

**Università di Padova**

**Facoltà di Ingegneria  
Corso di Laurea in Ingegneria Elettronica**

# **Produzione del gas naturale**

**Relatore: Prof. Paolo TENTI**

**Relazione di Tirocinio di:  
Silvano MELE**

**Anno accademico 2011 – 2012**

*A mia moglie,  
che con pazienza mi è stata sempre vicino;  
a mia figlia,  
che ha dato un senso più profondo  
a tutto questo.*

## INDICE

*Introduzione*

### **CAPITOLO 1 – IL GAS NATURALE**

Generalità 1

### **CAPITOLO 2 – GAS IDEALI E REALI**

<b>2.1</b>	Concetti di volume, temperatura e pressione	<b>5</b>
<b>2.2</b>	Leggi dei gas. Equazione dei gas ideali	<b>6</b>
<b>2.3</b>	Gas reali. Equazione di stato	<b>10</b>
<b>2.4</b>	Caratteristiche del gas naturale	<b>12</b>
<b>2.5</b>	Le altre sostanze presenti nel gas naturale	<b>14</b>
<b>2.6</b>	Gas dolce, gas acido, gas a condensato	<b>15</b>
<b>2.7</b>	Contenuto in acqua del gas naturale	<b>20</b>

### **CAPITOLO 3 – TRATTAMENTO PROVVISORIO DEL GAS NATURALE**

	Generalità	<b>22</b>
<b>3.1</b>	Separazione dei liquidi	<b>23</b>
<b>3.2</b>	Gli idrati	<b>23</b>
<b>3.3</b>	Metodi per prevenire la formazione di idrati	<b>27</b>
<b>3.4</b>	Eliminazione degli idrati	<b>27</b>
<b>3.5</b>	Riscaldamento del gas	<b>30</b>

### **CAPITOLO 4 – AREA POZZO**

	Generalità	<b>31</b>
<b>4.1</b>	Separazione gas-liquidi	<b>32</b>
<b>4.1.1</b>	Tipologie di separatori	<b>33</b>
<b>4.1.2</b>	Separatori orizzontali	<b>34</b>
<b>4.1.3</b>	Separatori verticali	<b>37</b>
<b>4.2</b>	Riscaldamento del gas	<b>39</b>
<b>4.3</b>	Regolazione manuale del gas	<b>41</b>
<b>4.4</b>	Misura dei liquidi	<b>44</b>
<b>4.5</b>	Sistema di controllo e di sicurezza	<b>44</b>
<b>4.5.1</b>	Pressostati	<b>45</b>
<b>4.5.2</b>	Rete tappi fusibili	<b>45</b>
<b>4.5.3</b>	Valvole di sicurezza	<b>46</b>
<b>4.6</b>	Gas strumenti	<b>46</b>
<b>4.7</b>	Trappola di lancio pig	<b>47</b>
<b>4.8</b>	Trattamento delle acque di processo onshore	<b>48</b>

## **CAPITOLO 5 – PIATTAFORME DI PRODUZIONE**

	Generalità	<b>50</b>
<b>5.1</b>	Struttura della piattaforma	<b>51</b>
<b>5.2</b>	Cellar Deck	<b>54</b>
<b>5.2.1</b>	Pozzi di produzione	<b>54</b>
<b>5.2.2</b>	Trattamento acque di scarico	<b>55</b>
<b>5.2.3</b>	Produzione e distribuzione aria strumenti	<b>56</b>
<b>5.2.4</b>	Produzione e distribuzione energia elettrica	<b>56</b>
<b>5.3</b>	Il gruppo di emergenza	<b>58</b>
<b>5.4</b>	Main deck	<b>60</b>
<b>5.4.1</b>	Modulo processo	<b>60</b>

## **6.0 – RETE DI RACCOLTA**

	Generalità	<b>63</b>
<b>6.1</b>	Condotta a terra e condotta a mare	<b>63</b>
<b>6.2</b>	Tipologie di rete di raccolta	<b>63</b>
<b>6.2.1</b>	Collegamento individuale	<b>64</b>
<b>6.2.2</b>	Collegamento con struttura a ramo	<b>64</b>
<b>6.2.3</b>	Collegamento con struttura integrata	<b>66</b>
<b>6.2.4</b>	Collegamento con struttura a stella	<b>67</b>

## **CAPITOLO 7 – COMPRESSIONE DEL GAS**

<b>7.1</b>	La compressione nelle centrali e nelle piattaforme	<b>68</b>
<b>7.2</b>	Descrizione del circuito di compressione	<b>70</b>
<b>7.3</b>	I compressori	<b>72</b>
<b>7.4</b>	Rapporto di compressione	<b>74</b>
<b>7.5</b>	Stadi di compressione	<b>74</b>
<b>7.6</b>	Compressori alternativi	<b>75</b>
<b>7.7</b>	Compressori centrifughi	<b>79</b>
<b>7.8</b>	Struttura	<b>79</b>
<b>7.9</b>	Attività di esercizio nell'unità di compressione	<b>80</b>
<b>7.10</b>	Elettrocompressore	<b>81</b>
<b>7.11</b>	Attività di esercizio nell'elettrocompressore	<b>82</b>

## **CAPITOLO 8 – TRATTAMENTO SCARICHI GASSOSI**

	Generalità	<b>83</b>
<b>8.1</b>	La torcia fredda o torcia spenta	<b>84</b>
<b>8.2</b>	L'inceneritore o termo distruttore	<b>85</b>
<b>8.3</b>	La torcia di emergenza	<b>86</b>

## **CAPITOLO 9 – SISTEMI DI EMERGENZA**

	Generalità	<b>90</b>
<b>9.1</b>	Livelli di intervento	<b>90</b>
<b>9.2</b>	Principio di funzionamento	<b>91</b>

## **CAPITOLO 10 – CONSIDERAZIONI PERSONALI**

	Generalità	<b>92</b>
<b>10.1</b>	Il linguaggio del contesto	<b>92</b>
<b>10.2</b>	Il ruolo della sicurezza	<b>94</b>
<b>10.3</b>	La convivenza	<b>96</b>
<b>10.4</b>	Struttura organizzativa e conclusioni	<b>98</b>
	<b>Bibliografia</b>	<b>99</b>

## **INTRODUZIONE**

*Lo scopo di questo lavoro è quello di descrivere le principali attività di produzione del gas metano, uno dei più importanti idrocarburi utilizzati per ricavare energia. Dopo un breve richiamo alle principali nozioni riguardanti la fisica dei gas, verranno affrontati i problemi che normalmente si incontrano nella produzione di questa sostanza.*

*Il contesto è quello industriale, all'interno della più grande società energetica d'Italia, ENI SpA.*

*Il punto di vista è quello di uno studente lavoratore che ha passato questi ultimi dieci anni all'interno di questa realtà industriale vissuta su impianti offshore ed onshore in Italia e all'estero.*

*Anche se la produzione del gas è il soggetto principale di questa descrizione, non mancheranno riferimenti a temi industriali di diversa natura come quello della generazione dell'energia elettrica su piattaforme di produzione e dei sistemi di sicurezza, che svolgono un ruolo di notevole importanza.*

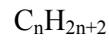
*Si ringraziano per la collaborazione ENI E&P ed ENI Corporate University.*

*Un ringraziamento particolare va al mio relatore, prof. Paolo Tenti per la sua gentile e preziosa collaborazione.*

**Generalità**

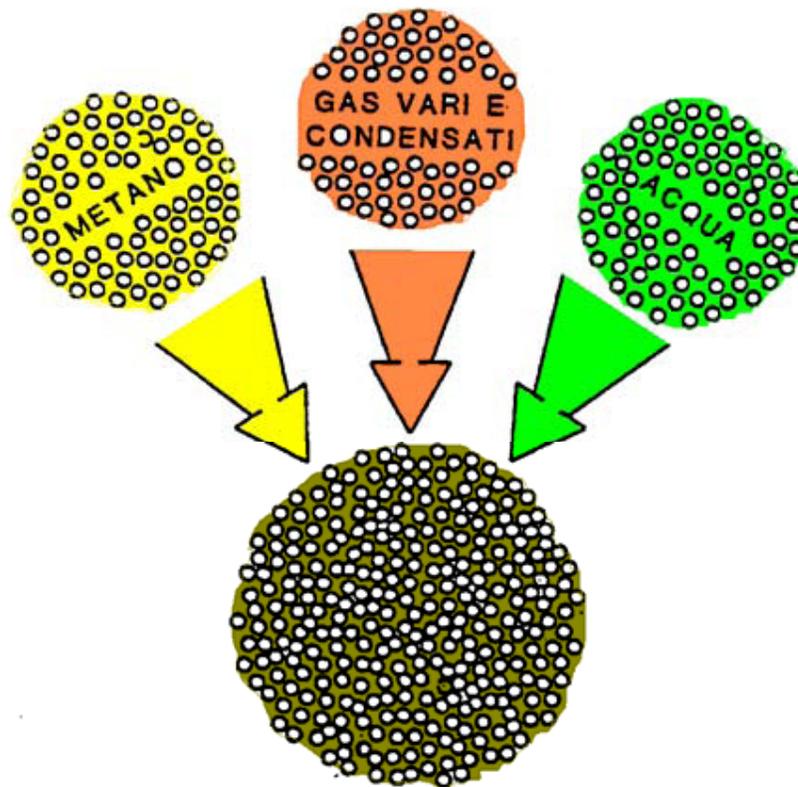
Il gas naturale è una miscela di idrocarburi che, come dice il nome stesso, sono composti binari che contengono soltanto idrogeno e carbonio.

La formula generale degli idrocarburi saturi è:



dove  $n$  indica il numero degli atomi di carbonio.

Il gas naturale è costituito prevalentemente da metano ( $CH_4$ ) e da idrocarburi più pesanti; può contenere sostanze come anidride carbonica ( $CO_2$ ), azoto ( $N_2$ ), idrogeno solforato ( $H_2S$ ) e raramente l'elio (He). Una componente sempre presente è il vapore acqueo ( $H_2O$ ).



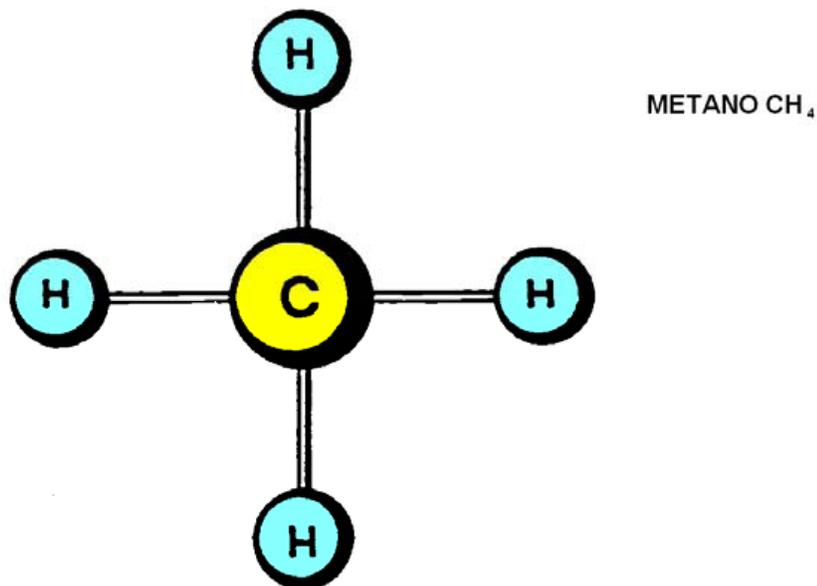
**MISCELATI = GAS NATURALE**

**Figura 1.1** - Composizione del gas naturale

Lo stato fisico in cui si presentano le diverse componenti del gas naturale sono diverse, come si può notare dalla seguente tab. 1.1:

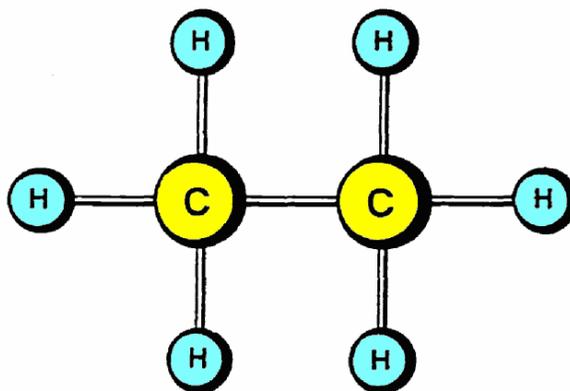
Componenti del gas naturale	Formula chimica	Stato alle condizioni atmosferiche
METANO	CH <sub>4</sub>	Gassoso
ETANO	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	Gassoso
PROPANO	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	Gassoso
BUTANO	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	Gassoso
PENTANO	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	Liquido
ESANO	C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	Liquido

**Tabella 1.1** – Condizione di stato dei principali componenti del gas naturale

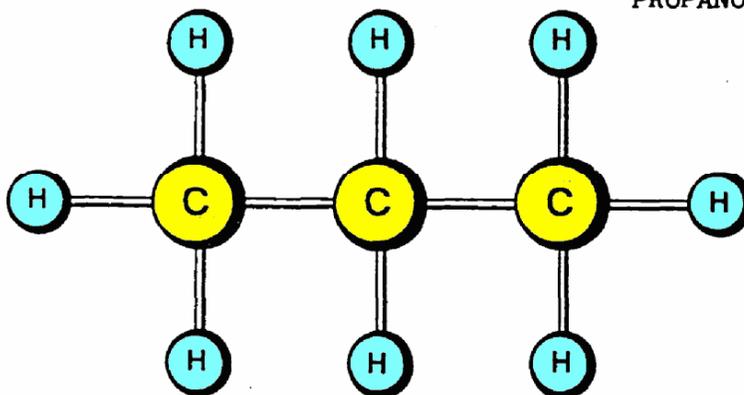


**Figura 1.2** – La molecola del metano

ETANO =  $C_2H_6$



PROPANO =  $C_3H_8$



PENTANO =  $C_5H_{12}$

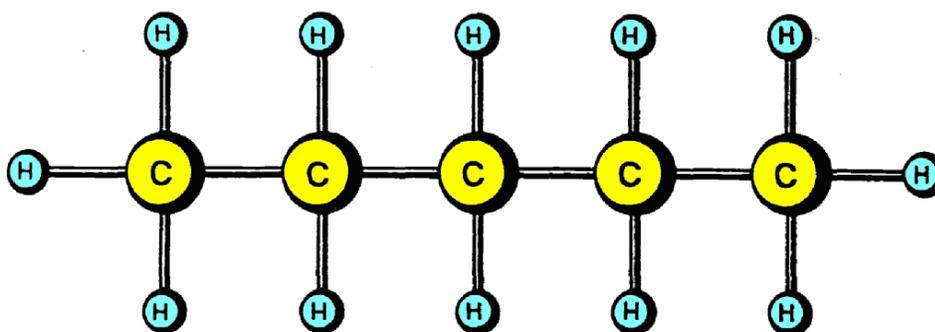


Figura 1.3 - Alcune molecole di idrocarburi

La miscela del gas naturale, oltre agli idrocarburi, incorpora molto spesso altri componenti, quali:

ACQUA	H <sub>2</sub> O
ANIDRIDE CARBONICA	CO <sub>2</sub>
AZOTO	N <sub>2</sub>
IDROGENO SOLFORATO	H <sub>2</sub> S
ELIO	He

Per avere un'idea delle percentuali in gioco, di seguito è riportato un esempio di composizione centesimale di un gas naturale:

<b>Componenti</b>	<b>% in volume</b>
AZOTO	0.17
ANIDRIDE CARBONICA	0.02
METANO	99.71
IDROGENO SOLFORATO	0
ETANO	0.06
PROPANO	0.03
I-BUTANO	0.01
N-BUTA	tracce
NO	-
NEO-PENTANO	tracce
I-PENTANO	-
ESANI	-
OTTA	-
NI	-
EPTANI	-

**Tabella 1.2** – Composizione centesimale di un gas naturale (cromatografia del gas)

## CAPITOLO 2 – GAS IDEALI E REALI

Prima di illustrare le proprietà del gas naturale è opportuno richiamare le definizioni di *volume*, *temperatura* e *pressione* (*variabili termodinamiche*), che ne individuano lo stato, e richiamare i principali modelli che ne descrivono il comportamento.

### 2.1 – Concetti di volume, temperatura e pressione

#### Volume

Il *volume* è lo spazio occupato da un corpo e la sua unità di misura è il m<sup>3</sup>.

Nel caso degli aeriformi, per convenzione, si utilizza come unità di misura del volume il Nm<sup>3</sup> (normalmetro cubo) riferito a t = 15 °C e P = 760 mmHg = 1.033 kg/cmq.

#### Temperatura

La *temperatura* indica il grado di agitazione termica delle particelle che costituiscono un corpo e, nel sistema internazionale (SI), si misura in K (Kelvin). Indicando con T la temperatura in Kelvin e con t<sub>c</sub> la temperatura misurata in gradi Celsius, si hanno le seguenti relazioni tra i valori delle due scale:

$$T = (t_c + 273.15) \text{ K},$$

$$t_c = (T - 273.15) \text{ °C}.$$

#### Pressione

La *pressione*, in un punto del fluido, è il rapporto tra la forza agente su una superficie infinitesima che circonda il punto e l'area della superficie stessa, cioè

$$P = dF/dS \qquad P = F/S,$$

dove la seconda espressione vale per una superficie finita se nei punti di questa la pressione è uniforme.

L'unità di misura della pressione è il N/m<sup>2</sup>, chiamato pascal (Pa). Un multiplo importante è il bar = 10<sup>5</sup> Pa: la pressione atmosferica media vale 1.013 bar.

Sovente, la pressione è espressa in altre unità di misura.

Negli impianti offshore le più usate sono:

- 1 psi	= 0,068	bar	(pounds per square inch)
- 1 mmH <sub>2</sub> O	= 0,0000981	bar	(millimetri d'acqua)
- 1 mmHg	= 0,00133	bar	(millimetri di mercurio)
- 1 inchH <sub>2</sub> O	= 0,0024917	bar	(pollici d'acqua)
- 1 Kg/cm <sup>2</sup>	= 0,9806614	bar	

Un'altra equivalenza molto usata e quindi da tenere in considerazione è

- 1 inchH <sub>2</sub> O	= 25.4 mmH <sub>2</sub> O.
--------------------------	----------------------------

## 2.2 – Leggi dei gas. Equazione dei gas ideali

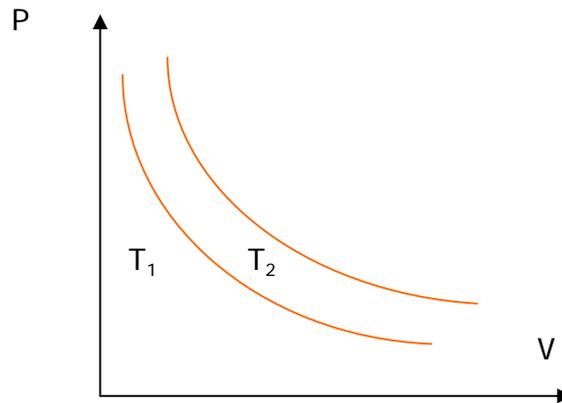
Si richiamano ora le relazioni fondamentali tra le coordinate termodinamiche, le quali descrivono il comportamento del gas ideale, modello al quale tende qualsiasi gas quando la pressione è sufficientemente bassa e la temperatura alta rispetto a quella a cui si avrebbe condensazione (alla data pressione).

### Legge isoterma di Boyle

Dato un gas in equilibrio termodinamico, esso rispetta la legge

$$P * V = \text{costante},$$

A temperatura costante la pressione è dunque inversamente proporzionale al volume. Questa relazione, all'interno del piano cartesiano (P,V), descrive un'iperbole equilatera. La figura 2.1 mostra un esempio di rappresentazione grafica della suddetta legge in corrispondenza di due diverse temperature: ogni ramo di iperbole si chiama *isoterma del gas ideale*.



**Figura 2.1** - Isoterme del gas ideale

### Legge isobara di Volta-Gay Lussac

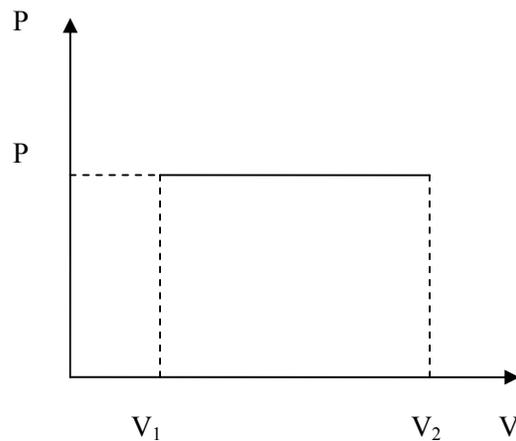
Se la pressione rimane costante, la relazione che lega il volume del gas alla sua temperatura è:

$$V = V_0(1 + \alpha t)$$

Si verifica, cioè, che in condizioni isobare il volume varia linearmente con la temperatura e si parla, in questo caso, di *trasformazione isobara*.

La temperatura è espressa in gradi Celsius,  $V_0$  è il volume occupato dal gas per  $t = 0$  ed  $\alpha$  è una costante chiamata *coefficiente di dilatazione termica*, che varia poco al variare del tipo di gas.

Nel piano cartesiano (P,V), la trasformazione isobara è rappresentata da un segmento di retta parallelo all'asse dei volumi (figura 2.2).



**Figura 2.2** - Trasformazione isobara

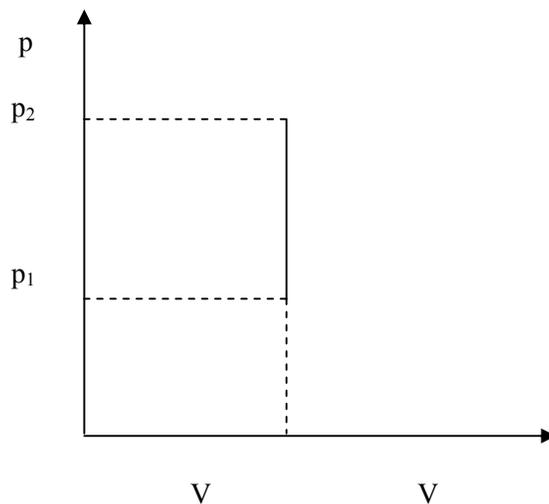
### Legge isocora di Volta-Gay Lussac

Se si mantiene costante il volume di un gas, la pressione risulta essere funzione della temperatura:

$$P = P_0(1 + \beta t)$$

Anche ora la temperatura è espressa in gradi Celsius;  $p_0$  è la pressione del gas per  $t = 0$  e  $\beta$  è una costante, praticamente indipendente dal tipo di gas.

Questa trasformazione è detta *isocora*; nel piano (P,V) essa è rappresentata da un segmento di retta parallelo all'asse delle pressioni (figura 2.3).



**Figura 2.3** - Trasformazione isocora

Nel caso di gas ideali, i coefficienti  $\alpha$  e  $\beta$  assumono lo stesso valore per tutti i gas:

$$\alpha = \beta = (273.14 \text{ }^\circ\text{C})^{-1}.$$

Di conseguenza, le due leggi isobara e isocora si possono scrivere

$$V = V_0 \alpha T,$$

$$p = p_0 \alpha T,$$

con  $T = (t_c + 273.15) \text{ K}$ .

### **Legge di Avogadro**

La quarta legge dei gas ideali è la legge di Avogadro. Essa stabilisce che:

*“volumi uguali di gas diversi, alla stessa temperatura e pressione, contengono lo stesso numero di molecole”.*

Di conseguenza, una mole di qualsiasi gas, che si trovi ad una data temperatura e pressione, occupa lo stesso volume.

Si definisce volume molare ( $V_m$ ) la quantità:

$$V_m = 22,414 \text{ litri}$$

alla pressione atmosferica (1.01325 bar) e temperatura  $T_0 = 273.15 = 0 \text{ }^\circ\text{C}$ .

### **Equazione di stato dei gas ideali**

Dopo aver definito il volume molare, è possibile scrivere un'equazione che lega le tre variabili termodinamiche secondo la relazione

$$p V = n R T$$

con:

$$R = 0.0821 \text{ L atm mole}^{-1} \text{ K}^{-1} = 8.314 \text{ J mole}^{-1} \text{ K}^{-1}$$

L'equazione soprastante e la costante R sono dette rispettivamente *equazione di stato dei gas ideali* e *costante universale dei gas ideali*.

Essa contiene le tre leggi: isoterma, isobara e isocora.

### 2.3 – Gas reali. Equazione di stato

Un gas reale è caratterizzato da particelle con un volume definito. Se si vuole perciò applicare la legge dei gas ideali ai gas reali è necessario introdurre delle correzioni.

Per esempio, il *fattore di comprimibilità*  $Z$ , definito dal rapporto  $PV/RT$ , varia al variare della pressione per un gas reale mentre è costante per i gas ideali.

Il modello dei gas reali tiene conto che, se si raffredda un gas reale a una temperatura  $T$  sufficientemente bassa, esso condensa (il gas ideale no), diventando liquido o solido; a  $T = 0$  K, il solido avrà un volume  $b$ : perciò il volume totale a disposizione del gas non è  $V$  ma  $(V - b)$ , in cui  $b$  è il volume molare del gas a 0 K.

Inoltre, nel gas reale, il moto delle particelle non è uniforme: esistono attrazioni e repulsioni, soprattutto quando le particelle sono vicine (prima e dopo un urto).

Ciò porta a una diminuzione della pressione  $P$  rispetto al valore ideale:  $P_{ideale} = P + (a/V^2)$  in cui il termine  $a/V^2$  è chiamato *pressione interna* o di *coesione*, ed è un fattore legato alle forze di interazione intermolecolari.

L'equazione di stato finale dei gas reali, detta di Van der Waals, diventa perciò:

$$(P + n^2a/V^2) * (V - nb) = RT.$$

dove  $n$  è il numero di moli (notare che  $n/V$  rappresenta la concentrazione).

Dato che l'equazione di Van der Waals è poco pratica, per i calcoli è preferibile l'uso della seguente formula

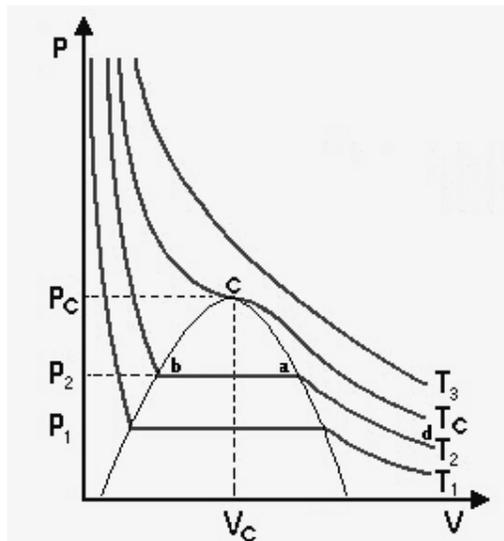
$$P * V = Z * n * R * T$$

dove  $Z$  è il coefficiente di comprimibilità introdotto precedentemente.

A seconda che predomini l'effetto del volume (con effetto  $+DP$ ) o quello delle forze di coesione (con effetto  $-DP$ ) la  $P$  di un gas reale sarà maggiore o minore di quella del gas ideale. Ad alta  $T$  gli effetti della coesione sono minori (poiché predomina l'energia cinetica delle particelle), mentre ad alta  $P$  il volume a disposizione per il moto diminuisce molto (parte di esso è infatti occupato dal volume  $b$  delle particelle, che si possono trascurare solo a bassa pressione).

I gas reali, se sottoposti ad un'adeguata pressione e portati ad una temperatura abbastanza bassa, condensano, diventando prima liquidi poi solidi.

Il diagramma riportato in figura 2.4 (diagramma di Andrews) descrive il passaggio alla fase liquida di un gas reale a seconda delle varie  $T$ .



**Figura 2.4** – Diagramma di Andrews. Le varie curve sono ottenute a diverse  $T$ : ( $T_1$ ,  $T_2$ ,  $T_C$ ,  $T_3$ ). Le isoterme a  $T > T_C$ , come per esempio  $T_3$ , hanno un andamento simile a quello dei gas ideali (ricordare che il gas ideale segue la legge di Boyle  $(PV)_T = K$ , e corrisponde perciò, in questo schema, al ramo di un'iperbole equilatera).

Si possono notare 3 parti distinte: nella curva  $T_2$ , per esempio, un tratto ( $d-a$ ), a bassa  $P$ , corrisponde alla legge di Boyle; una parte orizzontale in cui cala il volume ma la  $P$  resta costante ( $a-b$ ) e, infine, una in cui la  $P$  cresce rapidamente a partire da  $b$ .

Si supponga di comprimere il gas a  $T = T_2$  (partendo da  $d$ ). In  $a$  inizia la liquefazione: nel tratto  $a-b$  diminuisce il volume, mentre  $P_2$  resta costante.  $P_2$  è quella esercitata dal gas in equilibrio con il liquido a  $T = T_2$  ed è detta tensione di vapore del liquido a quella temperatura. In  $b$  la liquefazione è totale: per forti aumenti di pressione, le variazioni di volume sono molto piccole (i liquidi sono poco comprimibili).

A  $T = T_C$ , l'isoterma ha un flesso, ma non si ha ancora liquefazione del gas.

Questa  $T_C$  è chiamata temperatura critica del gas e sopra di essa non è possibile liquefare il gas, qualunque sia la  $P$  che si impone: il gas resta perciò sempre nel suo stato gassoso; sotto la campana la sostanza invece esiste come liquido e come vapore.

“C” è detto punto critico ed è identificato da una coppia di valori,  $P$  e  $V$ :

- $P_C$  = pressione critica;
- $V_C$  = volume critico.

## 2.4 – Caratteristiche del gas naturale

### Densità

Si distinguono due densità:

- *assoluta*, data dal rapporto M/V ed è funzione della temperatura e della pressione alla quale un gas si trova;
- *relativa*, data dal rapporto tra la densità del gas in questione e la densità dell'aria  $\gamma_{\text{gas}}/\gamma_{\text{aria}}$  ed è riferita a 15 °C e 760 mmHg o a 0° e 760 mmHg.

I valori di  $\gamma_{\text{aria}}$  sono:

$$\gamma_0 = 1.2921 \quad (\text{a } 0 \text{ °C e } 760 \text{ mmHg});$$

$$\gamma_{15} = 1.2248 \quad (\text{a } 15 \text{ °C e } 760 \text{ mmHg}).$$

La densità relativa di un gas è, per definizione, indipendente dalla pressione e dalla temperatura.

### Potere calorifico di un gas

Il potere calorifico di un gas è la quantità di calore che un mc di gas sviluppa bruciando completamente e perfettamente. Si esprime in Kcal/Nmc a 0 °C e 760 mmHg e a 15°C e 760 mmHg.

Il gas non è mai completamente secco, ma contiene una certa quantità di H<sub>2</sub>O sotto forma di umidità; anche la stessa combustione produce H<sub>2</sub>O.

Di conseguenza nasce l'esigenza di distinguere due concetti di potere calorifico:

- Potere Calorifico Inferiore
- Potere Calorifico Superiore.

Se i fumi prodotti dalla combustione hanno una temperatura inferiore a 100 °C il vapore in essi presente condensa, cedendo calorie che risultano così disponibili. La quantità totale di calorie utilizzabili si definisce **Potere Calorifico Superiore**.

Se invece i fumi hanno una temperatura superiore a 100 °C, l'umidità presente viene dispersa in atmosfera sotto forma di vapore ed il calore in essa contenuto risulta inutilizzabile. In questo caso il calore effettivamente utilizzato risulta minore e, per tale ragione, è definito **Potere Calorifico Inferiore**.

La differenza tra potere calorifico superiore e inferiore è relativa al calore di condensazione dell'acqua che si forma nella combustione.

Di seguito vengono riportati alcuni poteri calorifici dei componenti del gas naturale. Inoltre vale la seguente relazione:

$$PC_{(15^{\circ}\text{C})} = PC_{(0^{\circ}\text{C})} * 273,16 \text{ }^{\circ}\text{K} / 288,16 \text{ }^{\circ}\text{K}$$

NOME	FORMULA	DENSITA'	PESO SPECIFICO	Potere Calorifico Superiore	Potere Calorifico Inferiore
		Kg/Nmc (0°C- 760mmHg)	Kg/Nmc	Kcal/Nmc (0°C- 760mmHg)	Kcal/Nmc (0°C- 760mmHg)
METANO	CH <sub>4</sub>	0.7717127	0.55491	9513	8573
ETANO	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	1.352940	1.04690	16775	15356
PROPANO	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	2.003500	1.55030	24110	22197
BUTANO	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	2.677580	2.07190	31633	29213
PENTANO	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	3.411800	2.64000	39900	36984
IDROGENO	H <sub>2</sub>	0.089950	0.06960	3046	2576
OSSIDO DI CARBONIO	CO	1.249800	0.96700	5989	5228
IDROGENO SOLFORATO	H <sub>2</sub> S	1.520000	1.17600		
ANIDRIDE CARBONICA	CO <sub>2</sub>	1.963200	1.51900		
AZOTO	N <sub>2</sub>	1.250000	0.96720		

**Tabella 2.1** – Poteri calorifici superiori e inferiori di alcuni componenti del gas naturale

### Calore specifico

E' il numero di calorie necessarie a innalzare di 1 °C la temperatura dell'unità di volume o di peso.

Il calore specifico di una miscela di gas si ottiene come media ponderale di calori specifici dei singoli componenti e varia con la temperatura, pressione e composizione del gas; la sua unità di misura si esprime in kcal/Nmc °C.

Per i gas si distingue un calore specifico a pressione costante (Cp) e un calore specifico a volume costante (Cv).

### Peso molecolare

Il peso molecolare di un composto chimico è dato dalla somma dei pesi atomici di tutti gli elementi contenuti nel composto.

Il peso molecolare di una miscela è dato dalla media ponderale dei pesi molecolari dei singoli componenti della miscela.

## **2.5 – Le altre sostanze presenti nel gas naturale**

Si è visto che il gas naturale è una miscela di idrocarburi che può contenere anche altre sostanze, le quali alterano le caratteristiche fisico-chimiche del gas naturale.

Le sostanze più frequentemente presenti sono:

- anidride carbonica;
- azoto;
- idrogeno solforato.

Esistono anche sostanze sempre presenti come il vapore acqueo, oppure combinazione di idrocarburi superiori che formano la gasolina.

### **Anidride carbonica (CO<sub>2</sub>)**

Si forma dalla reazione dell'acqua salata di giacimento con i silicati e carbonati. La presenza anche minima di CO<sub>2</sub> nel gas naturale saturo di vapore acqueo forma l'acido carbonico che è causa di gravi corrosioni all'interno delle tubazioni e apparecchiature di fondo e di superficie. Per tali ragioni è necessaria la sua eliminazione.

### **Azoto (N<sub>2</sub>)**

Si trova normalmente in piccole quantità nel gas naturale.

L'azoto non ha azione erosiva nel tubing, nelle condotte e negli impianti di produzione, ma riduce il potere calorifico del gas che lo contiene. L'azoto, essendo un gas inerte, viene usato per pressurizzare gli impianti di produzione prima degli avviamenti per evitare pericoli di esplosione.

### **Idrogeno solforato(H<sub>2</sub>S)**

E' il componente della miscela più dannoso alle attrezzature di produzione dal punto di vista della corrosione, è altamente tossico ed, in certe concentrazioni, è mortale per il personale addetto all'esercizio ed alla manutenzione. Ciò è dovuto alla combinazione dell'idrogeno solforato con l'acqua sottoforma di vapore sempre presente nel gas naturale.

### **Condensato**

Il condensato, comunemente chiamato gasolina, è un liquido proveniente dalla condensazione delle frazioni meno volatili del gas naturale quali propano, butano, pentano ed idrocarburi superiori.

Esso si trova allo stato liquido nelle condizioni di superficie, ma allo stato gassoso nelle condizioni di giacimento (pressione e temperatura elevate) ove sono miscelati con il gas. Il condensato si presenta come benzina o petrolio leggero con colore che può variare dal bianco al paglierino, da rossastro ad azzurrognolo.

Nel passaggio dei fluidi gassosi dal giacimento alla superficie, quindi nelle tubazioni e negli impianti di trattamento, si hanno riduzioni di pressione e di temperatura.

Di conseguenza le componenti più pesanti (propano, butano, ecc.), aventi una bassa tensione di vapore, condensano, passando da fase gassosa a fase liquida.

La determinazione della quantità di gasolina (ma anche di H<sub>2</sub>S e CO<sub>2</sub>) è indispensabile per la scelta degli impianti di trattamento.

## 2.6 – Gas dolce, gas acido, gas a condensato

Il gas naturale definito gas dolce è costituito quasi essenzialmente da metano, con percentuali modeste di etano, propano ed inerti; tracce di idrocarburi superiori, pressoché privo di idrogeno solforato e normalmente saturo in acqua alla temperatura e pressione di giacimento.

Il gas naturale definito gas acido contiene elevate quantità di idrogeno solforato e/o anidride carbonica.

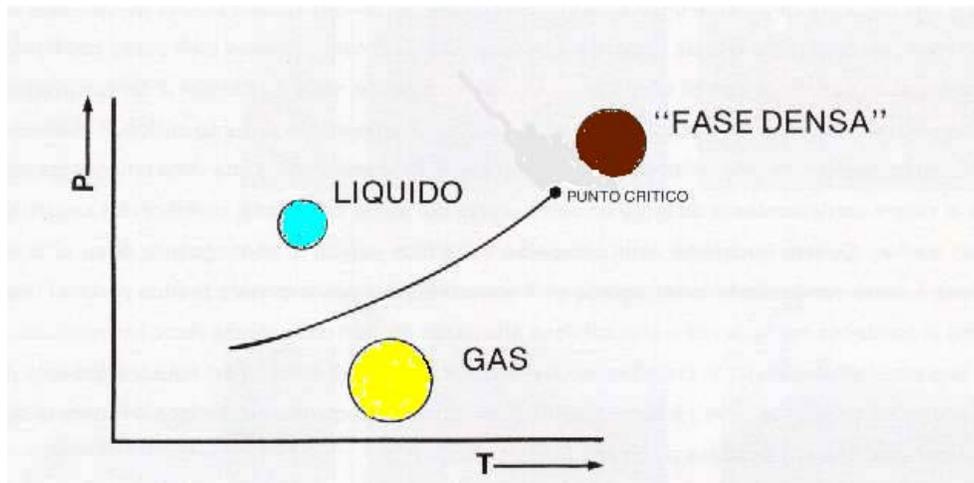
Un giacimento si può definire di **gas a condensato** quando la sua temperatura è compresa fra la temperatura critica e quella del punto cricondentermico (temperatura massima alla quale è ancora possibile la coesistenza delle due fasi: gassosa e liquida) del particolare sistema di idrocarburi naturali in esso contenuti.

Per comprendere il comportamento degli idrocarburi durante la fase di estrazione dal sottosuolo e i problemi che ne possono derivare, è necessario conoscere le condizioni fisiche iniziali alle quali essi sono sottoposti, ovvero conoscere la pressione e la temperatura del giacimento .

Gli idrocarburi sono contenuti nel reservoir a valori relativamente elevati di temperatura e di pressione, valori che, durante l'estrazione, variano fino a raggiungere quelli di superficie; contemporaneamente la pressione nel giacimento diminuisce e il rapporto tra le fasi può variare.

Va quindi ricordato che una sostanza pura può trovarsi allo stato liquido o a quello gassoso a seconda della pressione e della temperatura alle quali è sottoposto.

Il grafico che segue descrive la curva della tensione di vapore di una sostanza pura che separa il campo di valori di temperatura e pressione dove la sostanza è in fase liquida dal campo dove la sostanza è in fase gassosa. Al di sopra di una certa temperatura critica la sostanza può esistere solo in fase gassosa, qualsiasi sia la pressione esercitata.

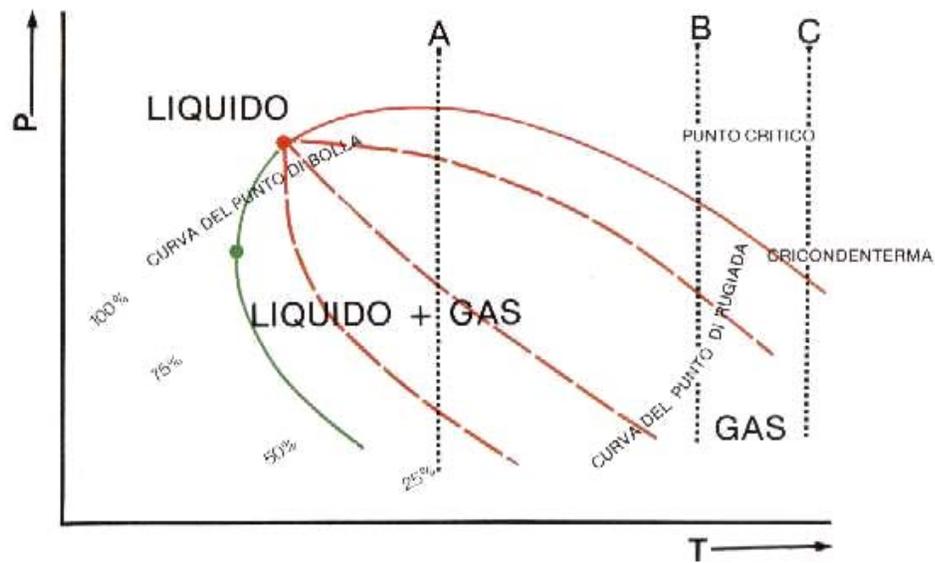


**Figura 2.5** – Curva della tensione di vapore

Nel reservoir di un giacimento la situazione è più complessa; non si ha una sostanza pura (un solo idrocarburo) ma una miscela di idrocarburi.

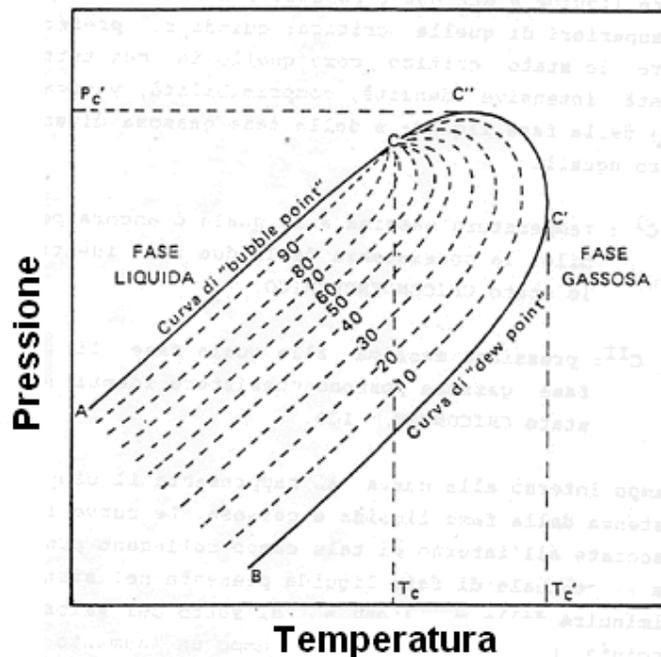
Il semplice diagramma della fig. 2.5 diventa più complicato ed è costituito da due curve (fig. 2.6): la curva di bolla, al di sopra della quale la miscela è in fase liquida e la curva del punto di rugiada, al di sotto della quale la miscela è in fase gassosa; tra le due curve, che si uniscono nel punto critico, fase liquida e fase gassosa coesistono in diverse percentuali.

La costruzione e la lettura di questo diagramma (che in pratica è diverso per ogni tipo di petrolio e quindi per ogni giacimento) è utile per comprendere ciò che accade nel reservoir durante l'estrazione.



**Figura 2.6** – Diagramma di fase

In figura 2.7 è riportato un altro diagramma di fase P-T relativo a un sistema costituito da più idrocarburi naturali.



**Figura 2.7** – Diagramma di fase di più idrocarburi naturali

I punti disposti lungo la linea AC rappresentano equilibri liquido/vapore e la curva viene chiamata curva di bubble point o curva del punto di bolla.

I punti disposti lungo la curva CB rappresentano invece equilibri gas/liquido e la curva viene chiamata curva di dew-point o curva del punto di rugiada.

Dal diagramma risulta che, per temperature comprese tra  $T_c$  e  $T_c'$ , una diminuzione di pressione, attraversando la curva di dew-point, provoca la comparsa di rugiada (goccioline di liquido) nella fase gassosa inizialmente omogenea. Le due curve di bubble point e di dew-point si incontrano nel punto C definito punto critico del sistema, al quale corrisponde la pressione e temperatura critica.

In un sistema formato da più componenti, la coesistenza di fase liquida e gassosa è possibile anche per temperature superiori di quella critica; quindi si preferisce definire lo stato critico come quello in cui tutte le proprietà intensive (densità, comprimibilità, viscosità, ecc.) della fase liquida e della fase gassosa divengono fra loro uguali.

Il punto  $C'$  (temperatura massima alla quale è ancora possibile la coesistenza delle due fasi) identifica lo stato cricondentermico.

Il punto  $C''$  (pressione massima alla quale fase liquida e fase gassosa possono coesistere) identifica lo stato cricondenbarico.

Il campo interno alla curva AB rappresenta il campo di coesistenza della fase liquida e gassosa. Le curve tracciate all'interno di tale campo collegano punti con uguale percentuale di fase liquida presente nel sistema.

Diminuendo la pressione al di sotto del valore di dew-point, si avrà in un primo tempo un aumento della fase liquida e successivamente una evaporazione parziale o totale della stessa.

Tale fenomeno prende il nome di **condensazione retrograda** e i giacimenti interessati vengono chiamati giacimenti a condensato. In tali giacimenti, inizialmente in monofase gassosa, la diminuzione di pressione prodotta dall'erogazione del gas provoca la comparsa di una fase liquida in situ.

Le condizioni iniziali, alle quali si trovano gli idrocarburi nel giacimento, possono essere riprodotte in laboratorio facendo uso di speciali apparecchiature che riescono a riprodurre il comportamento nel tempo delle tre variabili P, V, T; quindi è possibile studiare i fluidi rispetto alle variazioni dei parametri di partenza.

La composizione dei vari gas naturali viene determinata in laboratorio, dove un campione di gas viene esaminato al gascromatografo.

Il laboratorio emette così dei **bollettini di analisi** che specificano la composizione e le caratteristiche fisiche del gas analizzato.

Di seguito è riportato un bollettino di analisi.

**REPORT GIORNALIERO QUALITA' DEL GAS**

**Cromatografo**

Composizione del gas in uso: GC

GC Cicli orari totali: 5  
GC Cicli orari validi: 5

Qualità del gas		MEDIA	MIN	MAX
PCS	Potere calorifico superiore [MJ/Sm <sup>3</sup> ]	39.73156	39.71604	39.74368
ps	Massa volumica [kg/Sm <sup>3</sup> ]	0.75591	0.75584	0.75603
pr	Densità relativa { }	0.61687	0.61680	0.61696
Wobbe	Indice di Wobbe [MJ/Sm <sup>3</sup> ]	50.58713	50.56620	50.60082
Zs	Z alle condizioni standard { }	0.99762		

Analizzatori		Letture valide	H2O: 5	HC: 2
	Acqua [ppm]	48.8	44.7	51.6
	DP H2O a 70 bar [°C]	-15.7	-16.8	-14.9
	DP HC [°C]	-4.1	-4.2	-3.9
	H2S [ppm]	0.0	0.0	0.0

**Collettore di uscita**

P	Pressione [bar]	52.17	51.57	52.79
T	Temperatura [°C]	-0.81	-1.15	0.02

**Media oraria della Composizione**

C1	Methane	89.6789 %
C2	Ethane	6.0264 %
C3	Propane	1.3054 %
iso-C4	iso-Buthane	0.1639 %
n-C4	n-Buthane	0.2297 %
iso-C5	iso-Pentane	0.0307 %
n-C5	n-Pentane	0.0283 %
C6+	Hexane	0.0264 %
CO2	Carbon Dioxide	0.4199 %
N2	Nitrogen	2.0535 %
He	Elio	0.0368 %
	Somma molare normalizz.	100.0000 %

Generato alle: 06.00.23

del giorno: Friday 26 January 2007

**Figura 2.8 – Bollettino di analisi del gas**

## 2.7 – Contenuto in acqua del gas naturale

Nei giacimenti petroliferi si trovano sempre presenti notevoli quantità d'acqua generalmente salata (salinità variabile da 1-2 g per litro in su) sotto forma di acqua interstiziale o di fondo (tavola d'acqua).

Di conseguenza, prima ancora di iniziare la sua salita verso la superficie, il gas può essere saturo, sovra-saturo o sottosaturo di vapor d'acqua, con percentuali di equilibrio corrispondenti alle condizioni di temperatura e pressione di giacimento. Per la determinazione di quest'ultime si impiegano speciali strumenti di misura che possono rilevare le grandezze di interesse alle varie profondità.

Un gas, ad una data pressione e temperatura, si dice saturo quando contiene il massimo quantitativo possibile di vapor d'acqua.

Per esempio, dal diagramma di fig. 2.9 si nota che alla pressione di  $135 \text{ kg/cm}^2$  e alla temperatura di  $40 \text{ }^\circ\text{C}$ , il gas contiene 700 grammi di vapor d'acqua per 1000 Nmc.

Quando un gas saturo è a contatto diretto con acqua (allo stato liquido) allora esso si dice sovra-saturo.

Per esempio, un gas saturo, alle condizioni di giacimento, durante la risalita verso testa-pozzo si espande quindi si raffredda e fa condensare il vapor d'acqua in esso contenuto; pertanto, alle condizioni di pressione e temperatura di testa pozzo, il gas è sovra-saturo.

In fine, un gas si dice sottosaturo dopo aver subito un trattamento mirato ad eliminare il vapore acqueo.

Per esempio se un gas viene riscaldato, esso è sottosaturo, ma in questo caso il contenuto di acqua, alle condizioni di pressione e temperatura prima e dopo il riscaldamento, rimane invariato in quanto il  $\Delta T$  che si è creato ha conferito al gas, a parità di pressione, la capacità di assorbire più acqua.

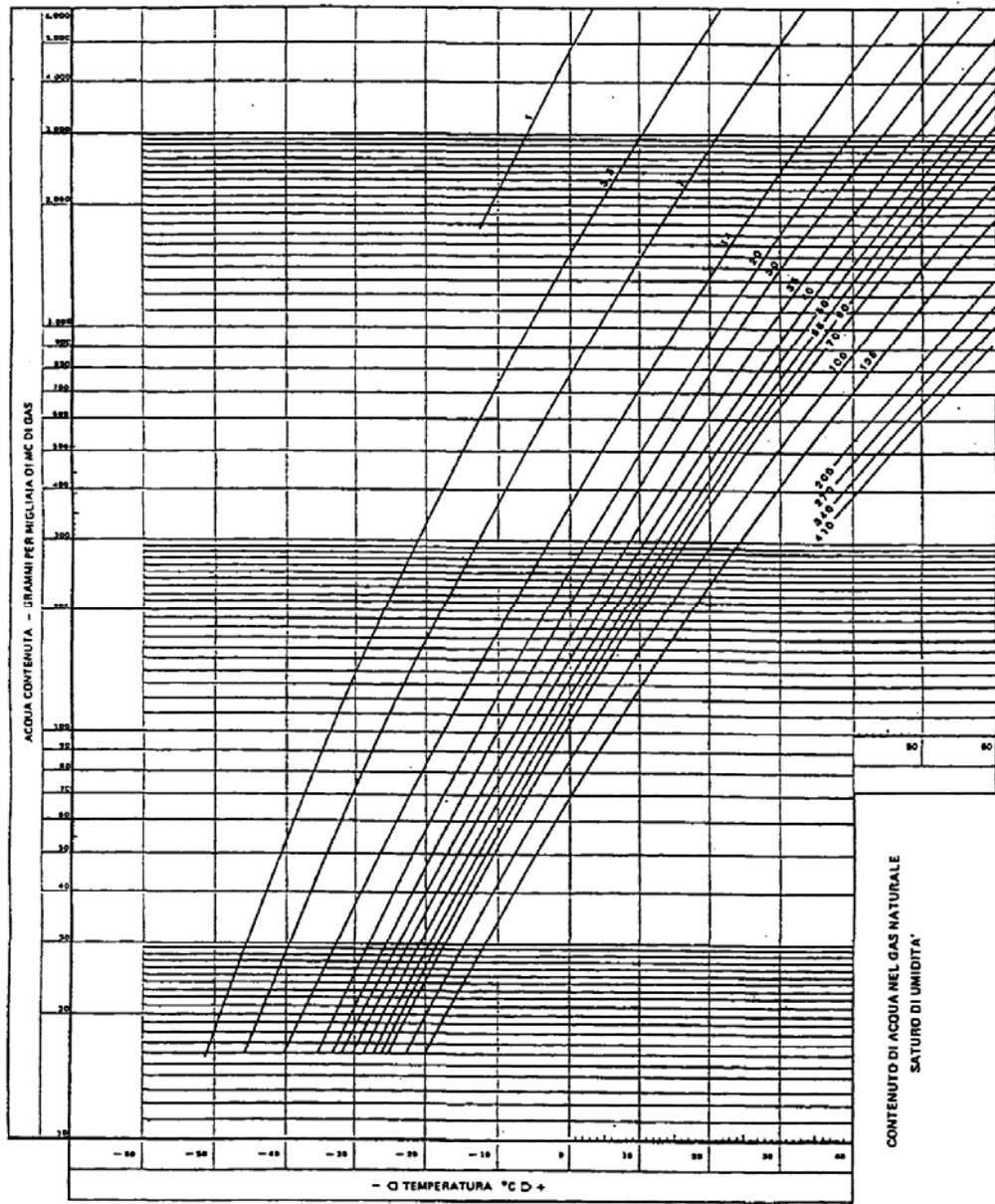


Figura 2.9 – Diagramma per la determinazione del contenuto di acqua nel gas naturale

## CAPITOLO 3 - TRATTAMENTO PROVVISORIO DEL GAS NATURALE

### Generalità

Per trattamento del gas naturale si intende l'insieme delle operazioni atte ad eliminare o a ridurre i componenti dannosi dal gas. Il trattamento può essere di tipo provvisorio o definitivo. Il trattamento provvisorio permette di trasportare il gas dal pozzo alla centrale di trattamento definitivo. Quest'ultimo consiste nelle operazioni che permettono di consegnare il gas con le caratteristiche di utilizzo.

Lo schema di fig. 3.1 mostra i principali trattamenti ai quali viene sottoposto il gas.

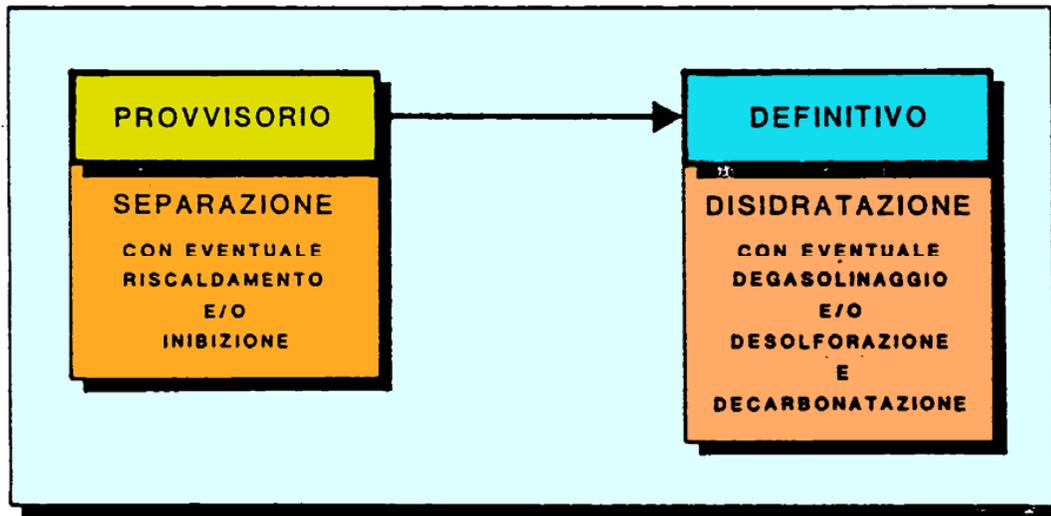


Figura 3.1 – Tipologie di trattamento

Di seguito sono illustrati i primi trattamenti che il gas subisce che, come già detto sopra, sono di tipo provvisorio. Essi si classificano in:

- separazione dei liquidi
- inibizione del gas
- riscaldamento del gas.

### 3.1 – Separazione dei liquidi

La separazione provvisoria gas–liquidi viene eseguita in area pozzo nel giacimento a terra, e in piattaforma nei giacimenti a mare, utilizzando delle apparecchiature chiamate separatori.

Tale trattamento è di carattere precario in quanto il gas, che all'ingresso del separatore è allo stato sovra-saturo, all'uscita dello stesso (se la separazione è avvenuta in modo regolare) è saturo.

Durante il trasporto verso il trattamento definitivo il gas subisce degli abbassamenti di temperatura e delle espansioni, dovute al calo di pressione dato dalle perdite di carico o dalla presenza di valvole di regolazione (a valle del separatore). Di conseguenza si avrà ancora condensazione di vapori contenuti nel gas (saturo), quindi nuovamente gas sovra-saturo. A causa degli abbassamenti di temperatura, legati ai cali di pressione, si possono avere dei problemi dovuti alla formazione di idrati, con possibile ostruzione delle tubazioni.

### 3.2 – Gli idrati

Gli idrati si presentano come una massa cristallizzata compatta, porosa e piuttosto leggera, simile alla neve premuta. Essi sono composti da acqua, idrocarburi, idrogeno solforato e anidride carbonica.

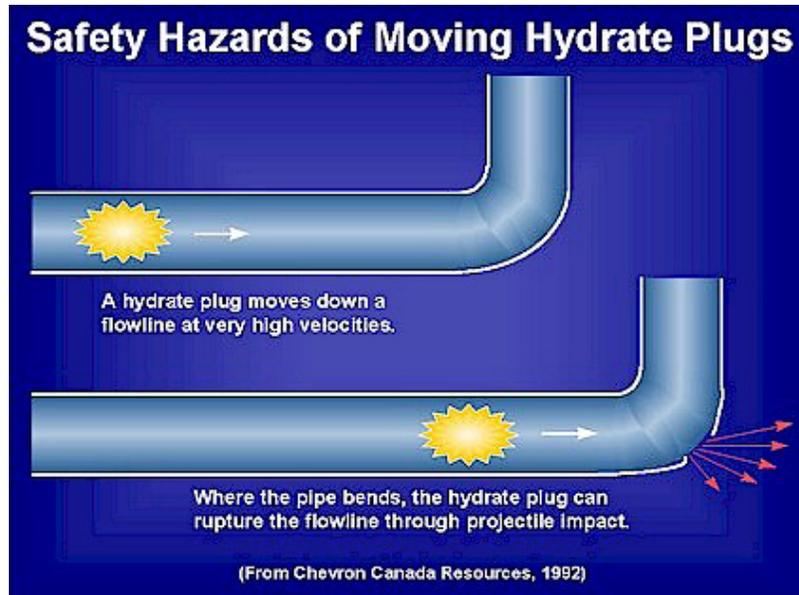
A differenza del ghiaccio, gli idrati hanno la caratteristica di formarsi a temperatura al di sopra del punto di congelamento dell'acqua.

Gli idrati si formano per semplice contatto del gas con acqua; la loro formazione è funzione della temperatura e pressione; si possono creare nelle singole flowline oppure all'interno del collettore. L'idrato può ostruire parzialmente o totalmente una linea e, corrispondentemente, può limitare o impedire il trasporto del gas.

Un tappo di idrati, che ostruisce totalmente una condotta e che si libera improvvisamente, per effetto di un incremento incontrollato del  $\Delta P$  tra la pressione di monte e quella di valle, può provocare la rottura di una linea in corrispondenza di una curva o lo squarciamento della stessa quando la pressione di monte supera quella di collaudo (fig. 3.2)

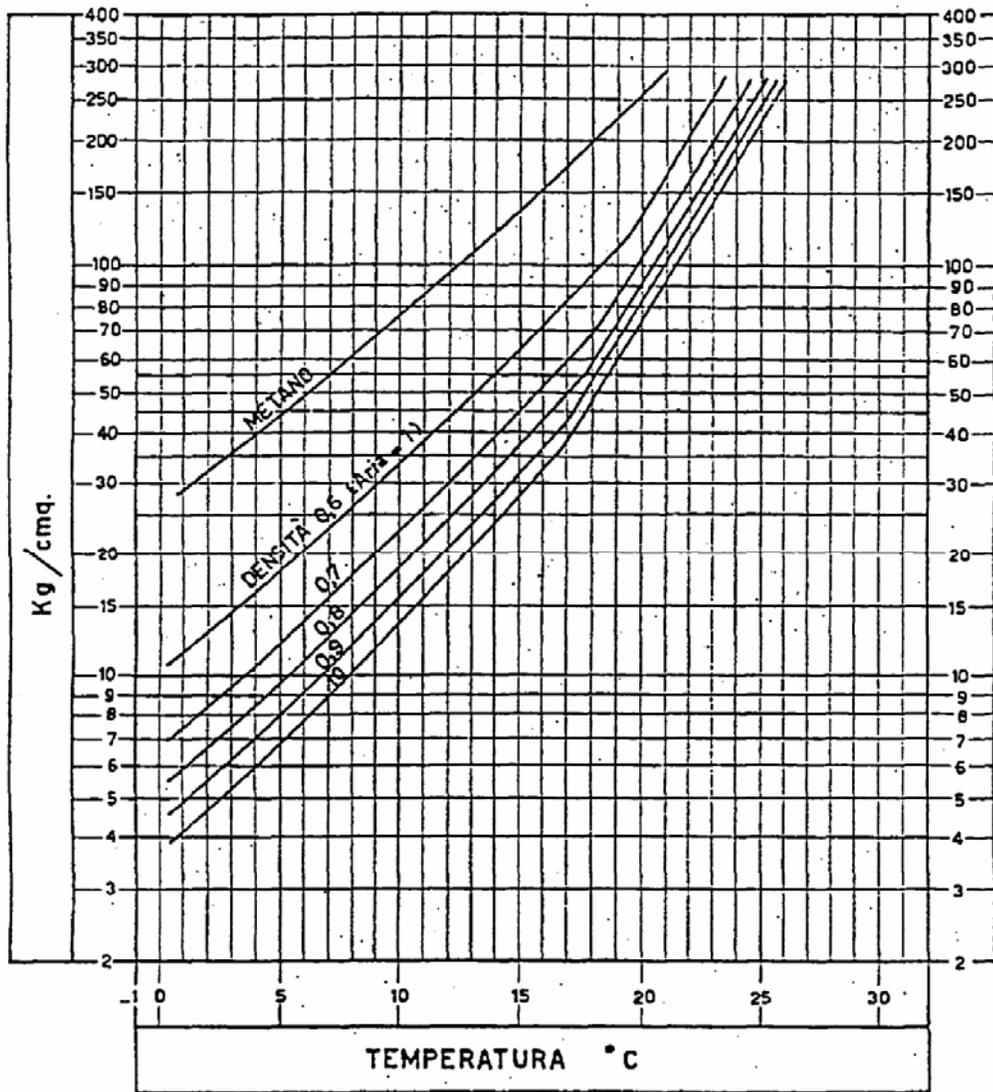
In definitiva, affinché gli idrati si possano formare è necessario che vi siano le seguenti condizioni:

1. presenza di  $H_2O$  allo stato liquido;
2. presenza di idrocarburi;
3. turbolenza;
4. pressione e temperatura.



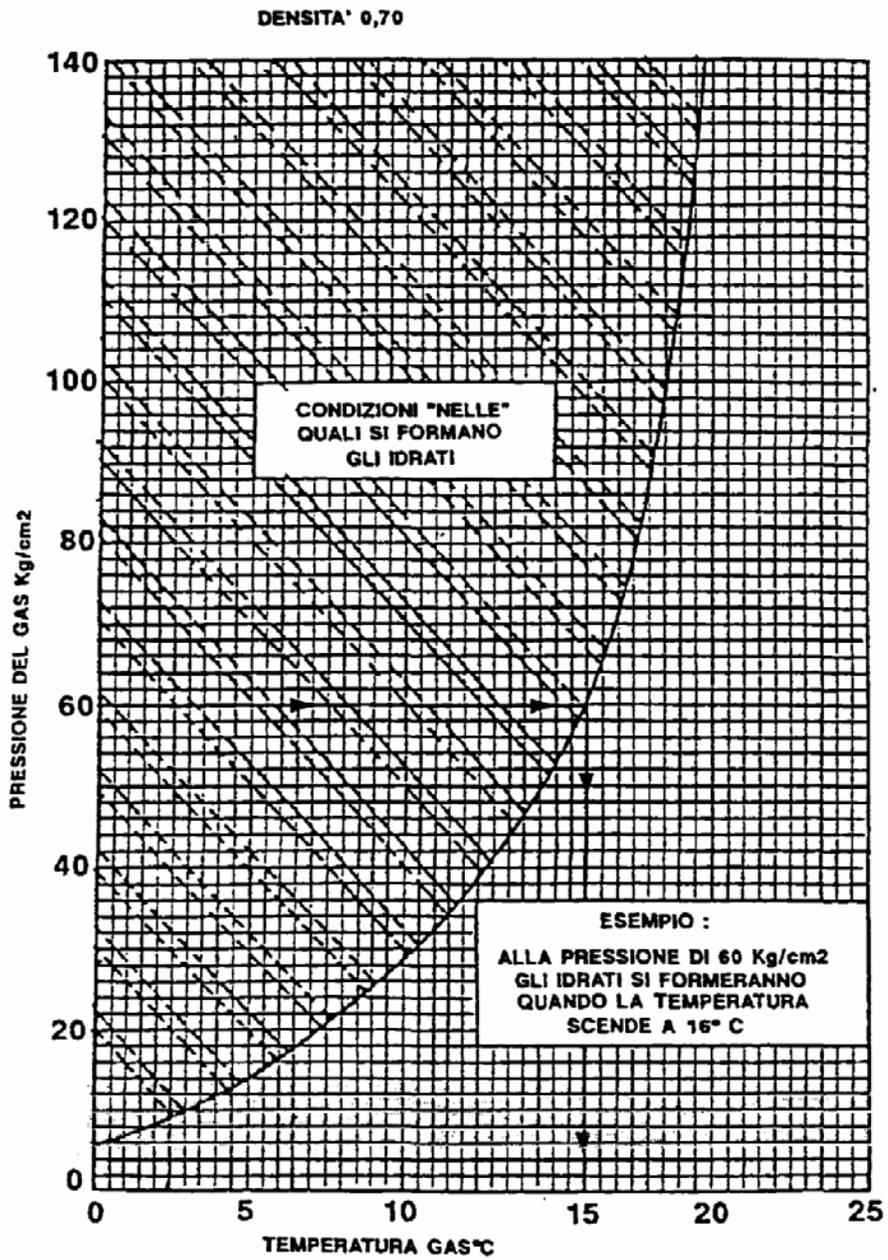
**Figura 3.2** – Rottura di una linea per mezzo di un idrato

Lo studioso Donald L. Katatz sperimentò miscele di gas con composizione diversa per determinare quali fossero le curve di formazione degli idrati. Il risultato di tale esperimento è descritto nel diagramma pressione-temperatura riportato di seguito. Le curve del diagramma sono valide per gas naturali aventi densità molto simile a quella dei gas presi in esame.



**Figura 3.3 - Diagramma di Katz**

Nel diagramma successivo si nota la curva di formazione degli idrati descritta sempre in un piano pressione-temperatura, per un gas naturale avente densità 0.7.



**Figura 3.4** – Curve di formazione idrati di un gas con densità 0.70

### **3.3 – Metodi per prevenire la formazione di idrati**

Per ridurre la possibilità di formazione-idrati in una linea di produzione è necessario che:

- dal gas venga eliminata l'acqua allo stato liquido;
- il gas sia a una temperatura superiore a quella di formazione degli idrati.

Se almeno una di queste condizioni non può essere soddisfatta è necessario ricorrere ad altri sistemi per prevenire la formazione di idrati:

- impiego di inibitori, ovvero di sostanze in grado di abbassare la temperatura di formazione degli idrati;
- estrarre il vapore d'acqua dal gas.

### **3.4 – Eliminazione degli idrati**

Il metodo da adottare per l'eliminazione del tappo di idrati dipende dalla natura dell'ostruzione provocata.

#### **Tappo parziale**

Viene individuato dal variare della pressione e della portata del gas nelle condotte, conseguenza legata ad una diminuzione della sezione interna della linea di produzione. In questo caso occorrerà controllare se, a monte dell'idrato, è installato un sistema di prevenzione idrati e verificarne il buon funzionamento. Successivi interventi possono essere:

- aumento della temperatura del gas in uscita al riscaldatore;
- aumento della portata dell'inibitore;
- iniettare a monte del tappo alcool per sciogliere l'idrato.

#### **Tappo totale**

Esso provoca il blocco totale della produzione di gas per cui i sistemi adottati nel caso di tappi parziali non sono validi; in questo caso occorrerà adottare la decompressione come sistema valido di scioglimento.

La manovra di decompressione va effettuata con cura in quanto può risultare pericolosa. Innanzitutto occorre diminuire la pressione a monte del tappo bilanciando le pressioni ai suoi capi; questo per evitare che forti variazioni di  $\Delta P$  causino il distacco dell'idrato e la partenza incontrollata di quest'ultimo nella condotta.

Una volta bilanciata la pressione, si procede con lo scarico contemporaneo a monte e a valle del tappo fino a pressione atmosferica; a questo punto il tappo si scioglierà da solo, avendo inglobato molecole di gas alla pressione alla quale si è formato l'idrato.

### **Inibizione del gas**

Quanto descritto sopra serve per eliminare gli idrati ma non a prevenirne la formazione.

La prevenzione si basa sull'utilizzo degli inibitori.

Essi sono liquidi e dopo averli miscelati con l'acqua ne abbassano il punto di congelamento spostando la formazione degli idrati verso valori più bassi di temperatura.

Gli inibitori normalmente impiegati sono:

- Glycol dietilenico (GDE);
- Glycol trietilenico (GTE).

La quantità o la concentrazione di GDE da iniettare è calcolabile tramite diagrammi (fig. 3.5) che tengono conto della quantità di acqua presente e della temperatura limite per la formazione di idrati.

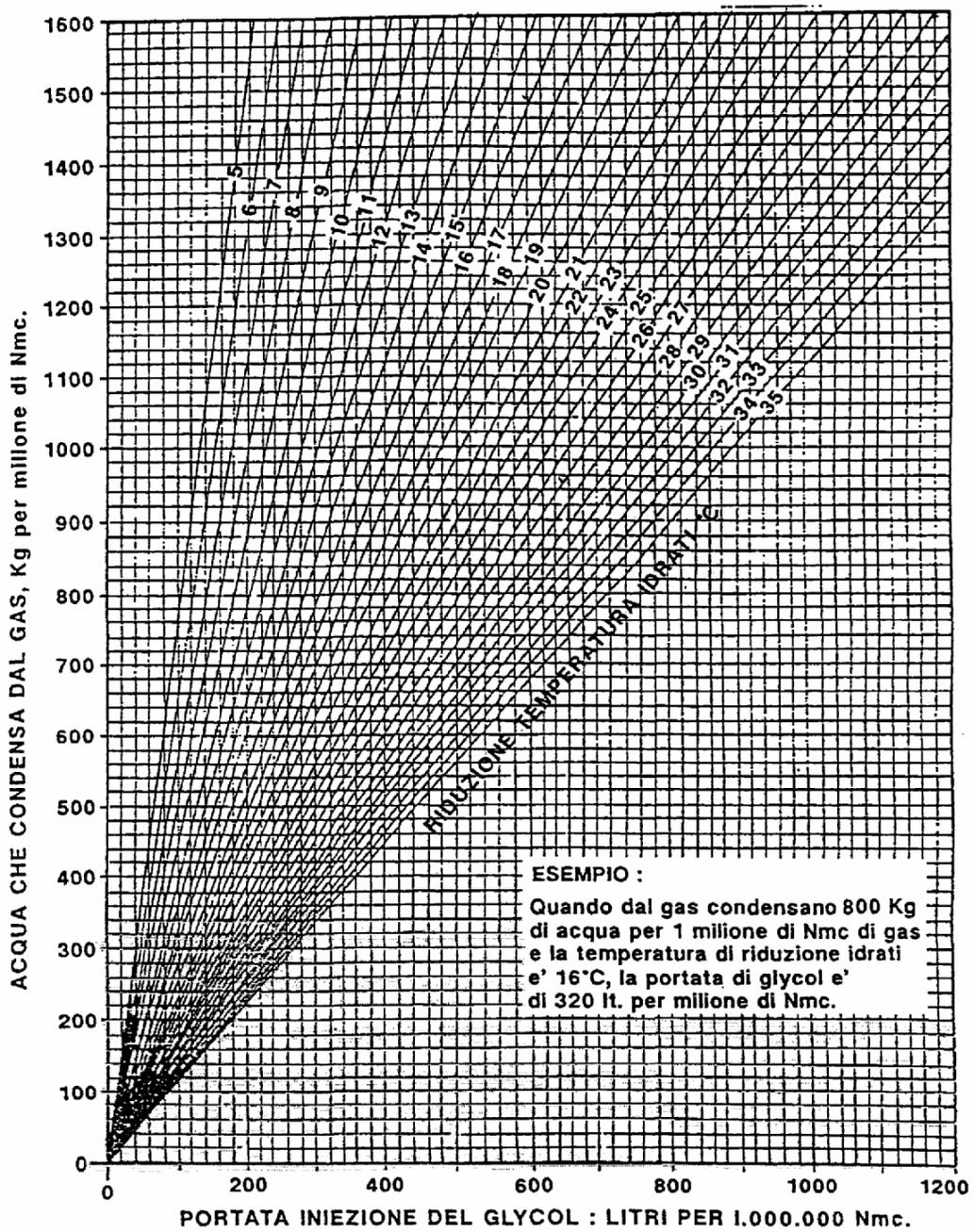


Figura 3.5 – Portata iniezione del glycol: litri per milioni di Nmc.

### **3.5 – Riscaldamento del gas**

La prevenzione degli idrati basata sull'utilizzo degli inibitori viene normalmente fatta in piattaforma, mentre a terra il gas viene prevalentemente riscaldato. Il motivo risiede nel fatto che riscaldare il gas costa meno dell'iniezione dell'inibitore e perché in piattaforma gli spazi sono limitati.

Dal diagramma della curva di formazione idrati di un gas con densità 0,7 (fig. 3.4) si evince che riscaldare il gas ad una determinata temperatura può impedire la formazione di idrati.

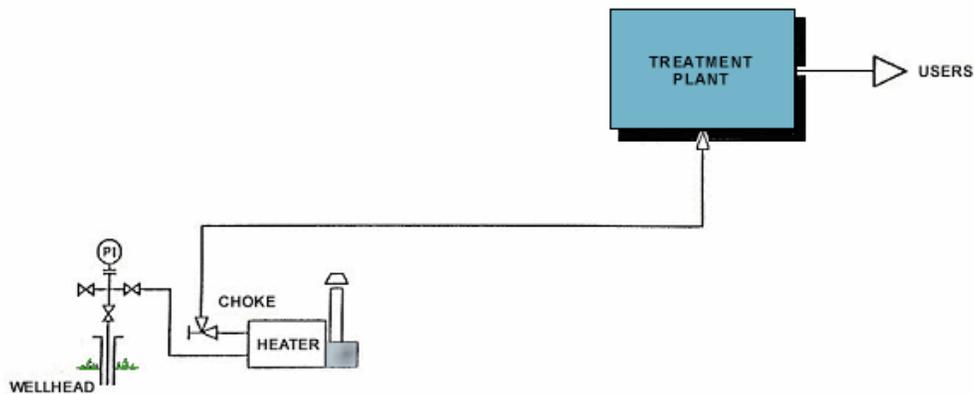
Anche questo trattamento è di carattere provvisorio in quanto con il riscaldamento del gas, a parità di pressione, aumenta solo la capacità di trattenere vapore acqueo ma il suo contenuto rimane sempre lo stesso; di conseguenza quando la temperatura del gas torna ai valori iniziali, si avrà di nuovo la concentrazione di partenza.

Tuttavia, tale trattamento permette il trasferimento del gas dal pozzo alla centrale con bassa probabilità che si formino idrati.

## CAPITOLO 4 – AREA POZZO

### Generalità

L'area pozzo (fig. 4.1) è quello spazio recintato acquisito dall'operatore della concessione su cui prima vengono eseguite le operazioni di perforazione e successivamente vengono installate le unità di superficie, necessarie per eseguire il trattamento provvisorio del gas.



AREA POZZO

**Figura 4.1** – Area pozzo

Le principali operazioni di trattamento provvisorio in area pozzo (fig.4.2) sono:

- separazione gas-liquidi;
- riscaldamento del gas;
- regolazione manuale del gas;
- misura del gas;
- misura dei liquidi;
- iniezione di additivi chimici;
- scarico gas e liquidi.

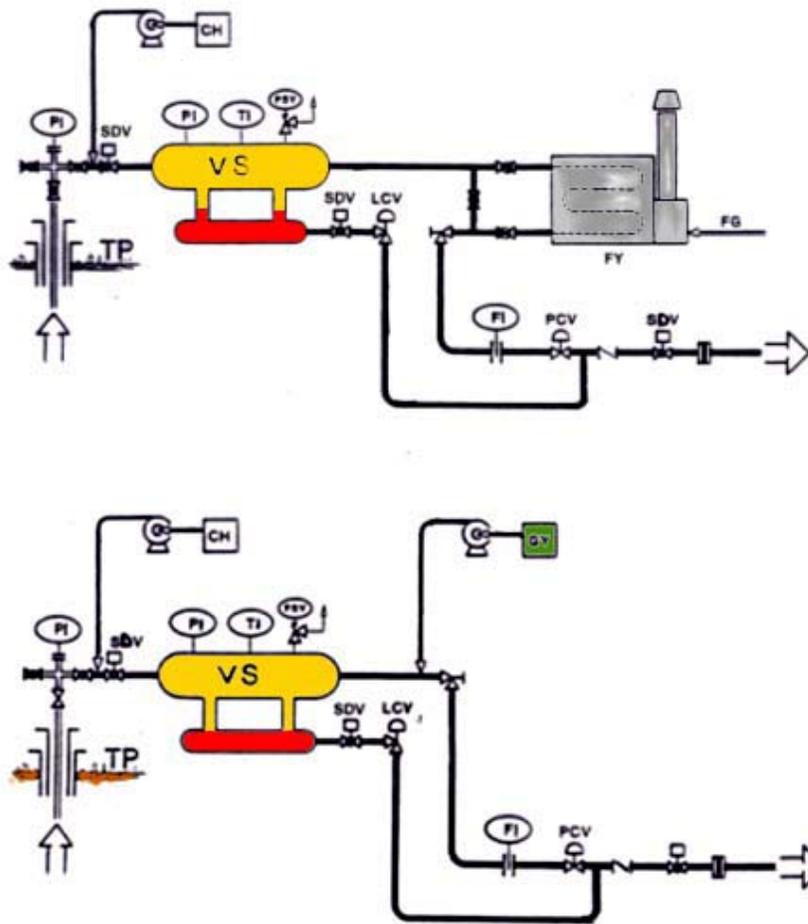


Figura 4.2 – Trattamento provvisorio in area pozzo

#### 4.1 – Separazione gas-liquidi

Il gas proveniente dal pozzo si separa dai liquidi per differenza di peso specifico, sfruttando quindi l'azione della forza di gravità. Affinché possa avvenire la separazione è necessario che i fluidi da separare siano immiscibili.

Se i fluidi sono miscibili, non è possibile separarli per sola gravità. Per esempio, un miscuglio di differenti tipi di idrocarburi, che rappresenta un'unica fase omogenea, non è separabile nei singoli costituenti in una sola apparecchiatura, ma deve essere sottoposto ad un processo di distillazione.

Poiché l'azione separatrice dipende dalla forza di gravità, la facilità con cui i fluidi possono essere separati dipende dalla differenza di densità tra i fluidi.

La densità dell'acqua è di circa  $1 \text{ kg/dm}^3$  e dipende prevalentemente dalla concentrazione dei sali in essa contenuti; la densità del gas invece dipende principalmente dalla pressione ed è influenzata anche dalla temperatura. La densità di un gas a  $52 \text{ kg/cm}^2$  è circa  $0,036 \text{ kg/dm}^3$  mentre ad  $1 \text{ kg/cm}^2$  è circa  $0,0016 \text{ kg/dm}^3$ .

La separazione della fase liquida dal gas naturale consiste nella:

- separazione della nebbia dalla fase gas
- separazione della schiuma dalla fase liquida.

La **nebbia** può essere abbattuta se si realizzano due condizioni:

- adeguato tempo di permanenza del gas per consentire la ricaduta delle goccioline di liquido;
- moderata velocità attraverso l'apparecchiatura per evitare turbolenze che impedirebbero la ricaduta delle goccioline di liquido.

Le bolle di gas nel liquido (**schiuma**) si possono rompere in 30-60 secondi; di conseguenza si dimensiona l'apparecchiatura in modo che il liquido rimanga nel recipiente per questo tempo, prima di essere estratto. Questo tempo è chiamato **tempo di ritenzione**.

La separazione viene favorita da setti deviatori del flusso, filtri, strati di anelli, etc..

Naturalmente il gas che esce dall'apparecchio non è più sovra-saturo ma saturo in quantità che dipendono dalla temperatura e dalla pressione .

Il liquido che si raccoglie nel dispositivo deve corrispondere, per unità di volume del gas, alla differenza tra la saturazione del gas all'interno del giacimento, in condizioni statiche, e la saturazione dello stesso all'interno dell'apparecchiatura, in condizioni dinamiche.

Se il liquido separato è in eccesso rispetto alla differenza di saturazione, tale quantitativo deriva senz'altro dal giacimento ma è segnale del fatto che si sono innescati altri fenomeni (water coning, etc.).

#### **4.1.1 – Tipologie di separatori**

La fase liquida viene estratta dal gas per mezzo dei separatori. Ne esistono vari tipi e una prima distinzione può essere fatta sulla base della pressione di esercizio o sulla posizione di installazione.

Essi si distinguono in:

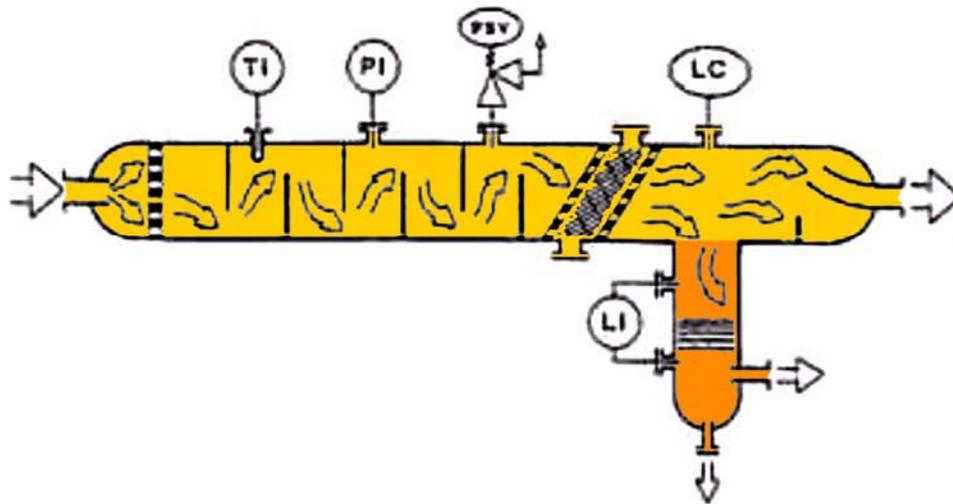
- separatori funzionanti ad alta pressione, normalmente usati sull'area del pozzo;
- separatori a bassa pressione, normalmente usati in centrale di trattamento del gas;
- separatori orizzontali;
- separatori verticali.

#### 4.1.2 – Separatori orizzontali

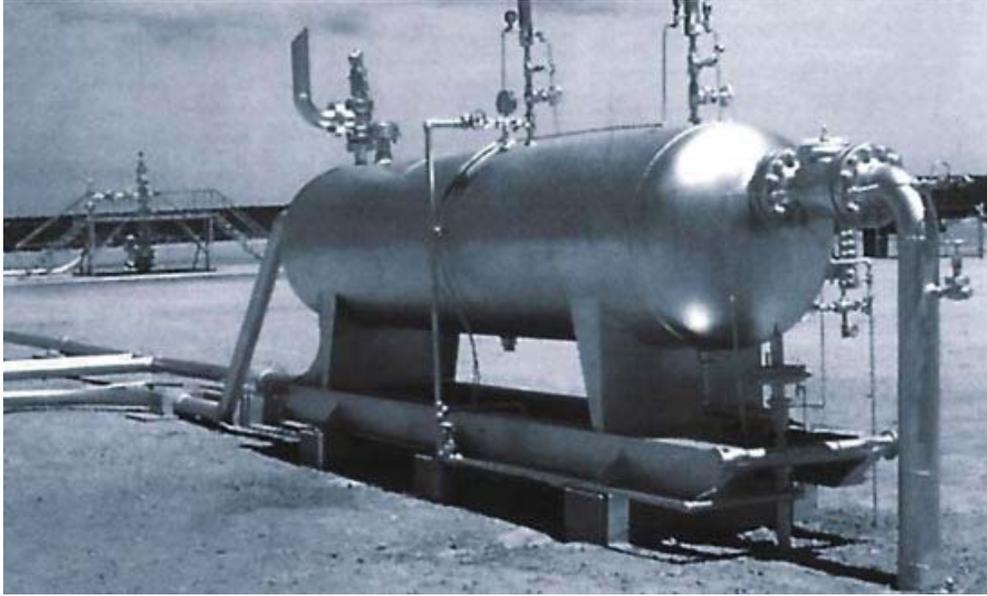
I separatori orizzontali risultano più economici di quelli di altra forma quando si vogliono trattare grandi volumi di gas.

Per esempio, un separatore orizzontale ad un corpo (fig. 4.3 e 4.4) con la sola metà del cilindro disponibile per la separazione, avrà una maggiore capacità di trattamento rispetto ad un separatore verticale con recipiente delle stesse dimensioni.

Ciò è dovuto al fatto che l'azione della gravità sulle gocce di liquido agisce in direzione normale a quella del flusso del gas e dette gocce devono percorrere una distanza relativamente breve, prima di toccare la superficie del liquido od uno dei setti di raddrizzamento.

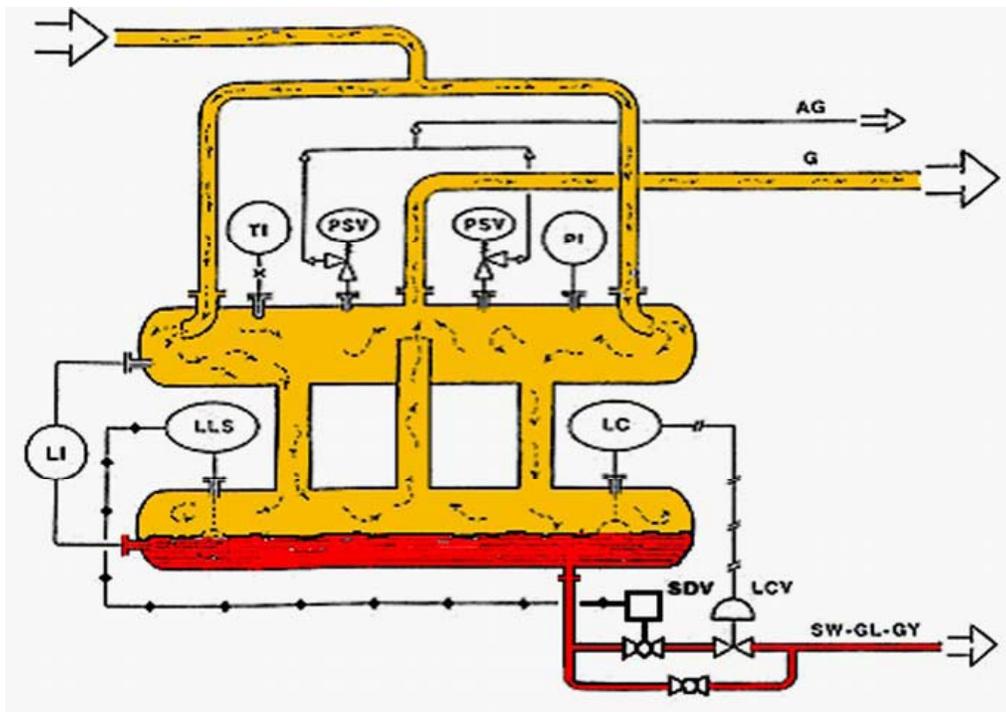


**Figura 4.3** – Separatore orizzontale a un corpo



**Figura 4.4** – Separatore orizzontale ad un corpo

Il separatore a due corpi (fig. 4.5), conosciuto anche come **slug-catcher**, con il corpo superiore completamente libero per la separazione del gas, ha una capacità di trattamento di gas ancora maggiore, a parità di dimensioni del recipiente, grazie alla maggiore sezione disponibile.



**Figura 4.5** – Separatore orizzontale a due corpi

Entrambi i tipi di separatori orizzontali presentano degli inconvenienti per il trattamento di fluidi contenenti sabbia o fango. Essi, infatti, non hanno un efficace scarico di fondo attraverso il quale sia possibile eliminare con facilità i depositi. Di conseguenza, le parti solide che si accumulano sul fondo possono ridurre drasticamente la portata di liquidi.

Per le stesse ragioni è molto difficile effettuare una pulizia completa mediante semplice lavaggio.

Inoltre, quando l'area disponibile è limitata, il separatore orizzontale non è il più indicato.

In climi piuttosto freddi, il separatore orizzontale ad un solo corpo è più indicato per trattare gas contenenti poco liquido; infatti il gas più caldo, data l'ampia interfaccia gas-liquido nel separatore, potrà mantenere il liquido al di sopra della temperatura di formazione degli idrati.

Il separatore orizzontale ad un corpo con la sua larga interfaccia gas-liquido è stato impiegato con successo maggiore di ogni altro tipo nel trattamento di gas schiumosi; in questi casi l'interfaccia gas-liquido viene ulteriormente estesa inserendo opportuni deflettori interni variamente realizzati per rompere la schiuma.

Il separatore orizzontale a due corpi può avere un'efficienza maggiore rispetto a quella con un solo corpo nei confronti di portate alte e bruscamente variabili.

### 4.1.3 – Separatori verticali

In un separatore verticale, benché si abbia una velocità del gas bassa, dato che il flusso interessa l'intera sezione, la capacità di separazione risulta inferiore al separatore orizzontale perché le particelle di liquido per separarsi devono cadere in direzione contraria al flusso. Malgrado gli svantaggi sopra detti, il separatore verticale è utilizzato nella quasi totalità dei casi in piattaforma, vista la scarsa disponibilità di spazio.

Questo separatore presenta notevoli vantaggi quando devono essere trattati flussi contenenti grandi quantità di fango e sabbia; può trattare una maggiore quantità d'olio per unità di gas rispetto ad altri tipi di apparecchiatura.

Il separatore standard è lungo circa 3 m; il controllo del livello del liquido è agevole dato che è disponibile un intervallo di regolazione sufficiente per un galleggiante ad azione verticale.

Il separatore verticale è estremamente utile per pozzi in produzione con gas-lift o per quelli che erogano grandi quantità di liquido; consente un buon risparmio di spazio dove la superficie d'installazione è limitata, ma presenta difficoltà di montaggio su skid, quando la sua altezza è notevole.

Un altro svantaggio del separatore verticale, legato alla sua altezza, è quello di rendere difficile l'accesso e la manutenzione dei dispositivi di sicurezza installati su di esso. L'uscita del gas, che si trova anch'essa in cima, rende difficile l'installazione ed il collegamento del separatore alla rete di produzione (figg. 4.5 e 4.6).

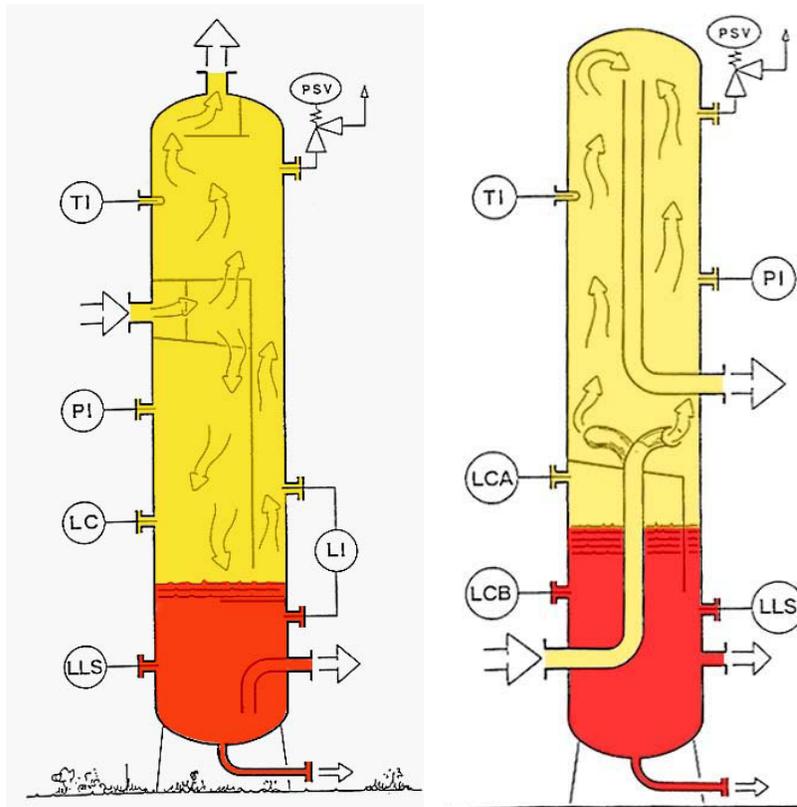


Figura 4.5 – Separatori verticali



**Figura 4.6** – Separatore verticale

Per migliorare l'efficienza, all'interno del separatore si inseriscono deflettori, filtri di coalescenza e pacchi filtranti. Il separatore è **bifase** quando separa solo due fluidi (gas-liquido), è **trifase** quando la sua struttura interna è adatta alla separazione di tre fluidi (gas- acqua-idrocarburi).

## 4.2 – Riscaldamento del gas

Dallo schema (fig. 4.1) abbiamo visto che dopo il separatore è installato un **forno a fiamma indiretta** che permette di aumentare la temperatura del gas, in modo tale da poterlo trasferire in centrale senza rischio di formazione-idrati.

Infatti, durante il trasporto dal pozzo alla centrale, il gas subisce un raffreddamento dovuto a:

- espansione per perdite di carico;
- scambio termico con il terreno nei tratti interrati;
- scambio termico con l'atmosfera nei tratti fuori terra.

Le perdite di carico a testa pozzo e nel gasdotto riducono progressivamente la pressione del gas e nello stesso tempo portano ad un abbassamento della temperatura tale che esso potrebbe rientrare nel campo della formazione idrati.

Per evitare tale inconveniente è necessario provvedere al riscaldamento del gas.

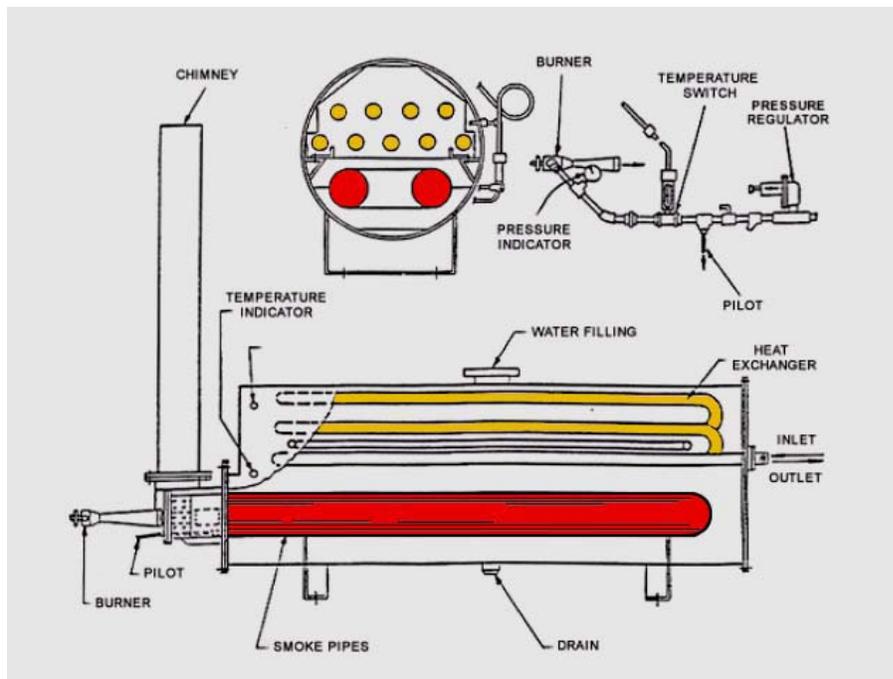
### **Forni o riscaldatori a fiamma indiretta**

I forni a fiamma indiretta sono costituiti da un corpo cilindrico orizzontale all'interno del quale sono alloggiato due serpentine, la prima percorsa dal gas da riscaldare, la seconda percorsa dai fumi prodotti dalla combustione del gas. Ambedue le serpentine sono immerse in un bagno di H<sub>2</sub>O a pressione atmosferica, che non deve superare i 90°C in esercizio.

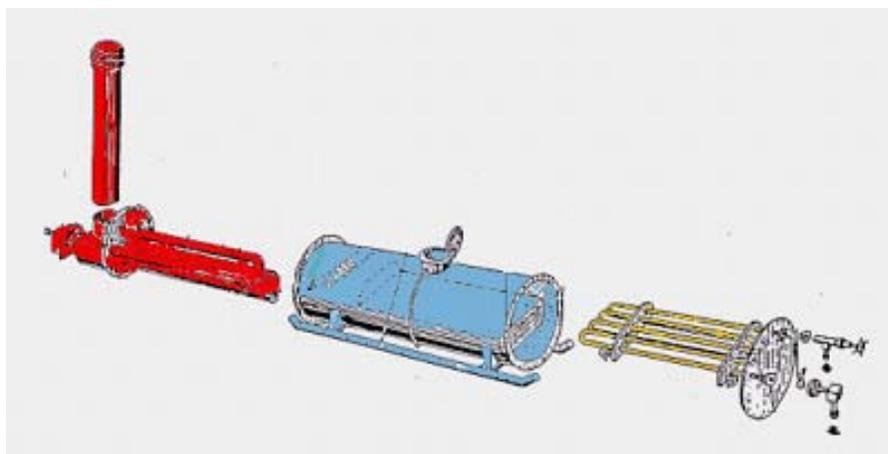
Gli heaters hanno diverse dimensioni tali da fornire diverse quantità di calore. I tipi di riscaldatori normalmente usati sono:

- Heater Tipo "B" con 150.000 cal/h
- Heater Tipo "C bis" con 225.000 cal/h
- Heater Tipo "D" con 350.000 cal/h
- Heater Tipo "C" con 400.000 cal/h
- Heater Tipo "F" con 1.000.000 cal/h

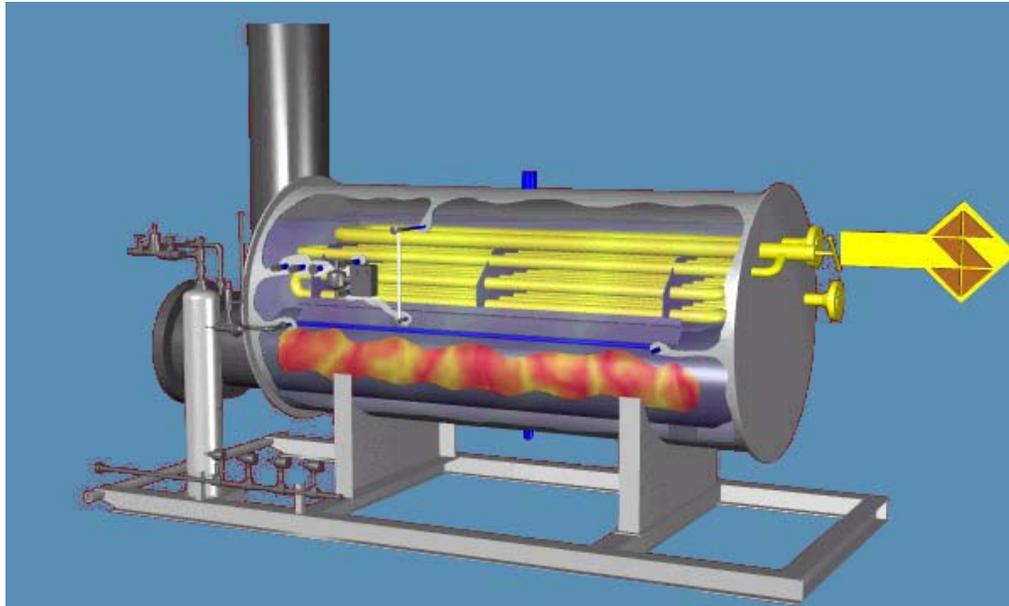
A seconda del tipo, il serpentino percorso dal gas ha un diametro da 2" - 4" - 6", le lunghezze del serpentino variano da 20 a 50 m. La regolazione è completamente automatica, ovvero un termoregolatore interrompe il flusso di comburente al bruciatore a seconda della temperatura che deve raggiungere il gas. Spesso un altro regolatore impedisce che l'acqua assuma valori di temperatura tali da vaporizzare e scoprire i tubi di riscaldamento provocando il loro surriscaldamento e indebolimento fino alla rottura. La velocità del gas nell'heater deve essere compresa tra i 15 e 25 m/sec al fine di avere uno scambio termico soddisfacente. Dettagli dei forni a fiamma indiretta sono illustrati nelle figg. 4.7, 4.8 e 4.9.



**Figura 4.7** – Forno a fiamma indiretta



**Figura 4.8** – Spaccato del forno a fiamma indiretta



**Figura 4.9** – Forno a fiamma indiretta

#### **4.3 – Regolazione manuale del gas**

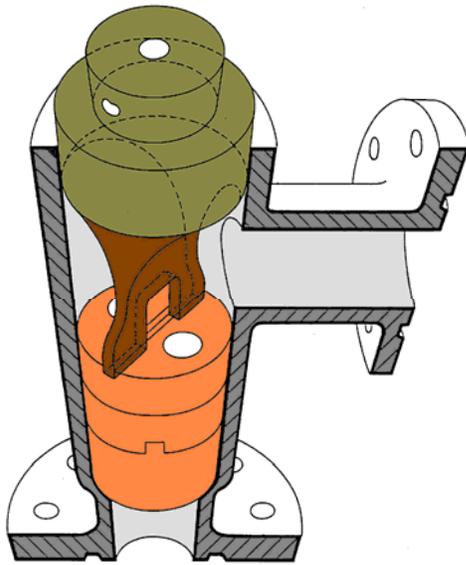
All'uscita del forno riscaldatore il gas passa attraverso una valvola di regolazione manuale denominata **valvola duse** (in inglese **chocke valve**).

La funzione della duse è quella di regolare la portata del gas di un pozzo con il conseguente controllo della pressione, dato che costruttivamente la duse non è altro che una restrizione della sezione di passaggio della tubazione.

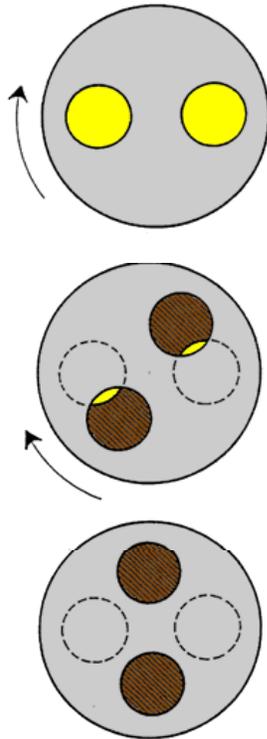
Tale restrizione provoca un aumento della velocità del gas attraverso la strozzatura a spese della pressione.

Da quanto detto può risultare facile il paragone tra la duse ed un riduttore di pressione, ma questo è vero solo in fase dinamica, cioè solo fino a quando c'è portata attraverso la duse. Infatti, la differenza tra le due apparecchiature sta nel fatto che il riduttore mantiene il  $\Delta P$ , tra monte e valle, anche con portata nulla ( $Q = 0$ ).

Nelle figure successive è rappresentata una duse del tipo manuale (Willis) (figg. 4.10 e 4.11) solitamente montata sulla condotta in area pozzo, con la funzione di regolare la portata e di livellare la pressione del pozzo con quella del collettore.



**Figura 4.10** – Valvola duse

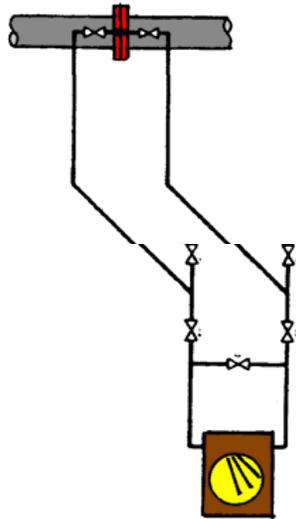


**Figura 4.11** – Dettaglio dischi ceramici di regolazione

Oltre la separazione dei liquidi, il riscaldamento, la regolazione del flusso e della pressione, sul gas viene eseguita la misura della portata al fine di monitorarne la produzione. Essa viene eseguita per mezzo di un trasmettitore di pressione differenziale che rileva il  $\Delta P$  tra monte e valle di una flangia calibrata chiamata anche orifizio di misura (figg. 4.12 e 4.13).



**Figura 4.12** – Diaframma calibrato



**Figura 4.13** – Installazione diaframma e trasmettitore di portata

#### **4.4 – Misura dei liquidi**

Per avere il quadro completo della produzione totale gas-liquidi del pozzo è indispensabile misurare anche i liquidi. Pertanto all'uscita del separatore vengono installate, nell'ordine di citazione, una valvola SDV (shut-down valve) ed una valvola LCV (level control valve). Esse possono essere separate oppure possono fare parte di un unico blocco.

La valvola LCV è comandata da un controllore di livello (LC) installato sul separatore. Conoscendo la capacità di scarico della valvola ad ogni intervento, è possibile misurare il volume di liquido prodotto dal pozzo. La valvola SDV è comandata dall'interruttore di bassissimo livello sul separatore ed ha la funzione di chiudere lo scarico dei liquidi, quando questi raggiungono il bassissimo livello, in modo tale da evitare la fuoriuscita del gas.

#### **4.5 – Sistema di controllo e di sicurezza**

Le installazioni di testa pozzo sono fornite di sistemi automatici che garantiscono il funzionamento degli impianti nel rispetto delle norme di sicurezza.

La sicurezza è affidata, fondamentalmente, a valvole automatiche che intervengono per le seguenti cause:

- alta pressione;
- bassa pressione;
- incendio;
- emergenza.

Si possono essenzialmente distinguere due tipi di valvole di sicurezza:

- valvole di blocco o SDV (shut-down valve)
- valvole di depressurizzazione o BDV (blow-down valve).

Le prime sono così chiamate perché bloccano la produzione e quindi necessitano dell'intervento manuale per il riarmo.

Le valvole di blow-down sono invece valvole normalmente chiuse che intervengono per depressurizzare le linee e gli impianti solo quando si verificano le seguenti cause:

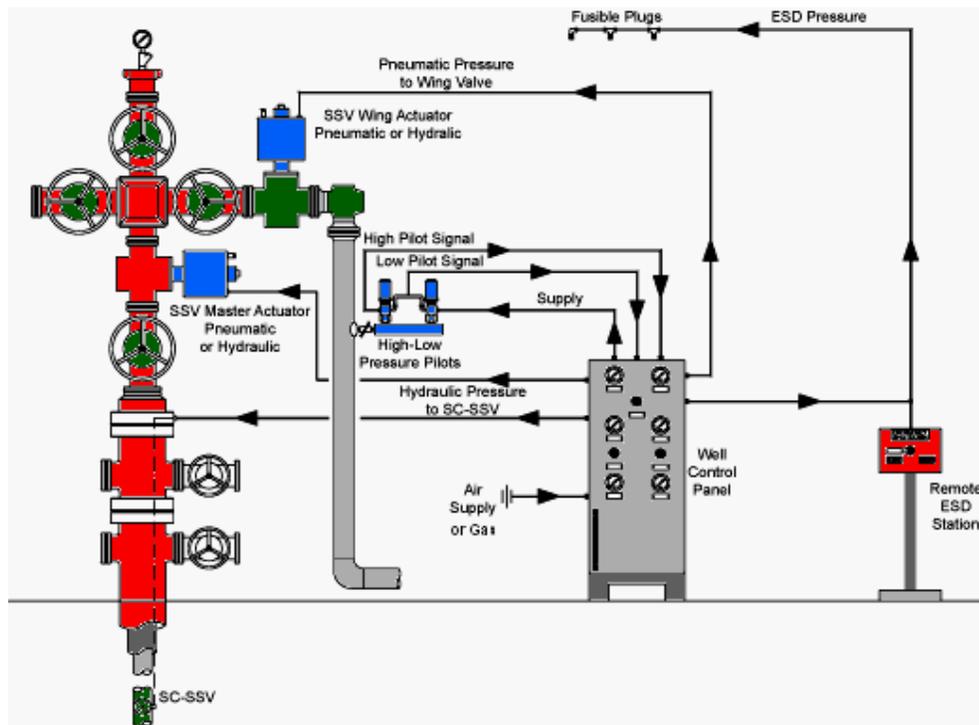
- blocco per incendio
- blocco per emergenza
- blocco da telecomando.

Anche queste valvole necessitano comunque di un riarmo manuale.

Il blocco della produzione proviene dai sensori e dai dispositivi di rilevamento sparsi per l'impianto. Essi possono essere:

- pressostati;
- rete tappi fusibili;
- pulsanti di emergenza.

La fig. 4.13 illustra un sistema di controllo e sicurezza di testa pozzo.



**Figura 4.13** – Controllo e sicurezza di testa pozzo

#### 4.5.1 – Pressostati

I pressostati, chiamati anche piloti, a seconda della loro taratura, intervengono o per alta pressione o per bassa pressione ed il loro intervento fa chiudere solo le valvole di blocco, arrestando la produzione.

I pressostati di alta sono installati per salvaguardare gli impianti da pressioni anomale tali da causarne anche la rottura.

I pressostati di bassa intervengono in caso di rottura di una condotta: la pressione diminuisce ed il pilota chiude la produzione di gas.

I piloti possono essere elettrici o pneumatici: ad ogni intervento, i primi trasmettono un segnale elettrico i secondi un segnale pneumatico.

#### 4.5.2 – Rete tappi fusibili

La rete tappi fusibili è un circuito chiuso, ad aria o a gas strumenti, posta su tutte le apparecchiature presenti.

Il circuito tappi fusibili è costituito essenzialmente da un tubicino (normalmente ad anello) sul quale sono fissati una serie di tappi realizzati con materiale a bassa temperatura di fusione: in caso d'incendio si avrà la fusione di uno o più tappi e la

conseguente depressurizzazione della linea. La caduta di pressione innesca la sequenza dei blocchi che arrestano la produzione per mezzo delle valvole di blocco, e scaricano il gas in atmosfera attraverso le valvole di blow-down.

#### **4.5.3 – Valvole di sicurezza**

Si è visto che esistono pressostati tarati in funzione della pressione massima che si vuole mantenere in quel preciso tratto di linea. Ad ulteriore garanzia di non superare questa pressione sono installate le valvole di sicurezza o PSV, che intervengono solo nei casi in cui i pressostati non siano intervenuti o la pressione continui ad aumentare.

Al raggiungimento della **pressione di bollo** di un recipiente, la valvola di sicurezza interviene scaricando in atmosfera l'eccesso di pressione, salvaguardando così l'involucro del recipiente.

*La pressione di bollo è uguale alla massima pressione di esercizio dell'apparecchiatura, che risulta essere inferiore alla pressione di collaudo di un fattore pari a 1.5.*

Se la pressione statica del pozzo è minore della pressione di bollo del separatore, la valvola di sicurezza non interverrà: depletion del giacimento (andamento naturale decrescente della pressione di un pozzo).

Al posto di una PSV si può trovare la valvola di sicurezza chiamata "Thermo-safety valve" (TSV) denominata anche "Thermo-relief valve" (TRV), che interviene in seguito all'aumento di temperatura.

#### **4.6 – Gas strumenti**

Prevedere un sistema di alimentazione di aria strumenti in ciascuna area pozzo risulterebbe economicamente molto dispendioso sia come investimento sia come esercizio e manutenzione. Spesso si utilizza al posto dell'aria il gas naturale, che permette di realizzare un circuito di alimentazione pneumatica che necessita di poca manutenzione. Il gas viene prelevato generalmente da un collettore e canalizzato verso un impiantino di trattamento costituito da gorgogliatori a glycol, heater, filtri, riduttori e diverse valvole di sicurezza, BDV e SDV.

All'uscita, il gas è pronto per essere inviato alle utenze ed è disponibile a due pressioni differenti: 5 bar, per alimentare i circuiti di pilotaggio, e 15 bar per i circuiti di potenza.

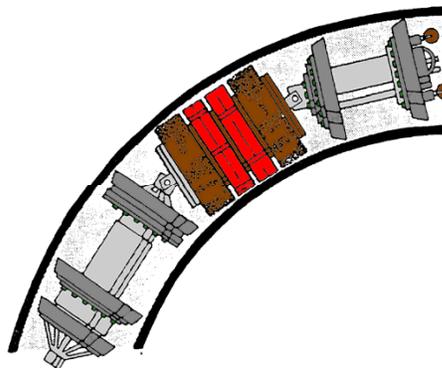
#### 4.7 – Trappola di lancio pig

I problemi della formazione degli idrati e della corrosione rendono necessarie delle attività di pulizia e di controllo delle condotte. Queste operazioni sono effettuate con attrezzature dette **pig**, dalle caratteristiche e dalle forme diverse a seconda della operazione da eseguire. Infatti, esistono pig per la pulizia interna delle condotte dotati di spazzole, oppure pig pulitori a forma sferica, cilindrica, ecc. (fig. 4.14).



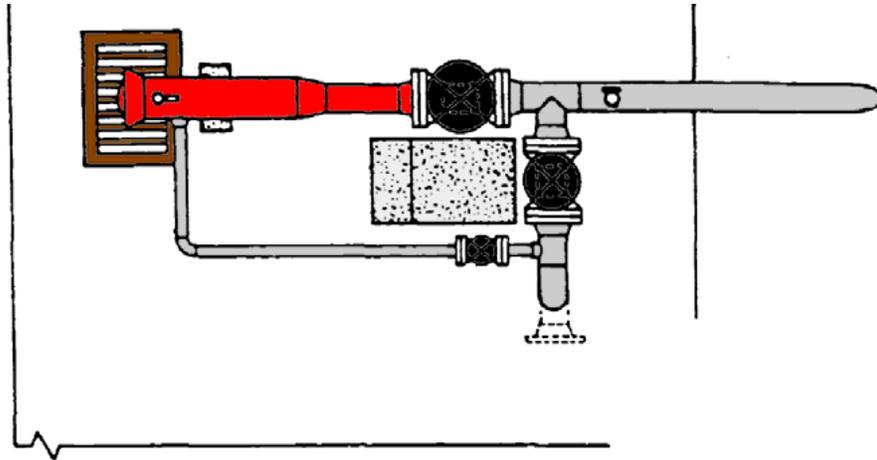
**Figura 4.14** – Pigs di pulizia

Il controllo delle condotte viene eseguito con speciali pig dotati di sensori magnetici in grado di localizzare e registrare le eventuali variazioni di spessore dovute a corrosione in corso o danneggiamenti della tubazione stessa (fig. 4.15).



**Figura 4.15** – Pig di pulizia

Il pig viene introdotto all'interno della rete di produzione attraverso il Barrel di ingresso ed estratti dal Barrel di uscita così come da fig. 4.16.



**Figura 4.16** – Trappola di lancio

#### **4.8 – Trattamento delle acque di processo onshore**

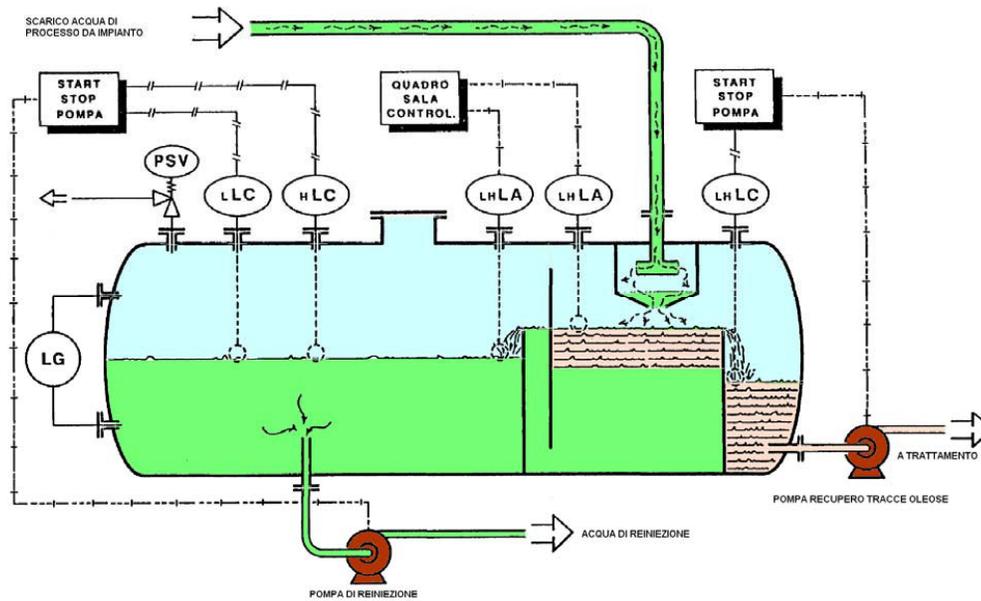
Il circuito di trattamento acque di processo a terra è costituito dalle seguenti parti:

- pozzo reiniettore;
- serbatoio di stoccaggio (o **skimmer**);
- pompe di iniezione;
- trattamenti chimici.

Tutti i liquidi di processo sono convogliati nello skimmer (fig. 4.17) dove vengono separati per gravità. La capacità, espressa in volume, del serbatoio dipende sia dalla portata di liquido prodotto sia dalla portata di liquidi che il pozzo reiniettore è in grado di assorbire.

Le pompe di iniezione sono di tipo volumetrico a più stadi e sono in grado di raggiungere pressioni elevate, necessarie per vincere la pressione di giacimento.

Il trattamento chimico che normalmente viene eseguito è anticorrosivo e battericida.



**Figura 4.17** – Separatore trattamento acque di processo (on-shore)

Il trattamento dei liquidi di processo nelle piattaforme è più complesso, poiché le acque vengono scaricate a mare e verrà trattato nel prossimo capitolo.

## CAPITOLO 5 – PIATTAFORME DI PRODUZIONE

### Generalità

Per la produzione di idrocarburi in mare ci sono diversi tipi di strutture, principalmente distinte in:

- pozzi isolati;
- pozzi in cluster;
- piattaforma di produzione.

- I primi sono sostanzialmente costituiti dal prolungamento del tubo di guida e da una struttura metallica montata su di esso. Quest'ultima ha il compito di ospitare i separatori e i sistemi di iniezione degli inibitori. Questo tipo di struttura non è preposta all'alloggio di personale e quindi gli interventi di manutenzione al pozzo devono essere programmati con l'ausilio di una barca di supporto.

- I *pozzi in cluster* sono pozzi isolati e collegati da una struttura metallica; hanno dispositivi per la separazione ed il trattamento dei liquidi scaricati dai pozzi; si possono trovare le pompe di iniezione del liquido inibitore ed un alloggio di emergenza per il personale momentaneamente in transito.

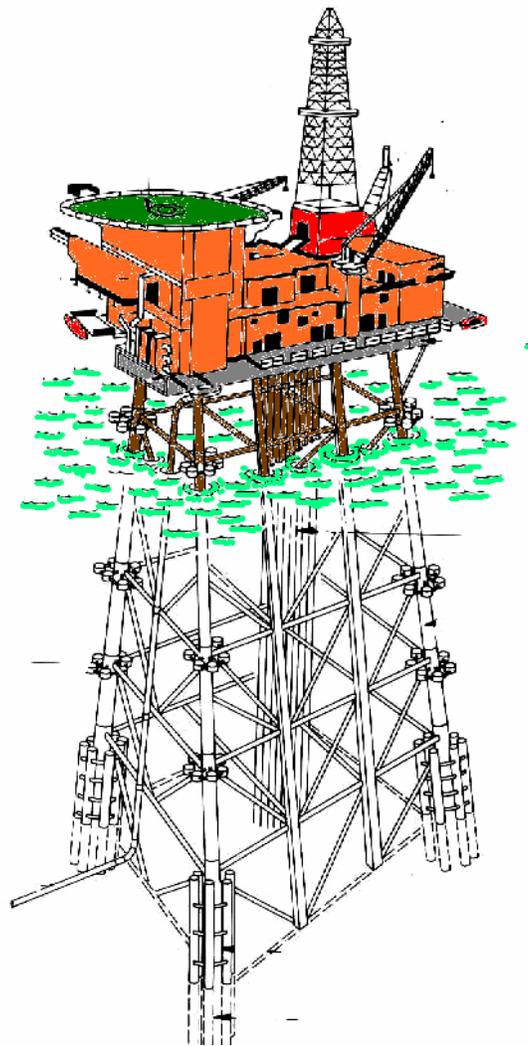
- La *piattaforma* è concepita per ospitare personale in modo continuativo, anche se effettivamente è presidiata solo a fasi alterne. Durante i periodi in cui manca il presidio essa viene controllata da terra, attraverso sistemi di telecontrollo.

La piattaforma permette di perforare più pozzi nello stesso luogo con tecnologie sofisticate, che danno la possibilità di produrre il gas prelevandolo in un raggio molto più ampio rispetto alla verticale del pozzo. Infatti, dalla piattaforma vengono perforati pozzi verticali, deviati ed orizzontali riducendo in tal modo i costi di produzione, di gestione e di manutenzione. Raggruppare più pozzi in un'unica piattaforma consente di ridurre i problemi dovuti al trasporto del gas verso le centrali di trattamento.

## 5.1 – Struttura della piattaforma

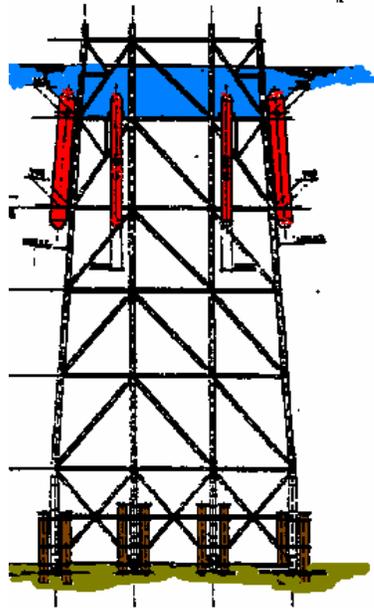
La piattaforma (fig. 5.1) è costituita da una struttura metallica normalmente divisa in due parti:

- **Jacket**, costituito dalla struttura in acciaio di sostegno;
- **Deck**, comprendente:
  - Piano pozzi;
  - Modulo di processo;
  - Modulo produzione energia elettrica;
  - Modulo produzione aria compressa (dove previsto);
  - Modulo alloggi.



**Figura 5.1** – Piattaforma di produzione idrocarburi

Il **jacket** è una struttura in acciaio composta da 4-6-8 gambe, a seconda della grandezza, appoggiata o saldamente ancorata al fondo marino (fig. 5.2).



**Figura. 5.2** – Jacket

Il **deck** (fig. 5.3) è la struttura in acciaio ubicata sopra il jacket, ed è costituita da due piani principali:

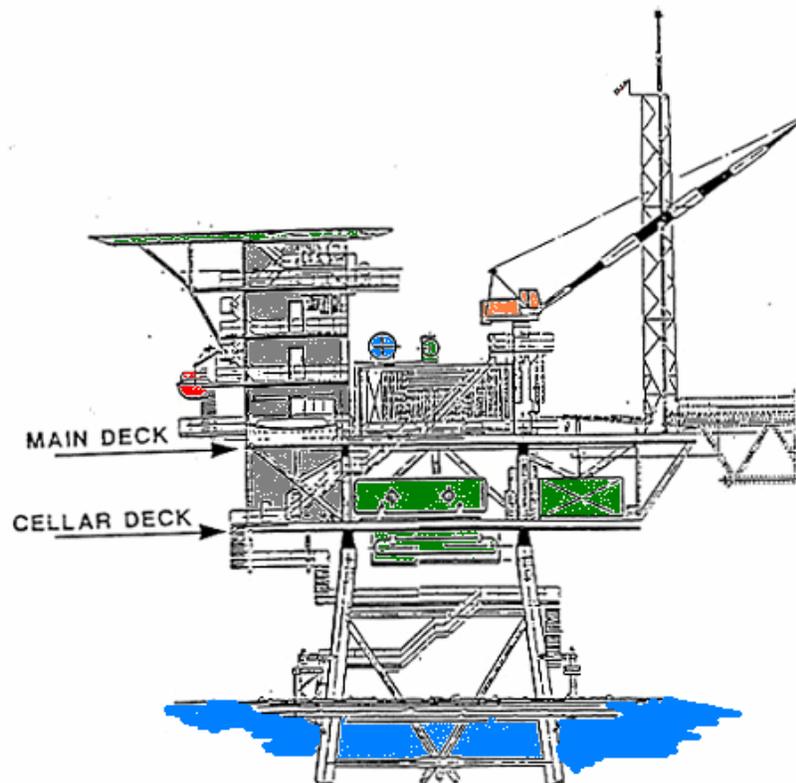
- cellar deck;
- main deck.

Il **cellar deck** coincide con il primo piano della piattaforma, è ubicato a circa 13 m dal livello del mare; su di esso in genere sono posizionati: l'area teste pozzo, l'impianto antivegetativo, i serbatoi di stoccaggio dell'acqua dolce, i cabinati per la produzione di energia elettrica, il cabinato per il generatore di emergenza, la cabina di strumentazione, la cabina di controllo (denominata *STAU*) con la funzione di acquisire, elaborare e trasmettere dati. Quest'ultimo cabinato può trovarsi anche nel modulo alloggi.

Il **main deck** coincide con il secondo piano della piattaforma, si trova a circa 18,5 m dal livello del mare; su di esso si trovano:

- il **modulo alloggi**, al cui interno trovano posto 26 persone alloggiate in 13 cabine con servizi annessi, cucina, cambusa, mensa, infermeria, lavanderia, impianto frigorifero, spogliatoi, servizi, condizionamento, autoclave, produzione acqua calda, ufficio capi piattaforma, fiaccole, gru e lance di salvataggio da 35-40 persone cadauna;
- il **modulo di processo**, dove sono alloggiati i separatori (tanti quante sono le strings produttive);
- l'**impianto gas strumenti** o **fuel gas** (che può essere integrato dal modulo produzione aria strumenti);
- le **pompe glycol** di inibizione;
- filtri acqua servizi;
- linea di misura del prodotto con i relativi parametri P, T, Q,  $\Delta P$  ecc....

Sopra il modulo processo sono collocati i serbatoi di stoccaggio glycol, mentre sopra il modulo alloggi è ubicato l'eliporto, di dimensione 18x22 m circa, dotato di apparecchiature antincendio con impianto schiuma e 4 lance da 200 l/min.



**Figura 5.3 - Deck**

## 5.2 – Cellar Deck

### 5.2.1 – Pozzi di produzione

Negli impianti di idrocarburi sono presenti le croci di produzione costituite da un monoblocco di acciaio al cui interno sono ricavate la/e string e la sede per le valvole di intercettazione, sia manuali sia motorizzate. Si può dire che esse rappresentino il punto di erogazione del gas naturale, che collega il pozzo all'impianto di trattamento.

Lo spessore del monoblocco dipende dalla pressione statica del pozzo, misurata in psi. I più comuni sono da 3.000 psi (210 kg/cm<sup>2</sup>), 5.000 psi (350 kg/cm<sup>2</sup>), 6.000 psi (420 kg/cm<sup>2</sup>), 10.000 psi (700 kg/cm<sup>2</sup>).

Le croci vengono installate sul cellar deck per rendere più agevole l'attività di perforazione o di workover; possono essere ad una o due string ed ogni piattaforma può averne dalle sei alle diciotto unità; l'area che le contiene viene comunemente chiamata *testa pozzo* ed è classificata come zona pericolosa.

Come già detto, le croci di produzione sono dotate di sistemi di sicurezza che in caso di emergenza (incendio, alta o bassa pressione) chiudono le valvole automatiche. Su di esse sono installati manometri, prese di collegamento per trasmettitori di pressione, le control-line, che alimentano le valvole di fondo, ed eventuali ingressi per l'iniezione dell'inibitore di idrati.

Ogni croce ha due tipi di valvole automatiche su cui le sicurezze agiscono per bloccare la produzione. Esse sono la valvola **working**, o valvola di lavoro, e la valvola **master**. La prima, oltre ad essere coinvolta nella logica delle sicurezze, è la valvola su cui si interviene semplicemente per interrompere il flusso di gas, per esigenze di produzione; infatti questa valvola è gestita anche da comando remoto. Il funzionamento della master, invece, è direttamente legato alle situazioni di emergenza: si chiude se interviene, per esempio, un pilota. La chiusura della master implica la successiva chiusura della valvola working e ripristinare la produzione significa intervenire personalmente sull'impianto: non esiste, infatti, in piattaforma un comando remoto per uscire da una situazione di emergenza e ripristinare le condizioni iniziali di produzione.

In fine, se la pressione dinamica del pozzo è molto alta, sulla croce è possibile trovare anche una valvola duse.

## 5.2.2 – Trattamento acque di scarico

Per quanto concerne lo scarico liquidi dei separatori di piattaforma, esiste un gruppo di valvole automatiche per mantenere un livello minimo e mettere in blocco la linea nel caso si verifichi un bassissimo livello.

La fase liquida raccolta sul fondo del separatore (acqua e idrocarburi superiori) viene misurata e scaricata automaticamente nell'impianto di trattamento (fig. 5.4).

Quest'ultimo è costituito da due stadi: nel primo, la separazione degli idrocarburi e acqua avviene per azione meccanica, data la differenza di peso specifico; nel secondo stadio, invece, per mezzo di un filtro a quarzite e l'assorbimento mediante filtri a carbone attivo, che vengono ciclicamente sostituiti. In questo modo, la concentrazione di idrocarburi nell'acqua scaricata viene mantenuta nei limiti prescritti dalle leggi vigenti.

Gli idrocarburi separati vengono recuperati con una bettolina e portati in centrale per il trattamento. Il gas che si separa nel primo stadio e nel secondo viene inviato alla torcia di bassa pressione.

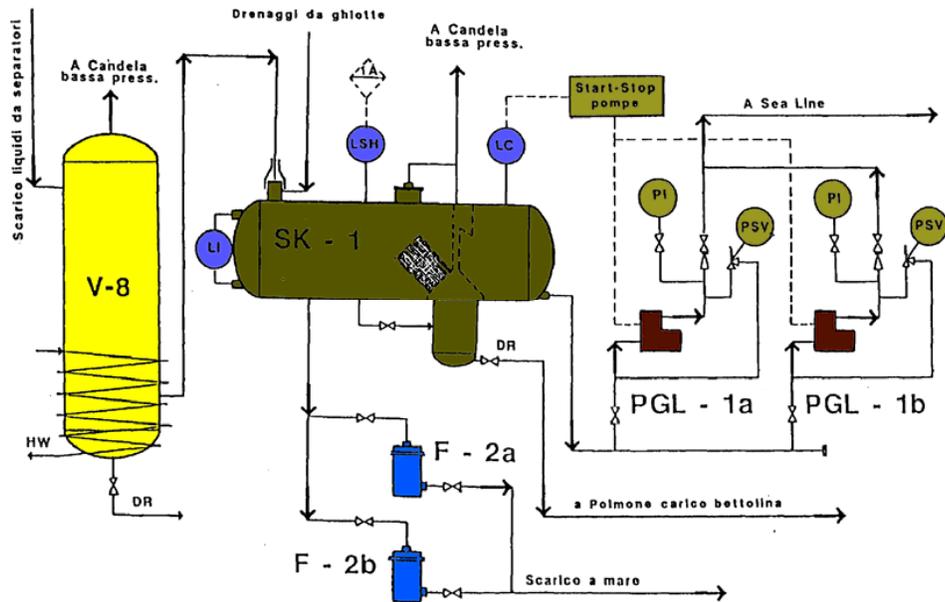


Figura 5.4 – Trattamento acque di scarico

### **5.2.3 – Produzione e distribuzione aria strumenti**

Altro elemento importante è il sistema per la produzione dell'aria compressa, e in particolare per la produzione di aria disidratata o aria strumenti. Quest'ultima alimenta la strumentazione e garantisce la potenza alle valvole di blocco.

Il sistema generalmente è così composto:

- 2 compressori aria azionati da motore elettrico;
- gruppo di essiccazione aria;
- filtri.

Normalmente il sistema è alimentato da due compressori, di cui uno in esercizio e l'altro in stand-by, per garantire la continuità della produzione.

L'aria compressa in uscita dai compressori è calda e ricca di vapore d'acqua; raffreddandosi tenderebbe a condensare creando problemi nel circuito della strumentazione. Per questo motivo l'aria viene disidratata con il gruppo di essiccazione, il quale può funzionare mediante assorbente liquido o adsorbente solido, oppure tramite raffreddamento forzato dell'aria stessa (impianto frigo).

Normalmente l'impianto viene fornito su skid per facilitarne l'installazione.

Infine, per garantire la pulizia da corpuscoli, vengono posti dei filtri prima dell'immissione dell'aria nel circuito.

Nel caso in cui venga a mancare l'aria, la piattaforma va in blocco. Serbatoi di accumulo posti lungo il circuito aria strumenti introducono un determinato ritardo (circa 20 – 30 min.) per consentire eventuali ripristini o l'intervento delle sicurezze.

### **5.2.4 – Produzione e distribuzione energia elettrica**

Il sistema di produzione energia elettrica è, generalmente, così composto:

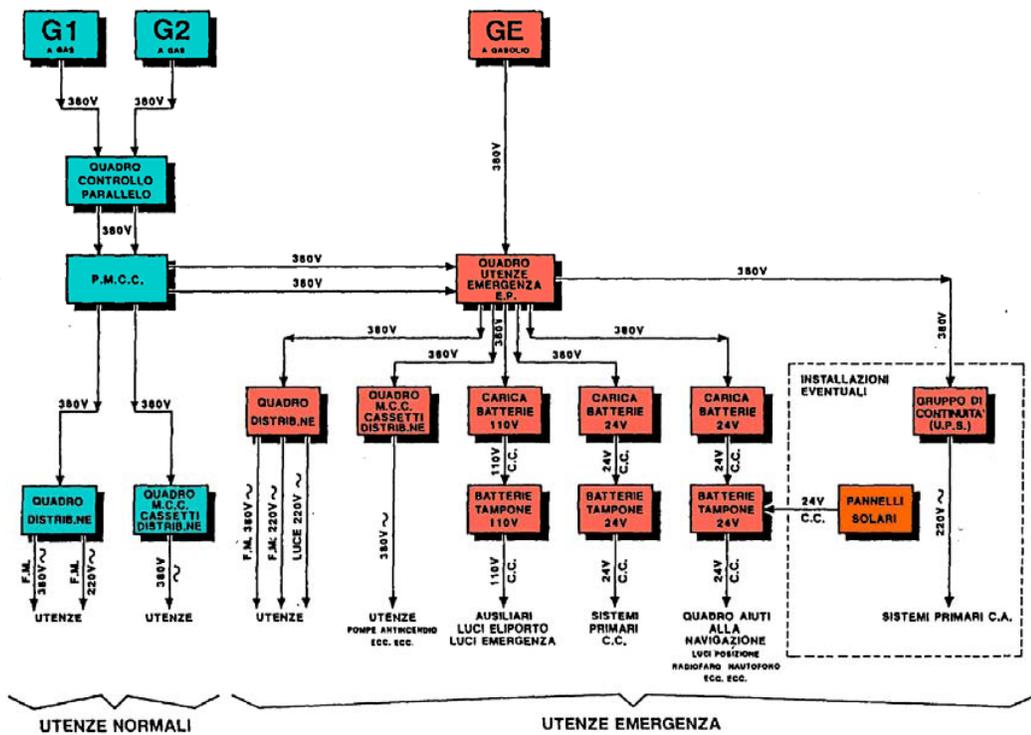
- cabinato generatori G1, G2 (due generatori a gas da 380 KVA);
- cabinato elettrico NEP ;
- cabinato elettrico EPDPR;
- cabinato G.E. (generatore a gasolio da 220 KVA come generatore di emergenza)
- sala batterie 24/110 volt (batterie tampone).

I cabinati G1 e G2 contengono i gruppi elettrogeni per la produzione di energia elettrica e tutte le sicurezze necessarie a garantire il loro isolamento, sia dal punto di vista elettrico sia rispetto all'ambiente esterno, chiudendo le prese d'aria per la ventilazione forzata. Questi due ultimi aspetti valgono per tutti i cabinati.

I gruppi erogano energia verso il cabinato NEP dal quale vengono alimentati tutti i carichi per mezzo del quadro elettrico denominato PMCC (Power Motor Control Center). I carichi elettrici si suddividono in due gruppi, carichi essenziali e non essenziali. I primi vengono alimentati direttamente dal NEP; i secondi ricevono energia dal NEP ma attraverso l' EPDPR, cabinato che contiene tutti i cassetti elettrici dei carichi essenziali. Quando G1 e G2 sono fermi, il NEP è sostanzialmente de-energizzato e il GE garantisce l'erogazione elettrica verso l'EPDPR che fornisce, a sua volta, energia elettrica ai soli carichi essenziali tra cui le sicurezze di bordo.

All'interno del NEP si trova un altro quadro elettrico molto importante che esegue il parallelo dei gruppi G1 e G2 quando il carico totale supera una certa soglia. Quando tutti i gruppi sono fermi compreso il GE, entrano in servizio le batterie tampone da 24 V e 110 V che garantiscono l'alimentazione delle sicurezze di bordo, le telemetrie e luci di emergenza per un tempo di circa 8 ore. Nello schema a blocchi di fig. 5.5 è rappresentata la generazione elettrica ed il sistema di distribuzione di una piattaforma.

**GENERAZIONE ENERGIA ELETTRICA E DISTRIBUZIONE (PIATTAFORMA)**



**Figura 5.5** – Generazione e distribuzione dell'energia elettrica

### 5.3 – Il gruppo di emergenza

Il generatore di emergenza è alimentato a gasolio, (figg. 5.6 e 5.7) ed è installato per garantire l'energia elettrica in caso di blackout generale; questo è valido sia per le piattaforme sia per gli impianti a terra.

Generalmente i parametri di erogazione sono:

- $P = 220 \text{ KVA}$ ;
- $E = 380 \text{ V}$ , trifase;
- $\cos\varphi = 0.99$ .

Il circuito di alimentazione del gasolio è costituito da un serbatoio di stoccaggio. Tramite pompa elettrica o manuale, il carburante è travasato nel serbatoio giornaliero che alimenta direttamente il gruppo ed è generalmente installato in prossimità della macchina (fig. 5.8).



**Figura. 5.6** – Generatore di emergenza



Figura 5.7 – Generatore di emergenza

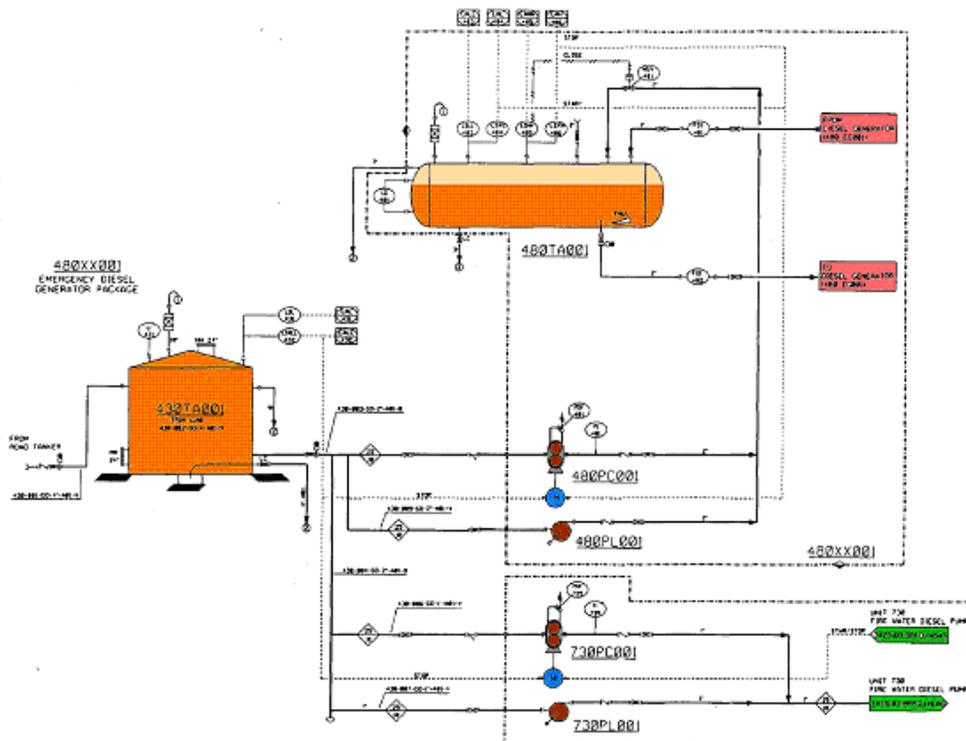


Figura 5.8 - Stoccaggio ed alimentazione diesel generatore e pompa antincendio

## 5.4 – Main deck

### 5.4.1 Modulo processo

Il modulo processo è un ambiente in cui sono installate le principali apparecchiature per il trattamento del gas:

- i separatori bifase di tipo verticale;
- le valvole duse;
- le pompe di iniezione del glycol;
- l'impiantino gas strumenti o fuel gas;
- l'impianto acqua di tracciatura, che consiste in un tubo di rame da ¼ di pollice che viene avvolto sui separatori e sulle flow lines; al suo interno scorre acqua calda per innalzare la temperatura del gas (prevenzione idrati);
- l'armadio blocchi: un quadro pneumatico sul quale sono installati dei pulsanti e interruttori, per il reset delle valvole master, per il pilotaggio delle valvole working e per il reset di blocchi di emergenza, e una serie di spie di segnalazione, tutto esclusivamente pneumatico.
- strumenti di misura della portata

Per quanto concerne le sicurezze, all'interno del modulo si trova una serie di sensori per il rilevamento della miscela esplosiva, una rete tappi fusibili, delle grandi ventole per l'aria forzata, che si mettono in moto quando la concentrazione di gas supera una certa soglia.

In questa parte dell'impianto si svolgono le principali attività per la produzione del gas naturale. Infatti, dall'area testa pozzo partono tutte le flow lines, ognuna delle quali arriva al proprio separatore dove vengono separati i liquidi dal gas. Ogni separatore ha una presa campioni dove l'operatore periodicamente preleva un campione di liquidi per essere mandato in un laboratorio di analisi. A valle del separatore si trovano, nell'ordine di citazione, un orifizio di misura, ai capi del quale è collegato un trasmettitore di  $\Delta P$  per il calcolo della portata; l'ingresso per l'iniezione del glycol e la valvola duse dove viene regolata la portata e la pressione nel separatore (pressione dinamica del pozzo). Ai capi della duse esiste un  $\Delta P$  che rappresenta la differenza tra la pressione del pozzo e la pressione del collettore, dove viene convogliato tutto il gas per essere spedito in centrale.

Le pompe del glycol sono di tipo volumetrico e l'operatore regola manualmente la portata dell'inibitore a seconda delle necessità.

L'inibitore è una miscela di glycol e acqua ed i seguente grafici mettono in relazione la % della sostanza pura con la temperatura.

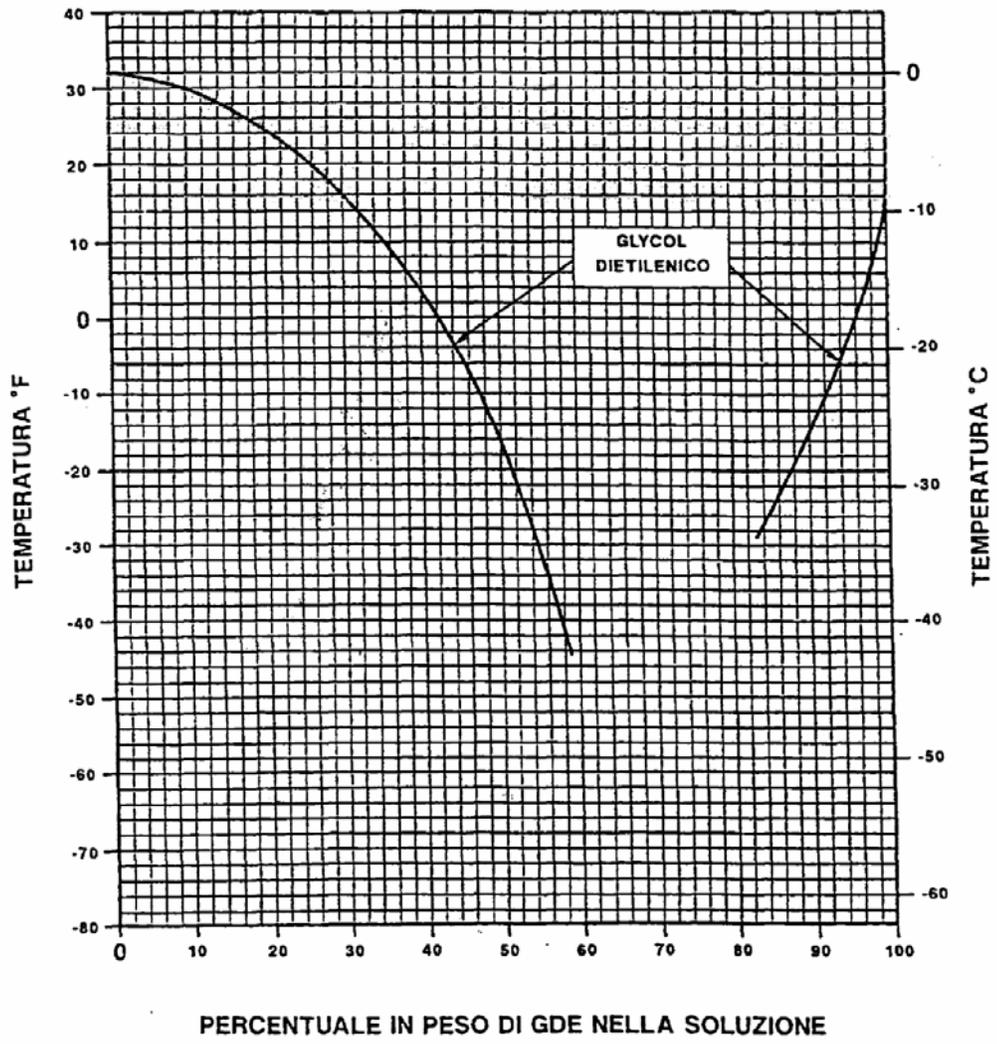


Figura 5.9

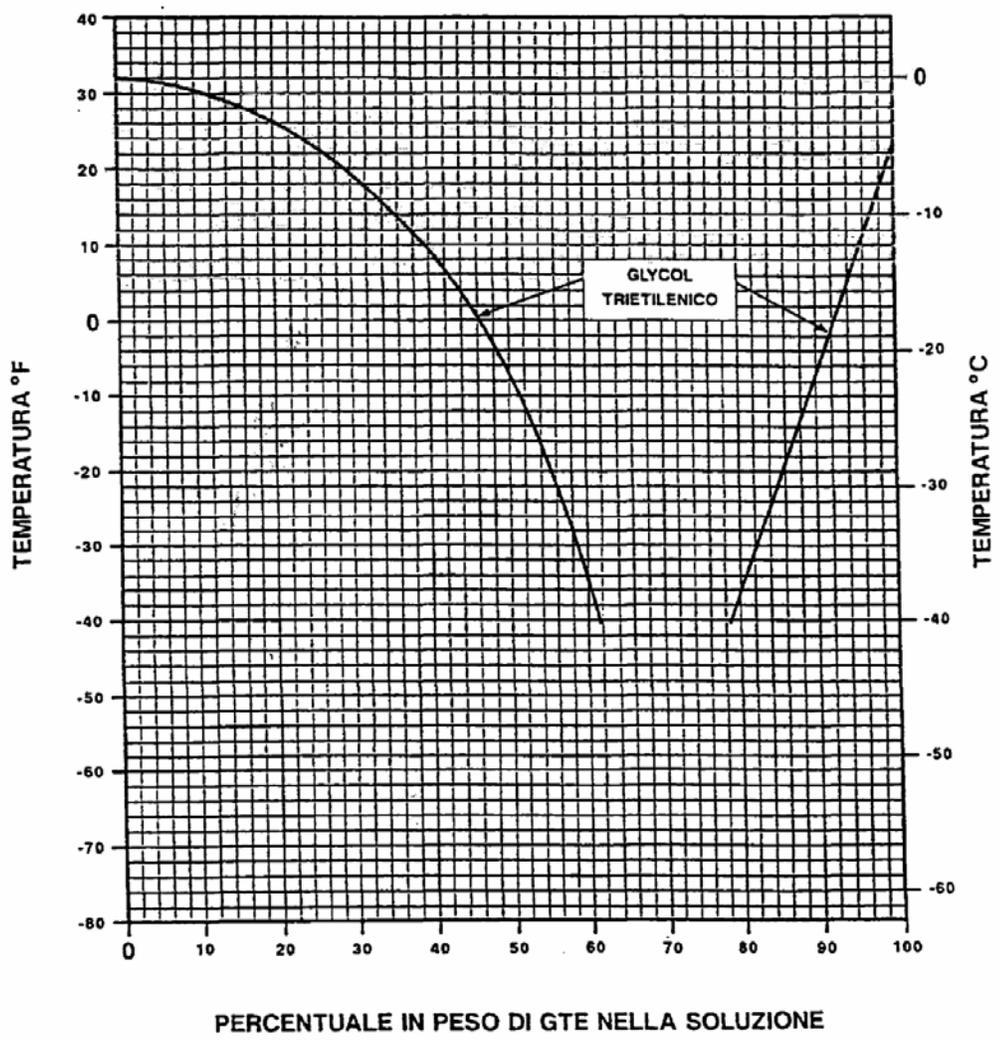


Figura 5.10

## 6.0 – RETE DI RACCOLTA

### Generalità

Per rete di raccolta si intende l'insieme delle linee che partendo dall'area pozzo o dalle piattaforme, trasporta il gas alla centrale di trattamento.

Il sistema rete di raccolta non presenta grossi problemi di esercizio; è necessario però un controllo e un monitoraggio programmato dello stesso per garantire la sua integrità.

### 6.1 – Condotta a terra e condotta a mare

#### Condotta a terra (pipeline)

La condotta a terra va dall'area pozzo alla centrale di trattamento; è installata normalmente sotto terra, a profondità variabile a seconda della natura del terreno; la quota media è di circa 1,4 metri dal piano campagna al cielo della tubazione.

La linea è di acciaio ad alta resistenza, per consentire l'impiego di tubi meno spessi, e presenta un rivestimento che può essere di tipo bituminoso o realizzato con resine.

#### Condotta a mare (sea-line)

Con il termine inglese di sea-line viene denominato il tratto di tubazione preposto al trasporto del gas prodotto dalla piattaforma fino alla centrale di trattamento.

Questa linea scende lungo una gamba della piattaforma, viene interrata sotto il fondale marino e raggiunge la centrale di trattamento, previo passaggio attraverso una "*camera di intercettazione*", posta solitamente in prossimità della riva.

In detta cameretta sono poste delle valvole manuali per l'intercettazione del sea-line in caso di necessità.

In partenza e in arrivo sono inserite delle trappole che hanno il compito rispettivamente di lanciare e ricevere il pig per la pulizia della linea.

Il sea-line è costruito con tubi di opportuno spessore in funzione della pressione di esercizio. Per garantire il rispetto di questo valore vengono installati in partenza (sul collettore) ed in arrivo (ingresso centrale) dei pressostati di alta e bassa pressione, i quali, quando intervengono, mettono in blocco la piattaforma e/o la centrale.

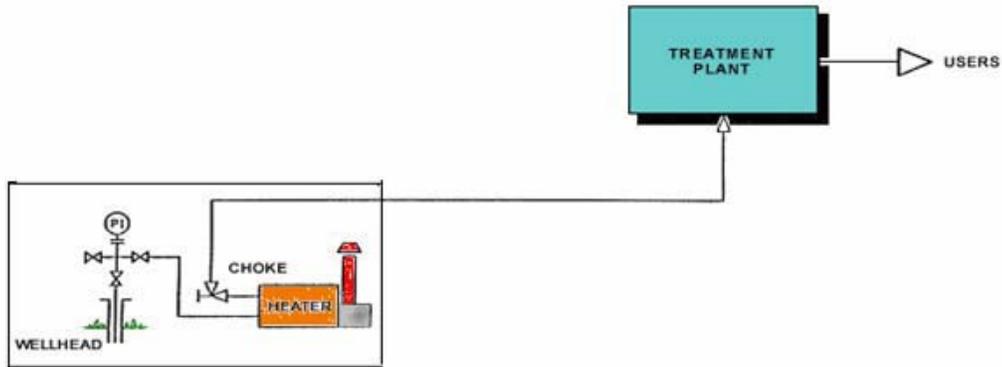
### 6.2 – Tipologie di rete di raccolta

Le reti di raccolta sia a terra che a mare possono essere realizzate con le seguenti strutture:

- collegamento individuale
- collegamento con struttura a ramo
- collegamento con struttura integrata
- collegamento con struttura a stella.

### 6.2.1 – Collegamento individuale

Ogni pozzo è collegato individualmente al centro di trattamento (fig. 6.1).



**Figura. 6.1** – Collegamento individuale

I principali vantaggi di questa disposizione sono:

- identificazione immediata dei pozzi in servizio dalla centrale;
- verifica dei parametri erogativi direttamente dalla centrale;
- comodità di isolamento per interventi programmati o di emergenza.

Tra gli svantaggi invece vi è l'alto costo di installazione, specialmente se il campo diventa grande e/o se il numero dei pozzi produttivi è alto.

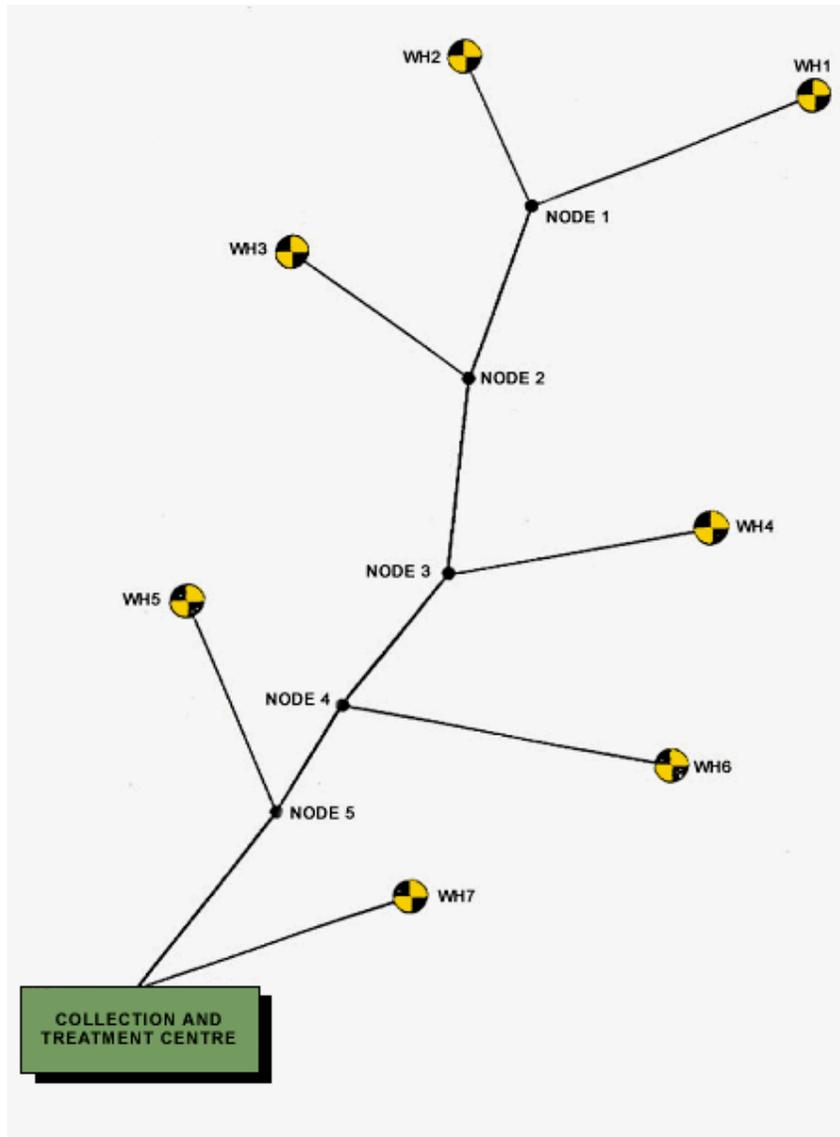
### 6.2.2 – Collegamento con struttura a ramo

Le linee individuali di ogni pozzo convergono in un unico collettore di capacità adeguata (fig. 6.2).

Il principale vantaggio di questa disposizione consiste negli oneri limitati sui grandi campi produttivi con numero elevato di pozzi e la centrale di trattamento a distanza ragguardevole.

Gli svantaggi invece consistono nei seguenti punti:

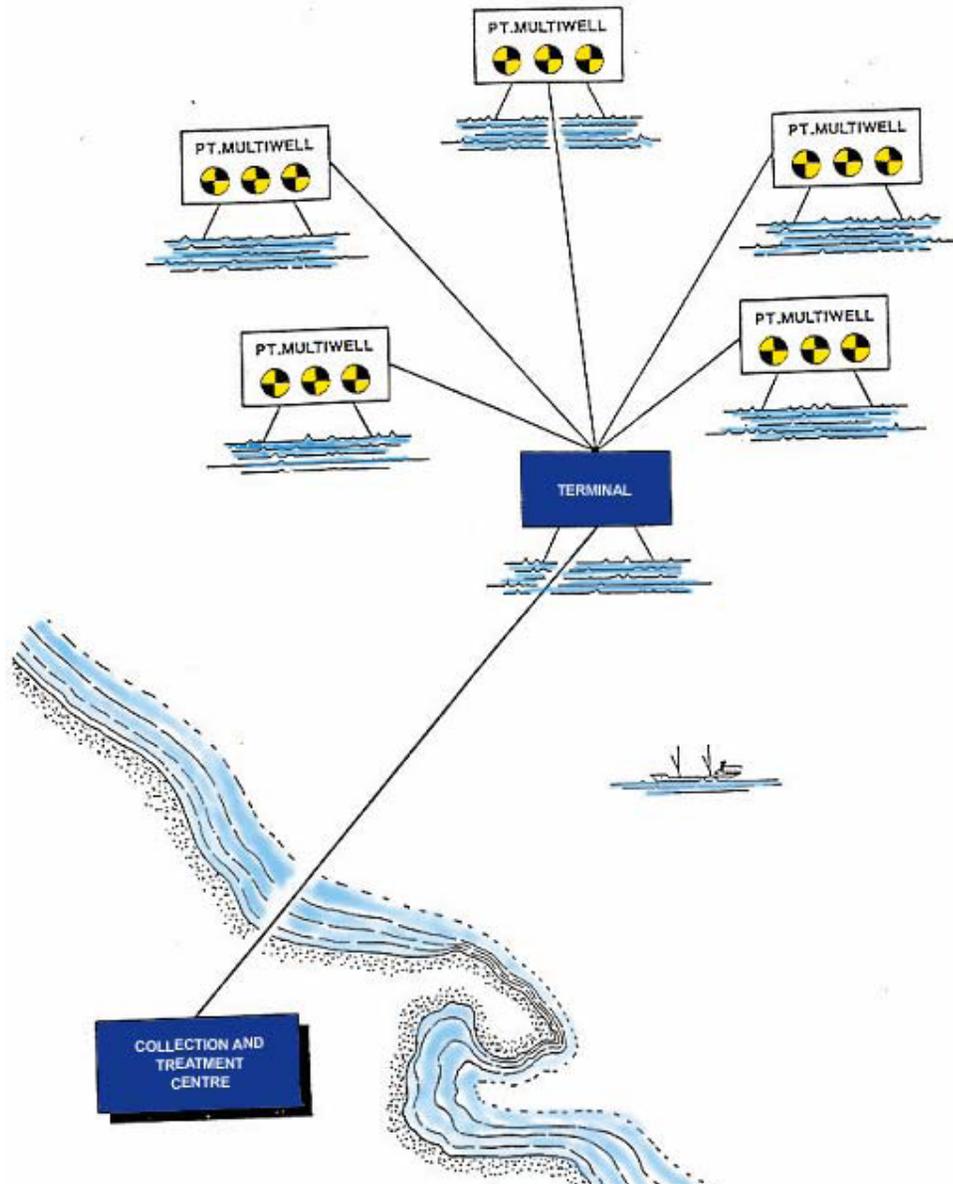
- la rete, nel suo complesso, deve essere pressoché completata prima dell'inizio dello sfruttamento;
- l'intera produzione può essere inquinata da un solo pozzo ( $H_2O$ ,  $H_2S$ ,  $CO_2$ );
- se si chiude il collettore si interrompe l'intera produzione.



**Figura 6.2** – Collegamento con struttura a ramo

### 6.2.3 – Collegamento con struttura integrata

E' il collegamento tipico di impianti off-shore. Le sorgenti di gas sono concentrate in poche piattaforme "multiwell", mentre una piattaforma terminale risulta localizzata nel nodo di una struttura stellare (fig. 6.3).

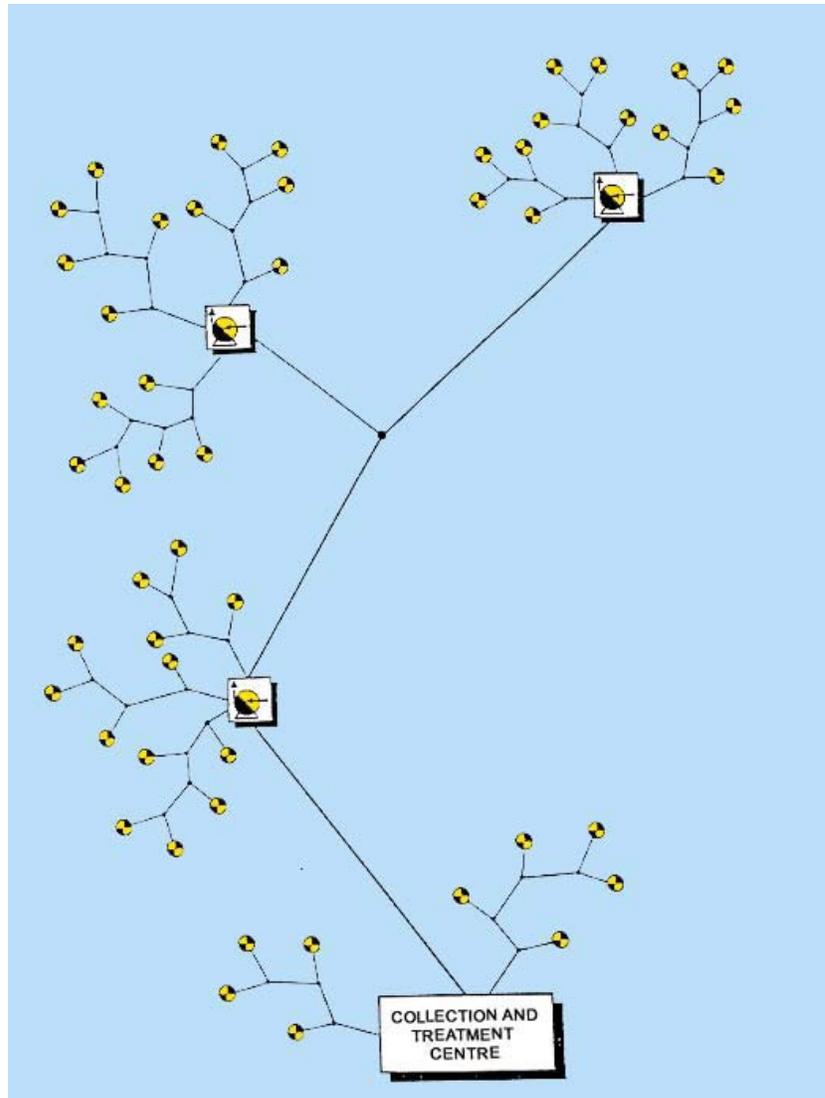


**Figura 6.3** - Collegamento con struttura integrata

#### 6.2.4 – Collegamento con struttura a stella

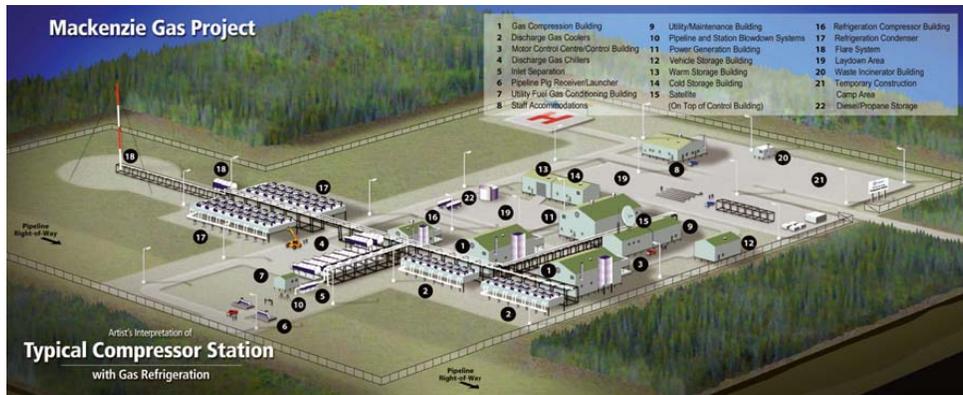
Connette più giacimenti ad un primo centro di raccolta dove il gas subisce un primo trattamento e successivamente, con una struttura secondaria, collega tra loro i centri di raccolta e il centro di trattamento (fig. 6.4).

Questa soluzione è la più complessa; presenta maggiori costi di esercizio, ma permette un maggior sfruttamento del campo. Questo tipo di struttura è in genere più utilizzata per lo sfruttamento di giacimenti a olio.



**Figura 6.4** – Collegamento con struttura a stella

## CAPITOLO 7 - COMPRESSIONE DEL GAS

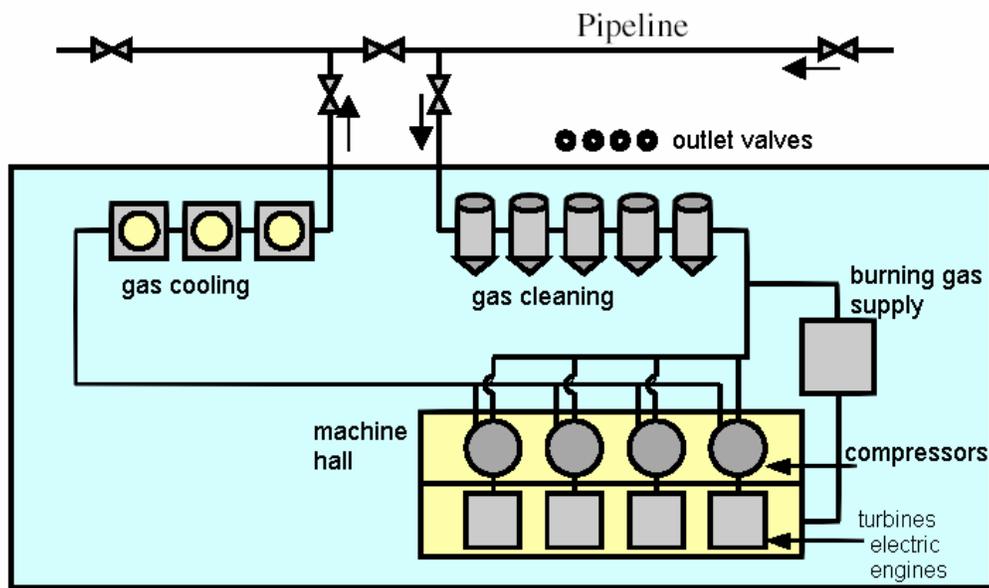


**Figura 7.1** - Configurazione tipica di stazione di compressione ubicata sui metanodotti

### 7.1 – La compressione nelle centrali e nelle piattaforme

Scopo della compressione è quello di elevare la pressione del gas per diverse finalità e le unità di compressione possono essere installate in varie tipologie di impianti:

- compressione ubicata nelle centrali di spinta con lo scopo di movimentare il gas nei metanodotti ( $V = 6 \text{ m/s}$ ) (fig. 7.1);
- compressione ubicata nelle centrali di produzione con lo scopo o di elevare la pressione del campo troppo bassa per un corretto trattamento, oppure per portare il gas dagli impianti di produzione o di stoccaggio alla pressione dei metanodotti;
- compressione ubicata nelle centrali di stoccaggio con la funzione di iniettare il gas proveniente dai metanodotti nei giacimenti di stoccaggio;
- compressione ubicata nelle piattaforme con la funzione di elevare la pressione del gas divenuta troppo bassa per alimentare gli impianti di trattamento a terra (fig. 7.3).



**Figura 7.2** - Rappresentazione schematica di una stazione di compressione



**Figura 7.3** – Unità di compressione offshore

## 7.2 – Descrizione del circuito di compressione

Si distinguono due unità di compressione quella di bassa e quella di alta pressione. Di solito l'unità di bassa ha un valore di ingresso dell'ordine delle unità di bar e un valore di uscita dell'ordine delle decine di bar; l'unità di alta ha una pressione di ingresso dell'ordine delle decine di bar e la pressione d'uscita può arrivare intorno ai 500 bar.

Queste due unità possono essere installate singolarmente oppure in cascata a seconda delle esigenze.

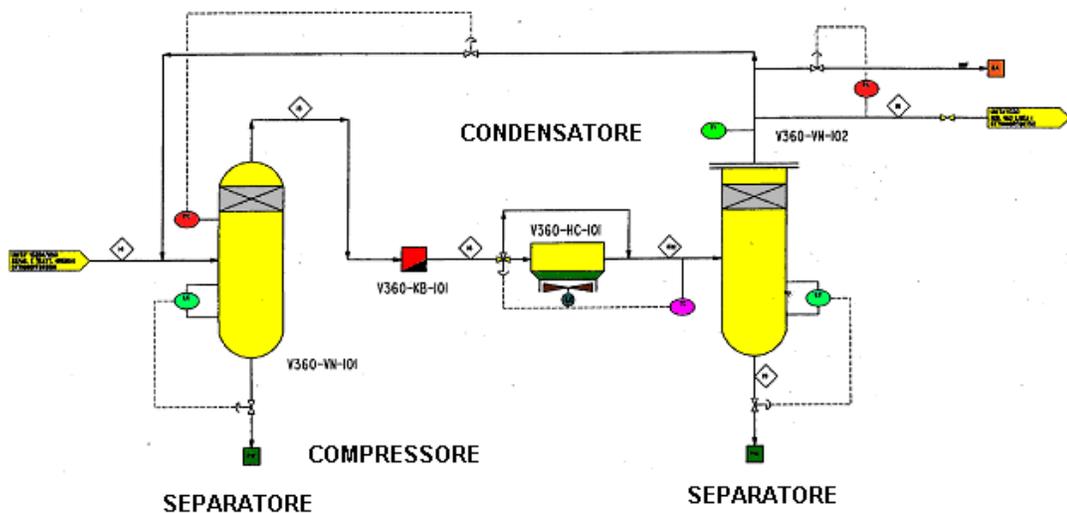
A meno di qualche eccezione, si può dire che la configurazione delle due unità è sostanzialmente uguale.

Il gas entra nella stazione di compressione attraverso un separatore dove vengono rilasciate eventuali impurità solide e liquide. Il separatore normalmente è fornito di demister, un dispositivo che serve a trattenere tracce di vapore che potrebbero essere dannose per la macchina. Dopo il primo separatore, il gas entra nel compressore che ne aumenta la pressione e la temperatura. L'innalzamento di quest'ultima non è un fatto voluto ma una naturale conseguenza legata alla compressione; quindi essa deve essere eliminata, ovvero occorre necessariamente raffreddare il gas prima di essere inviato ad altri stadi di compressione. Infatti, il raggiungimento della pressione di uscita dall'unità di compressione viene ottenuto step-by-step, ovvero come contributo di stadi di compressione intermedi.

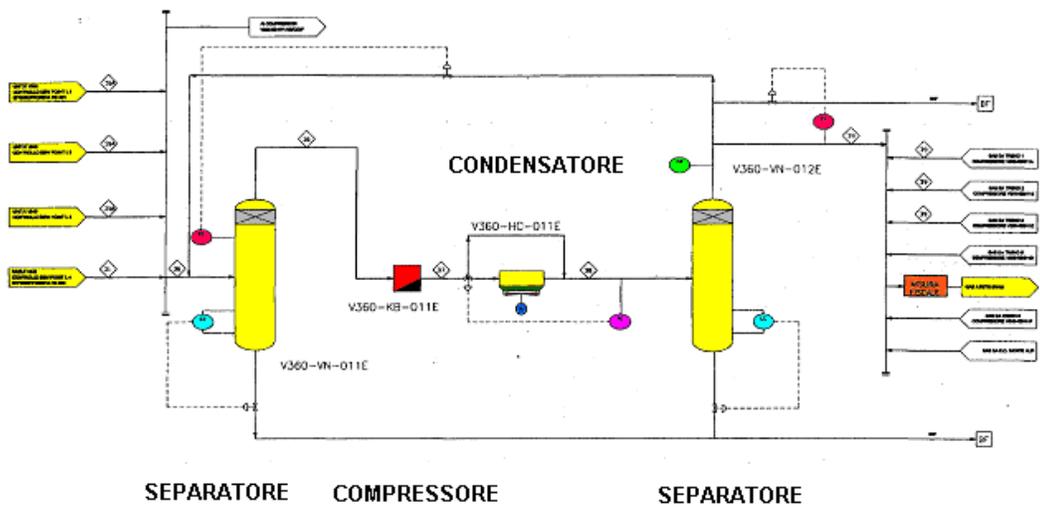
Per raffreddare il gas, a valle del compressore vengono installati dei refrigeranti ad aria (air-cooler) o scambiatori ad acqua. L'abbassamento della temperatura può causare dei condensati che vengono eliminati tramite un altro separatore.

La descrizione appena fatta è illustrata nelle figure 7.4, 7.5 e 7.6 e rappresentano lo schema di marcia tipico.

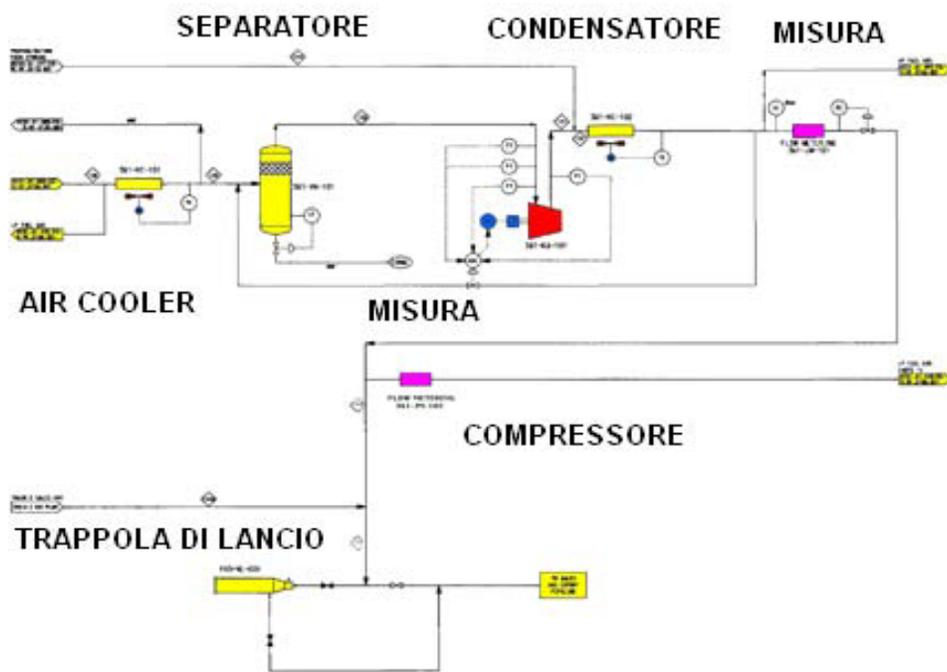
L'unità di compressione viene completata da una serie di valvole automatiche di regolazione e di blocco gestite da un elaboratore.



**Figura 7.4** – Schema di una compressione a bassa pressione



**Figura 7.5** – Schema compressione alta pressione



**Figura 7.6** – Schema compressione alta pressione e linea di spedizione

### 7.3 – I Compressori

Il compressore è una macchina in grado di aumentare la pressione di un gas ricevuto all'ingresso restituendolo all'uscita con una pressione maggiore.

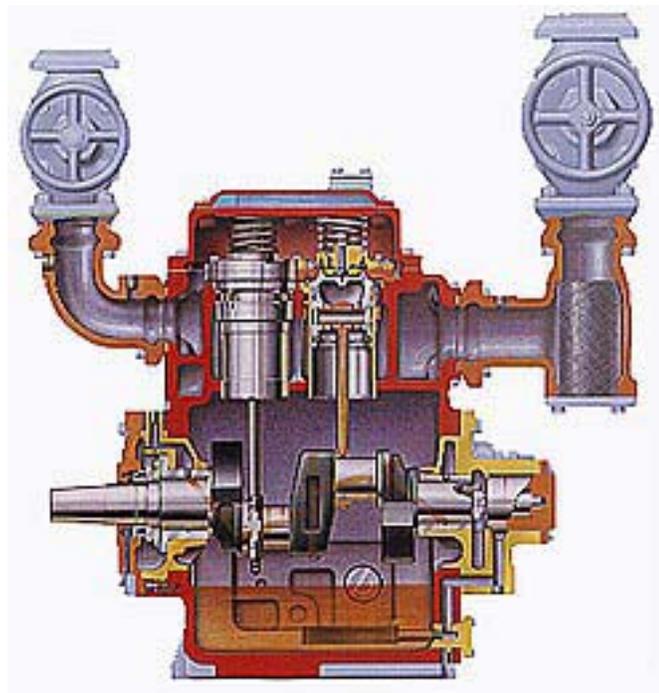
I compressori si possono suddividere in due categorie:

**compressori volumetrici**  
**compressori centrifughi**

I compressori volumetrici sfruttano la riduzione del volume in cui è racchiuso il fluido per aumentarne la pressione; a loro volta, essi si dividono in:

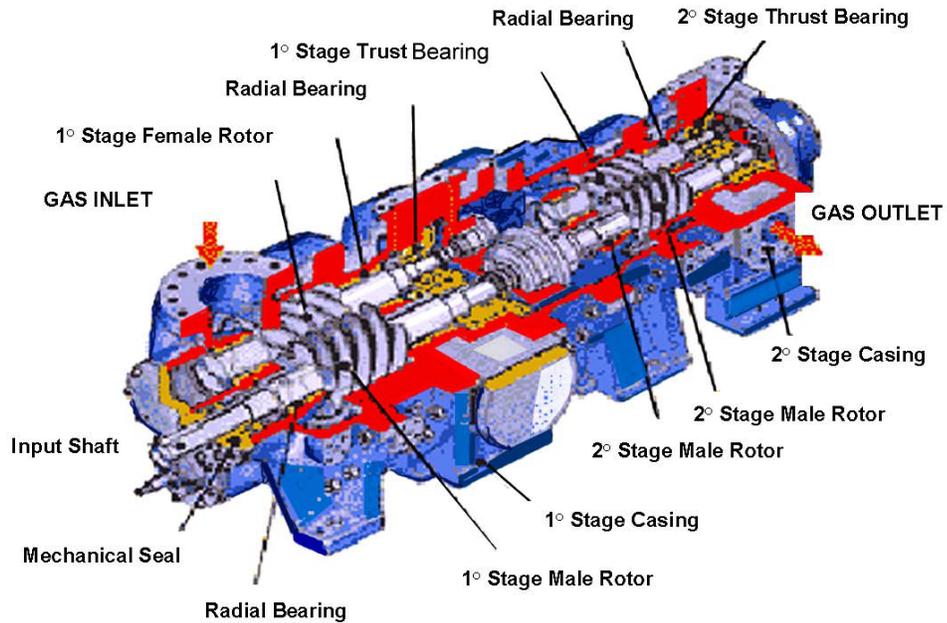
- *compressori volumetrici alternativi*
- *compressori volumetrici rotativi*

Vengono chiamati compressori alternativi quando la riduzione di volume è affidata al moto alternativo di un pistone (fig.7.7).



**Figura 7.7** – Compressore volumetrico alternativo

I compressori volumetrici rotativi riducono il volume del fluido da comprimere grazie a viti, capsulismi e palette (fig. 7.8).



**Figura 7.8** – Compressore volumetrico rotativo

Nei compressori centrifughi la compressione avviene per trasformazione dell'energia cinetica ad energia di pressione (fig. 7.9).



**Figura 7.9** – Compressore centrifugo

La sostanziale differenza tra le due categorie di compressori è che i compressori volumetrici raggiungono elevati rapporti di compressione e basse portate, mentre i centrifughi comprimono notevoli quantità di fluido ma con rapporti di compressione più bassi.

#### 7.4 – Rapporto di compressione

Il rapporto di compressione  $R_C$  è un dato caratteristico dei compressori ed è uguale al rapporto tra la pressione di mandata e quella di aspirazione:

$$R_C = P_M/P_A.$$

Il rapporto di compressione totale di un'unità composta da  $n$  stadi è data da:

$$R_T = R_1 * R_2 * R_n$$

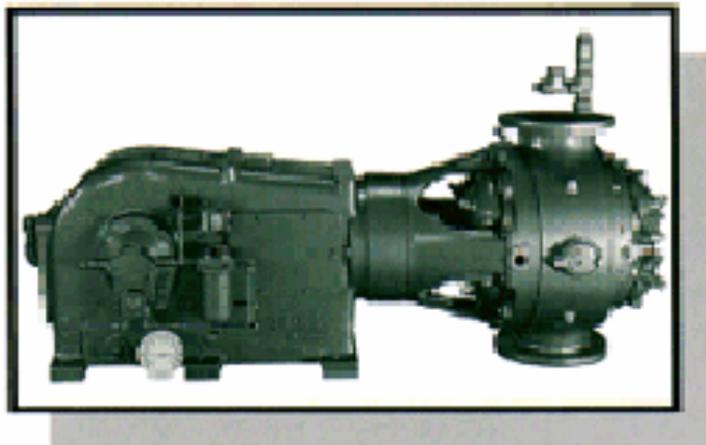
con

$$R_1 = P_{M1}/P_{A1} ; R_2 = P_{M2}/P_{A2}; R_3 = P_{M3}/P_{A3} .$$

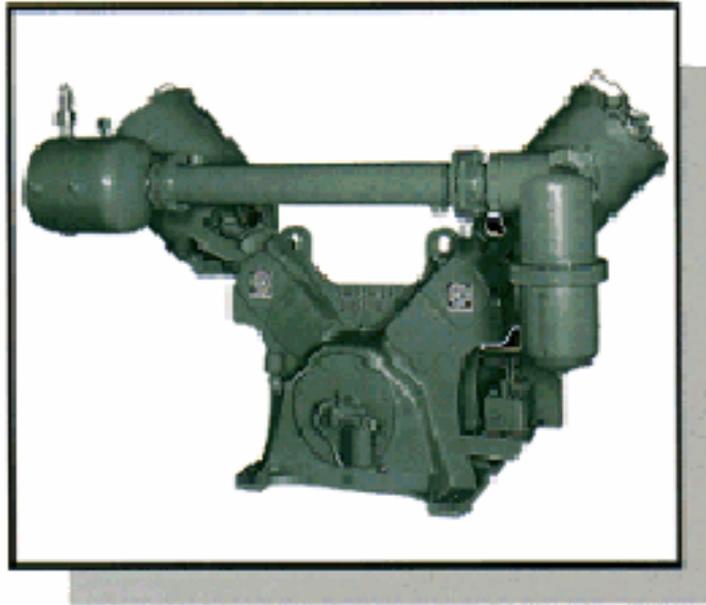
#### 7.5 – Stadi di compressione

A seconda del numero di stadi si possono distinguere:

- compressori monostadio, quando l'innalzamento della pressione avviene in un unico salto(fig. 7.10);
- compressori multipli, quando la pressione di mandata raggiunge il valore finale per gradi (fig. 7.11).



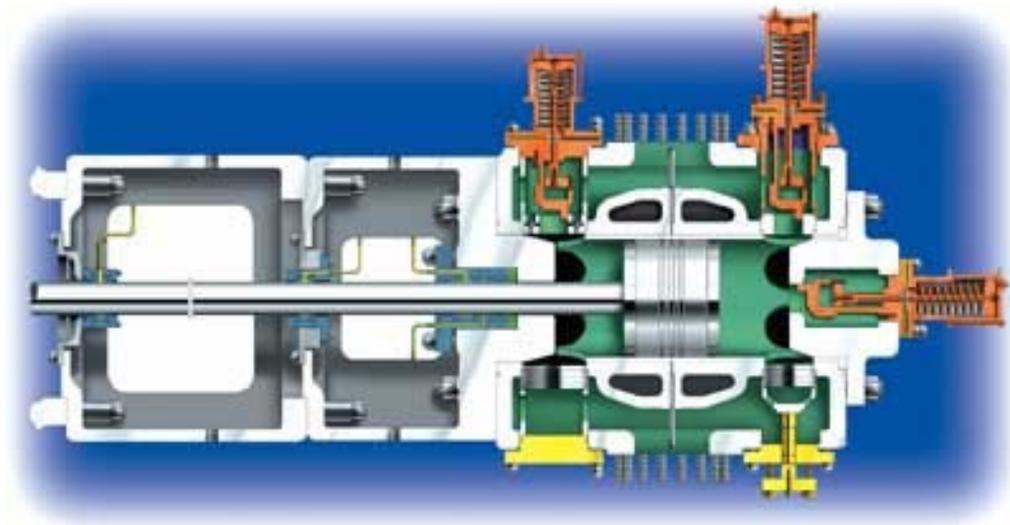
**Figura 7.10** – Compressore alternativo monostadio



**Figura 7.11** – Compressore alternativo multistadio

#### **7.6 – Compressori alternativi**

La compressione è ottenuta riducendo il volume del gas.  
Quando la variazione del volume è ottenuta mediante il moto di un pistone all'interno di un cilindro, il compressore viene detto volumetrico alternativo (7.12).



**Figura 7.12** – Compressore volumetrico alternativo

### **Compressori alternativi a più stadi**

Nella compressione mono-stadio il gas è portato dalla pressione iniziale a quella finale in una sola fase di compressione, realizzata all'interno di un unico cilindro.

Le compressioni multi-stadio realizzano invece la fase di compressione in due o più stadi successivi in cilindri differenti (figg. 7.13 e 7.14).

Si definisce **numero di stadi** di un compressore il numero di salti di pressione a cui deve essere sottoposto un gas al fine di raggiungere la pressione di uscita.



**Figura 7.13** – Compressore alternativo multistadio

Il gas che esce da un cilindro viene ogni raffreddato fino al valore della temperatura iniziale per mezzo di un refrigerante interstadio, prima di entrare nel successivo cilindro.



**Figura 7.14** – Compressore alternativo multistadio

In un compressore a più stadi, la pressione di aspirazione di un cilindro qualsiasi, eccetto il primo, corrisponde alla pressione di mandata del cilindro precedente a meno delle perdite di carico.

I vantaggi legati a questo fatto sono:

- migliore performance del compressore, in quanto il rapporto di compressione realizzato in ciascun cilindro è soltanto una parte del rapporto di compressione totale e questo comporta un minore riscaldamento del gas;
- l'usura delle parti meccaniche risulta inferiore.

Un problema legato direttamente al funzionamento del compressore alternativo è la pulsazione del gas all'interno delle condotte, dovuta alla continua interruzione della portata.

Queste pulsazioni creano problemi di misura del gas, falsando sensibilmente i valori del  $\Delta P$  ai capi delle flange calibrate.

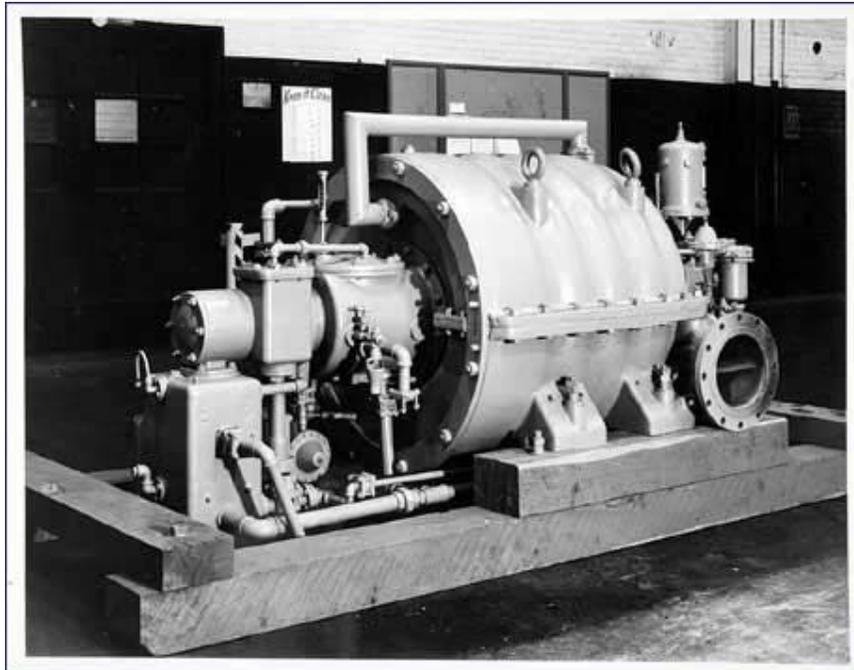
L'interferenza prodotta da questo fenomeno viene ridotta con l'ausilio di alcuni filtri che consentono di effettuare le misure di portata con un margine di errore accettabile.

## 7.7 – Compressori centrifughi

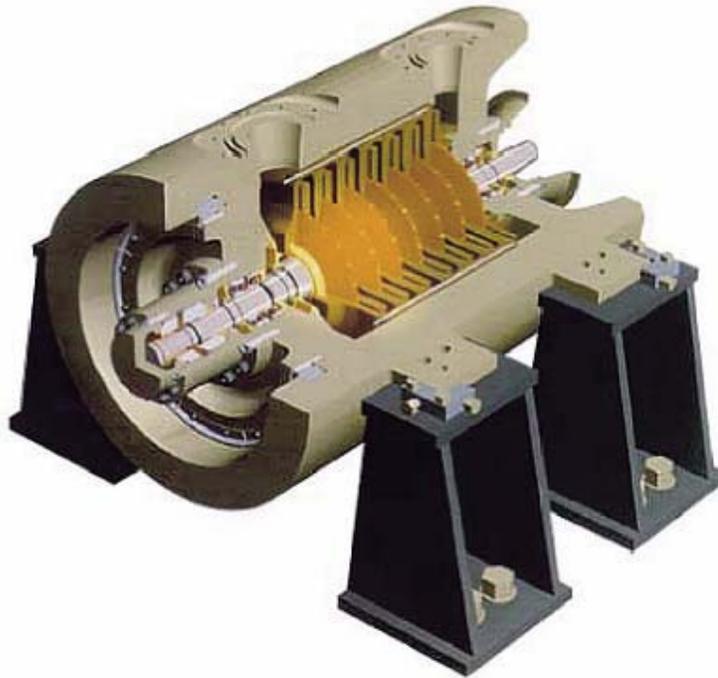
I compressori centrifughi sono così chiamati in quanto il fluido che li attraversa percorre traiettorie su piani perpendicolari all'asse di rotazione di una girante.

Quest'ultima è costituita da un disco munito di palette piene o cilindriche che svolgono la funzione di fornire energia cinetica al gas. Il diffusore posto in uscita provvede a convertire la maggior parte dell'energia cinetica in energia di pressione.

La fig. 7.15 fornisce l'immagine del compressore centrifugo visto esternamente, non accoppiato alla macchina motrice. La fig. 7.16 illustra lo spaccato di un compressore, mettendo in evidenza le parti interne: albero, giranti, diffusore, ecc..



**Figura 7.15** – Compressore centrifugo



**Figura 7.16** – Spaccato di un compressore centrifugo

### **Compressori centrifughi a più stadi**

Ogni girante con relativo diffusore rappresenta uno stadio di compressione.

Per ottenere elevati rapporti di compressione totali, si ricorre a più stadi di compressione in serie.

Il gas in uscita dal primo stadio passa nel secondo stadio per un successivo aumento di pressione quindi nel terzo, ecc., fino al valore di pressione finale del collettore di mandata.

### **7.8 – Struttura**

Nei compressori centrifughi, la girante è l'organo che riceve il moto dal motore ed imprime un'energia cinetica (di movimento) al fluido.

Il diffusore è l'organo fisso che per la sua forma costruttiva trasforma l'energia cinetica in energia di pressione.

L'aumento di energia di pressione tra ingresso e uscita dipende dalla velocità della girante e dalla forma del diffusore, oltre che dal tipo di fluido che viene compresso (peso specifico).

### **Pompaggio**

Il pompaggio è un fenomeno fisico tipico del compressore centrifugo, legato alla forma costruttiva delle giranti.

Si dice che un compressore centrifugo è in pompaggio quando, a parità di numero di giri e di pressione all'ingresso, al diminuire della portata attraverso il compressore si determina una diminuzione del rapporto di compressione.

Il pompaggio è un fenomeno che può avere carattere distruttivo per il compressore e deve essere evitato. Questa funzione è svolta dalle valvole antipompaggio: esse sono normalmente chiuse e si aprono, in un intervallo da 0 al 100%, per contrastare il suddetto fenomeno.

La loro apertura crea un passaggio alternativo per una parte del gas di processo che dalla mandata ritorna all'ingresso del compressore: si dice che la macchina è in ricircolo parziale o totale a seconda dell'apertura della valvola.

### **7.9 – Attività di esercizio nell'unità di compressione**

Nello schema di fig. 7.17 l'unità di compressione è corredata da una serie di valvole automatiche che si aprono e si chiudono grazie alla presenza di un sistema di controllo che gestisce le sequenze di avviamento e di blocco dell'unità.

Le attività preliminari per l'avviamento dell'unità sono:

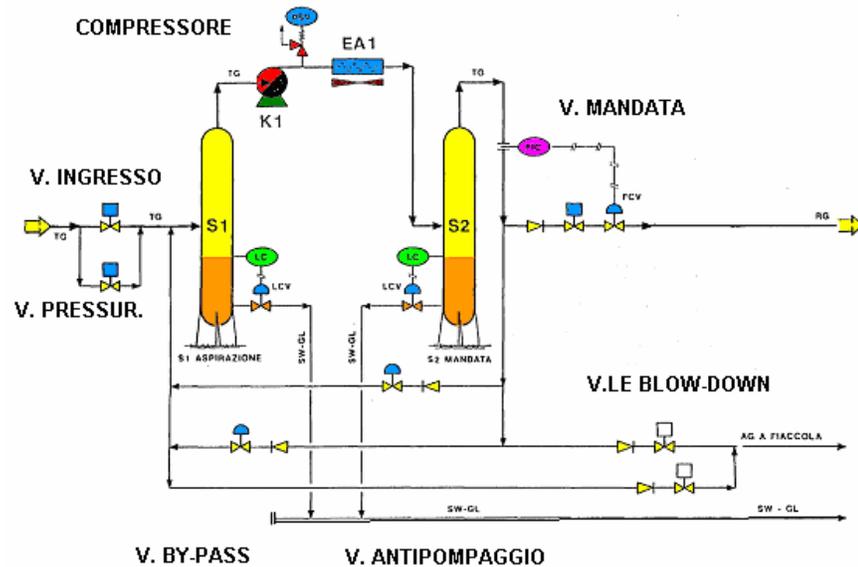
- lavaggio
- pressurizzazione

Nella fase di lavaggio, il gas entra nell'unità di compressione grazie a una valvola di pressurizzazione posta in by-pass alla valvola di blocco in ingresso. In un primo momento le valvole di pressurizzazione e di blow-down sono aperte.

Questa fase può durare diversi minuti, serve a pulire le linee ed il compressore da eventuali corpi solidi e/o da sacche di aria che possono determinare miscele esplosive.

Finita la fase di lavaggio, viene chiusa la valvola di blow-down mentre rimane aperta la valvola di by-pass per pressurizzare tutto l'impianto alla pressione di aspirazione. Raggiunto tale valore viene aperta la valvola di blocco in ingresso all'unità di compressione che, a questo punto, è pronta per l'avviamento.

Per il resto vale quanto detto nel paragrafo 7.2.



**Figura 7.17** – Unità di compressione

### 7.10 – Elettrocompressore

Negli impianti solitamente accoppiati a motori elettrici vi sono dei compressori centrifughi, data l'elevata velocità di rotazione; ciò non impedisce, comunque, di accoppiare compressori alternativi volumetrici, previa interposizione di un motore idraulico o di un riduttore di giri.

Nella configurazione classica i compressori centrifughi sono accoppiati direttamente a motori elettrici a numero di giri costante ed alimentati con tensioni pari a 6000 V.

Per loro natura gli elettrocompressori necessitano di limitati controlli.

Per esempio, un parametro molto importante da tenere sotto osservazione è la corrente assorbita dall'elettrocompressore le cui variazioni sono legate direttamente a quelle del carico; a parità di carico, un incremento di corrente indica un mal funzionamento della macchina.

Altre grandezze che vengono costantemente monitorate sono le temperature e le vibrazioni, ovvero gli spostamenti dell'asse lungo le tre direzioni, rilevate in diversi punti. Se uno dei suddetti parametri assume valori eccessivi, il sistema di gestione manda in shutdown la macchina.

### **7.11 –Attività di esercizio nell'elettrocompressore**

Il compressore centrifugo ha la caratteristica di funzionare con un numero di giri costante. Per variare la portata si interviene sulle valvole antipompaggio: quando sono chiuse il compressore è a pieno carico.

Questo modo di regolare la portata nasce dal fatto che in un compressore centrifugo, che gira a velocità costante, aumentando la portata attraverso il compressore si ha una diminuzione della pressione di mandata.

Di conseguenza si hanno due sistemi di controllo sull'elettrocompressore: un controllo di portata gestito da un FC (flow controller) che aziona la valvola di antipompaggio riciclando parte del fluido compresso, e un controllo di pressione in aspirazione, gestito da un PC (pressure controller).

## CAPITOLO 8 – TRATTAMENTO SCARICHI GASSOSI

### Generalità

Si è visto che tutti gli impianti di trattamento del gas hanno la necessità, o per esigenze di esercizio o per emergenza, di scaricare dei gas in atmosfera (fig. 8.1).

Queste operazioni devono avvenire nel rispetto delle norme in materia di ambiente.

Per questo motivo si distinguono tre tipi di sistemi per disperdere il gas in atmosfera:

- il sistema di torcia fredda o spenta;
- il sistema di termodistruzione (inceneritore);
- il sistema di torcia di emergenza.



**Figura 8.1** – Sistema di torcia gas

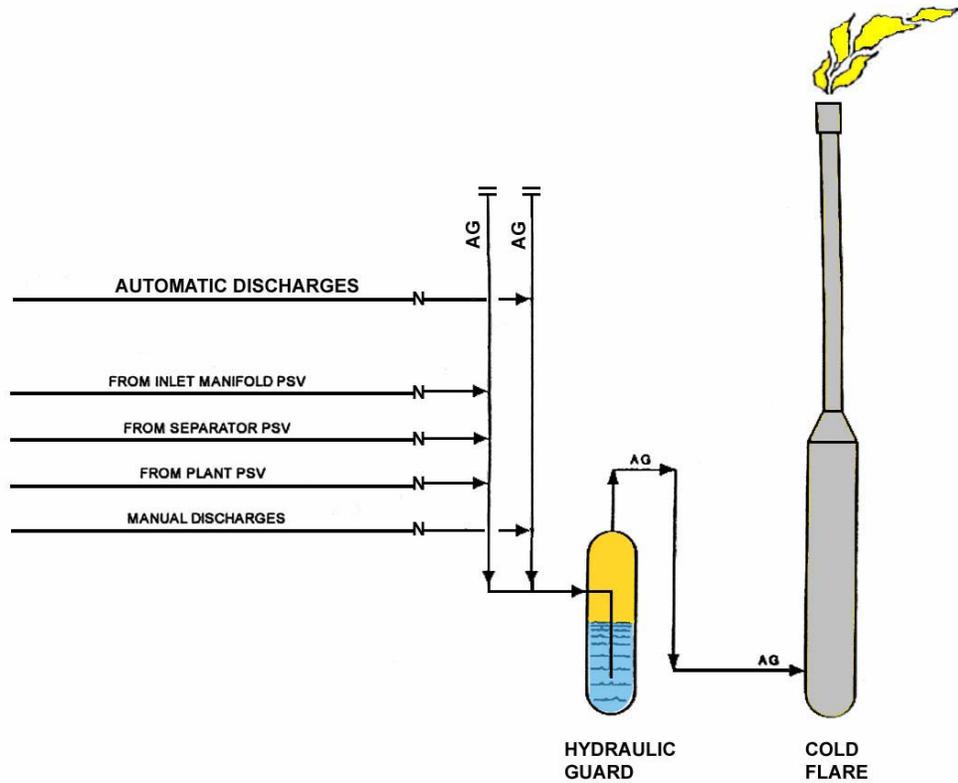
## 8.1 – La torcia fredda o torcia spenta

Il sistema prevede: una raccolta degli scarichi dalle valvole di sicurezza (PSV), dalle valvole di scarico automatico (BDV), da scarichi manuali (fig. 8.2). Tutti questi scarichi sono convogliati in pendenza verso una “guardia idraulica”, che ha la funzione di raccogliere eventuali condensazioni prima della fiaccola.

Dalla guardia idraulica il gas in contropendenza, per non trascinare cuscinetti di liquido infiammabile, entra nella fiaccola e viene disperso in atmosfera. Come si può dedurre dalle tipologie degli scarichi che vengono convogliati, la torcia fredda non è sempre in esercizio, ma viene utilizzata solo in emergenza per scaricare grandi portate di gas.

Queste fiaccole (fig. 8.3) sono dotate di un sistema di estinzione, solitamente ad azoto, da utilizzare quando si presenta una fiamma in vetta alla fiaccola causata da autoaccensione o da un fulmine.

Pur essendo fiaccole di tipo freddo, a volte è previsto un sistema di accensione per bruciare il gas.



**Figura 8.2** - Sistema di torcia fredda o torcia spenta



**Figura 8.3** - Sistema di torcia fredda

## **8.2 – L’inceneritore o termo distruttore**

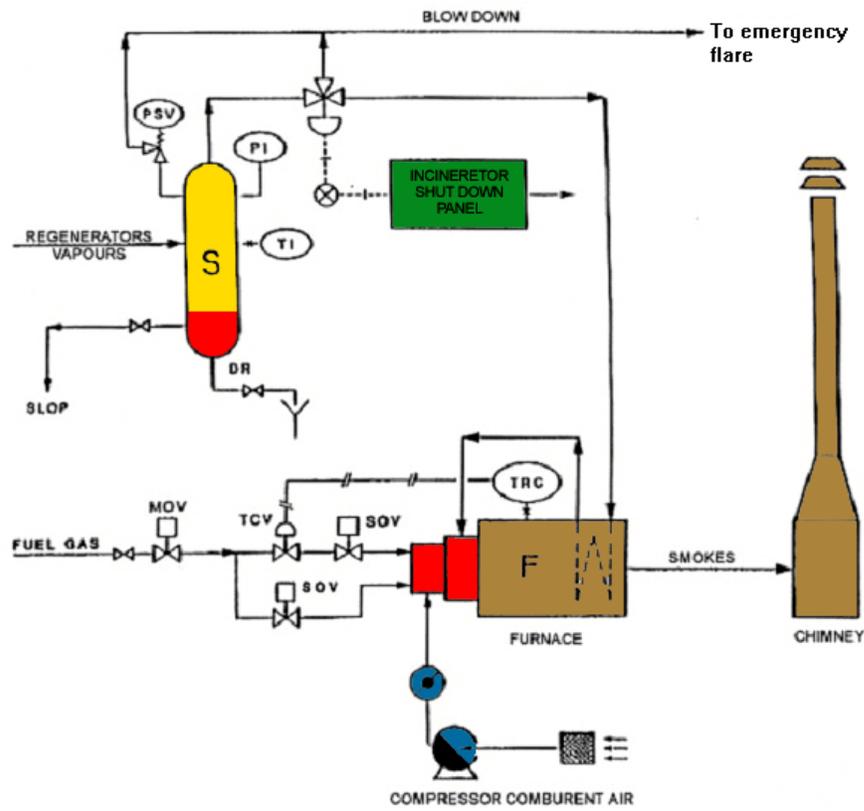
Il forno inceneritore ha il compito di termodistruggere i vapori che provengono dall’impianto di rigenerazione del glycol, il gas che proviene dai degasatori, il gas di polmonazione, ovvero scarichi continui che hanno una portata sufficientemente costante (fig. 8.4).

Il forno è dotato di un bruciatore a gas, di valvole di regolazione automatiche atte a mantenere la temperatura della camera di combustione attorno ai 950°C, di un rompi fiamma in ingresso, il quale ha lo scopo di evitare ritorni di fiamma verso l’impianto.

Opportuni sensori (termocoppie) determinano il blocco del forno nel caso si registri un aumento di temperatura.

A monte del forno inceneritore è posizionato un separatore che ha il compito di fermare eventuali trascinalamenti di liquidi in ingresso.

Normalmente viene installato un controllore di pressione che mantiene la pressione nel separatore ad un valore leggermente superiore alla pressione atmosferica. In caso di spegnimento del forno, per anomalia o per esigenze di esercizio, è inserita una valvola di regolazione a tre vie tra il separatore ed il forno, che devia o tutta o una parte della portata alla torcia di emergenza.

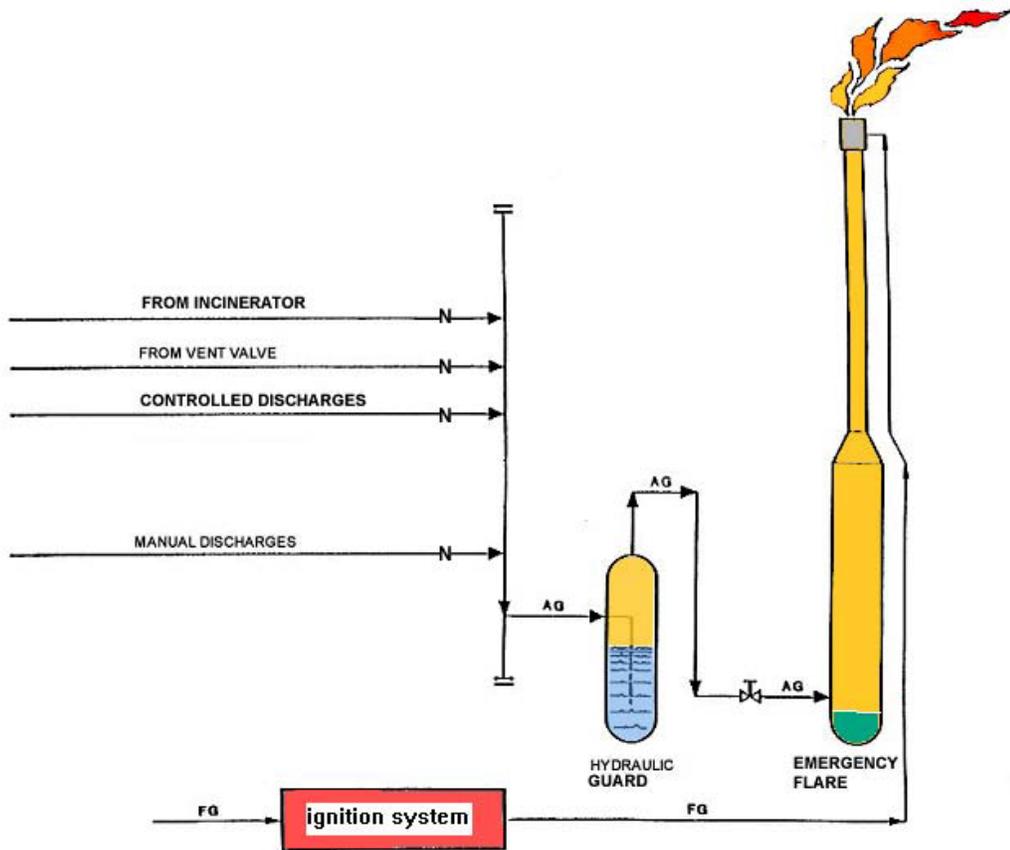


**Figura 8.4 – Inceneritore o termo distruttore**

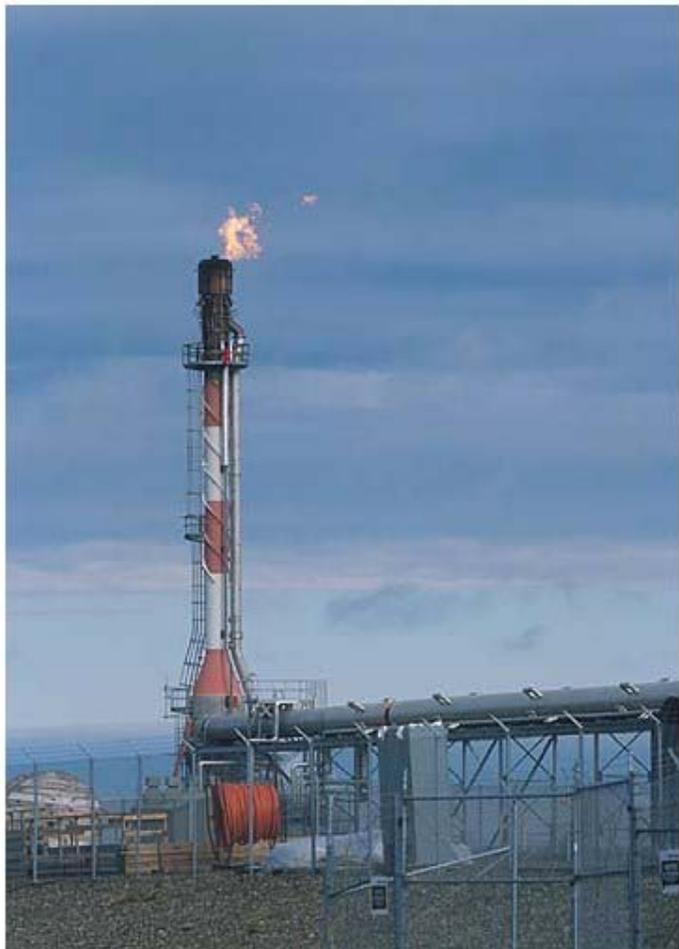
### 8.3 – La torcia di emergenza

Questa torcia (fig. 8.5) riceve il gas dall'impianto solo in situazioni di emergenza. Si possono avere due tipi di torcia definiti in base alla pressione del gas: torcia di bassa pressione e torcia di alta pressione. Le due torce possono essere raggruppate in un unico traliccio.

Come nel caso della torcia fredda, gli scarichi sono convogliati in pendenza verso una guardia idraulica (KO drum, fig. 8.7), che ha la funzione di raccogliere eventuali condensati prima della fiaccola. Dalla guardia idraulica il gas in contropendenza, per non trascinare cuscinetti di liquido infiammabile, entra nella fiaccola e successivamente bruciato (fig. 8.6). I piloti vengono accesi ed alimentati tramite un pannello di controllo e di accensione posto a distanza di sicurezza dalla torcia stessa. Inoltre per evitare che ci siano ritorni di fiamma dalla torcia verso l'impianto, fra il KO drum e la torcia viene normalmente posto un taglia fiamma. L'altezza della torcia è calcolata in modo tale che, alla massima portata, il personale che eventualmente si trova ai piedi della stessa non subisca danni fisici per irraggiamento.



**Figura 8.5** – Schema torcia di emergenza



**Figura 8.6** – Torcia di emergenza on-shore



**Figura 8.7 – KO drum**

## CAPITOLO 9 – SISTEMI DI EMERGENZA

### Generalità

I sistemi di emergenza che sono impiegati negli impianti di trattamento dell'olio e del gas sono studiati in modo tale da scongiurare pericoli, danni alle persone, danni agli impianti e cercare di contenere le perdite di produzione.

Questi sistemi possono essere azionati dal sistema di monitoraggio automatico oppure manualmente dal personale autorizzato.

Ogni impianto ha una sua logica di funzionamento dettata dal contesto in cui è ubicato. Tuttavia si possono distinguere dei livelli di intervento che hanno validità generale.

### 9.1 – Livelli di intervento

Le emergenze che si possono verificare su un impianto sono suddivise in più livelli ai quali corrispondono altrettanti blocchi da parte delle logiche di sicurezza.

Si distinguono, pertanto, i seguenti tipi di blocchi:

- **LSD** (local shut-down): è un blocco pressurizzato della produzione localizzata in una parte ristretta dell'impianto dovuta ad un'anomalia di processo;
- **PSD** (production shut-down: o process shut-down) è il blocco di tutta la produzione dovuta ad un'anomalia di processo;
- **ESD** (emergency shut-down): è il blocco depressurizzato di tutta la produzione dovuta ad incendio o presenza di miscela esplosiva.

Come si vede i livelli evidenziano una scala di pericolosità alla quale corrispondono degli interventi che possono essere localizzati o globali.

## 9.2 – Principio di funzionamento

I tre livelli di intervento si finalizzano agendo su valvole automatiche ed effettuando blocchi elettrici.

I blocchi LSD e PSD sono generati da piloti pneumatici o elettrici. Il primo è generato da un pilota relativo ad un pozzo mentre il secondo da uno dei piloti presenti sul collettore, blocco totale della produzione.

Si rammenta che i piloti intervengono quando la pressione di esercizio attraversa la soglia di taratura del dispositivo.

Una volta eliminata la causa, ripristinare la produzione dopo un LSD o PSD comporta un tempo relativamente breve in quanto l'impianto rimane imbottito: LSD e PSD non prevedono la depressurizzazione.

Quando si verifica un ESD la cosa è ben diversa. Prima di tutto, esso può essere, in generale, causato da sensori o da intervento manuale e prevede il blocco della produzione, la depressurizzazione dell'impianto e blocchi elettrici. Nel caso di una piattaforma rimarrebbero energizzati il ponte radio, per il monitoraggio da parte della centrale a terra, le luci di emergenza, gli armadi delle sicurezze e gli aiuti alla navigazione.

Questo blocco se non è ripristinato in un tempo relativamente breve può degenerare in un livello più alto e ridurre la piattaforma in un "pezzo di ferro" dove non esiste nessun tipo di attività.

Eliminata la causa, ripristinare la produzione dopo un blocco ESD degenerato, comporta questa volta un tempo molto più lungo rispetto al precedente caso.

Ad ogni modo, occorre agire, in linea di massima, secondo la seguente scaletta di priorità:

- messa in marcia del GE;
- messa in pressione dell'impianto;
- reset armadio blocchi e quadro Fire & Gas;
- ripristino della produzione;
- ripristino gruppi elettrogeni a gas e spegnimento GE.

## **CAPITOLO 10 – CONSIDERAZIONI PERSONALI**

### **Generalità**

Dopo aver descritto ampiamente i principali aspetti tecnici che riguardano la produzione degli idrocarburi, vorrei dedicare questo capitolo a descrivere l’impatto, sul piano umano, che ha avuto sulla mia persona questa esperienza decennale. L’obiettivo è di ripercorrere velocemente tutto il percorso lavorativo, mettendo alla luce anche emozioni e i ricordi più significativi.

### **10.1 – Il linguaggio del contesto**

#### **Impatto iniziale.**

Il mio percorso lavorativo nel gruppo Eni comincia nel luglio 2001, quando fui assunto da Enichem, una delle società del gruppo allora esistente. Facevo l’operatore d’impianto all’interno del petrolchimico di Marghera, una realtà industriale consolidata nel tempo ma in netto declino in quel periodo: molti impianti si avviavano verso la chiusura e alla fine del 2001 andarono via, tra pensionamenti e mobilità, centinaia di persone. Ricordo che la portineria tre, situata in via Fratelli Bandiera, dalla quale transitava buona parte del personale, si era in pratica svuotata. La sensazione che provai fu forte ed io e i mie colleghi di pari corso non vedevamo certezze di lavoro in un futuro immediato: la nostra assunzione ci appariva un contro senso.

Il reparto, presso cui prestavo servizio, era il CR (cracking), precisamente nella zona fredda, così chiamata per via delle basse temperature di processo (circa 175 °C sotto lo zero). All’inizio il lavoro non mi attraeva per niente e l’ambiente non era entusiasmante: camini che fumavano ovunque, odori forti e rumori intensi; a rendere ancora più pesante il tutto erano la nebbia e le zanzare, le più grosse che avessi mai visto. Provenendo da una città come Gallipoli, dove il mare limpido e il cielo azzurro fanno da sfondo, non ero tanto convinto di voler far parte di quel mondo, ma un profondo senso di responsabilità mi tene lì.

Il petrolchimico era grandissimo e ci si spostava da un reparto all’altro in bicicletta o in macchina. All’interno della zona fredda si girava a piedi e la sensazione era di trovarsi in un gigantesco laboratorio di chimica. Nel tempo, cominciai a prendere familiarità con l’impianto e tutto assunse un aspetto meno pesante rispetto a quello iniziale. Da lì cominciai a imparare il mestiere e da allora sono trascorsi dieci anni.

## **I trucchi del mestiere**

Tutti gli impianti di proprietà Eni sono molto simili tra loro e le problematiche di processo si distinguono generalmente sulla base del contesto in cui tali impianti vengono installati. Di conseguenza, ci sono delle regole di base o trucchi del mestiere, che è consigliabile tenere sempre in mente e che hanno validità generale. Anzitutto, quando si sta su un impianto bisogna sempre avere dei riferimenti. Essi consistono in piccoli segni sulle linee di produzione o su valvole molto importanti. Ciò permette di individuare subito un circuito rispetto ad un altro e quindi di eseguire una manovra con più sicurezza e rapidità.

I punti di riferimento sono indispensabili, specie quando si ha a che fare con impianti di una certa complessità ed estensione.

Un altro elemento molto importante è il rumore, ogni impianto ne ha uno. Se qualcosa non funziona bene, il rumore cambia e questo attrae l'attenzione dell'operatore. Occorre **ascoltare** i rumori e saperli distinguere.

Altrettanto importante è **osservare**. Un buon operatore deve necessariamente sviluppare la capacità di osservare l'impianto, l'occhio deve sempre essere vigile sia per ragioni di sicurezza sia per evitare danni alle macchine e inutili perdite di produzione. Faccio un esempio: se sto camminando lungo un percorso all'interno dell'impianto e noto delle tracce di acqua per terra, non devo calpestarle perché è quasi certo che si siano formate per gocciolamento. E' probabile cioè che in alto ci sia qualche linea ghiacciata che inizialmente era in produzione e in seguito è stata fermata. Questo comporta il naturale scioglimento della massa di ghiaccio, formatasi quando la linea era in esercizio, che può pericolosamente staccarsi. Le macchie per terra rappresentano, quindi, indizi molto importanti che possono aiutare a capire lo stato dell'impianto, come il personale opera e soprattutto possono servire a evitare pericoli.

La presenza di animali è inevitabile su impianti di grande estensione, in particolare quando sono installati in luoghi deserti, come per esempio a Darquain, in Iran. Generalmente sono cani randagi o gatti allo stato selvatico; si possono trovare anche serpenti: può capitare di vederli negli armadi antincendio sparsi per l'impianto oppure in prossimità di fonti di calore. Inoltre la presenza di serpenti implica la presenza dei topi, che possono costituire un problema più serio: mangiano l'isolante dei cavi elettrici tranciando, a volte, quelli di piccola sezione che fanno capo alla strumentazione.

E' consigliabile anche non appoggiarsi sui muri o su parti dell'impianto per evitare punture d'insetti o peggio di scorpioni.

E' preferibile non dare cibo ad animali sull'impianto o in prossimità di esso.

Ricordo che, nel petrolchimico di Marghera, la presenza di gatti era diventata un problema serio: uno di essi si infilò all'interno di una cabina di trasformazione ad alta tensione: il gatto rimase folgorato all'istante e parte dell'impianto andò in blocco. Occorre dunque prestare molta attenzione alla presenza degli animali sull'impianto e, se necessario, fare qualche segnalazione al capo turno.

Sugli impianti offshore, il problema legato alla presenza degli animali è notevolmente ridotto, per via delle distanze dalla terra ferma. Gli unici animali che si vedono sono gabbiani reali, rondini di mare e, in generale, uccelli viaggiatori; a meno di qualche disagio dovuto alla considerevole presenza di escrementi, si può dire che questi animali non costituiscano una vera minaccia.

Un altro pericolo può essere rappresentato dai grigliati, che costituiscono buona parte della pavimentazione in quota e delle piattaforme di produzione. A volte se ne possono trovare alcuni seriamente compromessi e il rischio di cadere giù non è da trascurare.

## 10.2 – Il ruolo della sicurezza

La sicurezza è un tema molto importante e le norme vanno sempre rispettate, senza se e senza ma! Osservare le norme di sicurezza significa salvaguardare la propria salute e quella degli altri. In alcuni casi può significare vivere o morire. Per questo motivo non si deve agire con superficialità ma con relativa calma e ragionevolezza. Nel dubbio è bene non compiere alcuna manovra e lasciare ad altri il compito.

Quando si sta sull'impianto, occorre sempre indossare i **DPI**, in altre parole i **dispositivi di sicurezza individuale**. Nella stragrande maggioranza dei casi, essi consistono in un paio di guanti, maschera anti gas, scarpe, elmetto, occhiali e tappi per le orecchie. Ogni azienda è tenuta a fornire i DPI al proprio personale che a sua volta ha l'obbligo di indossarli.

Sull'impianto può capitare di essere in tanti, come nel caso di Darquain, dove lavoravano centinaia di persone all'interno di un unico grande cantiere. In questi casi la presenza del servizio HSE, ovvero dell'unità alla quale è affidato il compito di garantire la sicurezza sull'impianto, è indispensabile. Gli addetti alla sicurezza vigilano affinché ogni lavoro sia eseguito nel rispetto delle regole; si occupano anche dell'evacuazione del personale e della gestione delle emergenze.

Non si può eseguire nessuna attività lavorativa se non c'è il benestare del HSE: ogni permesso di lavoro deve avere la firma del responsabile HSE.

Nel caso di Darquain, un impianto con alta concentrazione di H<sub>2</sub>S, qualunque attività di manutenzione avveniva sotto la supervisione del HSE: prima di ogni attività di manutenzione che riguardava il processo, occorreva flussare con azoto il circuito in questione per un certo tempo; in seguito il servizio HSE verificava che la concentrazione della sostanza pericolosa fosse sotto una certa soglia e successivamente dava l'OK per il proseguimento dei lavori. Questo è, in linea di massima, l'iter operativo previsto dalle norme di sicurezza.

Sulle piattaforme Eni situate nel mare Adriatico, la cosa è ben diversa. Trattandosi di un ambiente notevolmente più piccolo, dove il numero di persone si aggira intorno alle 20 unità per ogni piattaforma, il servizio HSE a bordo è svolto dalla squadra di emergenza costituita da due operatori (primo e secondo addetto) e dal capo piattaforma, il quale gestisce eventuali emergenze ed evacuazioni.

L'operatore di piattaforma, dunque, oltre ad occuparsi della produzione, vigila che il personale a bordo operi in completa sicurezza. Tutti i permessi di lavoro devono essere firmati dal capo piattaforma, che assicura che l'impianto o parte di esso sia stato bonificato e messo in sicurezza.

Come già accennato nei capitoli precedenti, la sicurezza degli impianti è svolta anche dal Fire & Gas, un sistema automatico al quale è affidato il compito di monitorare le diverse aree del campo attraverso una fitta rete di sensori di miscela esplosiva, fumo e fiamma. A volte capita di dover escludere parzialmente o totalmente il Fire & Gas per consentire al personale di manutenzione di eseguire l'intervento. In questi casi il personale di produzione deve costantemente girare per l'impianto e, nel caso di lavori a caldo, tenere pronti gli estintori carrellati e manichette antincendio in prossimità dell'area d'interesse.

Dopo l'attività di manutenzione, l'operatore allinea l'impianto, verifica che tutto funzioni correttamente e successivamente riattiva il Fire & Gas. Prima di fare quest'ultima operazione, ritengo che sia una buona regola dare un'occhiata su tutti i pannelli del monitoraggio e guardare se sono presenti degli allarmi. Ad ogni modo, prima

di girare la chiave per l'inserimento dei blocchi automatici, è consigliabile un reset generale del sistema. Un operatore inesperto che inserisce il Fire & Gas senza tenere conto delle suddette accortezze, può trovarsi davanti a spiacevoli sorprese: allarmi memorizzati in precedenza nel sistema di sicurezza e non resettati possono finalizzarsi sul campo, scatenando il blocco della produzione e la depressurizzazione delle linee. Nella peggiore dell'ipotesi si possono verificare anche dei blocchi elettrici.

Questo fatto può costituire pericolo per il personale presente sull'impianto e inutili perdite di produzione. Dunque, meglio spendere qualche minuto in più per controllare che tutto sia OK e poi inserire il Fire & Gas.

Data l'importanza del tema sicurezza, vorrei citare qualche episodio in cui sono stato coinvolto direttamente e indirettamente per testimoniare, con la mia esperienza, la facilità con cui certi eventi drammatici si possono verificare.

Nel 2001, due colleghi di pari corso all'interno del petrolchimico rimasero coinvolti in un incendio nella zona forni per una manovra non eseguita correttamente: riportarono gravi ustioni su tutto il corpo. Qualche anno prima, sempre nella stessa zona morì un operaio: errore umano. In piattaforma, un capo cantiere, sui cinquanta anni, esperto del mestiere, con il quale ho lavorato per lungo tempo, si recò da solo a controllare i livelli di una gru quando ancora era troppo presto e fuori non c'era nessuno: cadde da un'altezza di circa dieci metri e rimase sul piazzale della piattaforma per una trentina di minuti prima che qualcuno se ne accorgesse. Dopo qualche mese uscì dal coma ma aveva perso per sempre l'uso degli arti inferiori, a causa delle gravi lesioni riportate alla spina dorsale. In una centrale di Ravenna, un elettricista esperto e molto conosciuto nell'ambiente, morì folgorato da una scarica elettrica all'interno di una cabina di alta tensione: errore umano. In Iran, ho conosciuto un collega di grande esperienza che mi ha raccontato dell'incendio in Nigeria che lo aveva gravemente sfigurato: era stato vittima di disattenzioni altrui. Sempre in Iran, durante alcune manovre di start-up, il mio capo turno stava mettendo in servizio una linea da 16 pollici con una pressione di 70 bar; io mi trovavo ai piedi di una colonna di disidratazione per manovrare una SOV, a circa 20 metri da lui; ad un tratto un boato nell'aria, una nuvola di terra e il capoturno era balzato di qualche metro più in là: nella fretta di allineare la produzione non si era accorto che invece di aprire la valvola da 2 pollici per imbottire il circuito, aveva aperto direttamente la SOV da 16 pollici e il tratto di linea a valle della valvola si trovò istantaneamente da 0 bar a 70 bar! Il colpo fu così forte che la tubazione si alzò da terra tranciando cavi e tiranti. Fortunatamente, ce la cavammo con un grande spavento!

In conclusione, a causare un incidente è spesso l'errore umano che può scaturire da un comportamento superficiale, dalla fretta, dalla stanchezza fisica, etc.

L'essere troppo sicuro di se stesso e della propria anzianità di lavoro a volte può indurre ad agire con leggerezza e abbassare la guardia e questo, come si è visto, può costare veramente molto caro.

Una cosa che ho imparato subito da coloro che mi hanno insegnato il mestiere e che non mi stancherò mai di ripetere, è che sull'impianto bisogna fare molta attenzione: occhi aperti e orecchie tese. Su un impianto ci si muove sempre con molta prudenza e mai da soli ma almeno in due, specie quando si fanno delle manovre importanti: se succede qualcosa ad uno, l'altro può prestare soccorso e dare l'allarme!

In piattaforma i rischi possono anche essere maggiori, soprattutto quando si lavora di notte con mal tempo. Quando ci si muove lungo le rampe di scalini, le mani devono stare sempre sul corrimano: se tira vento forte, si può sbandare e perdere l'equilibrio: il rischio di cadere in acqua può essere considerevole.

Ritengo che la sicurezza venga prima di tutto e che il buon senso non debba mai abbandonarci.

In conclusione, di seguito una lista dei principali obblighi e buone abitudini da prendere in considerazione quando si sta su un impianto:

- indossare i DPI;
- rispettare la cartellonistica;
- rispettare le disposizione HSE;
- muoversi con prudenza;
- mai avere fretta;
- mani sui corrimano;
- muoversi in coppia.

### **10.3 – La convivenza**

#### **Il living e le turnazioni**

Per quanto concerne Marghera, l'argomento living aveva un peso minore rispetto ad altri contesti. Anzitutto, all'interno del petrolchimico ero sottoposto a turni di tre giorni lavorativi e due di riposo, secondo i seguenti orari:

- 06:00 ÷ 14:00;
- 14:00 ÷ 22:00;
- 22:00 ÷ 06:00.

Ovviamente gli impianti erano costantemente in marcia: 24 ore su 24, 365 giorni l'anno. Qualche volta capitava di fare il giornaliero, ma solo durante il periodo di corsi di formazione oppure visite mediche.

Per quanto concerne il living non c'erano grandi disagi, per via del fatto che il periodo di permanenza sull'impianto era limitato alle otto ore lavorative. Ad ogni modo, durante l'orario di lavoro, noi operatori avevamo un piccolo spazio a disposizione, una specie di garitta le cui dimensioni potevano essere 3 metri x 4 metri. All'interno c'erano due sedie, una scrivania, dei raccoglitori e un telefono per comunicare con la sala quadri. La garitta era insonorizzata e riscaldata; era collocata all'interno dell'impianto in una zona non pericolosa. Attraverso un vetro si guardava l'impianto. Di giorno si stava prevalentemente in giro, perché le principali attività di manutenzione si svolgono alla luce del sole. Si rientrava in garitta eccezionalmente, per mangiare un panino o per staccare un po'. Era consentito ogni tanto andare a prendere un caffè in sala controllo dove era prevista anche la consumazione di un pasto. La notte invece, specie d'inverno, si passava più tempo all'interno della garitta: se non c'erano esigenze particolari, bisognava solo garantire il giro di controllo e la rilevazione dei dati.

Finito il turno, si andava a casa.

Le cose invece sono ben diverse nel caso di contratti all'estero oppure offshore, in Italia. In questi due casi il living assume una rilevanza maggiore, perché le turnazioni sono sicuramente più lunghe e impegnative ed è previsto il vitto e l'alloggio.

Nell'offshore italiano si fanno turni che prevedono quindici giorni in piattaforma e tredici di riposo. L'orario di lavoro va dalle 07:00 alle 18:00, con un'ora di pausa pranzo. Una società di catering fornisce viveri, un cuoco e un cameriere. Si può fare

colazione dalle 06:00 alle 07:00; l'ora del pranzo è alle 12:00 e quella della cena alle 19:00.

Dati gli spazi contenuti, la mensa di solito non è molto grande e spesso capita che a pranzo si facciano due turni intervallati di un'ora. Questo fatto capita quando la squadra di manutenzione correttiva, che normalmente alloggia sulla piattaforma madre, è in servizio su piattaforme non presidiate e per l'ora di pranzo si organizza per andare a consumare il pasto in piattaforme vicine e presidiate. La sera, invece, questo problema non si pone, poiché generalmente le barche sono già rientrate in porto e ognuno si trova a bordo della propria piattaforma. Dopo l'orario di lavoro gli unici svaghi offerti sono guardare la TV o disputare una partita a biliardino.

In qualche piattaforma più recente, si possono trovare anche degli attrezzi per fare attività fisica. Di solito però la stanchezza prende il sopravvento e il personale si ritira in camera.

Anche se in piattaforma si instaurano rapporti molto affiatati con i colleghi per via della lunga permanenza a bordo, verso la fine del turno si sente nell'aria una certa tensione legata soprattutto alla mancanza di privacy. Il problema principale è che le piattaforme costruite in Italia fino a un decennio fa erano state pensate per turni certamente più corti: il sei/quattro era la turnazione che prima si faceva in piattaforma, sei giorni di lavoro e quattro di riposo. Il quindici/tredici è entrato in vigore solo otto anni fa. Spesso mi è capitato di fare anche il ventuno/sei, ventuno giorni lavorativi e sei di riposo: era molto impegnativo e di restare in piattaforma veramente che non se ne poteva più! In camera spesso si stava in doppia e in piattaforme come, per esempio, Daria e Cervia C lo spazio a disposizione era così limitato che le valige si lasciavano fuori nel corridoio. Cervia C aveva il modulo alloggi costituito da container, il bagno era all'esterno e, durante l'inverno, il disagio era veramente forte!

In Iran, essendo un campo a terra, le cose erano organizzate meglio: il campo alloggi era situato a circa 30 Km dall'impianto e si viaggiava con la navetta. I container erano più grandi, erano provvisti di TV e, soprattutto, si dormiva in singola. Per contratto era previsto il turno 28/28, ma normalmente si arrivava a fare il 40/28: quaranta giorni lavorativi e ventotto di riposo. Le ore lavorative per ogni giorno erano dodici, dalle 07:00 alle 19:00. La navetta partiva dal campo alloggi alle 06:00 e rientrava alle ore 20:00 circa. Era un turno abbastanza impegnativo, il tempo libero era poco e la vita sociale era in pratica ridotta al minimo. Gli unici svaghi erano un campo da calcetto, una palestra, una sala biliardo e una saletta TV. Certamente una situazione migliore rispetto alle piattaforme di Ravenna. Nonostante il turno fosse più lungo, il tempo passava meglio rispetto al contesto offshore: semplici gesti come il camminare a piedi sulla terra ferma, prendere la navetta, andare in mensa in macchina o a piedi d'inverno, quando il sole non scottava, mi apparivano come tipici di una vita normale.

La cosa triste, ovviamente, era l'essere lontano dai propri cari per troppo tempo. L'unico contatto era il telefono, poiché le autorità iraniane non consentivano di utilizzare la videocomunicazione via internet. All'inizio questo servizio era disponibile poi venne di colpo bloccato, durante le manifestazioni contro il regime; da allora non venne più riattivato.

## **10.4 – Struttura organizzativa e conclusioni**

### **Struttura organizzativa**

Eni è una società vasta e complessa dove le persone sono organizzate secondo una struttura a piramide. Nell'ambito delle unità operative di cui io ho sempre fatto parte, si possono distinguere le seguenti figure professionali:

- capo polo;
- direttore responsabile;
- capo campo;
- capo turno;
- operatore.

All'estero le suddette figure possono essere chiamate in diverso modo, ma la sostanza è la stessa.

Il capo polo è il responsabile del polo produttivo composto di una o più centrali a terra alle quali fanno capo un gruppo di piattaforme; nel caso del distretto produttivo di Ravenna si possono distinguere tre poli: polo A, polo B e polo C.

Il direttore responsabile è la figura professionale alla quale spetta, fondamentalmente, il compito di vigilare affinché ci sia corrispondenza tra i progetti cartacei e ciò che è realmente realizzato e che tutto si svolga nel rispetto delle normative vigenti; si avvale di ordini di servizio per regolare le attività su cantiere.

Il capo campo è il responsabile di un gruppo di piattaforme, regola le attività in mare secondo le disposizioni del capo polo e del direttore responsabile.

Il capo turno, o sorvegliante, è il diretto responsabile di un impianto, nel caso offshore corrisponde al capo piattaforma; si avvale degli operatori al fine di svolgere le attività produttive.

L'operatore è la persona che, prevalentemente, compie manovre sull'impianto allo scopo di correggere la produzione secondo le disposizioni del sorvegliante.

Approssimativamente, è questo l'organigramma nell'ambito della produzione.

### **Conclusioni**

Questa esperienza mi ha arricchito tanto sia dal punto di vista professionale sia sotto l'aspetto umano. Sicuramente è un ambiente impegnativo, dove non mancano forti disagi e dove è richiesto un certo spirito di sacrificio, ma è anche un ambiente interessante che propone continuamente grandi sfide e dove non mancano concrete prospettive di lavoro.

Questa laurea, nel mio piccolo, rappresenta una delle risposte alle esigenze del mercato del lavoro, costantemente in continua evoluzione e dove la competizione è sempre più agguerrita.

## **Bibliografia**

S. Passannanti, S. Ponente, “Corso di Chimica con Esperienze di Laboratorio”, Tramontana, 1994.

P. Mazzoldi, M. Nigro, C. Voci, “Fisica”, SES, 1991.

Dispensa Eni: “Impianti di Trattamento del Gas Naturale”, Eni Corporate University.