do ochrony przed tworzeniem się form biologicznych w przewodach rurowych konieczne jest nieznaczne chlorowanie wody (0,2÷2,0 ppm). Zrzucana z powrotem do morza woda ma temperaturę z reguły o $5\div 12\text{ }^\circ\text{C}$ niższą od temperatury w morzu, co w ogólnym bilansie ilościowym nie powinno stanowić większego zagrożenia dla środowiska.

Odparowywacze typu ORV ze względu na prostotę technologii i niską awaryjność należą do najczęściej stosowanych w świecie. Pomimo wyższych kosztów budowy koszty eksploatacyjne są najniższe w porównaniu z innymi tego typu instalacjami.

SCV (*Submerged Combustion Vaporizers*) to wymienniki wykorzystujące temperaturę gazów spalinowych. W wymiennikach tych proces technologiczny polega na spalaniu strumienia gazu przy użyciu najczęściej jednego dużego palnika. Następnie gorące gazy spalinowe przepływają przez stalowe rury zanurzone w kąpeli wodnej, w której znajdują się również przewody rurowe z LNG.

Największe obecnie jednostki SCV mają przepustowość rzędu ok. 120 t/h. SCV mają wysokie koszty eksploatacji, jednak dosyć niskie koszty budowy i wysoką sprawność cieplną ($>95\%$). Wadą jest również związana ze spalaniem emisja w spalinach CO_2 , CO i NO_x . Ewentualne zastosowanie katalizatorów znacznie podwyższa koszty eksploatacyjne.

Inne typy odparowywaczy stosowane są znacznie rzadziej w terminalach rozładunkowych LNG. Najbardziej znane omówiono poniżej.

STV (*Shell and Tube Vaporizers*) – tu wymiennikami ciepła są specjalnie zaprojektowane instalacje, składające się z obudowy i zespołów przewodów rurowych, wykorzystujące ciepło pobrane z układu wydechowego turbin gazowych. Ciepło to odbierane jest przez medium grzewcze i poprzez wymianę ciepła ogrzewane jest medium pośrednie (np. propan, izobutan, freon, amoniak), wykorzystywane do odparowania LNG. Jako czynnik grzewczy może być użyta woda morska, woda rzeczna lub mieszanina glikolu i wody.

CHP-SCV (*Combined Heat and Power Unit – Submerged Combustion Vaporizers*) stanowią wymienniki do regazyfikacji LNG w połączeniu z instalacjami kogeneracyjnymi do produkcji energii. Ten typ technologii pozwala uzyskać nie tylko dodatkowe rodzaje energii, ale i wysoką sprawność całego procesu, ograniczając przez to szkodliwą emisję CO_2 , NO_x i CO.

AAV (*Ambient Air Vaporizers*) są to systemy wymienników czerpiące ciepło do odparowania LNG z powietrza atmosferycznego. Istnieją dwie metody przekazywania ciepła do LNG od powietrza: bezpośrednia i pośrednia. W typowych wymiennikach skroplony gaz ziemny przepływa przez rurki o małych średnicach, będących w kontakcie z przepływającym pomiędzy nimi, w sposób naturalny lub wymuszony, powietrzem. Rurki zazwyczaj wyposażone są w elementy aluminiowe zwiększające powierzchnie wymiany ciepła.

Metody te stosowane są wyłącznie w terminalach działających w ciepłym i suchym klimacie. Gwarancją prawidłowej pracy takiej instalacji jest nie tylko wysoka temperatura powietrza, ale i ograniczenie powstawania zbyt dużych ilości szronu i lodu na wymiennikach.

Regazyfikatory typu AAV o bezpośrednim działaniu – istnieją dwa rodzaje odparowувaczy AAV. Są to:

- **Natural Draft AAV** – system ten oparty jest na wietrze i naturalnych ruchach powietrza, które przepływa między rurkami i ożebrowaniem wymienników ciepła. Gorące powietrze kontaktując się z rurkami zawierającymi LNG chłodnieje i staje się gęstsze, a następnie opada na dół wymiennika ciepła. W wyniku tego ciepłe powietrze unosi się ku górze jednostki. Temperatura gazu wylotowego z instalacji AAV jest zależna nie tylko od warunków otoczenia, ale również od innych czynników, takich jak czas pracy czy liczba urządzeń w eksploatacji.
- **Forced Draft AAV** – w tym systemie przepływ powietrza do urządzenia jest kontrolowany przez wentylatory w górnej części parownika. Urządzenia mogą być wyposażone w osłony, które są tak zaprojektowane, aby przepływ powietrza przez wymiennik następował bezpośrednio. Ten system jest o 1,7 razy bardziej wydajny niż system *Natural Draft AAV*, gdyż wentylatory pompują przez rury wymiennika średnio o 1,7 razy więcej powietrza.

AAV-HTF (*Ambient Air Vaporizer – Heat Transfer Fluid*) są to wymienniki AAV wykorzystujące metodę pośrednią przekazywania ciepła. W wymianie ciepła pośredniczy tu medium grzewcze, tak więc zazwyczaj jest to połączenie metody AAV z metodą STV, z tym wyjątkiem, że gazy spalinowe z turbiny zastępuje powietrze atmosferyczne.

Po regazyfikacji i ustaleniu parametrów jakościowych gaz kierowany jest do systemu przesyłowego.

6. BEZPIECZEŃSTWO TECHNICZNE W OPERACJACH LNG

W przemyśle LNG (skroplonego gazu ziemnego) występują w większości te same zagrożenia co w innych dziedzinach działalności przemysłowej i w związku z tym obowiązują w nim podobne zasady bezpieczeństwa. Aby zmniejszyć możliwość zagrożeń zawodowych oraz zapewnić ochronę ludzi i środowiska naturalnego, w najbliższym sąsiedztwie instalacji LNG muszą funkcjonować różnego typu systemy ograniczania ryzyka. Jak w każdej branży, tak i w przemyśle LNG operatorzy muszą stosować się do wszelkich odpowiednich przepisów krajowych i zarządzeń.

Oprócz rutynowych zasad bezpieczeństwa działalności przemysłowej wprowadza się szczególne zasady ochrony. Wielopoziomową ochroną zintegrowaną ze standardami branżowymi i przepisami objęte są cztery krytyczne obszary bezpieczeństwa. W całym łańcuchu przemysłowym LNG: produkcji, skraplania i transportu, magazynowania i regazyfikacji, stosowane są cztery stopnie bezpieczeństwa – pierwszy i drugi poziom zabezpieczenia, systemy ochronne i odległości bezpieczne.

Pierwszy poziom zabezpieczenia (*primary containment*). Pierwszym i najważniejszym wymogiem jest zapewnienie bezpiecznego zmagazynowania LNG. Osiąga się to przez zastosowanie odpowiednich materiałów do budowy zbiorników i urządzeń, a także

prawidłowe wykonanie odpowiedniego projektu technicznego na każdym etapie technologicznym.

Spośród najczęściej stosowanych materiałów wymienić można m.in. austenityczne stale nierdzewne, stopy aluminiowe czy stopy niklowe posiadające odpowiednią wytrzymałość uderową w niskich temperaturach. Mogą być stosowane również niektóre materiały polimeryczne, np. teflon i żywice epoksydowe zbrojone włóknem szklanym czy też materiały ceramiczne. Stal, z której wykonuje się zbiorniki wewnętrzne, powinna być odporna na kruche pęknięcia w niskich temperaturach oraz posiadać zdolność hamowania propagacji pęknięć. Powinna się również charakteryzować niską zawartością fosforu, siarki i węgla w celu uniknięcia spadku udatności w strefie wpływu ciepła złącza spawanego.

Dachy zbiorników wewnętrznych są lekkie, wykonuje się je najczęściej z aluminium. Zbiorniki zewnętrzne zbudowane są z reguły ze stali węglowej lub z betonu sprężonego. Prawidłowy dobór materiałów, a także stosowanie odpowiednich metod ich łączenia decyduje o bezpiecznej i długotrwałej pracy zbiorników.

Drugi poziom zabezpieczenia (*secondary containment*). Ten poziom ochrony gwarantuje, że w przypadku wystąpienia nieszczelności lub wycieku LNG nastąpi jego odizolowanie i zabezpieczenie. Na lądzie mogą być stosowane np. groble lub wały ziemne wokół płynnych zbiorników, do wychwytywania produktu w przypadku wycieku. Wysokość wałów towarzyszących instalacjom, budowanych po 1980 r., przekracza z reguły 8 m.

W niektórych instalacjach zewnętrzny zbiornik otacza właściwy zbiornik wewnętrzny zawierający LNG. Zewnętrzne systemy mają objętość znacznie przekraczającą objętości zbiornika właściwego. Przy takim rozwiązaniu eliminuje się konieczność budowy grobli i wałów.

Systemy ochronne (*safeguard systems*). Na trzecim poziomie ochrony celem jest minimalizacja częstotliwości wycieków LNG oraz łagodzenie skutków wycieków. Na tym poziomie zabezpieczenia operatorzy LNG korzystają z systemów wykrywania m.in. gazów, oparów cieczy, ognia itp., mogących szybko zidentyfikować każde zagrożenie, a następnie zdalnie i automatycznie wyłączyć lub przerwać dany proces technologiczny, aby zminimalizować wielkość przecieków i wycieków LNG.

Każda instalacja LNG wyposażona jest w szereg urządzeń zabezpieczających, które podzielić można następująco:

- urządzenia zapobiegające awariom i likwidujące ich skutki (m.in. zawory bezpieczeństwa, samoczynne wyłączniki urządzeń, systemy rurociągów i urządzeń gromadzących wycieki z instalacji itp.);
- urządzenia wykrywające i sygnalizujące wszelkie nieprawidłowości w pracy instalacji (m.in. detektory gazu i ognia, sygnalizatory temperatur, systemy alarmowe, systemy monitorowania newralgicznych miejsc instalacji);
- urządzenia do walki z ogniem (m.in. armatki wodne i proszkowe).

Systemy operacyjne (procedury, szkolenia i zasady reagowania kryzysowego) również pomagają w zapobieganiu zagrożeniom. W celu zapewnienia rzetelności systemów niezbędna jest regularna ich aktualizacja.

Odległości bezpieczne (*separation distances*). Główną zasadą przy planowaniu instalacji jest oddalenie ludzi od miejsc zagrożonych. Przepisy powinny wymagać, aby instalacje LNG były zlokalizowane w bezpiecznej odległości od sąsiednich zakładów przemysłowych, osiedli ludzkich, miejsc publicznych i innych tego typu terenów. Wszelkie pomieszczenia administracyjne i techniczne powinny się znajdować w dostatecznej odległości od zbiorników magazynowych. Do bezpośredniej obsługi instalacji należy stosować systemy zautomatyzowane, które umożliwiają centralne sterowanie procesem, co eliminuje konieczność ciągłego przebywania obsługi w miejscach zagrożonych. Ponadto powinny istnieć strefy bezpieczeństwa wokół statków LNG, zarówno podczas rejsu, jak i podczas cumowania. Odległości bezpieczne lub strefy wykluczenia wyznaczone są na podstawie danych określających wielkości stężeń oparów LNG, promieniowanie cieplne i inne parametry ustalone przepisami.

Standardy branżowe/zgodność z przepisami. Normy i rozporządzenia mają na celu umożliwienie urzędnikom bardziej efektywną ocenę bezpieczeństwa i wpływu na środowisko instalacji LNG oraz działalności przemysłu. Zgodność z przepisami powinna zapewnić przejrzystość i odpowiedzialność w domenie publicznej.

Systemy ochronne nie będą nigdy kompletne bez odpowiednich procedur operacyjnych i pewności, że są one przestrzegane, a także pewności, że dysponuje się odpowiednio przeszkolonym personelem.

7. WNIOSKI

Przemysł LNG zaliczany jest do jednego z najbezpieczniejszych w świecie na rynku paliw. Rozwój inżynierii, projektowania oraz systemów i środków bezpieczeństwa jest nieustannie doskonalony w celu zapewnienia bezpieczeństwa i ochrony instalacji LNG oraz tankowców. Światowy przemysł LNG dysponuje obecnie 47 terminalami do regazyfikacji i ok. 145 metanowcami, łącznie transportowanych jest ponad 110 milionów ton LNG rocznie. Transport LNG odbywa się bezpiecznie już od ponad 50 lat. W tym czasie odbyło się więcej niż 50 000 rejsów tankowców LNG, na trasach liczących powyżej 70 milionów kilometrów, bez większych incydentów z udziałem uwolnionego LNG, zarówno w porcie, jak i na morzu. Tankowce LNG często przepływały przez akweny o wysokim natężeniu ruchu statków (przykładowo w 2000 roku jeden metanowiec z ładunkiem LNG wpływał do Zatoki Tokijskiej średnio co 20 godzin, a do portu w Bostonie raz na tydzień). Do tej pory nie zdarzył się ani jeden wypadek śmiertelny na terminalu rozładunkowym lub w transporcie drogowym LNG.

LITERATURA

- [1] *Consequence Assessment Methods for Incidents Involving Releases from Liquefied Natural Gas Carriers*. ABSG Consulting Inc. for the Federal Energy Regulatory Commission USA, May 13, 2004.

- [2] Foss M.M., Delano F., Gulen G., Makaryan R.: *LNG Safety and Security*. Center for Energy Economics (CEE), 2003.
- [3] Łaciak M.: *Bezpieczeństwo eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci gazowych*. Wyd. Tarbonus, 2010.
- [4] Łaciak M., Nagy S.: *Problemy bezpieczeństwa technicznego i charakterystyka zagrożeń związanych z terminalem rozładunkowym LNG*. *Wiertnictwo Nafta Gaz*, t. 27, z. 4, 2010, s. 701–720.
- [5] Puto K.: *Zbiorniki magazynowe LNG*. *Rurociagi*, 1–2, 1998, s. 10.
- [6] Sedlaczek R.: *Charakterystyka zagrożeń związanych z transportowaniem i magazynowaniem skroplonego gazu ziemnego – LNG*. *Wiertnictwo Nafta Gaz*, t. 27, z. 3, 2010, s. 601–615.
- [7] Yang C.C., Huang Z.: *Lower Emission LNG Vaporization*. *LNG Journal*, Nov./Dec. 2004, s. 24–26.
- [8] Applied LNG Technologies, http://www.altlngusa.com/ngf_lng.htm.
- [9] Australia LNG, <http://www.australialng.com.au/>.
- [10] BG Group, http://www.bg-group.com/group/LNG_2001.htm.
- [11] BP LNG, <http://www.bp LNG.com/>.
- [12] CH-IV, <http://www.ch-iv.com/lng/lngfact.htm>.
- [13] Chive Fuels, <http://www.lng-cng.com/chivefuels/liquefiednaturalgas.htm>.
- [14] Crystal Energy, LLC, <http://www.crystalenergyllc.com/index.html>.
- [15] North Star Industries, <http://northstarind.com/lngfaqs.html>.
- [16] Panhandle Energy, <http://www.panhandleenergy.com/>.
- [17] Kobe Steel, Ltd., <http://www.kobelco.co.jp/>.
- [18] Tokyo Gas Co., <http://www.tokyo-gas.co.jp/>.
- [19] PN-EN 1473:2007: *Instalacje i urządzenia do skroplonego gazu ziemnego – Projektowanie instalacji lądowych*.