

## 6

# Gli impianti per il carico

*6.1 Introduzione, 6.2 Le navi per il trasporto di prodotti petroliferi, 6.3 L'impianto di caricaione, scaricazione e stripping, 6.4 L'impianto del gas inerte e l'impianto di lavaggio, 6.5 Le navi chimichiere, 6.6 Le navi cisterna, 6.7 Le navi gasiere*

### 6.1 – Introduzione

Qui di seguito vengono illustrati gli schemi funzionali degli impianti dedicati al carico alla rinfusa nelle navi per il trasporto di sostanze liquide o gassose in cisterne strutturali o non strutturali.

Ai fini delle norme che ne regolano il trasporto, ossia le norme antinquinamento e quelle di sicurezza per la navigazione, le sostanze liquide sono classificate in sostanze gassose liquefatte o sostanze liquide vere e proprie. Ovviamente, la distinzione fisica sta nel fatto che le prime alla temperatura e alla pressione ambiente si trovano allo stato gassoso. La normativa definisce però con precisione le sostanze gassose stabilendo che si tratta di tutte quelle che hanno una tensione di vapore di almeno 2,8 bar assoluti alla temperatura di 37,8 °C (100 F), salvo poi completando tale definizione dicendo che vanno considerate sostanze gassose anche quelle elencate nel Cap. 19 del codice IGC.

Per quanto riguarda i liquidi, possono essere di diversa natura e vengono classificati in base alla loro pericolosità sia nei confronti della nave, e quindi delle persone imbarcate, sia nei confronti dell'ambiente. La classificazione dei liquidi è rintracciabile nella MARPOL per quanto concerne il tipo di inquinamento che essi producono e nel codice IBC (International Code for the Construction and Equipment of Ships Carrying Dangerous Chemicals in Bulk) per quanto riguarda la sicurezza della navigazione. In base ai rischi connessi con il trasporto sono perciò classificati in:

- idrocarburi o prodotti petrolchimici – indicati in inglese con il termine “oil” – (dal petrolio greggio alle varie sostanze raffinate da esso derivate), trasportati su navi cosiddette petroliere (per il greggio) o su navi product carrier (per i raffinati);
- sostanze chimiche nocive, definite con precisione nel codice IBC e trasportate su navi chimichiere;
- liquidi vari, che non sono né tossici né infiammabili, quali l’acqua, i prodotti alimentari, gli olii vegetali, alcune sostanze chimiche innocue, etc., trasportati su navi cisterna.

Le tre tipologie indicate corrispondono ai tre gruppi principali cui gli Enti preposti alla sicurezza si riferiscono per definire il corpo normativo.

I prodotti petroliferi sono sostanze inquinanti, ovvero nocive all’ambiente e all’uomo, e vengono trattate diversamente dalle altre sostanze inquinanti prestando particolare attenzione alla loro infiammabilità (la lista di tali sostanze si trova nell’Annesso I della MARPOL). I prodotti chimici sono invece trattati in funzione della loro tossicità per l’uomo e per l’ambiente: a tale riguardo sono classificati nell’Annesso II della MARPOL in quattro categorie di pericolosità, indicate in ordine decrescente di tossicità dalla A alla D. Le sostanze che non rientrano in nessuna delle liste sopra richiamate vanno considerate non pericolose.

Le sostanze gassose trasportate sono di diverso tipo, più o meno infiammabili o nocive, e le normative sono specifiche per i diversi tipi. Per quanto riguarda i gas trasportati allo stato liquido nelle cisterne della nave, la normativa di riferimento per la sicurezza è costituita dalla IGC (International Code for the Construction and Equipment of Ships Carrying Liquefied Gases in Bulk).

## 6.2 – Le navi per il trasporto di prodotti petroliferi

Le navi adibite specificamente al trasporto alla rinfusa di petrolio greggio, altri prodotti petroliferi o sostanze simili all’olio minerale, aventi qualsiasi punto di infiammabilità, che siano liquidi alla pressione atmosferica ed alla temperatura ambiente, sono indicate generalmente con il nome di *oil tanker*.

Le sostanze che qui vengono accomunate sono tutti gli idrocarburi naturali, sia allo stato di greggio (crude oil) che raffinato, a qualsiasi livello di raffinazione (dai prodotti più leggeri ai più pesanti), e nello stesso gruppo vengono aggiunti prodotti ad essi assimilabili di origine petrolchimica. L’elenco sopra riportato accomuna sostanze che presentano caratteristiche fisico-chimiche comuni e quindi gradi di pericolosità simili sia per quanto riguarda la sicurezza della navigazione che l’inquinamento. Si tratta in

pratica delle sostanze definite dalla MARPOL come olii nell'Annesso I e come sostanze tossiche di origine petrolchimica delle categorie C e D nell'Annesso II. Di conseguenza, le navi per il loro trasporto, pur essendo specializzate per le diverse sostanze, rispondono tutte ad una stessa tipologia ed hanno quindi impianti simili sia per quanto riguarda le condizioni di stivaggio che quelle di pompaggio.

Le navi per prodotti petroliferi vengono essenzialmente distinte in due tipologie, in funzione del tipo di prodotto trasportato: per il greggio si parla usualmente di *crude oil tanker* (petroliere), per gli altri prodotti di derivazione petrolifera si indicano con il nome di *product carrier*. Le prime possono raggiungere portate molto elevate e trasportano al massimo 2 o 3 tipi diversi di greggio, mentre le seconde sono navi più piccole adibite al trasporto simultaneo di diversi tipi di raffinati, al limite anche un tipo per cisterna.

Anche le navi chimichiere che trasportano sostanze nocive di categoria D (le sostanze meno tossiche) sono accomunate alle oil tanker per quanto riguarda le normative dei Registri, esse vengono indicate come *FLS tanker*. Dal punto di vista degli impianti per il carico esse sono simili alle navi product carrier, infatti saranno in genere caratterizzate da un elevato grado di segregazione.

Per procedere allo studio delle modalità di trasporto delle sostanze petrolifere, può essere innanzitutto utile analizzare le loro peculiarità. Le caratteristiche che più interessano nel trasporto di un idrocarburo sono, per ciò che concerne la pericolosità, la temperatura di flash point e il campo di infiammabilità e, per quanto riguarda il pompaggio, la viscosità, la tensione di vapore ed il pour point.

Una delle caratteristiche principali di una sostanza liquida è la sua predisposizione a bruciare nelle condizioni di trasporto, misurata dalla "temperatura di flash point" indicata con  $T_F$  [°C]: essa corrisponde alla temperatura alla quale avviene una generazione rapida di fiamma sulla superficie del liquido, quando i vapori da questo emessi sono in presenza di una sorgente di accensione. In laboratorio tale misura viene effettuata, secondo procedimenti standard, sia a "tazza aperta" (alla pressione ambiente), sia a "tazza chiusa": il risultato sarà diverso nei due casi e nel primo la temperatura di flash point sarà ovviamente più alta. Tale caratteristica è legata alla volatilità della sostanza liquida ed è perciò usuale parlare di liquidi più volatili per indicare quelli con temperatura di flash point più bassa.

Per quanto riguarda infatti le dotazioni di sicurezza della nave, si fa distinzione fra prodotti più o meno infiammabili, ovvero a bassa o alta volatilità, prendendo come limite il valore di 60 °C per la temperatura di

flash point misurata col metodo della tazza chiusa (ovvero di 66 °C con il metodo della tazza aperta). Si parlerà quindi di idrocarburi volatili ( $T_F < 60$  °C) per indicare i crude oil, le benzine, i jet fuel, i gasoli leggeri, oppure di idrocarburi non volatili per indicare i gasoli pesanti, i diesel, i bunker.

La temperatura di flash point si riferisce però al liquido in condizioni chimico-fisiche di laboratorio, e non alla situazione di stivaggio, caratterizzata da particolari condizioni ambientali e di diluizione, sulla superficie del liquido, dei vapori in aria. Per questo motivo, per valutare l'effettiva pericolosità dell'idrocarburo stivato, è necessario fare riferimento a tali condizioni. A tal fine viene studiato il campo di infiammabilità dei vapori nelle diverse condizioni di diluizione alla temperatura e pressione di trasporto.

In realtà sulla superficie di un greggio stivato nelle cisterne della nave sono presenti miscele di vapori comunemente indicate con il nome di gas di idrocarburi: si tratta di miscele che hanno la seguente composizione media: vapori di propano al 35% in volume, di butano al 22%, di etano al 18%, di pentano al 10% e di esano al 10%, oltre ad un 10% di gas metano. Queste miscele, diluendosi con l'ossigeno dell'aria, possono formare una miscela altamente esplosiva quando la loro concentrazione raggiunge valori compresi indicativamente fra il 2% e il 9%. Il campo di infiammabilità compreso fra questi valori limite, definiti come limite inferiore LFL (lower flammable limit) e limite superiore UFL (upper flammable limit) nasce dal fatto che una miscela non è esplosiva se è troppo povera di ossidante – infatti in tal caso in presenza di una sorgente di accensione non si innesca la rapida accensione – oppure è troppo povera di combustibile – ed in tal caso l'accensione, anche se si innesca, è estremamente limitata, non diffondendosi sulla superficie del liquido, e non si auto sostiene. I limiti inferiore e superiore di infiammabilità per i raffinati sono variabili: per esempio per le benzine e per le nafta valgono circa 1,5% (LFL) e 6,0% (UFL), mentre per il gasolio valgono circa 6,0% (LFL) e 13,5% (UFL).

Per quanto riguarda le caratteristiche di pompaggio, è noto che particolare importanza assume la viscosità ed a tale riguardo si definisce il cosiddetto “pour point” (misurato in °C) dell'idrocarburo come la più bassa temperatura alla quale un idrocarburo rimane liquido e rappresenta in pratica la temperatura minima di scorrimento per il pompaggio.

Non tutti i greggi sono pompabili alla temperatura di stivaggio, ciò rende necessario il riscaldamento, che deve essere effettuato sia durante il trasporto, sia durante la scaricazione con opportuni riscaldatori posti nelle stive (con temperature fino a 70 °C). Per questo motivo vengono poste serpentine sul fondo delle stive (generalmente in leghe di rame per una migliore conducibilità termica), in ragione di qualche decimetro quadrato per

ogni metro cubo di volume di stiva, nelle quali viene convogliato vapore a bassa pressione (5,0÷7,0 bar) prodotto da un impianto autonomo.

Anche la tensione di vapore costituisce un problema per il pompaggio, problema che diventa però secondario a confronto con quello causato dall'alta viscosità: in altre parole, una alta tensione di vapore non può che essere tollerata ed i macchinari vengono quindi adeguati alle circostanze.

Il peso specifico dell'idrocarburo assume molta importanza per il trasporto e viene misurato usualmente in gradi API in base al cosiddetto metodo della "gravità API" (American Petroleum Institute). È questo un indice caratteristico dei greggi e dei prodotti petroliferi, legato alla densità relativa, rispetto alla quale è inversamente proporzionale, in formule:

$$1 \text{ } ^\circ\text{API} = 141,5 / \delta_{OIL} - 131,5 \quad [-] \quad (6.2.A)$$

dove  $\delta_{OIL}$  [-] è la densità relativa dell'olio a 60 F, ossia il rapporto fra il peso specifico dell'olio e quello dell'acqua misurati alla temperatura di 60 F (corrispondente a circa 15,5 °C).

Il pregio di questo indice è di sostituire con numeri interi i decimali. Ad una estensione della scala API da 1 a 100 corrispondono i valori di densità relativa da 1,076 a 0,6112, coprendo così praticamente la totalità dei prodotti petroliferi. Il valore del grado API si misura con un densimetro tarato per la lettura diretta.

Il secondo pregio di questo indice è quello di esprimere un parametro che risulta essere crescente all'aumentare della qualità del prodotto.

Convenzionalmente si definiscono olii pesanti quelli che hanno gravità API minore di 25° API (ossia densità maggiori di 0,90) ed olii leggeri quelli che hanno gravità API maggiore di 40° API (ossia densità minori di 0,83). Si noti inoltre che i greggi leggeri non hanno in genere bisogno di essere riscaldati. Un greggio leggero pregiato, usato come riferimento per le quotazioni nel mercato petrolifero, è per esempio l'*Arabian Light*, caratterizzato da 34° API.

In generale anche per le sostanze chimiche trasportate nelle cisterne delle navi del tipo FLS tanker valgono considerazioni simili sulle caratteristiche dei prodotti, è importante cioè conoscere la temperatura di flash point, il campo di infiammabilità, la viscosità, la tensione di vapore ed il peso specifico.

### 6.3 – L'impianto di caricazione, scaricazione e stripping

Gli impianti adibiti ai servizi per il carico di una nave petroliera sono rappresentati dalle tubolature per la caricazione e scaricazione (sistema principale e di stripping), dal sistema per il lavaggio delle cisterne col

greggio o con l'acqua, dal sistema per la produzione e la distribuzione del gas inerte, dal sistema di ventilazione delle cisterne ed infine eventualmente da quello di riscaldamento del carico.

Innanzitutto il progetto deve soddisfare all'esigenza di rendere minima la sosta al terminale, limitandola a 24 ore indipendentemente dalla dimensione della nave: il tempo necessario per la scaricazione di 24 ore nominali si traduce in pratica in 12 ore effettive di pompaggio. Un secondo dato essenziale per il progetto è rappresentato dalla segregazione minima che deve essere richiesta, ovvero dalla capacità di mantenere separati i diversi tipi di idrocarburi, o genericamente di sostanze, che vengono caricati.

Come detto parlando delle pompe del carico, nelle navi petroliere esiste un locale pompe mentre nelle navi product tanker queste sono immerse nelle singole cisterne. Più precisamente, nelle prime ogni impianto è centralizzato, mentre nelle altre anche il sistema di drenaggio, di lavaggio e di inertizzazione sono frazionati.

Il carico viene ricevuto dalle manichette del terminale con una pressione massima detta "rail pressure" e viene convogliato direttamente nelle cisterne by-passando le pompe della nave. Le condotte per la scaricazione seguono un percorso più complesso perché devono poter prelevare il prodotto da ogni cisterna portandolo con le pompe fino alle connessioni poste sul ponte. Nelle navi petroliere lo schema standard prevede che vi sia almeno una pompa per ogni grado previsto, senza pompe di riserva, ma con collegamenti detti "cross connections" che assicurano la flessibilità dell'impianto. In realtà per le esigenze di scaricazione vengono poste 3 o 4 pompe identiche che lavorano in parallelo.

Da ciascuna pompa parte una condotta di aspirazione che entra nel corpo delle stive ed una condotta di mandata che va a terminare sul ponte alle connessioni, poste sia a dritta che a sinistra. I terminali petroliferi sono in genere equipaggiati con 4 manichette flessibili che arrivano alle connessioni, dove un bigo o una gruetta aiuta la manovra di aggancio. Le connessioni fra le pompe e le cisterne permettono di programmare i piani di scaricazione in modo da salvaguardare l'assetto e controllare le sollecitazioni della trave-nave.

Le condotte che corrono nelle stive sono variamente disposte e collegate tra loro per garantire segregazione e flessibilità (ovvero sicurezza in caso di danni su parte delle stesse). In ogni caso i collettori di aspirazione sono posti sul fondo delle cisterne o nel doppiofondo, dalle pompe alle campane: in ogni cisterna sono presenti almeno due terminali di aspirazione (usualmente uno solo verso poppa), ciascuno con una campana vicinissima al fondo (fino a 20 mm) modellata con una svasatura tale da garantire una sezione laterale almeno pari a 1,5 volte l'area della condotta, in modo da rimuovere la

maggior quantità possibile di prodotto e ridurre nel contempo l'ingresso dei gas.

Le valvole di sezionamento poste sui collettori di aspirazione permettono di collegare ciascuna pompa con le cisterne volute: usualmente ogni pompa scarica contemporaneamente due cisterne.

Lo schema funzionale delle condotte di aspirazione può essere realizzato in vari modi diversi, ma essenzialmente può fare riferimento ad uno dei seguenti tipi:

- il sistema diretto,
- il sistema ad anello,
- il sistema a flusso libero.

Nel "sistema diretto" la nave è divisa in 2 o 3 sezioni ed ogni sezione, formata da più stive, è servita da un collettore; ciascuna condotta terminale è dotata di una valvola di sezionamento. L'impianto è semplice da controllare (sono presenti poche valvole) ma è poco flessibile anche se vengono poste delle connessioni trasversali fra i collettori per far fronte a condizioni di emergenza.

Nel "sistema ad anello" la nave è divisa in 2 o 3 sezioni ed ogni sezione, formata da più stive, è servita da un collettore ad anello; valvole di sezionamento sono poste sulle condotte terminali e sul collettore. L'impianto è complesso da controllare perché sono presenti anche valvole sui collettori in modo da sfruttare al meglio l'anello: si può infatti escludere qualsiasi braccio raggiungendo comunque tutte le cisterne. Alla maggior sicurezza si affianca anche una maggior flessibilità, infatti con questo impianto si possono caricare fino a quattro tipi di diversi prodotti garantendo la dovuta segregazione. Anche qui sono presenti connessioni trasversali fra i collettori per far fronte a condizioni di emergenza. Le valvole vengono controllate con sistemi automatici che permettono le manovre di apertura e chiusura solo con prefissate successioni.

Nel "sistema a flusso libero" le cisterne sono dotate di valvole di sezionamento direttamente sulle paratie trasversali e longitudinali, per fare in modo che ognuna di esse costituisca la condotta di scaricazione di quelle poste a prora (perciò le valvole sono in numero maggior sulle sezioni di poppa). Un collettore ad anello di dimensioni minori si occupa del drenaggio ed una serie di collettori di mandata provengono direttamente dal ponte per la carica. L'impianto è semplice e viene usato sulle grandi navi petroliere per velocizzare le operazioni di carica e scarico riducendo i percorsi dei tubi (e quindi anche le resistenze). Questo sistema non presenta doti di flessibilità, infatti la sequenza di scaricazione è fissa.

La scaricazione con le pompe principali viene effettuata con la massima portata finché il battente non si abbassa ed insorgono problemi di cavitazione ed aspirazione di gas che entra nelle campane per un moto vorticoso che ivi si instaura. A quel punto, nonostante la presenza di un sistema di aspirazione dei gas, la portata viene ridotta e la pompa viene fermata ed entra in funzionamento il sistema di drenaggio (stripping). Sistemi automatici regolano la velocità delle pompe principali e fanno entrare in funzionamento quelle di drenaggio in funzione della depressione che si viene ad avere nella cassa di sfiato di ciascuna pompa principale. Tali sistemi infatti azionano la pompa di sfiato quando si accumulano gas nella cassa di raccolta ed in funzione dalla frequenza di accensioni di detta pompa agiscono diminuendo il tasso di scaricazione. Quando la pompa di sfiato comincia a funzionare in maniera continuativa procedono all'accensione di quella di stripping.

I sistemi di sfiato sono composti da una cassa di separazione dei gas e vapori posta di fronte al corpo della pompa (che funziona da cassa di raccolta), da una cassa di intercettazione (è la cassa di accumulo di fronte alla pompa di sfiato), in cui i vapori vengono anche filtrati ed il liquido trascinato ricade nella condotta di aspirazione, e dalla pompa di sfiato, che manda i vapori in uno scambiatore per un parziale recupero di liquido e poi nell'atmosfera. Questo impianto di drenaggio dei gas con il sistema della pompa a vuoto viene anche indicato con il nome di "Vac-Strip".

In corrispondenza delle estremità delle condotte principali nelle casse sono collegate condotte di minor diametro che terminano in pozzetti di aspirazione che permettono il drenaggio sia delle cisterne sia delle condotte principali. Le pompe di stripping, di minore portata e maggiore capacità di aspirazione, scaricano il prodotto in coda a quello prelevato dalle pompe principali tramite una condotta indipendente che fa capo ad una quinta connessione sul ponte di coperta. Quando il prodotto è un greggio riscaldato, l'azione di queste pompe deve essere veloce per evitare che ciò che rimane al di sotto delle serpentine del fondo si raffreddi diventando impompabile.

Questo sistema deve anche essere in grado di drenare le cisterne dopo che esse sono state lavate con acqua, ed in tal caso la miscela viene mandata nelle casse di raccolta e decantazione, le cosiddette slop tanks, le cui dimensioni sono fissate dalle normative antinquinamento (Annesso I della MARPOL). Le stesse pompe di stripping devono essere anche in grado di mandare a terra i residui oleosi dopo la separazione per decantazione, di trasferire all'impianto di trattamento l'acqua contaminata ed infine di drenare tutte le condotte (quelle principali sul ponte sono drenate per gravità). Esse sono anche usate come pompe di emergenza di sentina nel locale pompe.

Durante la fase di caricazione, il riempimento delle cisterne richiede la presenza di sfoghi d'aria di opportune dimensioni, si da evitare pressioni

eccessive tali da causare danni alle strutture. Tali sfoghi devono essere dimensionati per essere efficaci al massimo tasso di movimentazione del carico: in fase di caricazione essi devono far defluire i gas presenti in cisterna. Esse inoltre devono garantire una minima velocità di passaggio dei gas ed essere munite di una rete antifiamma, in modo da assicurare che lo sviluppo di una fiamma nei gas che escono causi un'esplosione in cisterna per "ritorno di fiamma". Se lo sfiato è realizzato da un camino per accelerare i gas, esso deve essere alto almeno 6,0 metri sul ponte, se invece si usano valvole ad alta velocità (con passaggi a sezione variabile che creano un "effetto eiettore"), queste potranno essere poste ad un'altezza di soli 2,0 metri ma devono garantire una velocità di deflusso di almeno 30,0 m/s. L'altezza minima di due metri garantisce dalla fuoriuscita del carico poiché le colonnette di rigurgito sono poste più in basso.

Altre valvole di minori dimensioni devono lavorare durante la navigazione per regolare la pressione di cisterna sulla superficie del carico, che si modifica al variare del volume specifico del carico in funzione della temperatura. Queste valvole di respirazione devono essere poste ad almeno 2,0 metri sul livello del ponte di coperta e sono tarate su pressioni relative minima e massima rispettivamente di  $-0,007$  MPa ( $0,70$  m<sub>H<sub>2</sub>O</sub>) e  $0,021$  Mpa ( $2,10$  m<sub>H<sub>2</sub>O</sub>).

Un sistema automatico controllerà il livello del prodotto nella cisterna per evitare che queste aperture sul ponte funzionino da rigurgiti durante la caricazione – la stiva non viene comunque mai riempita al 100% e sono presenti colonnine di spurgo.

Per quanto riguarda invece la scaricazione, il volume lasciato libero dal liquido viene riempito di gas inerte.

#### 6.4 – L'impianto del gas inerte e l'impianto di lavaggio

Durante la scaricazione la cisterna viene riempita di *gas inerte* per evitare che i vapori emessi dal carico in presenza di aria formino una miscela esplosiva. Le fonti di innesco di scintille infatti sono varie, legate essenzialmente all'elettricità statica che si genera dallo sfregamento dell'idrocarburo sulle superfici degli impianti di scaricazione, soprattutto dove la velocità è più elevata.

L'esigenza d'utilizzo del gas inerte nasce dall'esistenza di un campo d'infiammabilità delle miscele di aria e vapori emessi dal liquido trasportato. Nella trattazione che segue si farà riferimento alle miscele di aria, gas inerte e vapori di idrocarburi per illustrare l'estensione del campo d'infiammabilità e le operazioni da seguire per evitare la formazione di miscele esplosive.

È noto che una miscela di aria e vapori di idrocarburi a pressione atmosferica e temperatura ambiente presenta un campo di infiammabilità per percentuali di vapori comprese fra un valore minimo ed uno massimo indicati rispettivamente con le sigle LFL ed UFL: questi valori sono legati alla presenza in aria di ossigeno nella percentuale volumetrica di 20,8%.

La quantità di ossigeno in una miscela di aria e vapori varia in funzione della quantità d'aria presente. È usuale riportare in grafico l'ossigeno percentuale ( $O_2$  %) in funzione della percentuale di vapori (vapori %), ottenendo, come luogo dei punti rappresentativi le diverse miscele, una curva ad andamento rettilineo: la retta interseca l'asse delle ordinate sul valore 20,8 % e quello delle ascisse sul valore 100 %, mentre in particolare il tratto compreso fra i valori LFL ed UFL rappresenta il campo d'infiammabilità in aria.

Se l'aria viene miscelata con gas inerte, la quantità di ossigeno presente diminuisce e la retta che riporta l'ossigeno in funzione della percentuale di vapori si abbassa. Si pensi per esempio di miscelare in parti uguali aria con gas inerte avente ossigeno ridotto al 3 %, si ottiene una miscela con ossigeno in percentuale pari all'11,9 % e la curva di miscelazione diventa una retta che parte proprio dal valore di 11,9 % sull'asse delle ordinate. Si osserva, in questa nuova condizione, che il campo d'infiammabilità viene a ridursi e conseguentemente i punti che esprimono i valori di LFL ed UFL tendono ad avvicinarsi.

Valutando la larghezza del campo di infiammabilità per diversi valori di composizione fra aria e gas inerte si definisce la forma dell'area del grafico che esprime il campo d'infiammabilità. Si osserva così che esiste un limite inferiore oltre il quale una miscela di aria, gas inerte e vapori non è più infiammabile: per i greggi tale valore corrisponde ad una percentuale di ossigeno inferiore all'11,0 %. Si usa perciò definire le miscele di tale zona come "inerti", quelle a sinistra dell'area di infiammabilità come troppo povere e quelle a destra come troppo ricche. È evidente inoltre che in condizioni ambientali tipiche la parte di campo al di sopra della curva di miscelazione aria-vapori non ha alcun significato fisico.

Tale grafico permette di valutare ciò che succede quando una miscela, a partire da una certa composizione, si arricchisce d'aria, di gas inerte o di vapori. In particolare si osserva che, se la miscela si arricchisce o si impoverisce di ossigeno, ovvero se il gas inerte e l'aria cambiano in percentuale sostituendosi l'uno all'altro, una miscela "sicura" può diventare pericolosa. Infatti, partendo da una situazione identificata da un punto sulla destra dell'area di infiammabilità, si potrebbe dover attraversare tale area per giungere alla situazione di saturazione di aria o di gas inerte. Va osservato infatti che la curva di miscelazione è sempre una semiretta che, a partire dal

punto di miscelazione iniziale, giunge al punto corrispondente al 100 % della sostanza con cui si fa l'arricchimento.

Tale analisi permette di definire la linea di diluizione critica e di evidenziare in definitiva quattro zone: di non infiammabilità, di possibile infiammabilità per arricchimento di gas inerte, di possibile infiammabilità per arricchimento di aria, di infiammabilità.

L'impianto per il gas inerte deve garantire in ogni cisterna del carico un'atmosfera inerte e ciò si fa con gas povero di ossigeno, perciò quando il sistema funziona a regime – ossia a nave carica o scarica e durante le operazioni di caricazione e scaricazione – esso garantisce dal rischio di esplosioni. Ci sono però situazioni che possono creare problemi, come per esempio quando si fa l'operazione di “gas freeing” con cui si rende la miscela respirabile per permettere l'ispezione e la manutenzione della cisterna.

Il cosiddetto gas freeing consiste nella ventilazione ad aria forzata delle cisterne, finché alla miscela ivi presente si sostituisce quasi completamente l'aria. Se tale operazione avviene a partire da una situazione in cui la miscela inerte è povera di vapori (punto a sinistra della linea di diluizione critica), non ci sono problemi, ma se la condizione di partenza corrisponde ad una situazione in cui l'atmosfera inerte si è arricchita di vapori, allora si deve fare attenzione a non attraversare l'area di infiammabilità.

L'arricchimento di vapori può essere causato per esempio da una sosta inoperativa: in tale situazione il gas inerte può infatti arricchirsi di vapori del greggio a causa dell'evaporazione dai residui presenti sulle pareti e sul fondo. La miscela, pur non essendo pericolosa (la curva di miscelazione sarà molto bassa), può invece diventarlo quando si procede alla ventilazione.

Per questo motivo potrebbe essere necessario procedere in due fasi: prima mandando in cisterna gas inerte per spostare il punto di miscelazione nella zona di non infiammabilità, poi espellendo la miscela ottenuta con invio di aria pura.

Anche la condizione di riposo della cisterna dopo il gas freeing può essere pericolosa, infatti l'atmosfera in cisterna potrebbe arricchirsi di vapori di greggio giungendo ad una condizione di infiammabilità (la curva di miscelazione è molto alta). Per tale motivo, dopo il gas freeing è conveniente re-inertizzare la cisterna, cosicché la curva di miscelazione con i vapori sprigionati dai residui si abbassa fino a diventare sicura.

In conclusione, si evince che qualsiasi operazione di immissione d'aria o di gas è sicura se non si attraversa la zona d'infiammabilità, ossia se la miscela è tenuta sempre in condizioni corrispondenti all'area di “non infiammabilità”.

Il problema dell'innesco di esplosioni è sentito in ogni locale chiuso ove si possono verificare perdite di idrocarburi (o dei loro vapori) e sul cielo delle cisterne del carico, quindi su tutto il ponte di coperta sono installati macchinari "sicuri", per esempio con motori idraulici piuttosto che con motori elettrici. Il gas inerte può essere immesso in tutti quei locali dove non è previsto l'accesso alle persone. Nelle cisterne viene immesso durante la fase di scaricazione e costantemente rabboccato durante la navigazione sia a nave carica, sia a nave scarica (il pericolo di esplosione è molto alto quando le cisterne sono scariche e non perfettamente pulite).

Tali gas devono essere inerti, ovvero poveri di ossigeno in modo da rendere impossibile la combustione, o almeno da ostacolarne l'innesco. Gas come il biossido di carbonio  $\text{CO}_2$ , oppure l'azoto  $\text{N}_2$  sono particolarmente adatti allo scopo. La maniera più economica per la produzione di gas inerte è quella di portare a combustione completa un idrocarburo  $\text{C}_x\text{H}_y$  liquido o gassoso. I prodotti che ne derivano sono biossido di carbonio  $\text{CO}_2$ , vapore d'acqua e azoto:  $\text{C}_x\text{H}_y + (\text{O}_2 + \text{N}_2)_{\text{ARIA}} \rightarrow \text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O} + \text{N}_2$ .

Gli impianti per la produzione possono essere progettati per fornire la massima portata durante la scaricazione e una portata parziale in navigazione: nella prima condizione di funzionamento il generatore del gas può essere il bruciatore della caldaia che fornisce il vapore alle pompe del carico, nel secondo caso deve essere un bruciatore indipendente dedicato all'impianto. Un'alternativa può essere rappresentata dall'utilizzo dei gas di scarico di un motore a combustione interna: in essi l'eccesso di ossigeno viene eliminato mandandoli come comburente in un bruciatore ad olio combustibile. In porto possono anche essere usati i gas di scarico del Diesel-generatore (non eccessivamente ricchi di zolfo).

In pratica, la combustione non è mai ideale, per cui nei gas saranno presenti anche tracce di ossigeno  $\text{O}_2$ , di ossido di carbonio  $\text{CO}$ , di idrogeno  $\text{H}_2$ , di composti azotati  $\text{NO}_x$  e generalmente anche di composti solforosi  $\text{SO}_x$  poiché i combustibili contengono anche certe quantità di zolfo. Il vapore d'acqua può essere eliminato con un processo di deumidificazione, mentre l'ossigeno libero deve essere ridotto al minimo controllando con precisione la combustione al bruciatore del generatore di gas inerte, ovvero controllando il contenuto di incombusti gassosi residui  $\text{CO}$  e  $\text{H}_2$ . In genere la combustione senza eccesso d'aria produce un basso contenuto di ossigeno libero.

La qualità del gas viene valutata misurando la quantità di ossigeno libero presente e la temperatura di rugiada del gas: i limiti variano a seconda del prodotto da inertizzare, per esempio per i prodotti chimici (e anche per i gas liquefatti) si può arrivare allo 0,5 % di  $\text{O}_2$  e ad una temperatura di rugiada di  $-20$  °C, mentre per i greggi si richiede una percentuale di ossigeno inferiore al 5,0 % (usualmente del 2,0 %).

I generatori indipendenti di bordo lavorano a bassa pressione, producendo gas inerte a non più di 0,4 bar, ove la pressione di mandata è fornita da una soffiante d'aria (oppure da due in parallelo) che manda appunto l'aria al bruciatore. La combustione avviene in una camera raffreddata da una camicia d'acqua ed il gas ottenuto attraversa quindi un analizzatore di ossigeno per tenere sotto controllo in maniera continuativa la qualità del prodotto. Esso entra poi in una torre di lavaggio (verticale o inclinata) detta "scrubber" dove viene raffreddato e contemporaneamente le anidridi dello zolfo (composti molto corrosivi) vengono rimosse per assorbimento, assieme alla fuliggine.

All'ingresso della torre di lavaggio il gas attraversa una tenuta idraulica e poi è costretto ad attraversare verso l'alto una serie di labirinti in cui viene continuamente a contatto con l'acqua in controcorrente, passando da 130 °C e più alla temperatura dell'acqua di mare. Alla fine i gas incontrano un filtro per la separazione dell'acqua trascinata. I labirinti e il filtro sono in materiali plastici (polipropilene, a causa dell'acidità dei gas che hanno un pH fino a 2.5) e la camera è in acciaio rivestita internamente con materiali plastici simili all'ebanite. Le portate d'acqua necessarie possono arrivare a pieno regime fino a 100 ÷ 300 m<sup>3</sup>/h. Successivamente, se necessario, esso viene deumidificato con un ulteriore raffreddamento oppure utilizzando filtri attivi (letti di allumina) o filtri con sostanze igroscopiche.

Le condotte di adduzione alle cisterne corrono sul ponte di coperta fornendo una portata di gas inerte a bassa pressione almeno pari al 125 % del massimo tasso di scaricazione delle cisterne, considerando il numero di cisterne che vengono svuotate contemporaneamente. Sulle navi che richiedono una severa segregazione del carico l'impianto deve essere frazionato. Si rammenta che il sistema di distribuzione è in pressione perciò non si verifica il rischio di ingresso d'aria. Quando infine il gas entra nelle cisterne, essendo più pesante dell'aria di circa il 4,0 %, si deposita sul fondo perciò è necessario fare attenzione al rischio di formazione di pacchetti d'aria e vapori infiammabili –la miscelazione deve essere perciò favorita dal percorso di immissione.

Si osservi che per evitare la sfuggita di gas inerte in ambienti presidiati dall'equipaggio, vengono predisposte opportune tenute idrauliche realizzate con sifoni d'acqua. È il caso anche dello scarico dell'acqua di mare dalla torre di lavaggio dove, per eliminare il rischio di perdita di gas prodotto, si realizza uno scarico a sifone. Le tenute vengono anche utilizzate per realizzare delle valvole di non ritorno sui collettori, in modo da impedire che il gas inerte contenuto nelle cisterne si riversi nell'impianto quando esso è inattivo. Le tenute idrauliche possono essere tali da bagnare o meno il gas, queste ultime sono le più sofisticate.

Le soffianti possono anche essere disposte a valle dell'impianto di produzione, esse comunque devono vincere tutte le resistenze al moto nelle lunghe condotte facendo arrivare il gas inerte nella cisterna più lontana con una pressione minima di  $0,007 \div 0,010$  MPa, perciò mediamente devono garantire una pressione alla mandata di circa  $0,016$  MPa. Sono mosse da motori elettrici o da turbine a vapore, hanno casse in ghisa o in acciaio rivestito con resine epossidiche (similmente alle tenute idrauliche del ponte) e giranti in acciaio inossidabile o in bronzi al nichel-alluminio.

Si osservi che il gas inerte non deve essere immesso in modo creare pressioni superiori a quelle di taratura delle valvole di respirazione, al più per sicurezza esse si apriranno durante i transitori. Esse inoltre potranno essere collegate direttamente ai collettori di adduzione del gas inerte piuttosto che sul cielo della stiva.

Le condotte ed i ventilatori dell'impianto del gas inerte sono utilizzati anche per le operazioni di *gas freeing*, ossia per la ventilazione delle cisterne allo scopo di permettere l'ingresso delle persone. In tal caso i ventilatori, essendo spenti i bruciatori, spingono nelle cisterne solamente aria.

Nelle navi per il trasporto del greggio gli impianti per la produzione di gas inerte non prevedono usualmente la deumidificazione (perciò la temperatura di rugiada può rimanere piuttosto alta, come quando si utilizzano caldaie ausiliarie – pari a circa  $4,0$  °C rispetto alla temperatura dell'acqua di mare). Nelle navi product tanker il gas viene deumidificato per non inquinare il prodotto trasportato.

A bordo delle navi chimichiere l'impianto di inertizzazione è necessario, oltre al caso di trasporto di prodotti infiammabili, anche nei casi in cui le sostanze trasportate si deteriorino a contatto con l'ossigeno per processi spontanei di ossidazione. Le potenzialità arrivano a circa  $2000$  m<sup>3</sup>/h. Solo in casi particolari, per piccole produzioni si usano generatori ad alta pressione con compressori al posto delle soffianti.

Generatori di gas inerte a bassa pressione si trovano a bordo delle navi gasiere, con potenzialità fino a  $15000$  m<sup>3</sup>/h (l'alta portata è legata ai tempi stretti per l'utilizzo dell'impianto), per esigenze sia di inertizzazione, sia di gas freeing, sia ancora di pulizia delle cisterne quando viene trasportato un carico diverso. In questi casi la purezza dei gas deve essere molto elevata, sia nei confronti dell'ossigeno libero, sia nei confronti degli altri prodotti della combustione. In alternativa, quando la percentuale di ossigeno deve scendere al di sotto dello  $0,5\%$ , viene utilizzato azoto puro prodotto a bordo (produzione con membrane semipermeabili). In genere inoltre il gas deve essere deumidificato fino ad ottenere la temperatura di rugiada desiderata, nei generatori autonomi anche fino a temperature di rugiada di  $-50$  °C.

Per alcuni tipi di trasporto è necessario che il gas inerte non abbia tracce di sostanze inquinanti, in particolare non viene tollerata la presenza di biossido di carbonio. In tal caso questo gas può essere rimosso mediante soluzioni adsorbenti che utilizzano sistemi a setacci molecolari oppure lavando i gas con opportune soluzioni. In alternativa, l'azoto prodotto a terra viene stoccato a bordo allo stato gassoso o liquido.

Infine vi sono casi particolari in cui un prodotto trasportato alla rinfusa o in sacchi nelle stive della nave sia soggetto, in presenza d'aria a una forte ossidazione e ad un aumento della temperatura che ne può provocare la combustione spontanea. In questi casi deve essere controllata la temperatura con una forte ventilazione delle stive, oppure si può ricorrere ad un metodo più sicuro come l'inertizzazione delle stesse con gas prodotto da piccoli impianti dedicati.

L'impianto di inertizzazione è reso obbligatorio dalle normative assieme assieme a quello per il lavaggio delle cisterne con olio minerale.

Le cisterne devono essere infatti periodicamente pulite per rimuovere i sedimenti asfaltenici e paraffinici che si depositano sul fondo e che rimangono attaccati ad ogni superficie i quali, se non rimossi, riducono la capacità della cisterna ed ostruiscono i fori di passaggio dei madieri e dei paramezzali (nelle cisterne a semplice scafo).

Durante le normali operazioni di scarico dei prodotti petroliferi più pesanti si procede perciò al lavaggio, che viene effettuato con l'olio minerale trasportato in casse opportunamente predisposte, tale operazione prende il nome di crude oil washing (COW). Con questa operazione si riducono i sedimenti da 1,0 % a circa 0,4 % del carico trasportato. L'olio usato deve essere adatto allo scopo, ossia non troppo viscoso, perciò, se il carico della nave non si presta per l'operazione, viene imbarcata una certa quantità di greggio più fluido.

L'olio viene pompato dalla cassa in cui si trova e, percorrendo una condotta stesa sul ponte di coperta, raggiunge ogni stiva nella quale viene immesso tramite lance che generano un getto sulle superfici da lavare. Queste lance sono calate in stiva lungo un asse verticale e sono dotate di un meccanismo che le fa ruotare attorno a tale asse con alzate variabili: queste macchine lavatrici vengono indicate con il nome commerciale di "Butterworth" (le portate arrivano a 150 m<sup>3</sup>/h e la lunghezza del getto a 40 m con pompe di alimentazione che garantiscono all'ugello una pressione di circa 10 bar). La rotazione (1÷1,5 giri al minuto) e l'alzata sono sincronizzate allo scopo di orientare il getto prevalentemente sulle superfici che necessitano di un'azione maggiore di pulizia.

In ogni cisterna sono posizionate diverse macchine lavatrici e su una nave da 250000 TPL si può arrivare ad un totale di circa un centinaio. Si

osservi che per alimentare il collettore delle lance si possono usare le pompe del carico, o meglio si può deviare parte della mandata al collettore, riducendo però il tasso di scaricazione della nave.

Tale operazione viene effettuata durante la scaricazione della stiva, cosicché il getto viene prima orientato verso l'alto e poi, al calare del livello del carico, la lancia scende e comincia a pulire le fasce più alte delle paratie per giungere fino a quelle più basse alla fine della scaricazione. L'orientazione della lancia viene fatta secondo un ciclo programmato che dura l'intera fase di scarico della cisterna e che può prevedere due o tre fasi distinte (la pulizia della zona alta, della zona intermedia ed infine di quella bassa) con passaggi ripetuti sullo stesso punto.

L'olio che viene lanciato sulle superfici cola verso il fondo trasportando quello che era rimasto attaccato e viene aspirato assieme al carico. Il drenaggio continua anche dopo che è finito il lavaggio per continuare a raccogliere ciò che cola dalle superfici laterali.

Durante l'operazione di lavaggio vengono rilasciati vapori in notevole quantità e quindi l'atmosfera diventa troppo ricca per essere infiammabile, ma l'ingresso d'aria provocherebbe il rischio di esplosioni. Per tale ragione il lavaggio COW può essere fatto solamente in atmosfera inerte (nell'Annesso I della MARPOL si trova l'obbligo di lavaggio COW in atmosfera inertizzata, nelle risoluzioni IMO sono contenute le indicazioni per il progetto degli impianti – si veda anche il Cap.II-2, Parte D della SOLAS).

Il lavaggio COW non comporta perciò contaminazione del carico. Tale procedimento sfrutta l'azione emulsionante dell'olio minerale e non presenta pericolo di inneschi di scintille nel contatto con le superfici da pulire: per tali motivi è preferibile al lavaggio con acqua di mare, eventualmente riscaldata quando gli olii contenuti nella cisterna lasciano depositi più densi.

Tuttavia, quando è richiesto un maggiore grado di pulizia si ricorre ad un lavaggio prolungato con acqua di mare, ma ciò si verifica solo quando i depositi nelle cisterne si fanno eccessivi (in funzione del tipo di greggio trasportato, indicativamente a distanza di qualche mese) o quando la nave, dopo aver trasportato greggio, deve ricevere un carico di prodotti raffinati. Infine, quando sono previsti interventi manutentivi o ispezioni nella cisterna si effettua prima la pulizia con acqua di mare e poi la ventilazione.

Quando la pulizia viene fatta ad acqua le lance devono avere una buona continuità elettrica e sono perciò in bronzo. L'acqua viene prelevata dal mare per mezzo delle pompe principali, viene riscaldata e viene infine inviata alle manichette. Una volta utilizzata, viene convogliata nelle casse di raccolta e sedimentazione (slop tanks).

## 6.5 – Le navi chimichiere

Le navi adibite specificamente al trasporto alla rinfusa di prodotti chimici liquidi che rappresentano rischi dal punto di vista della sicurezza e dell'inquinamento sono definite navi chimichiere. Sono navi di piccole e medie dimensioni che trasportano prodotti chimici in cisterne strutturali e con un elevato grado di segregazione, con il frazionamento di tutti i circuiti che fanno capo alle cisterne.

Il trasporto di queste sostanze è più critico rispetto a quello dei prodotti petroliferi e assimilati, oltre che per la maggiore tossicità, anche perché intervengono maggiori problemi di segregazione legati all'incompatibilità fra diverse sostanze o fra queste e l'acqua di mare, incompatibilità che può essere causa di inquinamento della sostanza trasportata o di miscele reagenti altamente pericolose. L'uso di cisterne non strutturali può essere necessario anche per garantire un maggiore grado di segregazione del liquido, ossia per evitare inquinamenti causati da un collasso strutturale localizzato.

I liquidi trasportati possono essere molto diversi fra loro dal punto di vista dell'aggressione alle strutture e agli impianti dello scafo, perciò i materiali dovranno essere selezionati in funzione dei carichi previsti. L'acciaio inossidabile è largamente utilizzato, ma è vulnerabile all'aggressione di alcune sostanze chimiche, perciò in alternativa si utilizza acciaio inossidabile o acciaio non legato con copertura di vernici protettive selezionate in funzione del carico trasportato. Si tratta in genere di resine epossidiche, che sono adatte per gran parte delle sostanze chimiche ma non per alcuni solventi, per i quali si ricorre a resine poliuretatiche o ai silicati di zinco; le resine fenoliche infine sono adatte alle sostanze più aggressive. Nel definire i materiali che vengono a contatto con le sostanze trasportate va posta attenzione anche alla possibilità di inquinamento da parte degli stessi contenitori, infatti per esempio può essere dannoso per il carico anche l'assorbimento dalla superficie delle casse dei componenti chimici di un acciaio non legato.

Le caratteristiche che interessano nel trasporto di un prodotto chimico sono, per ciò che concerne la pericolosità, quella serie di fattori che li fanno classificare nelle diverse categorie definite dalla **MARPOL** e che definiscono il grado di compatibilità, e per quanto concerne il trasporto in sé sono il peso specifico (densità relative da 0,60 a 2,20), la tensione di vapore ed il coefficiente di dilatazione volumica.

Si osservi che la formazione di vapori può causare un aumento della pressione nelle cisterne oltre che un rischio di collasso strutturale, sono quindi necessarie quelle apparecchiature viste per le navi petroliere: dalle valvole di respirazione, alle valvole ad alta velocità, ai sistemi di produzione e distribuzione del gas inerte, ai sistemi di riscaldamento (con vapore o con

olii). Inoltre, durante la caricazione in luogo delle valvole di sfiato, quando i vapori sono tossici o altamente esplosivi in aria, si effettua il recupero degli stessi, mandandoli tramite una condotta di ritorno verso il terminale di carico. Per quanto riguarda il gas inerte, si tratta in genere di azoto puro.

Per la complessa normativa riguardo alla sicurezza si rinvia ai Registri di classificazione e alle norme contenute nell'IBC.

## 6.6 – Le navi cisterna

Tutte le navi adibite al trasporto alla rinfusa di carichi liquidi non infiammabili, diversi da quelli considerati per le notazioni di servizio delle navi per il trasporto di idrocarburi, prodotti chimici e gas liquefatti, sono dette navi cisterna.

Il trasporto delle varie sostanze può richiedere sistemi a diverso grado di segregazione e può essere fatto in cisterne strutturali o meno. Gli impianti per il carico e lo scarico non differiscono sostanzialmente da quelli visti per le altre navi (pompe nel locale pompe o immerse nelle cisterne), gli impianti ausiliari sono limitati, non essendovi pericoli di esplosione o di inquinamento, ai soli sistemi di drenaggio, di lavaggio ed eventualmente di refrigerazione. In particolare per le derrate alimentari i materiali saranno selezionati in modo da non creare problemi di igiene (acciai inox, materiali plastici).

## 6.7 – Le navi gasiere

Le navi adibite specificamente al trasporto di gas liquefatti sono definite navi gasiere. Ai fini della normativa, la distinzione fra liquidi e gas viene fatta in base alla tensione di vapore: le sostanze che alla temperatura di 37,8 °C (corrispondenti a 100 F) hanno una tensione di vapore superiore a 2,8 bar sono considerate sostanze gassose ai fini del trasporto in bulk sulle navi. Si tratta in genere di gas di idrocarburi, da utilizzarsi come combustibili o per processi chimici, e di gas ottenuti da lavorazioni chimiche, da utilizzarsi per ulteriori processi chimici.

I più comuni sono i gas di petrolio *Liquified Petroleum Gases* rappresentati da butano e propano ed i gas di origine petrolchimica *Liquified Petrolchemical Gases*, quali ammoniaca, propilene, etilene, butadiene e cloruri di vinile (VCM – vinyl chloride monomer), tutti raggruppati in un gruppo identificato dalla sigla LPG dal momento che presentano caratteristiche simili. Anche i gas naturali LNG – *Liquified Natural Gases* –, costituiti da una miscela di metano, etano, propano e butano (il metano è il maggiore componente) sono trasportati con navi dedicate.

Le caratteristiche principali che determinano le modalità di trasporto dei gas sono rappresentate dalla temperatura nel punto critico: la temperatura critica è la temperatura al di sopra della quale la sostanza non può essere liquefatta per sola compressione. Di conseguenza quando la temperatura critica è inferiore a quella ambiente, è necessario raffreddare la sostanza per poterla liquefare.

La temperatura critica di propano, butano, propilene e butilene è superiore alla normale temperatura ambiente (con valori fra circa 90 °C e 150 °C). Tali gas possono quindi essere liquefatti per compressione o per raffreddamento o per i due effetti combinati. I gas di petrolio liquefatti vengono trasportati in cisterne a moderate pressioni (usualmente leggermente superiori a quella atmosferica) ed alle temperature necessarie per il mantenimento allo stato liquido.

D'altra parte etano, etilene e gas naturali LNG hanno temperature critiche inferiori o prossime a quella ambiente (fra circa 9 °C e 32 °C), perciò non possono essere liquefatti ricorrendo solo alla compressione ma devono essere refrigerati. I gas naturali vengono usualmente trasportati a pressione ambiente e basse temperature.

In quest'ultimo caso è interessante un'altra caratteristica: la temperatura di ebollizione a pressione ambiente, infatti per essere liquefatto a pressione ambiente, il gas deve essere portato ad una temperatura inferiore a quella di ebollizione. Le sostanze generalmente trasportate hanno temperature di ebollizione comprese fra circa 0 °C e circa -160 °C..

Per quanto riguarda i pesi, va osservato che i gas liquefatti hanno spesso densità, nelle condizioni di trasporto, piuttosto basse, comprese fra 0,60 e 0,70, ma con valori limite che arrivano anche a 1,70.

I gas liquefatti vengono trasportati in contenitori che possono essere di diverse tipologie:

- cisterne strutturali – la superficie delle cisterne fa parte dello scafo resistente della nave; le tensioni termiche e quelle dello scafo si sommano sugli stessi elementi strutturali.
- cisterne a membrana (del tipo semi-membrane tanks) – la cisterna è formata da strati di materiale isolante e barriere metalliche di contenimento, essa non è in grado di sostenere il proprio peso e viene quindi sostenuta dalle strutture esterne dello scafo; in questo caso le tensioni termiche non vengono trasmesse alla nave.
- cisterne a membrana (del tipo membrane tanks) – la cisterna è formata da strati di materiale isolante e barriere metalliche di contenimento, essa è in grado di sostenere il proprio peso quando è vuota, mentre quando è carica si appoggia allo scafo; anche in questo caso le tensioni termiche non vengono trasmesse alla nave.

- cisterne indipendenti – sono cisterne che si appoggiano sul fondo della nave su opportune selle e non c'è trasmissione di tensioni termiche allo scafo o di tensioni dello scafo ai contenitori; queste sono classificate, in funzione della pressione alla quale devono lavorare, in tre categorie dette A, B e C.

Le cisterne strutturali, quelle a membrana e quelle indipendenti di tipo A sono utilizzate per pressioni fino a 0,25 bar, quelle indipendenti di tipo B per pressioni fino a 0,70 bar, mentre quelle indipendenti di tipo C vengono progettate per il limite di resistenza previsto in base alla pressione di trasporto del gas liquefatto. Inoltre, per quanto riguarda le temperature, solo per quelle strutturali è previsto il valore minimo di lavoro di  $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$  allo scopo di preservare lo scafo resistente dal rischio di rottura fragile, mentre per le altre tipologie il problema della resistenza alle basse temperature si manifesta solo sulle membrane resistenti, che sono opportunamente progettate. Si osservi che in tutte le cisterne viene mantenuta una leggera sovra-pressione rispetto a quella ambiente, si da evitare l'ingresso d'aria e la formazione di miscele esplosive.

I vari tipi di cisterna sono utilizzati per i diversi prodotti trasportati, ma in generale le sistemazioni tipiche sono quelle che prevedono cisterne membranali delle due tipologie e cisterne indipendenti delle categorie A e C, infatti le cisterne membranali si tende a non usarle per questioni di sicurezza (rischi di rotture dello scafo resistente) e quelle indipendenti di tipo B trovano impiego per trasporti a pressione pressoché atmosferica quando si vuole aumentare il margine di sicurezza del progetto.

In genere i materiali utilizzati per la costruzione delle cisterne sono materiali che devono avere buone caratteristiche meccaniche anche a basse temperature. Per il trasporto a temperatura ambiente, anche in pressione, viene utilizzato acciaio non legato, per temperature fino a  $-50\text{ }^{\circ}\text{C}$  si utilizzano ancora acciai non legati (acciai al carbonio e manganese) ma prodotti con trattamenti speciali, per temperature inferiori aumenta il rischio di collasso per frattura fragile (brittle fracture) e si usano allora acciai a matrice ferritica o austenitica (acciai inossidabili), leghe di nichel (bronzi o acciai al nichel) o leghe di alluminio. Spesso quando si usano leghe di alluminio le cisterne vengono irrobustite con anelli rinforzati fatti di materiali più resistenti (metalli o fibre di carbonio).

Un'altra caratteristica che deve avere il materiale è quella di possedere un basso coefficiente di dilatazione termica, per evitare di trasmettere, durante i cicli di dilatazione e contrazione, tensioni di origine termica alle strutture collegate. Un'alternativa all'uso di pannelli lisci fatti di materiali a bassa dilatazione termica è costituita dall'uso di pannelli corrugati che assorbono le dilatazioni termiche senza trasmetterle: essi possono essere perciò realizzati con materiali meno pregiati.

I gas liquefatti possono essere trasportati utilizzando i tre diversi metodi di seguito elencati:

- sistema *fully refrigerated* realizzato con la sola refrigerazione, che si spinge fino a  $-105\text{ }^{\circ}\text{C}$  per l'etilene ed a  $-162\text{ }^{\circ}\text{C}$  per il metano, ad una pressione prossima a quella ambiente di circa 0,25 bar; il gas naturale LPG viene trasportato con questo sistema, ma con cisterne particolari di notevoli dimensioni, in virtù del suo basso peso specifico;
- sistema *semi-pressurized* ottenuto sia con una refrigerazione (spinta anche in questo caso fino a  $-105\text{ }^{\circ}\text{C}$ ) che con una moderata compressione fino a  $5,0 \div 7,0$  bar;
- sistema *fully pressurized* realizzato con sola compressione fino a 18,0 bar a temperatura prossima a quella ambiente – al massimo di  $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

Nel sistema *fully refrigerated* il gas viene caricato in genere in cisterne prismatiche membranali oppure indipendenti di tipo A alla pressione prossima a quella atmosferica, eventualmente sono utilizzate cisterne strutturali per temperature fino a  $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Queste navi arrivano a capacità di  $100\cdot000\text{ m}^3$ . Si osservi che per le basse pressioni in gioco la differenza fra i due tipi di cisterne utilizzate per questi trasporti è minima e sta nella presenza o meno di strutture di irrigidimento interne o esterne sufficienti a reggere il peso del carico.

Nella parte alta di ogni cisterna viene ricavata una cupola per la raccolta dei vapori che vengono prodotti dal gas liquefatto a causa del non perfetto isolamento delle cisterne. La loro formazione viene sfruttata per controllare la temperatura nella cisterna, infatti il calore latente assorbito dai vapori nel momento della loro formazione viene prelevato dal restante gas liquefatto che perciò viene raffreddato dai vapori stessi. Il controllo del boil-off viene fatto con un impianto di re-liquefazione, la temperatura e la pressione del gas liquefatto vengono quindi controllate per mezzo del processo frigorifero effettuato sui vapori.

Le isolazioni sono effettuate in diversi modi, si tratta comunque di strati di schiume di varia composizione coperte da fogli in lega di alluminio o da gusci in fibra di vetro che fanno da barriera stagna. Lo spessore degli isolamenti dipende dalla temperatura di trasporto e dal grado di boil-off effettuato. Infine, attorno alla cisterna viene creata un'intercapedine di aria secca o di gas inerte. Quando le temperature di trasporto sono basse devono inoltre essere previsti dei sistemi di drenaggio sul fondo delle stive per evitare che l'eventuale colaggio di gas liquefatto sulle strutture portanti della nave, non progettate per sopportare basse temperature, provochi danni allo scafo.

Nel sistema *semi-pressurized* si utilizzano generalmente cisterne del tipo indipendente in genere di categoria C, le cisterne sono usualmente

cilindriche o bilobate, rinforzate internamente con paratie di sbattimento. L'isolamento è realizzato con schiume di poliuretano o di polistirene, coperte da una leggera camicia metallica. Il sistema si presta per il trasporto di piccole e medie quantità, le navi arrivano a capacità di 20000 m<sup>3</sup>.

Nelle navi di medie dimensioni, il trasporto semi–pressurized con cisterne indipendenti di tipo C presenta il vantaggio di non richiedere eccessivo spazio per l'isolamento come nelle cisterne membranali o strutturali (per queste è infatti in genere prevista una barriera secondaria) e contemporaneamente il vantaggio di comportare un peso delle cisterne contenuto (rapporto fra peso carico e peso cisterna di circa 4:1) rispetto a quello delle cisterne per trasporto fully–pressurized (rapporto fra peso carico e peso cisterna di circa 2:1). Il sistema è perciò conveniente per portate moderate e viene realizzato con serbatoi cilindrici o bilobati che occupano gran parte del volume di stiva estendendosi oltre il ponte di coperta.

All'aumentare della portata il sistema fully pressurized può risultare invece più vantaggioso, aumentando infatti il rapporto fra peso del carico e peso della cisterna. Va però osservato che in genere i gas liquefatti per pressione vengono trasportati in contenitori di dimensioni ridotte per motivi legati al costo delle cisterne strutturali di elevato spessore.

Anche in questo caso i vapori che vengono raccolti nella cupola delle cisterne vengono poi trattati in impianti di re–liquefazione. Per queste navi e per quelle con carico solamente refrigerato le pompe del carico sono immerse nelle cisterne ed eventualmente lavorano in serie con pompe booster poste sul ponte di coperta.

Il sistema fully pressurized è realizzato con cisterne di tipo C di forma cilindrica o sferica. Queste navi arrivano a portate di 10000 m<sup>3</sup> poiché grandi dimensioni delle cisterne sono proibitive per gli alti costi di costruzione legati agli spessori in gioco e quindi il gas deve essere trasportato in piccole cisterne, con basso coefficiente di riempimento delle stive.

Queste navi non sono dotate di pompe per il carico ma di compressori che, per svuotare una cisterna, inviano all'interno di essa vapori prelevati da un'altra cisterna (in alternativa si scaricano per azione della stessa pressione esistente nella cisterna). Non sono presenti impianti di re–liquefazione poiché il carico non genera vapori, né vapori vengono spillati per il controllo della pressione essendo il trasporto effettuato a temperatura prossima a quella ambiente (piccole quantità di vapore vengono eventualmente disperse nell'ambiente tramite valvole limitatrici di pressione per contenere le pressioni che possono derivare per esempio dalla dilatazione termica). Gli impianti di questa tipologia di navi sono simili a quelli di una nave cisterna.

Il trasporto del metano, ovvero del gas naturale LPG, merita particolare attenzione, infatti tale gas liquefatto presenta un peso specifico molto basso

(densità relativa, nella condizione di trasporto, di circa 0,427), e viene perciò caricato in grandi cisterne che fuoriescono di molto dal ponte di coperta. Viste le grandi dimensioni delle cisterne, tale trasporto viene realizzato con il sistema fully refrigerated con cisterne prismatiche membranali autoportanti o cisterne indipendenti di forma sferica (per sicurezza di tipo B).

Il gas naturale viene trasportato alla temperatura di circa  $-162\text{ }^{\circ}\text{C}$  e quindi per riscaldamento durante il trasporto tende a vaporizzare. Come accennato, il boil-off permette di controllare la temperatura e la pressione del gas liquefatto, infatti con un processo frigorifero i vapori vengono fatti condensare ed immessi di nuovo nelle cisterne.

Mentre la vaporizzazione è spontanea, la re-liquefazione rappresenta un costo in più per il trasporto e questi impianti devono essere dimensionati per grandi quantità di vapore da trattare, comprese mediamente fra lo 0,25 % ed lo 0,30 % in volume del carico al giorno. Un'alternativa al processo di re-liquefazione è rappresentata dalla possibilità di utilizzare il gas naturale come combustibile nei motori principali della nave, esso è infatti disponibile in quantità sufficienti che giustificano l'installazione di un impianto di alimentazione a gas nelle caldaie per la produzione del vapore (propulsione con turbine a vapore). In alcuni casi si fa anche una parziale re-liquefazione.

Nel caso di strutture membranali non autoportanti, le cisterne sono realizzate con due barriere protettive in materiali pregiati o con pannelli corrugati e le isolazioni interposte sono costituite da perlite granulare o in polvere contenuta in casse di legno. Le barriere metalliche devono essere ovviamente stagne e, per evitare strappi fra i diversi strati, isolazioni e gusci sono strutturalmente indipendenti. Il termine membranale per descrivere queste cisterne è quanto più adatto allo scopo, infatti i fogli che costituiscono le barriere hanno spessori dell'ordine del millimetro.

Nel caso di strutture portanti sferiche di tipo B i materiali sono leghe di nichel o di alluminio, con strati di isolamento composti da schiume cellulari poliuretatiche e strati secondari ancora in lega di alluminio o in materie plastiche oppure infine formati da sandwich costituiti da due gusci di fibra di vetro contenenti un foglio di alluminio. In queste navi, attorno alle cisterne (all'interno delle stive) è mantenuta un'atmosfera inerte con azoto puro.

In generale, gli impianti per la re-liquefazione a bordo delle navi gasiere adibite al trasporto di qualsiasi tipo di gas con il metodo della refrigerazione, sono normali impianti frigoriferi realizzati nelle seguenti configurazioni:

- nel *sistema diretto* il vapore del prodotto trasportato attraversa un compressore, un condensatore ad acqua di mare ed una valvola di espansione e viene quindi immesso di nuovo nella cupola della cisterna; questo sistema è il più usato, in genere con un singolo stadio di compressione ma anche con due stadi e raffreddamento intermedio

per avere un migliore rendimento e per limitare la temperatura allo scarico del compressore.

- nel *sistema diretto a cascata* si realizza un ciclo diretto in cui nel condensatore il vapore viene raffreddato dal fluido frigorifero di un ciclo frigorifero esterno: tale sistema è usato per aumentare le prestazioni del sistema diretto (questo sistema è il più usato per LNG).
- nel *sistema indiretto* il ciclo frigorifero è esterno al vapore del prodotto trasportato ed il raffreddamento viene fatto con serpentine poste nella cupola della cisterna; in questo caso il vapore non subisce compressione. Questi impianti non sono molto usati perché hanno un rendimento più basso rispetto a quelli diretti, ma vengono installati per alcune sostanze quando c'è il rischio che il ciclo frigorifero sia tale da contaminare il prodotto (butadiene, cloruro di vinile, etc.).

A questi impianti è affidato il compito di mantenere la temperatura di cisterna anche durante la caricazione e di raffreddare le cisterne e le tubolature di carico prima della caricazione della nave. Per sicurezza le pompe ed i compressori sono in genere posti in un locale stagno ai gas a proravia della sala macchine (fanno ovviamente eccezione le pompe immerse).

Nella fase di caricazione di una nave gasiera si deve seguire una procedura di sicurezza che consiste nelle seguenti operazioni:

- espellere l'aria presente con il metodo dell'inertizzazione se nella cisterna era stato precedentemente effettuato il gas freeing. La presenza di aria può infatti comportare il rischio di esplosioni.
- espellere il gas inerte immettendo nella cisterna i vapori del carico prima di inviare da terra il gas liquido. In questo modo si ha la sicurezza di aver eliminato il gas inerte che, non essendo condensabile nel ciclo di re-liquefazione, può creare problemi all'impianto e quindi il rischio di riscaldamento del carico. Con questa procedura si ottiene un primo raffreddamento della cisterna.
- raffreddare la cisterna prima dell'immissione del carico; questa operazione viene effettuata spruzzando gas liquido dal basso o dall'alto in funzione della densità dello stesso. I vapori che si formano sono fatti ritornare al terminale o condensati dai compressori di bordo e l'operazione viene prolungata finché sul fondo comincia a raccogliersi gas liquido: ciò è indicativo della temperatura raggiunta. Il pre-raffreddamento deve interessare anche tutte le tubolature che vengono utilizzate in fase di caricazione.

A questo punto è possibile caricare il gas liquefatto, ad un tasso tale che i vapori che si formano nelle linee a causa del riscaldamento siano in quantità non elevate e sia quindi possibile trattarli con gli impianti di condensazione di bordo. Il problema del pre-raffreddamento non si presenta ovviamente

nelle cisterne fully pressurized in quanto esse sono progettate per lavorare a temperatura ambiente.

La fase di trasporto interessa solamente l'impianto di re-liquefazione. Durante la navigazione vengono costantemente testate le valvole di sfogo di sicurezza.

Nella fase di scaricazione vengono utilizzati compressori o pompe, eventualmente in serie con una pompa booster, facendo attenzione all'insorgere della cavitazione. Si osserva che parte del carico liquido viene inviato ad un vaporizzatore per creare gas da immettere in cisterna per favorire, con la sua pressione, la scaricazione. In tal modo si mantiene un battente sulle pompe e si elimina il rischio di ingresso d'aria. Il procedimento di scaricazione ha fine quando nella cisterna rimane una piccola percentuale di gas liquefatto: ciò per mantenere una leggera pressione netta nella cisterna, per poter mantenere attivato l'impianto di re-liquefazione e per mantenere la temperatura per il successivo carico. Per questo motivo si lascia sempre una certa quantità di gas in stiva (circa il 2% in volume di gas liquefatto), evitando perciò anche di dover effettuare l'inertizzazione.

L'impianto del carico di una nave gasiera è quindi in generale formato da un sistema di re-liquefazione, da un sistema di vaporizzazione e da un generatore di gas inerte. Le cisterne sono corredate da opportune valvole e da sistemi di immissione e scarico dei gas e dei liquidi, anche per il lavaggio ed il pre-raffreddamento. Sul ponte di coperta sono infine presenti le connessioni standard dei tre collettori principali del gas liquefatto: quello principale per la carica e la scaricazione, quello del vapore del carico ed infine quello del condensato, queste ultime due di diametro minore per le varie operazioni necessarie sia al terminale, sia durante la navigazione.