

Mariusz Łaciak*, Stanisław Nagy*

PROBLEMY BEZPIECZEŃSTWA TECHNICZNEGO I CHARAKTERYSTYKA ZAGROŻEŃ ZWIĄZANYCH Z TERMINALEM ROZŁADUNKOWYM LNG

1. WPROWADZENIE

Technologia, transport i użytkowanie LNG znane jest i stosowane na całym świecie od około 40 lat. Dokładna analiza danych dotyczących technologii LNG wskazuje na ich wysoki poziom bezpieczeństwa. Jest on wynikiem kilku czynników.

Po pierwsze w celu zapewnienia bezpiecznej eksploatacji przemysł dokonał technicznej i funkcjonalnej ewolucji. Postęp techniczny i operacyjny objął wszystko, od szeroko pojętej inżynierii, która jest podstawą przemysłu LNG, po procedury operacyjne oraz techniczne umiejętności personelu.

Z drugiej strony, właściwości fizyczne i chemiczne LNG są takie, że ryzyko i mogące pojawić się zagrożenia są łatwe do zdefiniowania i są uwzględnione w procesach technologicznych i innych działaniach.

Po trzecie, aby zapewnić bezpieczeństwo korzysta się z szerokiego zestawu standardów, rozporządzeń i przepisów stosowanych w przemyśle LNG. Ewolowały one na podstawie światowego doświadczenia w branży i mają wpływ na operacje LNG na całym świecie. Działalność zgodna z przepisami zapewnia ponadto przejrzystość i odpowiedzialność finansową.

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, a także zbiorników magazynowych.

Przed procesem skraplania gaz ziemny jest dokładnie oczyszczany (przede wszystkim z CO₂ – poniżej 50 ppm i głęboko osuszany). Następnie, w zależności od pożądanej wydajności instalacji, składu gazu oraz jego ciśnienia wybiera się jedną z trzech metod skraplania:

- klasyczny cykl kaskadowy,
- autooziębający cykl kaskadowy,
- cykl rozprężania z zastosowaniem turboekspandera.

Czynnikami schładzającymi są propan, etan i metan, natomiast gaz ziemny pod ciśnieniem 3–4 MPa przepływa przez wymienniki ciepła i ochładzany jest w kolejnych cyklach chłodniczych oraz w trakcie rozprężania w metodzie ekspansyjnej.

Pracę terminala rozładunkowego podzielić można na trzy podstawowe etapy: etap rozładunku, etap magazynowania i etap 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, zlokalizowane na metanowcu, przepompowują w tym czasie LNG ze zbiorników tankowców do zbiorników magazynowych.

Etap magazynowania dotyczy jedynie różnego typu zbiorników magazynowych. Zbiorniki powinny być tak skonstruowane, aby zapewnić bezpieczne magazynowanie LNG w kriogenicznym zakresie temperatur.

Etap regazyfikacji polega na przywróceniu gazu z postaci skroplonej ponownie do postaci gazowej przez ogrzanie LNG w wymiennikach ciepła (odparowywaczach). W zależności od konstrukcji i sposobu ogrzewania wymienniki dzieli się na: wymienniki z ogrzewaniem do temperatury równej temperaturze otoczenia (np. ogrzewanie wodą morską lub powietrzem) lub wymienniki z ogrzewaniem do temperatury wyższej od temperatury otoczenia (ogrzewanie palnikami gazowymi lub energią elektryczną bądź parą wodną). Ciśnienie gazu ziemnego odbieranego z wymienników ciepła wynosi zazwyczaj ok. 1–1,5 MPa.

W terminalach rozładunkowych LNG stosuje się głównie dwie metody tj. dwa typy odparowywaczy, tzw. **ORV** i **SCV**.

ORV (*ang. 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 to znaczy nie może zawierać metali ciężkich, pH powinno wynosić między 7,5 a 8,5, jonów chloru (Cl⁻) nie powinno być więcej niż 0,05 ppm. Temperatura wody morskiej powinna być wyższa niż +5°C. W celu 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 od 5°C do 12°C niższą od temperatury w morzu, co w ogólnym bilansie ilościowym nie stanowi 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 spośród wszystkich tego typu instalacji.

SCV (*ang. 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 kąpieli 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 CO₂, CO i NO_x. Ewentualne zastosowanie katalizatorów znacznie podwyższa koszty eksploatacyjne.

Poza tu wymienionymi, inne typy odparowywaczy w terminalach rozładunkowych LNG stosowane są znacznie rzadziej. Spośród najbardziej znanych wymienić można:

- **STV** (*ang. 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 przez 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** (*ang. 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 CO₂, NO_x i CO.
- **AAV** (*ang. Ambient Air Vaporizers*) są to systemy wymienników czerpiące ciepło do odparowania LNG z powietrza atmosferycznego. Istnieją dwie metody przekazywania ciepła do LNG z powietrza: bezpośrednia i pośrednia. W typowych wymiennikach skroplony gaz ziemny przepływa przez rurki o małych średnicach, będących w kontakcie z przepływającym między 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 zlokalizowanych 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.
- **AAV – HTF** (*ang. Ambient Air Vaporizer – Heat Transfer Fluid*) są to wspomniane 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 tu powietrze atmosferyczne.

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

2. WYMOGI BEZPIECZEŃSTWA W OPERACJACH LNG

Przemysł LNG podlega w większości tym samym zagrożeniom i zasadom bezpieczeństwa, które występują w każdej innej działalności przemysłowej. 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 lokalnych oraz norm i zarządzeń.

Oprócz rutynowych przemysłowych zagrożeń bezpieczeństwa, LNG wiąże się z koniecznością wprowadzenia szczególnych zasad ochrony. W razie przypadkowego uwolnienia LNG strefy bezpieczeństwa wokół obiektu zabezpieczają najbliższe zamieszkujące sąsiednie społeczności przed możliwymi zagrożeniami. Można wydzielić poziomy zabezpieczenia zintegrowane ze standardami branżowych i przepisami (rys. 1).

**PIERWSZY POZIOM ZABEZPIECZENIA
DRUGI POZIOM ZABEZPIECZENIA
SYSTEMY OCHRONNE
ODLEGŁOŚCI BEZPIECZNE
STANDARDY BRANŻOWE / ZGODNOŚĆ Z PRZEPISAMI**

Rys. 1. Krytyczne wymogi bezpieczeństwa

Cztery wymogi bezpieczeństwa – pierwszy i drugi poziom zabezpieczenia, systemy ochronne i odległości bezpieczne – stosowane są w całym łańcuchu przemysłowym LNG, tj. produkcji, skraplania i transportu morskiego, magazynowania i regazyfikacji.

Pierwszy poziom zabezpieczenia (*ang. primary containment*)

Pierwszym i najważniejszym wymogiem bezpieczeństwa jest zapewnienie bezpiecznego zmagazynowania LNG. Jest to osiągnięte 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 nikłowe, posiadające odpowiednią wytrzymałość udarową w temperaturach poniżej -60°C . Mogą być stosowane również niektóre polimery, 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 charakteryzować się również niską zawartością fosforu, siarki i węgla w celu uniknięcia spadku udatności w strefie wpływu ciepła złącza spawanego. 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 decyduje 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. Konstrukcja płyty fundamentowej zbiornika zależy od struktury geologicznej terenu, na którym jest zlokalizowany. Powinien być on wyposażony w system kontroli i zabezpieczeń w celu zagwarantowania bezpiecznej ich 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.

Drugi poziom zabezpieczenia (*ang. secondary containment*)

Ten poziom ochrony gwarantuje, że w przypadku nieszczelności lub wycieku LNG nastąpi jego odizolowanie i zabezpieczenie. Na lądzie może to być w postaci np. grobli, wałów ziemnych lub basenów retencyjnych wokół zbiorników o pojemności równej zbiornikowi (zbiornikom) 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.

W sposób najbardziej ogólny zbiorniki magazynowe podzielić można na trzy kategorie: zbiorniki naziemne, częściowo w gruncie i podziemne. Ze względu na konstrukcję w praktyce znalazły zastosowanie następujące typy zbiorników naziemnych:

- zbiornik stalowy bez zewnętrznej obudowy ochronnej (*ang. single containment tanks SCT*) – 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 (*ang. double containment tanks DCT*) – konstrukcję tę można scharakteryzować krótko 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 (*ang. full containment tanks FCT*) – 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.

Systemy ochronne (*ang. safeguard systems*)

Na trzecim poziomie ochrony celem jest minimalizacja częstotliwości wycieków LNG oraz złagodzenie 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 wiele 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 reagowania kryzysowego) również pomagają w zapobieganiu niebezpieczeństwom. W celu zapewnienia ich rzetelności niezbędna jest regularna konserwacja tych systemów.

Odległości bezpieczne (*ang. separation distances*)

Główną zasadą przy planowaniu instalacji jest oddalenie ludzi od miejsc zagrożonych. Przepisy powinny wymagać, aby instalacje LNG były 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 ciepłe i inne parametry określone 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, jak i pewności dysponowania odpowiednio przeszkolonym personelem.

3. WŁASNOŚCI I POTENCJALNE ZAGROŻENIA ZE STRONY LNG

W celu właściwego przewidzenia potencjalnego zagrożenia ze strony LNG należy w pierwszej kolejności poznać właściwości fizykochemiczne LNG oraz warunki, w których te zagrożenia występują.

4. WŁAŚCIWOŚCI LNG

Gaz ziemny po wyeksploatowaniu składa się głównie z metanu oraz ewentualnie z innych cięższych węglowodorów, a także z pewnych ilości azotu, helu, dwutlenku węgla, związków siarki i zawsze zawiera wodę. Może również zawierać lokalnie inne składniki np. rtęć. Proces skraplania na wstępie wymaga dokładnego osuszenia i oczyszczenia gazu. Produkt końcowy musi spełniać wymagania jakościowe dla LNG. LNG to skroplony gaz ziemny. Przygotowany gaz ziemny zostaje skroplony i w stanie ciekłym w temperaturze ok. -162°C (w zależności od składu od -166°C do -157°C) jest gotowy do magazynowania i transportu. 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.

Skroplony gaz ziemny (LNG) jest bezbarwny, nietoksyczny, nie jest żrący i nie ma własności korodujących. Jest bezwonny, a więc w celu wykrywania ewentualnych nieszczelności należy go nawonić przed skierowaniem do dystrybucji. Gaz ziemny (metan), a więc i LNG – nie jest toksyczny.

Gęstość LNG zależy od składu i wynosi od 430 kg/m^3 do 470 kg/m^3 lub więcej, a więc LNG rozlany na wodzie, której gęstość to ok. 1000 kg/m^3 , jako lżejszy unosi się na jej powierzchni (dodatkowo metan nie rozpuszcza się w wodzie). Gęstość LNG jest również funkcją temperatury, której gradient wynosi około $1,35\text{ kg/m}^3\text{C}$.

Opary uwalniane z gazu płynnego w czasie jego regazyfikacji do fazy gazowej, jeśli nie zostaną prawidłowo i bezpiecznie zagospodarowane, mogą stanowić podstawę do utworzenia mieszaniny wybuchowej. Jednakże środki bezpieczeństwa zawarte w projekcie technicznym i w stosowanej technologii oraz w procedurach operacyjnych LNG pozwalają znacznie ograniczyć te potencjalne zagrożenia.

Potencjalne zagrożenia pożarowo-wybuchowe związane z transportem, magazynowaniem czy też stosowaniem LNG wynikają głównie z trzech właściwości tej substancji, a w szczególności:

- Przy ciśnieniu atmosferycznym, w zależności od składu, LNG ma temperaturę wrzenia około -162°C . W tej temperaturze pary LNG są znacznie cięższe od powietrza.
- Niewielkie ilości fazy ciekłej LNG ulegają przemianom w chmurę gazu o dużej objętości. Jedna jednostka objętościowa fazy ciekłej LNG wytwarza około 600 jednostek objętościowych gazu.
- Gaz ziemny, podobnie jak inne gazy węglowodorowe, jest gazem palnym, a więc tworzy z powietrzem mieszaninę wybuchową.

W chwili uwolnienia LNG, np. ze zbiornika na powierzchnię gruntu, w wyniku awarii, następuje gwałtowne jego odparowanie, aż do momentu, gdy szybkość parowania osiągnie stałą wartość, która w dużej mierze zależy od charakterystyki cieplnej podłoża oraz ciepła uzyskanego z powietrza. W przypadku uwolnienia LNG nad powierzchnią wody, podczas transportu morskiego, szybkość parowania będzie stała w wyniku dużej wymiany ciepła z powodu konwekcji w wodzie.

W pierwszym etapie gaz uwalniający się podczas gwałtownego parowania LNG ma prawie tę samą temperaturę jak na początku (temperatura skroplenia), a jego gęstość względna jest większa od gęstości powietrza. Podczas rozprzestrzeniania gaz ten kumuluje się tuż nad powierzchnią gruntu. Następnie w wyniku wzrostu temperatury do wartości ok. -110°C staje się on lżejszy od powietrza. W przypadku wycieku LNG z urządzeń ciśnieniowych lub rurociągów będzie się on uwalniał strumieniowo do atmosfery. Proces ten związany jest z intensywnym, fizycznym mieszaniem się LNG z powietrzem. Wówczas duża część LNG będzie się zawierała w uwolnionej chmurze początkowo w postaci aerozolu. Następnie w wyniku procesu mieszania z powietrzem nastąpi jego stopniowe ulotnienie.

5. RODZAJE ZAGROŻEŃ ZWIĄZANYCH Z LNG

Najbardziej niepokojące dla operatorów instalacji LNG oraz dla sąsiadujących społeczności potencjalne zagrożenia związane z LNG wynikają z podstawowych właściwości gazu ziemnego.

Wybuch

Wybuch jest to jak wiadomo proces szybkiego, niekontrolowanego przejścia z jednego stanu w drugi, połączony z wyzwoleniem znacznej ilości energii w postaci pracy mechanicznej. W przypadku LNG może to być związane z gwałtowną zmianą jego właściwości chemicznych, zapłonem lub niekontrolowanym uwolnieniem części LNG. Przyczyną takiego niekontrolowanego uwolnienia najczęściej jest uszkodzenie konstrukcji, tj. przebicie wewnętrznej ścianki zbiornika lub kontenera. Zbiorniki do przechowywania płynów kriogenicznych odporne są na bardzo niskie temperatury, około -160°C , tak więc bez względu na ciśnienie, muszą utrzymać LNG w stanie ciekłym. LNG jest przechowywany w warunkach ciśnienia atmosferycznego – czyli nie pod podwyższonym ciśnieniem – pęknięcie lub przebicie zbiornika nie stworzy więc natychmiast warunków utworzenia się mieszaniny wybuchowej.

Zapłon i wybuch mieszaniny gazowo-powietrznej utworzonej w wyniku uwolnienia LNG może nastąpić w momencie, gdy stężenie gazu ziemnego będzie mieściło się w zakresie pomiędzy ok. 5–15% objętości obłoku (w warunkach normalnych). Są to tzw. granice wybuchowości, dolna (DGW) i górna (GGW). Jeśli stężenie gazu w powietrzu jest mniejsze niż 5%, gaz jest zbyt rozcieńczony, aby mógł ulec zapłonowi. Gdy z kolei wartość stężenia przekracza 15%, wybuch nie nastąpi, a mieszanina może co najwyżej częściowo ulec spalaniu dyfuzyjnemu – nie ma wystarczającej ilości tlenu do spalania wybuchowego. Na granice wybuchowości ma wpływ wiele czynników, m.in.: ciśnienie i temperatura, energia źródła zapłonu, udział składników inertnych lub aktywnych itp.

Istotne znaczenie ma tutaj również temperatura samozapłonu. Jest to minimalna temperatura, w której następuje samoczynne rozprzestrzenianie się płomienia. Temperatura wyższa od temperatury samozapłonu może spowodować zapłon już po krótkim czasie ekspozycji. Przy bardzo wysokich temperaturach oraz przy stężeniach w granicach wybuchowości, zapłon może być praktycznie natychmiastowy. Literatura podaje różne wartości temperatury samozapłonu dla

gazów i par cieczy – dla metanu w mieszaninie z powietrzem, temperatura ta waha się w granicach od 540°C do 650°C. Na wartość temperatury samozapłonu wpływ mają domieszki gazowe, niektóre metale oraz warunki, w jakich występuje. W porównaniu do innych paliw płynnych i gazowych opary LNG (metanu) posiadają znacznie wyższą temperaturę samozapłonu.

Chmury (obłoki) par LNG

Skroplony gaz ziemny, ze względu na bardzo niską temperaturę, jest transportowany, a następnie magazynowany w specjalnych zbiornikach kriogenicznych. Mimo że zarówno zbiorniki gazowców, zbiorniki magazynowe, jak i prawie całe wyposażenie terminali przeładunkowych są bardzo dobrze izolowane cieplnie, zawsze pewna ilość ciepła wnika do LNG. Ciepło wnika do skroplonego gazu ziemnego powoduje jego ogrzanie, a w konsekwencji odparowanie. Początkowo gaz jest zimniejszy i cięższy od powietrza otoczenia. Tworzy się chmura, opary – nad powierzchnią wylanej cieczy. Uwolniona chmura LNG rozprzestrzeniając się tuż nad poziomem gruntu, gdy znajdzie na swej drodze efektywne źródło zapłonu, może spowodować spalanie typu UVCE (*ang. Unconfined Vapor Cloud Explosion*), czyli tzw. wybuch chmury par w przestrzeni nieograniczonej.

Jak wiadomo o sile wybuchu decydują głównie takie parametry jak maksymalny wzrost ciśnienia i maksymalna szybkość wzrostu ciśnienia wybuchu, a te z kolei zależą w znacznej mierze od kształtu i przede wszystkim od wytrzymałości ścian pomieszczenia czy zbiornika, w którym wybuch nastąpił. W przestrzeni otwartej te ograniczenia nie występują, a więc i siła wybuchu jest znikoma.

Stężenie gazu ziemnego w chmurze uwolnionej LNG jest znacznie zróżnicowane, począwszy od wysokich wartości występujących w centrum chmury oraz tuż nad poziomem gruntu, aż do bardzo niskich na obrzeżach chmury. Szczytowa wartość stężenia gazu ziemnego w chmurze zależy głównie od całkowitej objętości powietrza zmieszanego z gazem oraz szybkości mieszania.

Fizyczny rozmiar zasięgu uwolnionej chmury LNG będzie w dużej mierze uzależniony od masy LNG, czasu dyfuzji oraz warunków atmosferycznych. W początkowych fazach dyspersji LNG większość objętości chmury zawierała będzie stężenie gazu wyższe niż GGW. Jednakże na obrzeżach chmury może pojawić się przestrzeń, w której stężenie to zawierało się będzie pomiędzy DGW a GGW, tworząc tym samym atmosferę wybuchową. Dlatego też można stwierdzić, że w początkowej fazie wycieku powstała mieszanina gazowo-powietrzna stwarzając może zagrożenie wybuchem. W momencie odparowania całej ilości LNG stężenie gazu w chmurze stopniowo będzie ulegało obniżaniu, schodząc po pewnym czasie poniżej granicznej wartości DGW, a więc nie stwarzając już zagrożenia.

W uwolnionej chmurze LNG na przestrzeni otwartej, gaz palny spala się wolno, generując tym samym niskie nadciśnienia o wartości mniejszej niż 5 kPa. Wyższe wartości nadciśnień generowane przez wybuch chmury LNG mogą pojawić się w rejonach o dużym stopniu zagęszczenia konstrukcji budowlanych czy instalacji procesowych lub w przestrzeniach ograniczonych, co m.in. związane jest ze zwiększonym stopniem turbulencji.

LNG jako gaz rozgrzewa się, miesza się z otaczającym powietrzem i zaczyna się rozchodzić. Chmura oparów zapala się tylko, gdy napatka źródła zapłonu skoncentrowane w ramach

jego zakresu granic wybuchowości. Urządzenia zabezpieczające i procedury operacyjne mają na celu zminimalizowanie prawdopodobieństwa uwolnienia kolejnych chmur par, które mogą wypłynąć poza granice obiektu.

Niska temperatura

Niska temperatura płynów kriogenicznych w porównaniu z temperaturą otoczenia wymaga podejmowania specjalnych środków. W przypadku uwolnienia LNG, przy bezpośrednim kontakcie człowieka z płynem kriogenicznym może dojść do kontaktowego odmrożenia (proces odmrażania skóry ludzkiej rozpoczyna się już w temperaturze -1°C). W związku z tym wszyscy pracownicy obiektu powinni być wyposażeni w odpowiednie ubrania ochronne, rękawice, maski i inne wymagane środki ochronne zabezpieczające przed odmrożeniem. To zagrożenie istnieje tylko w granicach obiektu i nie oddziałuje na obszar sąsiedni. Wszelkiego typu materiały i konstrukcje przemysłowe przeznaczone są do stosowania zazwyczaj w temperaturach nieprzekraczających około -25°C , tak więc materiały narażone na niską temperaturę muszą posiadać wystarczające właściwości mechaniczne w najniższej temperaturze skroplonego gazu. Ponieważ instalacja kriogeniczna działa w temperaturach znacznie niższych niż otoczenie, wszystkie niedostatecznie zaizolowane części zostaną pokryte szronem. Woda i inne płyny po zamrożeniu mogą blokować zawory i przewody rurowe, które nie są prawidłowo zaprojektowane, czyszczone i osuszane.

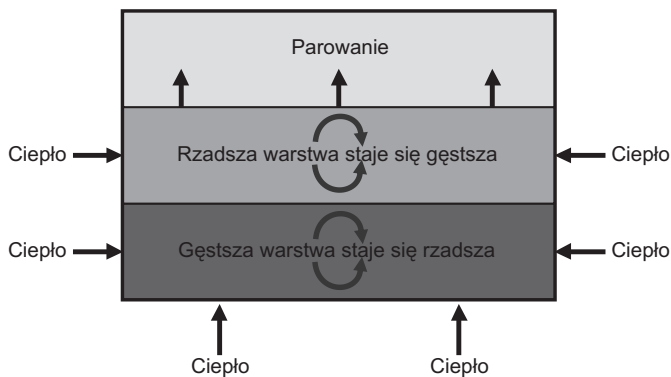
Rozwarstwienie ciekłego LNG w zbiorniku (*ang. rollover*)

Podczas procesu skraplania gazu ziemnego, dwutlenek węgla, para wodna oraz cięższe węglowodory są w dużej mierze usuwane. Powstały w ten sposób produkt, czyli LNG, ze względu na swoje własności fizyczne, a w szczególności dużą wrażliwość na zmiany temperatury jest bardzo niestabilny. Do czynników wpływających na tę niestabilność podczas składowania gazu w postaci skroplonej zaliczyć można:

- składowanie LNG przez długi okres, co może mieć miejsce np. w przypadku stosowania skroplonego gazu do pokrywania sezonowych nierównomierności poborów gazu;
- wahania jakości składowanego LNG;
- cykliczne procesy wpompowywania i odpompowywania skroplonego gazu;
- duża zawartość azotu w składowanym LNG.

Każdy z tych czynników może w pewnym stopniu przyczynić się do powstania zjawiska określanego jako *rollover* (rys. 2). Przez zjawisko to należy rozumieć bardzo gwałtowne odparowanie metanu ze zbiornika magazynowego LNG, wywołane rozwarstwieniem cieczy wewnątrz tego zbiornika. Ryzyko zaistnienia rozwarstwienia płynu kriogenicznego pojawia się wtedy, kiedy dwie odrębne warstwy o różnych gęstościach (różnice w gęstościach wynikają z różnic w składach LNG) znajdują się w jednym zbiorniku.

Ciecz w górnej, lżejszej warstwie ogrzewa się na skutek dopływu ciepła ze środowiska zewnętrznego, a następnie wędrując ku powierzchni, ulega odparowaniu. W pierwszej kolejności, jako bardziej lotne, odparowują węglowodory lekkie, pociągając za sobą zmiany w całkowitym składzie tej warstwy. Przy dłuższym ogrzewaniu zmiany składu pociągają za sobą znaczące zmiany w gęstości mieszaniny.



Rys. 2. Rozwarstwienie cieczy w zbiorniku magazynowym LNG

Górna warstwa staje się coraz cięższa. Ciecz w dolnej warstwie, również ogrzewana, w wyniku rozszerzalności cieplnej wędruje w kierunku „linii rozdziału”. Nie ulega jednak odparowaniu, ze względu na ciśnienie hydrostatyczne wywierane przez górną warstwę. W wyniku tego dolna warstwa staje się coraz cieplejsza i lżejsza. W przypadku kiedy gęstości obu warstw przyjmą podobne wartości, dochodzi do ich gwałtownego wymieszania się. W momencie gdy dolna, przegrzana warstwa wydostanie się na powierzchnię, skutkuje to bardzo gwałtownym i intensywnym odparowaniem dużej ilości metanu. Zjawisko to określane jest jako *rollover*. Maksymalna wartość odparowania wywołanego tym zjawiskiem może nawet 20-krotnie przewyższać standardowe wielkości odparowania metanu ze zbiorników LNG.

Główne zagrożenia wynikające z wystąpienia zjawiska *rollover* to odparowanie bardzo dużych ilości metanu, co prowadzić może do powstania nadciśnienia w zbiorniku magazynowym. Ponadto istnieje także zagrożenie, że system odprowadzający pary metanu nie jest technicznie przygotowany do radzenia sobie z tak gwałtownymi i intensywnymi procesami odparowania.

Omawiane zjawisko, jak już wspomniano wcześniej, jest wynikiem rozwarstwienia płynu w zbiorniku. Rozdzielenie cieczy na dwie warstwy różniące się gęstością może być wynikiem ponownego napełniania zbiornika bądź też dużej zawartości azotu.

Azot jest najbardziej lotnym składnikiem skroplonego gazu ziemnego. W przypadku kiedy jego zawartość w magazynowanym LNG przekracza 1% całkowitego składu, może on zaburzyć równowagę cieczy w zbiorniku. Odparowujący azot wpływa dość znacząco na obniżenie średniej gęstości cieczy pozostającej w zbiorniku. Z kolei metan odparowujący z mieszaniny niezawierającej azotu nie powoduje większych zmian jej gęstości, wpływając jedynie nieznacznie na podwyższenie temperatury punktu pęcherzyków. Różnice w gęstości spowodowane odparowaniem azotu mogą doprowadzić do rozwarstwienia cieczy w zbiorniku.

Rozwarstwienie wywołane ponownym napełnianiem zbiornika występuje, kiedy:

- dodawany skroplony gaz ma gęstość mniejszą niż LNG zgromadzony w zbiorniku, zaś zbiornik jest napełniany od góry;

- gęstość skroplonego gazu wchodzącego do zbiornika jest większa niż gęstość płynu wewnątrz, zaś napełnianie odbywa się od dna zbiornika.

Jest kilka sposobów ograniczenia prawdopodobieństwa wystąpienia zjawiska *rollover*. Jednym z nich, bardzo często stosowanym w praktyce, jest odpowiednie napełnianie zbiorników. W przypadku kiedy transferuje się produkt o gęstości różnej od gęstości płynu zgromadzonego w zbiorniku, zaleca się aby „lekki” LNG wprowadzać od dołu, zaś „cięższy” od góry. Taka procedura powoduje naturalne wymieszanie się obu warstw. Kolejnym ważnym czynnikiem jest ograniczenie wszelkich dopływów ciepła podczas transferu LNG z metanowców do zbiorników magazynowych. Czasem zalecane jest nawet powtórne przeprowadzenie procesu skraplania (cieczy wraz z parami) przed wprowadzeniem płynu do zbiornika. W rezultacie otrzymuje się produkt, który jest dużo bardziej jednorodny i stabilny. Kolejnym możliwym rozwiązaniem jest ciągła praca pomp recyrkulacyjnych. Każdy zbiornik jest wyposażony w takie pompy, jednak ze względu na dość duże koszty związane z ich pracą ich użycie jest ograniczane do minimum. W celu odpowiednio wczesnego wykrycia zagrożenia związanego ze zjawiskiem rozwarstwienia cieczy i ewentualnego gwałtownego odparowania, większość zbiorników wyposażona jest w precyzyjne czujniki rejestrujące gęstość i temperaturę płynu z głębokością. Dzięki temu można dość dokładnie opisywać, co dzieje się w zbiorniku i odpowiednio reagować na wszelkie sygnały zagrożenia.

Gwałtowne odparowywanie LNG (ang. *Rapid Phase Transition* (RPT))

Prawdopodobnie najważniejszym czynnikiem mającym wpływ na bezpieczeństwo podczas transportu skroplonego gazu ziemnego metanowcami jest, w przypadku niekontrolowanych wycieków LNG na powierzchnię wody, możliwość wystąpienia zjawiska znanego jako *Rapid Phase Transition*. Zjawisko RPT można opisać jako bardzo gwałtowne odparowanie LNG na skutek dostarczenia dużej ilości ciepła pochodzącego z wody, na którą wypłył ten ma miejsce bądź z którą kontaktuje się skroplony gaz ziemny w izolowanym cieplnie zbiorniku. Ze względu na fakt, że odparowanie odbywa się bardzo intensywnie powstaje lokalna strefa nadciśnienia, czasem określana mianem eksplozji fizycznej.

Wypływ skroplonego gazu ziemnego z gazowca bądź ze zbiornika magazynowego nad powierzchnią wody skutkuje powstaniem tzw. rozplywu. Zjawisko *Rapid Phase Transition* może mieć miejsce zarówno podczas samego rozplywu cieczy, jak i bezpośrednio po nim. Potencjalne niebezpieczeństwo wystąpienia tego zjawiska jest dość znaczące, ale należy jednocześnie zauważyć, że ma ono charakter jedynie lokalny (strefa rozplywu i jej bezpośrednie sąsiedztwo).

Rozważyć można trzy przypadki powstawania zjawiska RPT przy wyciekach LNG z metanowców :

- 1) wyciek skroplonego gazu ziemnego nad zbiornikiem wodnym, przez duży otwór znajdujący się powyżej poziomu wody;
- 2) wypływ skroplonego gazu ziemnego do zbiornika wodnego, przez duży otwór znajdujący się poniżej poziomu wody;
- 3) dopływ wody do częściowo napełnionego zbiornika gazowca, przez duży otwór znajdujący się poniżej linii wody, ale powyżej poziomu napełnienia zbiornika.

Otwór powyżej poziomu wody (rys. 3a)

W tym przypadku zakłada się, że zbiornik jest prawie całkowicie napełniony skroplonym gazem ziemnym (98%), zaś otwór, przez który następuje wypływ na powierzchnię wody, znajduje się powyżej poziomu wody. Zjawisko RPT w przypadku tego scenariusza ma miejsce bardzo blisko punktu wypływu, zaś potencjalne uszkodzenia dotyczą bardziej kadłuba metanowca, a nie samego zbiornika. Rozpływ powstaje w bezpośrednim sąsiedztwie tankowca.

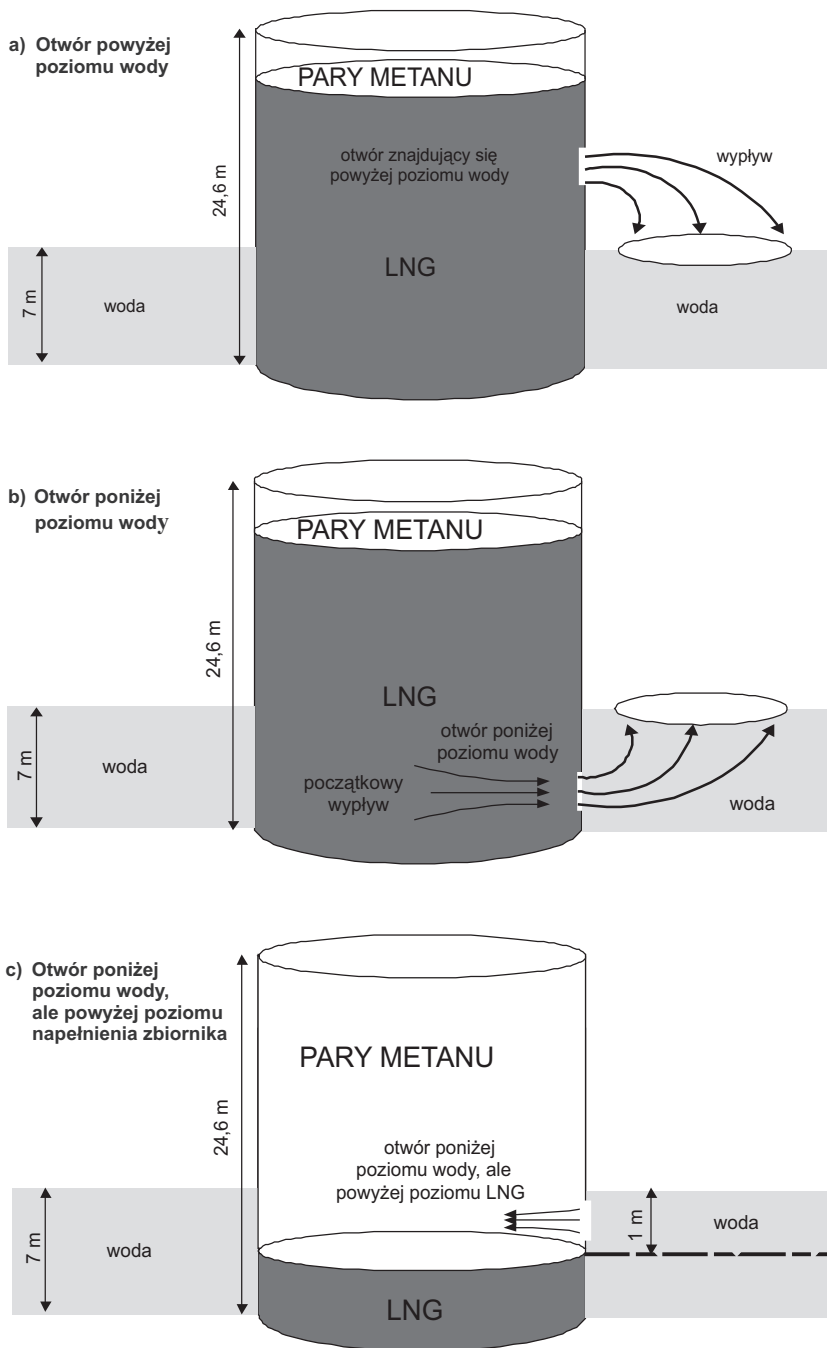
Otwór poniżej poziomu wody (rys. 3b)

W tej sytuacji przyjmuje się, że zbiornik jest prawie całkowicie napełniony skroplonym gazem ziemnym (98%), zaś otwór, przez który następuje wypływ, zlokalizowany jest poniżej poziomu wody. Początkowo wypływ skroplonego gazu ziemnego wymuszany jest wyższym ciśnieniem hydrostatycznym słupa LNG od ciśnienia hydrostatycznego wody otaczającej zbiornik. Zjawisko RPT w przypadku tego scenariusza ma miejsce bardzo blisko punktu wypływu, zaś potencjalne uszkodzenia dotyczą raczej kadłuba metanowca, a nie samego zbiornika. Wypływ trwa do momentu aż ciśnienie w zbiorniku i ciśnienie otaczającej go wody wyrównają się. Od tego momentu mechanizm przepływu grawitacyjnego będzie powodował dopływ małych ilości wody do wnętrza zbiornika i usuwanie z niego pewnej ilości LNG. Dodatkowo zwiększająca się w zbiorniku ilość par LNG będzie powodować zwiększanie ciśnienia wewnątrz zbiornika, zaś to będzie hamować dopływ wody. Taka niestabilna równowaga może trwać bardzo długo.

Otwór poniżej poziomu wody, ale powyżej poziomu napełnienia zbiornika (rys. 3c)

W tym przypadku przyjmuje się, że zbiornik jest jedynie częściowo napełniony skroplonym gazem ziemnym (25%), zaś otwór, przez który następuje wypływ umiejscowiony jest poniżej poziomu wody, ale powyżej poziomu napełnienia zbiornika, jak zostało to przedstawione na rysunku 3. Jeśli otwór, przez który następuje dopływ wody, jest odpowiednio duży, możliwe jest, że dopłynie wystarczająco duża ilość wody, która po wymieszaniu z LNG spowoduje powstanie zjawiska RPT wewnątrz zbiornika. Wartość nadciśnienia powstałego w wyniku zjawiska RPT wewnątrz zbiornika może osiągnąć wielkość rzędu 3,6 MPa. Takie nadciśnienie może spowodować znaczne uszkodzenia wewnętrznych ścian zbiornika. Dodatkowo niemal natychmiastowe odparowanie dużej ilości gazu ziemnego może spowodować wzrost ciśnienia w zbiorniku niemal do wartości granicznej. Żeby dopływ wody ustał, wartość ciśnienia w zbiorniku musi wyrównywać nadwyżkę ciśnienia spowodowaną różnicą w poziomach cieczy w zbiorniku i na zewnątrz zbiornika. Pamiętać jednak należy, że chociaż scenariusz ten wydaje się spowodować hipotetycznie największe uszkodzenia, jest możliwy jedynie, kiedy zbiorniki tankowca są prawie puste.

Zjawisko RPT, jak już wspomniano wcześniej, nazywane jest czasem eksplozją fizyczną. Ten typ eksplozji nie wymaga ani spalania, ani żadnej reakcji chemicznej do wytworzenia pracy mechanicznej. Zamiast tego energia wybuchu powstaje kosztem bardzo gwałtownego rozprężania się stabilnego układu o bardzo wysokim ciśnieniu do dużo niższego ciśnienia otoczenia. Wartość ta jest wielokrotnie mniejsza od energii (odniesionej do jednostkowej masy), która powstaje w wyniku spalania metanu.



Rys 3. Powstawanie zjawiska RPT przy wyciekach LNG z metanowców [6]

Najbardziej realne zagrożenie jest wtedy, gdy do zjawiska RPT dochodzi w zamkniętej przestrzeni, jak np. we wnętrzu zbiornika tankowca. Przypadek taki jest jednak bardzo mało prawdopodobny w praktyce. Z tego względu zjawisko RPT jest często traktowane jedynie jako hipotetyczne zagrożenie i w wielu analizach zaniechane.

6. ODPAROWANIE METANU – ETAP ROZŁADUNKU

Głównymi czynnikami, mogącymi wpływać na ilość generowanego metanu w czasie rozładunku, są:

- różnica w ciśnieniach roboczych między zbiornikami na statkach a zbiornikami magazynowymi;
- energia cieplna przekazywana przez pompy przeładunkowe;
- wnikanie ciepła przez rury i wszelką armaturę;
- wnikanie ciepła do zbiorników tankowców;
- pary powracające do zbiorników tankowców.

Różnica ciśnień roboczych

Nawet niewielkie różnice ciśnień roboczych, pod którymi przechowywany jest LNG, pomiędzy zbiornikami na tankowcach a zbiornikami magazynowymi, mogą w znaczący sposób wpływać na ilość generowanego metanu. Ciśnienie absolutne w zbiornikach na statkach osiąga wartości od 1,06 do 1,08 bar. Skroplony gaz ziemny zgromadzony w takim zbiorniku utrzymuje stałą temperaturę skorelowaną z ciśnieniem wewnątrz zbiornika. Każdy przyrost ciśnienia o 0,01 bara powoduje wzrost temperatury w zbiorniku o ok. 0,1°C. W celu dostosowania się do nowych warunków należy obniżyć temperaturę LNG ze statku przez odparowanie pewnej części magazynowanej cieczy kriogenicznej.

Energia dostarczana przez pompy

Bardzo ważnym elementem w systemie dostaw gazu w postaci skroplonej jest jego przepompowanie ze zbiorników metanowców do zbiorników terminalu odbiorczego. 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 gazowców. Wydajności tych urządzeń są różne, ale najczęściej wahają się w przedziałach od 1200 do 1400 m³/h w przypadku pomp głównych i od 40 do 50 m³/h w przypadku tzw. *spray pumps*.

Całkowita pojemność zbiorników najbardziej typowych metanowców LNG to 130 000 m³. Przepompowanie takiej ilości cieczy wymaga mocy rzędu 3000 kW. Prawie cała ilość pracy pomp 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.

Wnikanie ciepła przez rurociąg rozładunkowy

Pod pojęciem rurociąg rozładunkowy rozumieć należy układ dwóch rurociągów łączących strefę rozładunku ze zbiornikiem magazynowym terminalu odbiorczego. W okresie pomiędzy kolejnymi rozładunkami rurociąg ten powinien być utrzymywany w możliwie niskiej temperaturze. Proces rozładunku poprzedza 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.

Sama konfiguracja rurociągów może być dwojaka:

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

Rurociąg rozładunkowy jest bardzo dobrze izolowany cieplnie. Wielkości ciepła, które wnikają przez powierzchnię takiego rurociągu (w odniesieniu do 1 m²), są bardzo małe. Jednak jeżeli brać 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 od 1100 do 11 000 kg/h.

Wnikanie ciepła do zbiorników metanowców

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

- Zbiorniki kuliste wykonane w technologii norweskiej firmy Kvaerner – Moss. Zbiorniki te nie są częścią konstrukcji kadłuba statku. Są ustawione są i mocowane do specjalnych elementów przytwierdzonych do kadłuba wewnętrznego. Wewnętrzna warstwa zbiornika zbudowana z aluminium lub jego stopu obłożona jest od środka zbiornika warstwą izolacji zamkniętej w stalowej sferycznej skorupie. W centralnej części zbiornika znajduje się wieża, w której umieszczone są pompy i część aparatury sterującej.
- Zbiorniki membranowe wykonane wg francuskiej technologii zwanej 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. Statki, na których znajdują się zbiorniki membranowe, mają podwójny kadłub.
- Zbiorniki systemu IHI (*ang. prismatic tank*), CS1 (nowy system łączący rozwiązania powyższych GT i TG) – technologie japońskie.

Zbiorniki metanowców, podczas transportu morskiego, również absorbują pewną ilość ciepła ze środowiska zewnętrznego. Pod wpływem tego ciepła dochodzi do odparowania części płynnego gazu. Wielkości odparowania w ciągu jednej doby wahają się zazwyczaj od 0,12 do 0,15% całkowitej zawartości zbiornika.

Pary powracające do zbiorników tankowców

Pary powracające do zbiorników metanowców również wpływają na wielkość tzw. odparowanego metanu (*ang. boil off rate*). Podczas rozładunku tankowca w terminalu odbiorczym duże ilości ciekłego gazu są wytłaczane z jego zbiorników w bardzo krótkim czasie, co jest przyczyną powstania lokalnego podciśnienia. Aby 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 pozostałą część należy dostarczyć z zewnątrz. Brakującą ilość gazu dostarcza się z terminalu odbiorczego specjalnym rurociągiem zwrotnym 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.

7. ODPAROWANIE METANU – ETAP MAGAZYNOWANIA

Podstawowymi czynnikami wpływającymi na ilość par metanu, które są generowane podczas składowania gazu w postaci skroplonej w zbiornikach terminalu odbiorczego są:

- ciepło wnikające przez dno, ściany i dach zbiorników magazynowych do ich wnętrza,
- nagłe spadki ciśnienia barometrycznego,
- zjawisko rozwarstwienia cieczy w zbiorniku.

Wnikanie ciepła do wnętrza zbiornika magazynowego

Wnikanie ciepła do zbiorników magazynowych LNG to główny czynnik generujący odparowanie metanu w etapie magazynowania. Aby wyznaczyć przybliżoną wartość wielkości odparowania metanu, konieczna jest termiczna analiza takich zbiorników. Wielkość odparowania metanu w ciągu doby ze zbiornika o pojemności 200 000 m³ waha się w granicach pomiędzy 0,07%, a 0,096% jego zawartości.

Nagle spadki ciśnienia barometrycznego

Gwałtowny spadek ciśnienia barometrycznego może mieć istotny wpływ na zwiększenie odparowania metanu. Zbiorniki do magazynowania LNG funkcjonują zwykle przy ciśnieniach bardzo zbliżonych do ciśnienia atmosferycznego. Są to wartości rzędu od 1050 do 1250 mbar ciśnienia absolutnego. W przypadku kiedy ciśnienie barometryczne spada, zmniejszeniu ulega również wartość ciśnienia w zbiorniku. Aby dostosować się do nowych warunków panujących w zbiorniku, temperatura ciekłego gazu również musi spaść. Każdy spadek ciśnienia o 10 mbar pociąga za sobą zmianę temperatury o 0,1°C. Jedynym sposobem obniżenia temperatury w zbiorniku jest odparowanie części LNG. Oczywiście zwiększenie odparowania spowodowane spadkiem ciśnienia barometrycznego ma tym

istotniejsze znaczenie, im zmiany ciśnienia są bardziej gwałtowne. Dlatego w rejonach, gdzie nagle zmiany ciśnienia barometrycznego są spodziewane, powinno się podczas projektowania całej infrastruktury utylizacji odparowanego metanu stosować pewne poprawki uwzględniające te zmiany.

8. ZAGOSPODAROWANIE OPARÓW

Jak już wspomniano, opary w terminalu powstają zarówno podczas rozładunku statku, jak również w trakcie magazynowania w zbiornikach, a także w rurociągach i w urządzeniach.

Współczynnik parowania gazu zależy od grubości i jakości izolacji zbiorników oraz rurociągów przesyłowych oraz od charakterystyki samego gazu ciekłego.

Rozróżnia się kilka sposobów zagospodarowania oparów gazu:

- spalanie w formie pochodni,
- powtórne skraplanie i magazynowanie,
- sprężanie pod wysokim ciśnieniem i wtłaczanie do gazociągu przesyłowego,
- zastosowanie jako paliwa np. do turbin gazowych itp.

9. INSTALACJE SATELITARNE LNG

Rozwój techniki budowy zbiorników i instalacji do magazynowania LNG umożliwił wielu krajom przeprowadzenie gazyfikacji mniejszych miast i osiedli położonych w rejonach pozbawionych rurociągów przesyłowych. Z większych instalacji skroplony gaz ziemny dostarczany jest najczęściej środkami transportu drogowego lub kolejowego. LNG jest magazynowany lokalnie w zbiornikach kriogenicznych i po regazyfikacji kierowany do sieci dystrybucyjnej.

10. WNIOSKI

Technologia LNG charakteryzuje się wysokim poziomem bezpieczeństwa, na co składają się m.in. następujące czynniki:

- Przemysł LNG cały czas ewoluował, tak technicznie jak i technologicznie, w kierunku zapewnienia w pełni bezpiecznego funkcjonowania. Postęp technicznych i operacyjny obejmuje wszystko, począwszy od szeroko pojętej inżynierii, po procedury operacyjne i techniczne umiejętności personelu.
- Właściwości fizykochemiczne LNG są takie, że ryzyko i zagrożenia bezpieczeństwa są dokładnie rozpoznane i uwzględnione zarówno w technologii, jak i w działaniach.

- Rozporządzenia i przepisy, które mają zastosowanie w przemyśle LNG powinny w pełni zapewniać bezpieczeństwo. Dotyczy to tak krajowych wymagań prawnych dotyczących LNG, jak i standardów oraz uregulowań międzynarodowych.

Przemysł LNG jest jednym z najbezpieczniejszych w świecie na rynku paliw – można stwierdzić, że od wielu lat utrzymuje tzw. światowy rekord w zakresie bezpieczeństwa. 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, którymi łącznie transportowanych jest ponad 110 milionów ton LNG rocznie na średnią odległość ok. 8000 km. Zakłada się, że do 2030 roku wydajność terminali regazyfikacyjnych w stosunku do skraplających zwiększy się dwukrotnie, co spowoduje większą płynność i wzrost konkurencyjności LNG.

Transport LNG odbywa się bezpiecznie już od ponad 50 lat. W tym czasie odbyło się więcej niż 50 000 rejsów tankowców LNG na trasach obejmujących więcej niż 70 milionów kilometrów, bez większych incydentów z udziałem uwolnionego LNG zarówno w porcie, jak i na morzu.

W historii przemysłu LNG jak dotychczas w żadnym terminalu rozładunkowym na świecie nie zdarzył się ani jeden wypadek śmiertelny.

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, Tarnobrzeg–Kraków 2010
- [4] Puto K.: *Zbiorniki magazynowe LNG*, „Rurociągi” 1998, 1–2
- [5] Rychlicki S., Siemek J.: *Prognozy energetyczne dla świata ze szczególnym uwzględnieniem gazu ziemnego według Międzynarodowej Unii Gazowniczej*, „Rynek Energii” 2010, 6 (91)
- [6] Sedlaczek R.: *Charakterystyka zagrożeń związanych z transportowaniem i magazynowaniem skroplonego gazu ziemnego LNG*, 20th International Conference OIL – GAS AGH 2009
- [7] Swędrak S.: *Planowane terminale gazu LNG w portach polskich. Rola transportowego dozoru technicznego w eksploatacji morskich terminali gazowych*, „Zeszyty Naukowe Marynarki Wojennej”, 2006, Rok XLVII, Nr 3 (166)

- [8] Yang C.C., Huang Z.: *Lower Emission LNG Vaporization*, "LNG Journal", Nov./Dec. 2004
- [9] Applied LNG Technologies, http://www.altlngusa.com/ngf_lng.htm
- [10] Australia LNG, <http://www.australialng.com.au/>
- [11] BG Group, http://www.bg-group.com/group/LNG_2001.htm
- [12] BP LNG, <http://www.bplng.com/>
- [13] CH-IV, <http://www.ch-iv.com/lng/lngfact.htm>
- [14] Chive Fuels, <http://www.lng-cng.com/chivefuels/liquefiednaturalgas.htm>
- [15] Crystal Energy, LLC, <http://www.crystalenergyllc.com/index.html>
- [16] North Star Industries, <http://northstarind.com/lngfaqs.html>