

Mariusz Łaciak, Stanisław Nagy, Janusz Szpytko  
Akademia Górniczo-Hutnicza im. St. Staszica w Krakowie

## Problemy techniczne i technologiczne związane z rozładunkiem LNG

### Wprowadzenie

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

LNG (ang. *Liquefied Natural Gas*) to skroplony gaz ziemny. Po oczyszczeniu i spełnieniu wymagań jakościowych gaz ziemny zostaje skroplony i w stanie ciekłym w temperaturze ok.  $-162^{\circ}\text{C}$  (temperatura wrzenia LNG zależy od składu i wynosi od  $-166^{\circ}\text{C}$  do  $-157^{\circ}\text{C}$ ) jest przygotowany 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. 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 od  $430\text{ kg/m}^3$  do  $470\text{ kg/m}^3$ , a więc LNG rozlany na wodzie, której gęstość to ok.  $1000\text{ kg/m}^3$ , jako lżejszy unosi się na jej powierzchni. Metan nie rozpuszcza się w wodzie.

Gęstość metanu (gaz) w niskiej temperaturze, bliskiej skropleniu ( $-160^{\circ}\text{C}$ ) to ok.  $1,751\text{ kg/m}^3$ , a więc jego gęstość bezwzględna jest większa od gęstości powietrza. Podczas rozprzestrzeniania gaz ten może kumulować się np. tuż nad powierzchnią gruntu. Metan wraz ze wzrostem temperatury do wartości ok.  $-110^{\circ}\text{C}$  ( $-113^{\circ}\text{C}$  czysty metan) staje się lżejszy od powietrza i łatwo poddaje się procesom wentylacyjnym. W przypadku wycieku LNG z urządzeń ciśnieniowych lub rurociągów będzie się on uwalniał do atmosfery. Proces ten związany jest z intensywnym, fizycznym mieszaniem 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%.

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

Z kolei pracę terminalu 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 jest 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 odnosi się jedynie do różnego typu zbiorników magazynowych. Zbiorniki powinny być skonstruowane w ten sposób, aby zapewnić bezpieczne magazynowanie LNG w kriogenicznym zakresie temperatur.

Etap regazyfikacji polega na ogrzaniu LNG w wymiennikach ciepła (odparowaczach) w celu przekształcenia 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) włączanego do sieci gazu (ewentualne mieszanie gazu).

### Magazynowanie LNG

Magazynowanie LNG konieczne jest zarówno na etapie jego załadunku, jak i rozładunku. Do tego celu wymagane jest zastosowanie właściwych materiałów do budowy zbiorników i urządzeń, a także wykonanie 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 uderzeniową w temperaturach poniżej  $-60^{\circ}\text{C}$ . 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 uderzalności w strefie wpływu ciepła złącza spawanego. Od wewnątrz zbiornik uszczelnia cienka falista membrana. Dzięki falistej formie może ona 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 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 i podgrzewanej. Konstrukcja płyty fundamentowej zbiornika zależy od struktury geologicznej terenu, na którym jest zlokalizowany. Zbiornik powinien

być wyposażony w system kontroli i zabezpieczeń dla zagwarantowania bezpiecznej eksploatacji.

Istotnym elementem konstrukcji zbiornika LNG jest jego izolacja termiczna. Zastosowane materiały izolacyjne powinny zapewniać jak najmniejszą przewodność termiczną. Dno zbiornika izolowane jest szkłem spienionym (ang. *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  $-162^{\circ}\text{C}$ ) zbiorniki służące do magazynowania gazu ziemnego w postaci skroplonej są konstrukcjami dość specyficznymi. Najbardziej ogólnie można je podzielić na 3 kategorie: zbiorniki naziemne, częściowo w gruncie i podziemne. W praktyce znalazły zastosowanie następujące typy zbiorników naziemnych:

- zbiornik stalowy bez zewnętrznej obudowy ochronnej (ang. *single containment tank, SCT*) – zewnętrzny płaszcz zbiornika wykonany jest ze stali węglowej, zaś wewnętrzny – ze stali niklowej, która nie zmienia swoich właściwości w niskich temperaturach; zbiornik umieszczony jest w specjalnym wykopie, na wypadek wycieku gazu skroplonego,
- zbiornik stalowy z dodatkowym betonowym płaszczem ochronnym (ang. *double containment tank, 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 tank, FCT*) – konstrukcja tego typu zbiornika podobna jest do dwóch poprzednich, z tą różnicą, że konstrukcja zbiornika zewnętrznego to korpus i dach w formie kopuły wykonane ze wstępnie sprężonego betonu.

### 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

zlokalizowanych na pokładzie tankowców. Każda taka jednostka wyposażona jest w dwa rodzaje pomp. Są to wysokowydajne 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 od 1200 m<sup>3</sup>/h do 1400 m<sup>3</sup>/h dla pomp głównych i od 40 m<sup>3</sup>/h do 50 m<sup>3</sup>/h dla tzw. *spray pumps*.

Całkowita pojemność zbiorników najbardziej typowych metanowców LNG to 130 000 m<sup>3</sup>. Przepompowanie takiej ilości cieczy wymaga nakładu energii rzędu 3000 kW. Prawie cała ilość tej energii przechodzi w ciepło i jest absorbowana przez LNG. Taka ilość zaabsorbowanego ciepła powoduje ogrzanie cieczy zgromadzonej w zbiorniku o ok. 0,5°C.

Jak wiadomo, pary powstające podczas wrzenia mają wyższą energię od pozostającej w zbiorniku cieczy kriogenicznej, dzięki czemu jej temperatura obniża się. Tak więc aby utrzymać temperaturę, skorelowaną z ciśnieniem w zbiorniku, na stałym poziomie, część LNG musi ulec odparowaniu.

Skroplony gaz ziemny przesyłany jest izolowanymi rurociągami do układu stacjonarnych zbiorników magazynowych usytuowanych w odległości nie większej niż 1000÷1500 m. 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. 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.

Sama konfiguracja rurociągów może być dwójaka:

- jeden rurociąg większy (od 32 cali do 48 cali), którym transportowana jest większość LNG, z niewielką ilością transportowaną tzw. rurociągiem recyrkulacyjnym (od 6 cali do 12 cali),
- dwa identyczne rurociągi (od 24 cali do 26 cali), o zbliżonej wydajności.

Rurociąg rozładunkowy jest bardzo dobrze izolowany cieplnie. Wielkości ciepła, jakie wnikają przez powierzchnię takiego rurociągu (w odniesieniu do 1 m<sup>2</sup>), 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 długo-

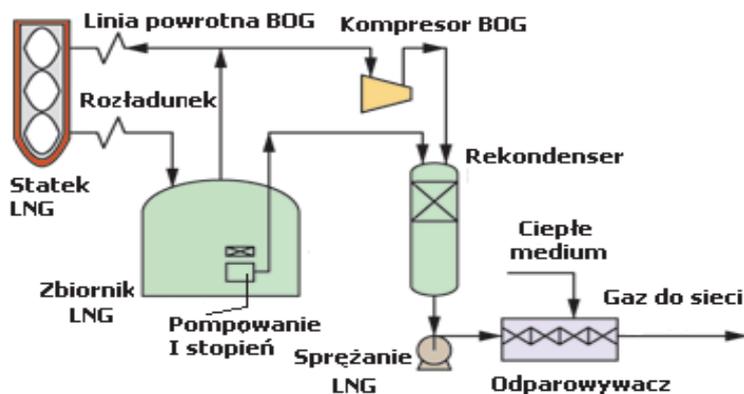
ści takiego rurociągu, mogą, zależnie od rodzaju izolacji cieplnej, osiągać wartości od 1100 kg/h do 11 000 kg/h.

Pary powracające do zbiorników metanowców wpływają na wielkość tzw. odparowanego metanu (ang. *boil-off rate*). Podczas rozładunku tankowca w terminalu odbiorczym duże ilości skroplonego 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 pozostałą część należy dostarczyć z zewnątrz. Jest to tzw. BOG (ang. *boil-off gas*), czyli odparowany skroplony gaz ziemny.

W początkowym etapie wyładunku, po przyłączeniu ramion rozładunkowych do manifoldów statku, BOG jest wykorzystywany do chłodzenia ramion rozładunkowych oraz urządzeń pomocniczych w pirsie. Do tego etapu wykorzystuje się zlokalizowany na platformie rozładunkowej zbiornik skroplin oraz schładzacz, w którym źródłem zimna jest LNG. W tym samym momencie urządzenia te są wykorzystywane w celu zapewnienia właściwej, odpowiednio niskiej temperatury powracających na statek oparów.

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. Gaz upustowy, inaczej odparowany (BOG), powstaje na skutek dopływu ciepła z otoczenia, odparowując w rurociągach, zbiornikach, wymiennikach, skrubkach itd. w ilościach ok. 0,05÷0,1%



Rys. 1. Uproszczony schemat procesów technologicznych zachodzących w terminalu LNG (opracowano na podstawie [7])

na dobę ciekłego LNG obecnego w urządzeniach na terminalu. Następnie jako faza gazowa towarzyszy operacjom z ciekłym LNG.

Gaz jako BOG zawracany jest do zbiorników rozładowywanego metanowca celem wyrównania ciśnień lub

kierowany jest do tzw. linii BOG celem wykorzystania go w innych procesach. Ostatecznie może być również spalany w pochodni. Linia przepływu BOG jest drugą obok linii przepływu ciekłego LNG główną instalacją technologiczną w terminalu LNG.

### Instalacje satelitarne i transport lądowy 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 w niewielkich zbiornikach kriogenicznych i po regazyfikacji kierowany jest do sieci dystrybucyjnej.

Transport lądowy LNG, czyli przede wszystkim transport drogowy i kolejowy, związany jest z dostarczeniem w krótkim czasie pewnych ilości LNG do miejsc w głębi lądu, w których istnieje konieczność jego chwilowego zmagazynowania. Na lądzie LNG jest magazynowany i transportowany w zbiornikach kriogenicznych zwykle pod niskim ciśnieniem, między 0,35 MPa i 1,05 MPa.

Tzw. łańcuch dostaw drogowych i kolejowych obejmuje zasadniczo pięć podstawowych komponentów. Są to:

- początek dostaw: (1) zakład skraplania gazu, (2) zbiorniki magazynowe,
- transport i dystrybucja: (3) usługi transportowe (transport drogowy/kolejowy),
- końcowy etap dostaw: (4) zbiorniki magazynowe, (5) instalacje do regazyfikacji (odparowania).

Do transportu gazu LNG służą wyspecjalizowane autocysterny do przewozu materiałów kriogenicznych, jakim jest skroplony gaz ziemny. LNG może być ładowany do cystern z instalacji skraplania gazu, jak i z instalacji sa-

telitarnych LNG, do których wcześniej był dostarczony. Do przewozu drogowego służą cysterny o pojemności do 47 000 l w formie naczep na samochody ciężarowe lub przeznaczone specjalnie do tego typu przewozów samochody – cysterny o pojemności do 57 000 l. Cysterny te mogą również pełnić rolę lokalnych zbiorników.

W transporcie kolejowym stosowane są cysterny – zbiorniki o pojemności do 76 000 l.

Konstrukcja zbiorników w cysternach jest specyficzna. Najczęściej zbiornik posiada podwójne ścianki, wewnętrzną i zewnętrzną, pomiędzy którymi panuje próżnia, zapewniająca dobrą izolację termiczną od otoczenia. Gaz w cysternie posiada ciśnienie robocze ok. 2 barów, co jest wystarczające do opróżnienia zbiornika bez użycia pomp. Ciśnienie wewnętrzne jest osiągnięte przez odparowanie niewielkiej części ładunku LNG. Technologia cystern pozwala na podniesienie ciśnienia do ok. 8 barów.

Cysterny są rozładowywane przez elastyczną rurę o średnicy 80 mm wykonaną z nierdzewnej stali, przystosowaną do temperatur kriogenicznych. Do połączenia gazowego stacji z ciężarówką stosowana jest identyczna rura. Poprzez połączenie gazowe do cysterny włączany jest gaz, dzięki czemu znajduje się ona pod ciśnieniem ok. 5,25 atm. Ułatwia to przeładunek LNG do zbiorników magazynowych, przy wykorzystaniu efektu naczyń połączonych. Na wypadek sytuacji awaryjnej zamykane są natychmiast zarówno zawór odcinający ciężarówkę, jak i zawory obu rurociągów, a także zawór ciśnieniowy.

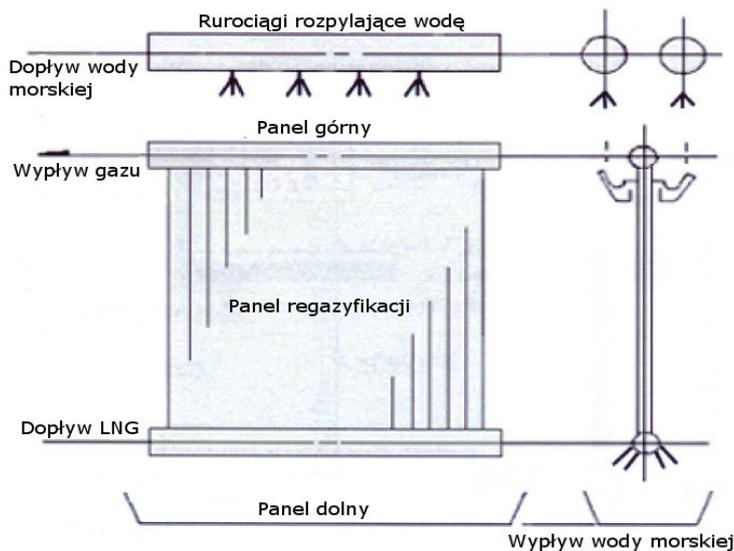
### Regazyfikacja LNG

W terminalach rozładunkowych LNG najpopularniejszymi z obecnie stosowanych metod i konstrukcji są dwa typy odparowywaczy, znane jako **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, tzn. nie może zawierać metali ciężkich, pH wody powinno zawierać się w przedziale 7,5÷8,5, jonów chloru (Cl<sup>-</sup>) nie powinno być więcej niż 0,05 ppm. Temperatura wody morskiej powinna być wyższa od +5°C. Dla ochrony przed tworzeniem się form biologicznych w przewodach rurowych konieczne jest nieznaczne chlorowanie wody (0,2÷2,0 ppm). Woda zrzucana z powrotem do morza ma z reguły temperaturę od 5°C

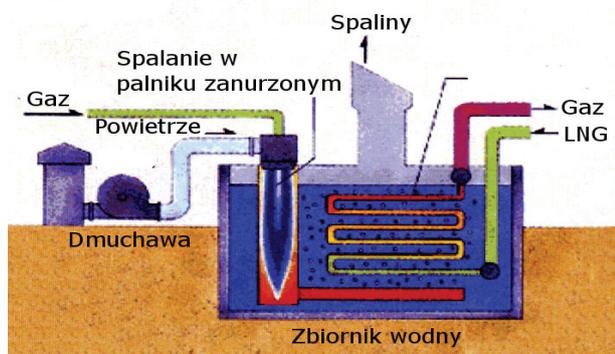


Rys. 2. Schemat instalacji do regazyfikacji metodą ORV (opracowano na podstawie [12])

do 12°C niższą od temperatury w morzu, co w ogólnym bilansie ilościowym nie powinno stanowić większego zagrożenia dla środowiska.

Ze względu na prostotę technologii i niską awaryjność odparowywacze typu ORV należą do najczęściej stosowanych na 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 najczęściej przy użyciu jednego dużego palnika. Następnie gorące gazy spalinowe przepływają przez stalowe rury zanurzone w kąpieli wodnej,



Rys. 3. Regazyfikacja metodą SCV (opracowano na podstawie [16])

w której znajdują się również przewody rurowe z LNG. Do napędu dmuchawy powietrza do spalania, a także do napędu pomp obiegowych wody konieczne jest dostar-

czenie energii elektrycznej. Produkty spalania, po ochłodzeniu w łaźni wodnej, odprowadzane są do atmosfery przez przewody spalinowe.

Wykorzystanie w tym systemie pojedynczego dużego palnika gazowego zamiast kilku mniejszych związane jest z większą opłacalnością oraz mniejszą emisją NO<sub>x</sub> i CO. Odparowalniki SCV są przeznaczone do wykorzystania gazu pod niskim ciśnieniem, pochodzącego z par LNG, tj. BOG lub gazu po regazyfikacji przeznaczonego do transportu.

Największe obecnie jednostki SCV mają przepustowość rzędu ok. 120 t/h. SCV mają dosyć niskie koszty budowy i wysoką sprawność cieplną (>95%), jednak wysokie koszty eksploatacji. Wadą jest również związana ze spalaniem emisja w spalinach CO<sub>2</sub>, CO i NO<sub>x</sub>. Ewentualne zastosowanie katalizatorów znacznie podwyższa koszty eksploatacyjne.

Inne typy odparowywaczy stosowane są znacznie rzadziej w terminalach rozładunkowych LNG. 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 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** (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 CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> 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 od powietrza: bezpośrednia i pośrednia. W typowych wymiennikach skroplony gaz ziemny przepływa przez rurki o małych średnicach, będące w kontakcie z przepływającym pomiędzy nimi, w sposób naturalny lub wymuszony, powietrzem. Rurki zazwyczaj wyposażone są w elementy aluminiowe zwiększające powierzchnię 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 wykorzystu-

jące 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.

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

### Bezpieczeństwo techniczne w operacjach LNG

Przemysł LNG (skroplonego gazu ziemnego) 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 odpowiednich przepisów krajowych i zarządzeń.

**Zagrożenia związane z przemysłem LNG** dotyczą potencjalnych zagrożeń pożarowo-wybuchowych związanych z transportem, magazynowaniem czy też stosowaniem LNG. Wynikają głównie z trzech właściwości tej substancji, a w szczególności z poniższych:

- Przy ciśnieniu atmosferycznym, w zależności od składu, LNG ma temperaturę wrzenia ok.  $-162^{\circ}\text{C}$ . W tej temperaturze pary LNG są znacznie cięższe od powietrza.
- Niewielkie ilości fazy ciekłej LNG ulegają przemianie w chmurę gazu o dużej objętości. Jedna jednostka objętościowa fazy ciekłej LNG wytwarza ok. 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, przykładowo w wyniku awarii, następuje jego gwałtowne 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 pierwszym etapie gaz uwalniany się podczas gwałtownego parowania LNG ma prawie tę samą temperaturę co 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.  $-110^{\circ}\text{C}$  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. Stężenie gazu ziemnego w chmurze uwolnionego 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 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 gaz o stężeniu wyższym niż górna granica wybuchowości (GGW). Jednakże na obrzeżach chmury może pojawić się przestrzeń, w której stężenie to zawierało się będzie pomiędzy dolną a górną granicą wybuchowości, tworząc tym samym atmosferę wybuchową. Dlatego też można stwierdzić, że w początkowej fazie wycieku powstała mieszanina gazowo-powietrzna może stwarzać zagrożenie wybuchem.

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. Chmura oparów zapala się tylko wtedy, gdy napotka źródła zapłonu skoncentrowane w ramach jego zakresu granic wybuchowości. Urządzenia zabezpieczające i procedury operacyjne mają na celu zminimalizować prawdopodobieństwo uwolnienia kolejnych chmur par, które mogą wypłynąć poza granice obiektu.

Niska temperatura płynów kriogenicznych w porównaniu z temperaturą otoczenia wymaga podejmowania specjalnych środków. W przypadku uwolnienia LNG przy bezpośrednim kontakcie skóry człowieka z płynem kriogenicznym może dojść do kontaktowego odmrożenia (proces odmrażania skóry ludzkiej rozpoczyna się już w temperaturze  $-1^{\circ}\text{C}$ ). To zagrożenie jest ograniczone do granic obiektu i nie oddziałuje na obszar sąsiedni. Wszelkiego typu materiały i konstrukcje przemysłowe przeznaczone są do stosowania zazwyczaj w temperaturach nieprzekraczających ok.  $-25^{\circ}\text{C}$ , 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.

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 czas, 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,
- dużą zawartość azotu w składowanym LNG.

Każdy z tych czynników może w pewnym stopniu przyczynić się do powstania zjawiska określanego jako „rozwarstwienie cieczy”. 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, gdy dwie odrębne warstwy o różnych gęstościach (różnice w gęstościach wynikają z różnic w składach LNG) znajdują się w jednym zbiorniku.

Wymienione zjawiska to najczęściej spotykane przyczyny zagrożeń bezpieczeństwa w przemyśle LNG. W związku z tym oprócz rutynowych przemysłowych wprowadza się tu również szczególne zasady ochrony.

## Wnioski

Systemy i środki zapewniające bezpieczeństwu ochronę instalacji i transportu LNG są nieustannie doskonalone. Przemysł LNG zaliczany jest do jednego z najbezpieczniejszych w świecie na rynku paliw. Ciągły rozwój technologii (konstrukcji metanowców, zbiorników magazynowych, urządzeń monitorujących itp.) sprawia, że obecne wysokie standardy bezpieczeństwa w operowaniu LNG są wciąż podnoszone. Prawidłowy wybór

odpowiedniego systemu regazyfikacji jest pierwszym ważnym krokiem w rozwoju terminalu LNG, co przekłada się z kolei na: nakłady inwestycyjne, koszty eksploatacji, niezawodność urządzeń, emisję zanieczyszczeń czy też uwarunkowania prawne.

O wyborze metody regazyfikacji LNG i wyborze instalacji decyduje położenie i przeznaczenie oraz dostępność paliwa lub czynnika ogrzewającego.

## Literatura

- [1] Applied LNG Technologies, <http://www.altlngusa.com>, dostęp: listopad 2011 r.
- [2] BG Group, <http://www.bg-group.com>, dostęp: listopad 2011 r.
- [3] CH-IV, <http://www.ch-iv.com>, dostęp: listopad 2011 r.
- [4] Chive Fuels, <http://www.lng-cng.com/chivefuels/liquefied-naturalgas.htm>, dostęp: listopad 2011 r.
- [5] *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.
- [6] Foss M. M., Delano F., Gulen G., Makaryan R.: *LNG Safety and Security*. Center for Energy Economics (CEE). 2003.
- [7] <http://www.hydrocarbonprocessing.com>, dostęp: listopad 2011 r.
- [8] Kobe Steel, Ltd., <http://www.kobelco.co.jp>, dostęp: listopad 2011 r.
- [9] Łaciak M., Nagy S.: *Problemy bezpieczeństwa technicznego i charakterystyka zagrożeń związanych z terminalem rozładunkowym LNG*. „Zeszyty Naukowe AGH” 2010, tom 27 (4).

- [10] Łaciak M.: *Bezpieczeństwo eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci gazowych*. Wyd. Tarbonus, 2010.
- [11] Łaciak M.: *Problemy techniczne i technologiczne eksploatacji terminali rozładunkowych LNG*. „Zeszyty Naukowe AGH” 2011, tom 28 (4).
- [12] Materiały szkoleniowe *Gas Technology Institute*, USA, 2011.
- [13] Panhandle Energy, <http://www.panhandleenergy.com>, dostęp: listopad 2011 r.
- [14] PN-EN 1473:2007 *Instalacje i urządzenia do skroplonego gazu ziemnego – Projektowanie instalacji lądowych*.
- [15] Sedlaczek R.: *Charakterystyka zagrożeń związanych z transportowaniem i magazynowaniem skroplonego gazu ziemnego LNG*. 20th International Conference OIL – GAS AGH 2009.
- [16] Sumitomo Precision Products Co., Ltd., <http://www.spp.co.jp>, dostęp: listopad 2011 r.
- [17] Tokyo Gas Co., <http://www.tokyo-gas.co.jp>, dostęp: listopad 2011 r.
- [18] Woroch T., Klonowski K.: *LNG jako alternatywne źródło energii*. „Nowoczesne Budownictwo Inżynieryjne” 2006, nr 6.
- [19] Yang C.C., Huang Z.: *Lower Emission LNG Vaporization*. „LNG Journal” 2004, Nov./Dec.



Dr inż. Mariusz ŁACIAK – adiunkt na Wydziale Wiertnictwa, Nafty i Gazu AGH w Krakowie, Katedra Inżynierii Gazowniczej; dyscyplina naukowa: górnictwo i geologia inżynierska, inżynieria gazownicza, energetyka. Główne kierunki działalności naukowej: gazownictwo, inżynieria środowiska i energetyka gazowa. Autor i współautor ponad 60 publikacji.



Dr hab. inż. Stanisław NAGY, prof. AGH; dyscyplina naukowa: górnictwo i geologia; główne kierunki działalności naukowej: termodynamika gazu ziemnego i ropy naftowej, inżynieria złóż ropy oraz gazu, inżynieria złóż geotermalnych, inżynieria i ochrona środowiska. Autor i współautor ponad 100 publikacji. Koordynator wielu wdrożeniowych projektów międzynarodowych.



Prof. dr hab. inż. Janusz SZPYTKO – pracownik AGH w Krakowie, Wydział Inżynierii Mechanicznej i Robotyki. Specjalista z zakresu budowy i eksploatacji systemów oraz środków transportu. Autor i współautor ponad 400 opublikowanych prac w języku polskim i angielskim. Koordynator i uczestnik projektów naukowo-badawczych i edukacyjnych krajowych i międzynarodowych.

## DZIAŁ APROBAT TECHNICZNYCH

Dział Aprobat Technicznych, na podstawie upoważnienia udzielonego Instytutowi przez Ministra Infrastruktury, zajmuje się wydawaniem Aprobat Technicznych na wyroby budowlane stosowane w sieciach i instalacjach paliw gazowych.

Zakres prac Działu Aprobat Technicznych obejmuje:

- weryfikację wniosków o udzielenie aprobaty technicznej;
- opracowywanie i wydawanie nowych aprobat technicznych;
- rozszerzanie zakresu wydanych aprobat, przedłużanie terminu ich ważności, wycofywanie z użycia aprobat, które utraciły ważność.

W procesie aprobacyjnym Dział Aprobat Technicznych korzysta z doradztwa i opinii Komisji Aprobat Technicznych, złożonej z ekspertów branży gazowniczej.

Do maja 2011 r. Dział Aprobat Technicznych wydał łącznie 360 aprobata, 87 aneksów oraz przedłużył 193 aprobaty.

**Kierownik:** mgr inż. Tadeusz Dziedzic

**Adres:** ul. Lubicz 25A, 31-503 Kraków

**Telefon:** 12 421-00-33 w. 234

**Faks:** 12 430-38-85

**E-mail:** tadeusz.dziedzic@inig.pl

