

**TESI DI LAUREA MAGISTRALE
IN
INGEGNERIA DEI GIACIMENTI DI IDROCARBURI M**

**Applicazione di schiumogeno in condotte a gas:
prove in campo, analisi critica e confronto delle soluzioni
per lo spiazzamento dei fluidi in orizzontale**

Candidato:

Cristiano Ascolani

Relatore:

Chiar.mo Prof. Ezio Mesini

Correlatore:

Ing. Ettore Saluci

*Questa è la DEDICA:
ognuno può scrivere quello che vuole,
anche nulla . . .*

Sommario

Questo è l'abstract.

Indice

Introduzione	1
1 Moto dei fluidi nelle condotte in pressione	3
1.1 Il concetto di fluido e nozioni fondamentali	3
1.2 Moto e equazioni fondamentali	5
1.3 Calcolo delle cadute di pressione per attrito	10
1.3.1 Numero di Reynolds	10
1.3.2 Fattore di attrito di Moody	11
1.3.3 Perdite di carico per un liquido	13
1.3.4 Perdite di carico per un gas	14
1.3.5 Perdite di carico concentrate	16
1.4 Moto multifase	17
1.4.1 Regime di flusso in condotta	17
1.4.2 Cadute di pressione per attrito di un flusso bifase . . .	25
2 Applicazioni di schiumogeno per l'ottimizzazione della produzione degli idrocarburi	27
2.1 Liquid loading	28
2.1.1 Ciclo di vita di un pozzo a gas	28
2.1.2 Problemi legati al liquid loading	28
2.1.3 Sorgenti di liquidi per un pozzo a gas	29
2.1.4 Velocità critica	30
2.1.5 NODAL* analysis TM	31
2.2 Sollevamento artificiale per GDW	32

2.2.1	Velocity string	33
2.2.2	Compressione	34
2.2.3	Plunger	35
2.2.4	Altri sistemi di sollevamento artificiale per deliquification	39
2.3	Schiumogeni	40
2.3.1	Tensioattivi	42
2.3.2	Schiuma	44
2.3.3	Antischiuma	46
2.4	Applicazione di schiumogeni per GWD	49
2.4.1	Schiumogeni in-batch	50
2.4.2	Schiumogeni in continuo	53
3	Impianti di trattamento del gas naturale	61
3.1	Specifiche del gas di vendita	62
3.2	Separazione gas-liquido	66
3.3	Disidratazione e degasolinaggio	68
3.3.1	Inibizione chimica	71
3.3.2	Disidratazione per raffreddamento	72
3.3.3	Disidratazione mediante assorbimento con glicol	74
3.3.4	Disidratazione mediante adsorbimento con setacci molecolari	76
3.3.5	Degasolinaggio	77
3.4	Altri trattamenti	79
3.5	Apparecchiature di processo e impianti particolari	81
3.5.1	Separatori	81
3.5.2	Scambiatori di calore	83
3.5.3	Compressori	84
3.5.4	Espansori	86
3.5.5	Impianti frigoriferi	88
4	Sistemi di piggaggio in condotta	91
4.1	Configurazione degli scovoli	92

4.2	Obiettivi del piggaggio	94
4.2.1	Scovoli di servizio	96
4.2.2	Strumenti di ispezione interna	100
4.2.3	Scovoli gel	102
4.3	Procedure di lancio e recupero del pig	103
4.3.1	Esempi di configurazione di sistemi di piggaggio	106
4.4	Mezzo di spinta del piggaggio	107
4.5	Progettazione del sistema di condotte per il piggaggio	109
4.5.1	Lunghezza del cammino del pig	109
4.5.2	Raggio di curvatura	109
4.5.3	Tipologia di valvole presenti	110
4.5.4	Indicatori di passaggio del pig	111
4.5.5	Altri dettagli progettuali	111
4.6	Bloccaggio dello scovolo	112
4.6.1	Soluzioni	113
4.6.2	Fasi operative	113
5	Linea di produzione di Verdicchio: tensioattivi per lo spiaz-zamento dell'acqua in condotta	115
5.1	Polo produttivo di San Giorgio Mare	116
5.1.1	Descrizione delle aree pozzo interessate	118
5.1.2	La centrale di San Giorgio Mare	118
5.1.3	La linea Verdicchio	124
5.2	Configurazione sperimentale: materiali e modalità di esecuzione	124
5.2.1	Schiumogeno	124
5.2.2	Antischiuma	124
5.2.3	Punto di iniezione - San Marco	124
5.2.4	Apparati di misura	125
5.2.5	Iniezione in-batch	125
5.2.6	Iniezione in continuo	125
5.3	Risultati e discussione	125
5.3.1	Studio degli effetti a breve termine	125

5.3.2	Andamento produttivo post-test	125
5.3.3	Analisi costi e benefici	125
5.3.4	Pigaggio della linea di produzione	125
Conclusioni		127
Bibliografia		129

Elenco delle figure

1.1	Azioni esercitate da un fluido tra due superfici in moto relativo (Guglielmini et al. 2004)	4
1.2	Reologia di un fluido nel caso di fluidi newtoniani e non newtoniani (Guglielmini et al. 2004)	5
1.3	Schematizzazione del parallelepipedo fondamentale o volume di controllo (VC)	7
1.4	Regime di flusso monofase in condotta	10
1.5	Diagramma di Moody per il calcolo del fattore di attrito in condotta	12
1.6	Regimi di flusso bifase in condotte verticali	18
1.7	Mappa per regimi di flusso bifase per condotte verticali (Grif- fith et al. 1984)	18
1.8	Regimi di flusso bifase in condotte orizzontali	20
1.9	Mappa di Griffith et al. (1984)) per regimi di flusso bifase per condotte orizzontali	21
1.10	Mappa di Baker (1954)) per regimi di flusso bifase per condotte orizzontali	22
1.11	Mappa di Taitel et al. (1976)) per regimi di flusso bifase per condotte orizzontali. Gli assi di riferimento cambiano a secon- da della curva considerata, come descritto nel pannello al di sotto del grafico	23

2.1	Schematizzazione del ciclo di un pozzo a gas, combinata con l'analisi della curva di declino (Lea et al. 2011)	29
2.2	Schematizzazione dell'analisi nodale combinata alla portata critica di trascinamento	32
2.3	Schema di applicazione della velocity string (Arachman et al. 2004)	34
2.4	Layout semplificato del GasJack TM , copressore singolo utilizzato per operazioni di compressione della testa pozzo (Garner et al. 2009)	35
2.5	Tipica installazione di <i>plunger</i> (Lea et al. 2011)	37
2.6	Ciclo di un plunger convenzionale	37
2.7	Principali tipologie di <i>plunger</i> proposte da Weatherford (Weatherford International Ltd. 2008)	38
2.8	Laurilsolfato di sodio, tensioattivo anionico utilizzato in molte famiglie di prodotti domestici. La catena a 12 atomi di carbonio rappresenta il gruppo apolare (in blu) mentre il gruppo solfato associato allo ione sodio rappresenta il gruppo polare (in viola).	43
2.9	Classificazione dei tensioattivi in base alla carica del gruppo polare.	43
2.10	Sezione parziale di una micella anionica, il layer compatto negativo generato dall'orientamento del gruppo polare del tensioattivo è circondato dalla fase acqua (Attwood et al. 2012). .	44
2.11	Insufflazioni nel liquido e generazione delle bolle d'aria (Tego Chemie Service GmbH 2014).	45
2.12	Struttura della schiuma e stabilizzazione della lamella a opera dei surfactanti (Tego Chemie Service GmbH 2014).	46
2.13	Penetrazione e espansione del <i>defoamer</i> sul film di tensioattivi (Tego Chemie Service GmbH 2014).	48
2.14	Processo di bridging del <i>defoamer</i> sul film di tensioattivi (Tego Chemie Service GmbH 2014).	48

2.15 Processo di dewetting del <i>defoamer</i> sul film di tensioattivi (Tego Chemie Service GmbH 2014)	49
2.16 Tensione superficiale e densità della schiuma in funzione della concentrazione in acqua per tensioattivi attualmente disponibili sul mercato (Campbell et al. 2001)	50
2.17 Applicazione di <i>foamer</i> in-batch su un pozzo con produzione a shut-in programmati (Wittfeld et al. 2015)	52
2.18 Schema generale di sistema di iniezione <i>foamer</i> in continuo tramite <i>capillary string</i> (Wittfeld et al. 2015)	54
2.19 Valutazione pre- e post-applicazione di <i>foamer</i> in continuo su un pozzo affetto da <i>liquid loading</i> (Wittfeld et al. 2015)	57
3.1 Tipologie di trattamento	62
3.2 Diagramma di fase per una miscela multicomponente (Bianco 2005b)	65
3.3 Diagramma della formazione degli idrati in funzione di tem- peratura e pressione (Bianco 2005b)	69
3.4 Danni in condotta creati dalla formazione di idrati (Borghi 2005)	70
3.5 Inibizione degli idrati tramite glicol etilenico (Bianco 2005b) . .	71
3.6 Condizionamento del gas tramite separatore a bassa tempera- tura (Bianco 2005b)	73
3.7 Schema semplificato di disidratazione con glicol (Bianco 2005b) .	74
3.8 Schema di disidratazione a due letti (Bianco 2005b)	77
3.9 Lavaggio amminico (Bianco 2005b)	80
3.10 Separatori orizzontali e verticali bifase dotati di dispositivi snebbianti (Peerless Mfg. Co 2009)	82
3.11 Separatore trifase e del pacco lamellare (Bianco 2005a)	83
3.12 Scambiatore di calore a fasci tubieri (Guadagni 2003)	84
3.13 Scambiatore a piastre (Guadagni 2003)	84
3.14 Compressori (Guadagni 2003)	87
3.15 Refrigerazione meccanica (Bianco 2005b)	88

4.1	Configurazione dello scovolo (Davidson 2002).	93
4.2	Componenti tipici di uno scovolo di servizio (T.D. Williamson, Inc. 2015).	95
4.3	Scorrimento dello scovolo di pulizia in condotta e rimozione dei depositi solidi in condotta (Davidson 2002).	97
4.4	Dispositivi di pulizia delle condotte (T.D. Williamson, Inc. 2015).	97
4.5	Diverse tipologie di trappole di lancio (T.D. Williamson, Inc. 2015).	99
4.6	Desalinizzazione della condotta con treni di acqua dolce e glicol (Davidson 2002).	100
4.7	Scovoli di ispezione interna tradizionali (T.D. Williamson, Inc. 2015).	101
4.8	Scovolo a dispersione di flusso magnetico (T.D. Williamson, Inc. 2015).	102
4.9	Scovolo gel EVO-Pig, Aubin Ltd (Johnston 2015).	103
4.10	Dispositivi di chiusura a portelloni delle trappole di lancio e ricezione (T.D. Williamson, Inc. 2015).	104
4.11	Configurazione base di una trappola di lancio (Davidson 2002).	105
4.12	Diverse tipologie di trappole di lancio (T.D. Williamson, Inc. 2015).	108
4.13	Blocco degli scovoli in corrispondenza di valvole (Guadagni 2003).	110
4.14	Indicatori di posizione dello scovolo in condotta (T.D. Williamson, Inc. 2015).	111
4.15	Possibili cause e soluzioni legate all'arresto di <i>pig</i> in linea (Lulio et al. 2006).	114
5.1	Planimetria delle installazioni on-shore e off-shore relative al polo produttivo di San Giorgio Mare.	117
5.2	Impianto di compressione del gas naturale, centrale SGM.	120
5.3	Pompe dosatrici per iniezione di glicol.	122

5.4 Layout linea di mandata SNM, modalità di applicazione del batch.	124
--	-----

Elenco delle tavole

1.1	Coefficienti C adimensionali per la formula di Hazen-Williams.	13
2.1	Alcuni esempi di applicazioni di tensioattivi nell'industria petrolifera; e fasi G, W e O rappresentano rispettivamente il gas, l'acqua e l'olio (Schramm 2006).	41
3.1	Composizione centesimale di un gas naturale tramite cromatografia del gas (Mele 2012).	63
3.2	Parametri di controllo della qualità richiesti dalla Snam Rete Gas (Snam Rete Gas 2015).	66
3.3	Composizione centesimale stimata di gasolina da gas naturale tramite distillazione (Anderson et al. 1924).	78

Introduzione

Inquadramento argomento tesi

Descrizione struttura tesi

Conclusioni preliminari

Capitolo 1

Moto dei fluidi nelle condotte in pressione

La fluidodinamica è un ramo della meccanica del continuo e studia il comportamento di liquidi e gas in movimento. Si parla di termofluidodinamica quando, in alcuni processi, le grandezze e i fenomeni termici sono particolarmente rilevanti. Lo studio del moto dei fluidi in condotta riveste notevole importanza nella progettazione di qualsiasi impianto industriale, dove il calcolo delle perdite di carico rappresenta il nodo cruciale per un'appropriata interpretazione e risoluzione del problema. Solitamente in ambito tecnico non si fa riferimento a fluidi monofase, bensì a fluidi multifase, dove l'iterazione tra fasi gioca un ruolo fondamentale e il calcolo delle variabili è possibile solo grazie a modelli complessi e fortemente dipendenti dalle condizioni al contorno.

1.1 Il concetto di fluido e nozioni fondamentali

Per fluido si intende un materiale che non è in grado di reagire a sforzi di taglio statici. Non si trasmettono quindi, in condizioni di quiete, forze parallele attraverso una qualunque superficie ideale tracciata nel fluido. Attraverso la stessa superficie possono trasmettersi forze perpendicolari, la cui risultante è

nota come pressione.

La densità di un fluido ρ è definita come la massa dell'unità di volume. Si definisce densità relativa ρ_r il rapporto tra la densità del materiale e quella dell'acqua a pressione atmosferica e temperatura a 4°C. Il peso specifico γ è il peso dell'unità di volume. Per volume specifico v si intende il volume dell'unità di massa, cioè l'inverso della densità.

In condizioni dinamiche un fluido, al contrario delle condizioni di quiete, reagisce a sforzi di taglio. Si consideri un meato (intercapedine in cui è presente un piccolo strato di fluido) di altezza h , delimitato tra due pareti piane indefinite, una in quiete e l'altra in movimento con velocità w (Figura 1.1). Il

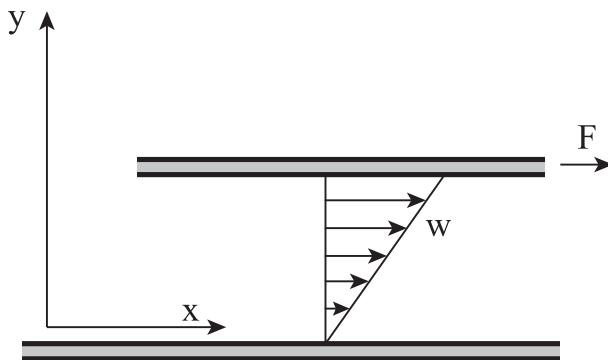


Figura 1.1: Azioni esercitate da un fluido tra due superfici in moto relativo (Guglielmini et al. 2004).

moto relativo tra fluido e parete è nullo, nel meato si crea quindi un campo di velocità triangolare, dove i piani di fluido scorrono l'uno sull'altro. Questo genera una forza resistente sulla superficie della parete superiore in moto. Indicando con A l'area della superficie di contatto tra la lastra e il fluido, la forza resistente F è espressa in modulo dalla legge di Newton:

$$F = \mu A \frac{dw}{dy} \implies \tau_{yx} = \frac{F}{A} = \mu \frac{dw}{dy} \quad (1.1.1)$$

in cui μ è una proprietà del fluido detta viscosità dinamica e τ_{yx} rappresenta lo sforzo di taglio viscoso ovvero la forza che agisce per unità di area su una superficie interna al fluido in direzione parallela a tale superficie, e $\frac{dw}{dy}$ è la derivata della velocità del fluido rispetto alla componente verticale del moto.

Lo sforzo di taglio è proporzionale alla viscosità e al gradiente di velocità. Il rapporto è direttamente proporzionale se i fluidi sono classificabili come newtoniani, cioè se la viscosità è indipendente dallo sforzo viscoso per determinate condizioni di temperatura e pressione. Per i fluidi non newtoniani vale la seguente formula:

$$\frac{dw}{dy} = \frac{\tau}{\mu(\tau)} \quad (1.1.2)$$

A seconda dell'andamento della funzione $\mu(\tau)$ i fluidi possono essere classificati come "pseudo plastici" o "dilatanti" (Figura 1.2).

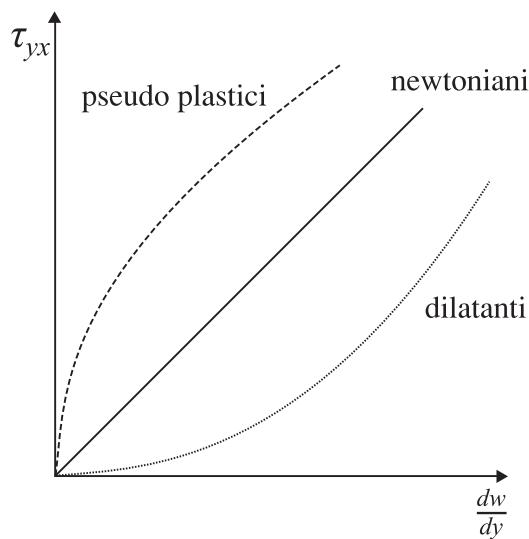


Figura 1.2: Reologia di un fluido nel caso di fluidi newtoniani e non newtoniani (Guglielmini et al. 2004).

1.2 Schematizzazione del moto e equazioni fondamentali di conservazione

La rappresentazione analitica del moto di un fluido è assai complessa e richiede l'impiego di modelli al fine di semplificare la descrizione qualitativa e quantitativa di tale moto. Vengono indicate le tre figure fondamentali per la descrizione del moto di un fluido:

- **traiettoria di una particella:** il luogo dei punti occupati in tempi successivi dalla stessa particella fluida;
- **linea di corrente o linea di flusso:** è una linea che ha per tangente il vettore velocità in ogni punto;
- **linea di fumo:** è il luogo dei punti occupati, ad un dato istante, dalle particelle che sono passate per uno stesso punto.

Nel caso di moto permanente questi tre luoghi geometrici coincidono. Si definisce vena fluida o filetto di corrente l'insieme delle traiettorie le cui sezioni trasversali hanno velocità (perpendicolare alla sezione stessa), pressione, temperatura e volume specifico costanti.

Il modello di riferimento è quello di moto uni- o monodimensionale e si assumono condizioni di regime permanente di massa e termodinamico. In termini fisici il modello deve rispettare i principi di:

- **conservazione della massa;**
- **conservazione della quantità di moto;**
- **bilancio di energia.**

Conservazione della massa

Dato un sistema di coordinate cartesiane (x , y , z), si consideri un volume di controllo (VC) con gli spigoli dx , dy , dz , attraversato da un fluido con velocità w e densità ρ (Figura 1.3). Siano w_x , w_y e w_z le componenti del vettore velocità lungo gli assi principali. Si definisce j velocità di massa o flusso di massa e si calcola la portata massica in entrata e in uscita sul VC lungo le tre direzioni principali. Se si sommano queste portate, si esprime la variazione di massa infinitesima dm nel tempo infinitesimo dt relativa al VC:

$$dm = - \left[\frac{\partial(\rho w_x)}{\partial x} + \frac{\partial(\rho w_y)}{\partial y} + \frac{\partial(\rho w_z)}{\partial z} \right] dx dy dz dt \quad (1.2.1)$$

La massa di VC può essere espressa anche come il prodotto della densità del fluido per il volume :

$$m = \rho dx dy \quad (1.2.2)$$

e la variazione nel tempo è:

$$dm = \frac{\partial}{\partial t} \rho dx dy dz \quad (1.2.3)$$

Per il principio di conservazione della massa, la (1.2.1) e la (1.2.3) devono equivalersi:

$$\frac{\partial(\rho w_x)}{\partial x} + \frac{\partial(\rho w_y)}{\partial y} + \frac{\partial(\rho w_z)}{\partial z} = -\frac{\partial \rho}{\partial t} \quad (1.2.4)$$

La (1.2.4) rappresenta l'equazione di continuità di un fluido in coordinate cartesiane e può essere anche scritta come:

$$\vec{\nabla}(\rho \vec{w}) = -\frac{\partial \rho}{\partial t} \quad (1.2.5)$$

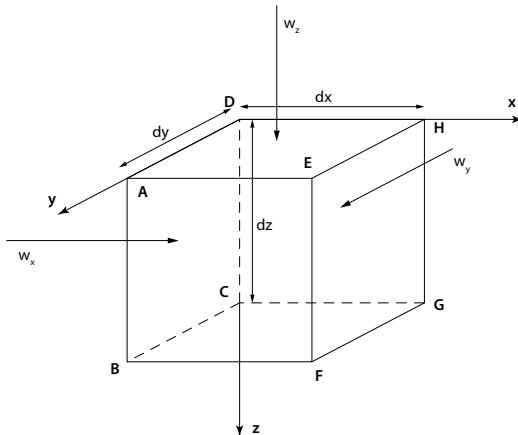


Figura 1.3: Schematizzazione del parallelepipedo fondamentale o volume di controllo (VC).

Bilancio della quantità di moto

La conservazione della quantità di moto è espressa dal secondo principio della dinamica. Dato un volume di controllo VC (definito precedentemente)

la somma della variazione della quantità di moto nel tempo dt del fluido di volume V e del flusso netto di quantità di moto attraverso la superficie S è uguale alla risultante delle forze esterne agenti sul fluido contenuto nel volume stesso. In forma integrale:

$$\frac{d}{dt} \int_V \rho \vec{w} dV + \oint_S (\rho \vec{w}) \cdot \hat{n} dS = \int_V \vec{F}_V dV + \oint_S \underline{\underline{T}} dS \quad (1.2.6)$$

dove $\underline{\underline{T}}$ rappresenta il tensore delle tensioni, \hat{n} il relativo versore e \vec{F}_V le forze di volume. In forma differenziale la (1.2.6) diventa:

$$\rho \frac{D\vec{u}}{Dt} = \rho \vec{F}_V + \nabla \cdot \underline{\underline{T}} \quad (1.2.7)$$

che esprime il bilancio della quantità di moto per unità di volume.

Bilancio di energia e equazione di Bernoulli

Tra le sezioni estreme di una generica vena fluida si applica l'equazione di bilancio dei sistemi aperti a regime permanente. Si considera come VC il volume racchiuso tra le due sezioni sopra citate. L'equazione di bilancio per unità di massa di un sistema aperto si può scrivere in forma differenziale come:

$$dQ - dL_e = dH + \frac{dw^2}{2} + gdz \quad (1.2.8)$$

dove dQ e dL_e rappresentano rispettivamente il calore scambiato con l'ambiente esterno e di lavoro esterno netto attraverso la superficie di confine, dH rappresenta l'entalpia, z la quota potenziale e g la costante di gravitazione universale ($g \simeq 9,81 \text{ m/s}^2$). Poiché $dh = TdS_s + vdp$:

$$dL_e + TdS_s + v dp + \frac{dw^2}{2} + g dz \quad (1.2.9)$$

dove dS_s è la produzione entropica elementare e v il volume specifico. Un qualunque lavoro specifico, può essere espresso come prodotto di un volume specifico per un'opportuna pressione differenziale dp' , per omogeneità dimensionale. Questa variazione di pressione differisce dalla variazione che il fluido

subisce in moto. Sapendo che una qualsiasi pressione p può essere espressa in termini di peso specifico γ e altezza idrica h :

$$dL_e = v \ dp_e = v \ \gamma \ dh_e = g \ dh_e \quad (1.2.10)$$

Allo stesso modo per il lavoro di attrito:

$$dL_a = v \ dp_a = v \ \gamma \ dh_a = g \ dh_a \quad (1.2.11)$$

Se sostituiamo la (1.2.10) e la (1.2.11) nella (1.2.9) otteniamo:

$$dh_e + dh_a + \frac{dp}{\gamma} + \frac{dw^2}{2g} + dz = 0 \quad (1.2.12)$$

La (1.2.12) è detta equazione di Bernoulli generalizzata in forma differenziale e ha valenza energetica specifica (per unità di peso). I termini nella formula sono così nominati:

- **dh_e** **carico motore**, termine effettivo di scambio con l'esterno;
- **dh_a** **carico d'attrito**, termine di dissipazione;
- **$\frac{dp}{\gamma}$** **carico piezometrico**, l'effettiva variazione di pressione del fluido dovuta al moto;
- **$\frac{dw^2}{2g}$** **carico cinetico**;
- **dz** **carico gravitazionale**, variazione di quota geodetica.

Se la (1.2.12) viene integrata tra la sezione 1 e la sezione 2 si ottiene:

$$(h_e)_{1,2} + (h_a)_{1,2} + \int_1^2 \frac{dp}{\gamma} + \frac{w_2^2 - w_1^2}{2g} + z_2 - z_1 = 0 \quad (1.2.13)$$

L'equazione caratterizzante il moto è così ridotta in termini di carichi differenziali, cioè in termini dimensionali si hanno delle lunghezze.

In caso di un condotto a pareti rigide, di sezione costante, orizzontale e attraversato da un fluido a regime permanente, cioè a carico motore e potenziale nullo, la (1.2.13) diventa:

$$(h_a)_{1,2} + \int_1^2 \frac{dp}{\gamma} + \frac{w_2^2 - w_1^2}{2g} = 0 \quad (1.2.14)$$

Se si ammettono trascurabili le variazioni di peso specifico rispetto alle variazioni di pressione, cioè si assume che il peso specifico sia costante, e la variazione di velocità nulla:

$$(h_a)_{1,2} = \frac{p_1 - p_2}{\gamma} \quad (1.2.15)$$

La (1.2.15) esprime il carico d'attrito o in termini operativi la perdita di carico.

1.3 Calcolo delle cadute di pressione per attrito

1.3.1 Numero di Reynolds

Si consideri un condotto rettilineo a pareti perfettamente lisce in cui scorre un fluido a velocità w , di densità ρ e viscosità μ . Il regime è definito laminare se le traiettorie del flusso sono rettilinee e il profilo di velocità è parabolico (Figura 1.4a). Il regime di flusso è invece turbolento quando le particelle non seguono traiettorie ordinate e il moto che ne risulta avviene in maniera caotica (Figura 1.4b).

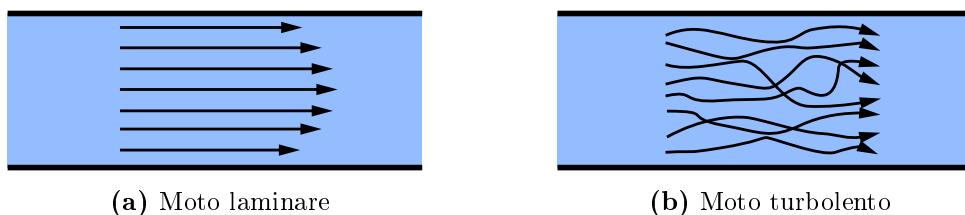


Figura 1.4: Regime di flusso monofase in condotta.

Reynolds fu il primo a definire che il tipo di moto dovesse dipendere non solo dalla velocità ma anche dalla densità e viscosità del fluido oltre che alla geometria della condotta. Il numero di Reynolds è così definito:

$$Re = \frac{\rho w D}{\mu} \quad (1.3.1)$$

Il numero di Reynolds definisce il tipo di moto che si instaura in condotta:

- per $Re < 2000$ il moto in un condotto è laminare;
- per $2000 < Re < 10000$ si ha una regione di transizione;
- per $Re > 10000$ il moto in un condotto è completamente turbolento.

1.3.2 Fattore di attrito di Moody

Sia in condizioni di moto laminare che, in condizioni di moto turbolento, la caduta di pressione totale dipende dal tipo di fluido, dal regime di moto e dalle caratteristiche della condotta. In breve, il carico di attrito dipende da parametri:

- **fisici** - μ e ρ - relativi ai fluidi in movimento;
- **cinematici** - w - caratterizzanti il trasporto di massa fluida;
- **geometrici** - D e ε - legati alla tubazione e alla scabrezza assoluta della parete interna della condotta.

Perciò si può affermare che:

$$\frac{\Delta p}{l} = f(\rho, \mu, w, D, \varepsilon) \quad (1.3.2)$$

dove l è la lunghezza della condotta. L'equazione di Darcy-Weisbach può essere definita sia in funzione delle perdite di carico piezometriche (1.3.3) sia in funzione delle cadute di pressione (1.3.4):

$$h_a = \lambda \frac{l}{D} \frac{w^2}{2g} \quad (1.3.3)$$

$$\Delta p_a = \lambda \frac{l}{D} \frac{\rho w^2}{2} \quad (1.3.4)$$

dove λ è detto fattore d'attrito di Moody o indice di resistenza. La perdita di carico corrispondente, per un certo valore λ , risulta proporzionale al carico cinetico e alla lunghezza del condotto. In regime di moto laminare il fattore di attrito è proporzionale al solo coefficiente di Reynolds:

$$\lambda = \frac{64}{Re} \quad (1.3.5)$$

In regime tubolento l'indice di resistenza è legata alla rugosità della parete. Il rapporto $\frac{\varepsilon}{D}$ è definito scabrezza relativa. La relazione funzionale equivalente è:

$$\lambda = f \left(Re, \frac{\varepsilon}{D} \right) \quad (1.3.6)$$

Sulla base dei risultati sperimentali al variare dei parametri del modello di flusso in condotta in regime turbolento, è stato costituito il diagramma di Moody (Figura 1.5). Gli andamenti all'interno di tale diagramma sono la rappresentazione grafica della correlazione di Colebrook:

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -2 \ln \left(\frac{\varepsilon/D}{3,71} + \frac{2,51}{Re \sqrt{\lambda}} \right) \quad (1.3.7)$$

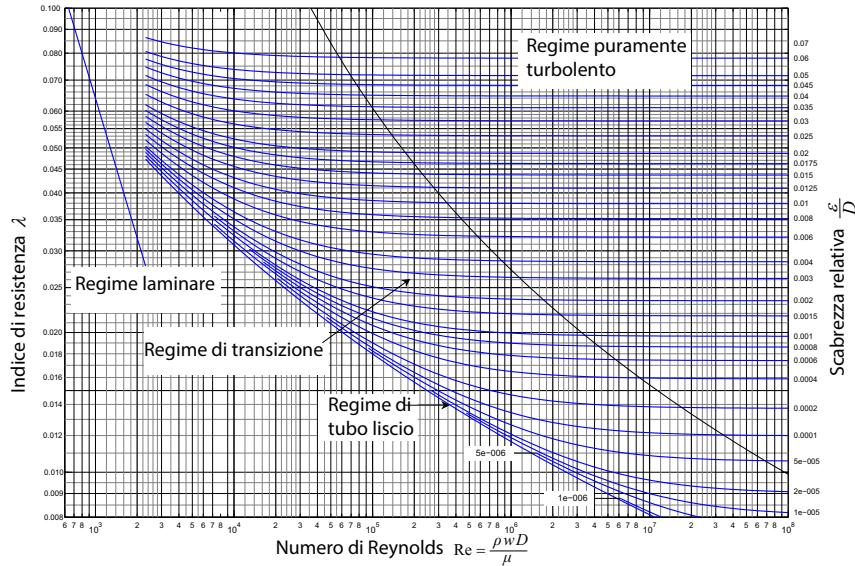


Figura 1.5: Diagramma di Moody per il calcolo del fattore di attrito in condotta.

Il fattore di attrito può essere espresso anche tramite il numero di Fanning f , adimensionale e definito come il rapporto tra gli sforzi di taglio e le forze di inerzia:

$$f = \frac{2\tau}{\rho w^2} \quad (1.3.8)$$

Il fattore di attrito di Moody è quattro volte il numero di Fanning:

$$\lambda = 4f \quad (1.3.9)$$

Blasius propone il calcolo del numero di Fanning a partire dal numero di Reynolds:

$$f = \frac{0,079}{Re^{0,25}} \quad (1.3.10)$$

La (1.3.10) è applicabile in condizione di tubi a pareti interne lisce (scabrezza nulla, $\varepsilon = 0$) e regime di flusso non totalmente turbolento ($Re < 10^5$).

1.3.3 Perdite di carico per un liquido

Una relazione approssimativa per la valutazione delle perdite di carico di liquidi in condotta è quella di Hazen-Williams. Questa relazione è valida solo per acqua in condizioni di regime turbolento a temperatura compresa tra i 4°C e 25°C.

$$\frac{h_a}{l} = \frac{10,65}{C^{1,85}} \frac{Q^{1,85}}{d^{4,87}} \quad (1.3.11)$$

dove Q è la portata volumetrica, la costante moltiplicativa numerica 10,65 non è adimensionale (ha le dimensioni di $s^{1,85}/m^{0,86}$) e la costante adimensionale C è un valore tabellato. L'equazione fornisce direttamente il valore delle

Tipologia tubo	C
Tubi estremamente lisci	140
Tubi nuovi, acciaio o ghisa	130
Tubi in legno o calcestruzzo	120
Tubi in acciaio rivettato, nuovi	110
Tubi vecchi in ghisa, mattoni	100
Tubi in acciaio rivettato, vecchi	95
Tubi in acciaio corroso	80
Tubi in acciaio fortemente corroso	60

Tabella 1.1: Coefficienti C adimensionali per la formula di Hazen-Williams.

perdite di carico distribuite per unità di lunghezza della tubazione in funzione della portata volumetrica e del diametro idraulico. Se ora esplicitiamo la

(1.3.3) in funzione del diametro interno D , ponendo la portata volumetrica come $Q = w A$:

$$h_a = \lambda \frac{l}{D} \frac{w^2}{2g} \implies \frac{h_a}{l} = \frac{8f}{\pi^2 2g} \frac{Q^2}{D^5} \quad (1.3.12)$$

In entrambe le formulazioni (la forma generale delle perdite di carico e l'approssimazione di Hazen-Williams) si rileva che, a parità di portata, le perdite di carico sono inversamente proporzionali al diametro della tubazione elevato ad un esponente prossimo a 5.

1.3.4 Perdite di carico per un gas

In condotte lunghe, il flusso di un gas è prossimo alle condizioni isotermiche. Le cadute di pressione in tali linee sono spesso grandi paragonate alla pressione in ingresso e il problema non può essere trattato tramite il modello di flusso di Darcy. Una soluzione accurata è data dall'equazione:

$$\dot{m}^2 = \left[\frac{A^2}{v_1 \left(\frac{\lambda l}{D} + 2 \ln \frac{p_1}{p_2} \right)} \right] \left[\frac{p_1^2 - p_2^2}{p_1} \right] \quad (1.3.13)$$

dove p_1 e p_2 sono le pressioni all'inizio e alla fine della condotta. Se esplicitiamo nella (1.3.13) il volume specifico in ingresso v_1 utilizzando l'equazione di stato di un gas reale:

$$p_1^2 - p_2^2 = Z_m RT \left(\frac{w}{A} \right)^2 \left(\lambda \frac{l}{D} + 2 \ln \frac{p_1}{p_2} \right) \quad (1.3.14)$$

dove Z_m è il fattore di comprimibilità del gas, R è la costante universale dei gas perfetti e T la temperatura. Si formulino le seguenti assunzioni:

- flusso di gas a condizioni isotermiche;
- assenza di lavoro meccanico in ingresso e uscita;
- regime permanente;

- gas perfetto;
- velocità come rappresentazione della velocità media nella sezione trasversale;
- coefficiente d'attrito λ costante;
- condotta dritta e orizzontale

La (1.3.13) e la (1.3.14) possono essere scritte semplificate in:

$$\dot{m}^2 = \left[\frac{D A^2}{v_1 \lambda l} \right] \left[\frac{p_1^2 - p_2^2}{p_1} \right] \quad (1.3.15)$$

$$p_1^2 - p_2^2 = Z_m RT \left(\frac{w}{A} \right)^2 \left(\lambda \frac{l}{D} \right) \quad (1.3.16)$$

Possono essere utilizzate tre diverse forme semplificate per il calcolo delle portate di gas in condotta, a seconda delle specifiche tecniche dell'infrastruttura.

Equazione di Weymouth

L'equazione di Weymouth è raccomandata per condotte con diametro piccolo (generalmente sotto i 12") e lunghezza limitata (sotto i 30 km) all'interno delle batterie di produzione o per le linee di raccolta secondarie, pressione medio-alta (compresa tra 7 bar e 70 bar) in regime di moto turbolento (alto valore del numero di Reynolds).

$$Q_h = 2,61 \times 10^{-8} d_{mm}^{2,667} \left[\left(\frac{p_1^2 - p_2^2}{\rho_r l_{km}} \right) \frac{288}{T_1} \right]^{0.5} \quad (1.3.17)$$

dove Q_h è la portata espressa in Smc^1/h , ρ_r è la densità relativa, d_{mm} è il diametro interno della condotta espresso in mm, l_{km} è la lunghezza della condotta espressa in km.

¹Standard metri cubi, quantità di gas contenuta in un 1 m^3 a condizioni standard di pressione ($p = 101325 \text{ Pa}$, pressione ambientale) e di temperatura ($T = 288,15 \text{ K}$, 15°C)

Equazione di Panhandle

L'equazione di Panhandle è indicata per condotte di grande diametro (pari o sopra i 12"), condotte lunghe (più di 70 km) e per valori del numero di Reynolds moderati.

$$Q_h = 2,044 \times 10^{-8} E d_{mm}^{2,6182} \left(\frac{p_1^2 - p_2^2}{l_{km}} \right)^{0,5394} \quad (1.3.18)$$

dove E rappresenta il fattore di efficienza del flusso ($E \leq 1$, ha valore unitario in caso di nuove condotte)

Equazione di Spitzglass

Esistono due versioni di questa equazione: ad alta o bassa pressione. L'equazione di Spitzglass relativa a condotte a bassa pressione è:

$$Q_h = 9,50 \left[\frac{(p_1 - p_2) d_{mm}^5}{l_{mm} \rho_r (1 + 0,09144/d_{mm} + 1,1811 d_{mm})} \right]^2 \quad (1.3.19)$$

1.3.5 Perdite di carico concentrate

Il fluido, lungo il suo percorso in condotta, può incontrare brusche variazioni di sezione, direzione o ostruzioni come filtri o rubinetti. Il calcolo delle resistenze puntuali è difficilmente calcolabile in modo analitico e ci si basa maggiormente su dati puramente sperimentali. Tutte le resistenze relative a diversi elementi tipici della condotta sono espresse in funzione del carico cinetico:

$$\Delta p' = \gamma \frac{w^2}{2g} f' \quad (1.3.20)$$

dove f' assume valori diversi a seconda del tipo di singolarità. La somma di perdite di carico concentrate e distribuite fornisce la caduta di pressione totale per una generica condotta percorsa da un fluido.

1.4 Moto multifase

In termodinamica classica si definisce fase come uno stato macroscopico della materia omogeneo per struttura fisica e composizione chimica. I flussi bifase sono caratterizzati dalla presenza di due fasi e rappresentano il caso più semplice di flusso multifase o multicomponente. Nei flussi bifase, l'iterazione tra le due fasi porta alla formazione di particolari regimi di flusso. Il verificarsi di un determinato regime dipende dalla portata, dalle caratteristiche fisiche e dalle condizioni termodinamiche delle due fasi e dalle caratteristiche fisiche dell'impianto.

1.4.1 Regime di flusso in condotta

L'inclinazione della condotta incide fortemente sulla formazione dei diversi regimi di flusso: in caso di tubazioni verticali, la forza gravitazionale agisce nella stessa direzione della forza inerziale, quindi lungo l'asse della condotta. In condotte verticali si hanno quindi regimi pseudo-simmetrici rispetto l'asse della condotta, in tubazioni orizzontali la fase liquida e la fase gassosa tendono a disporsi rispettivamente sulla parte inferiore e superiore.

1.4.1.1 Condotte verticali

I regimi di flusso bifase per condotte verticali sono così classificati (Figura 1.6):

- flusso a bolle;
- flusso a slug;
- flusso a churn o agitato;
- flusso anulare misto.

Per comprendere nel dettaglio i vari regimi che si possono instaurare in condotta si fa riferimento alla mappa dei regimi di flusso bifase avvallata da Griffith et al. per condotte verticali (Figura 1.7).

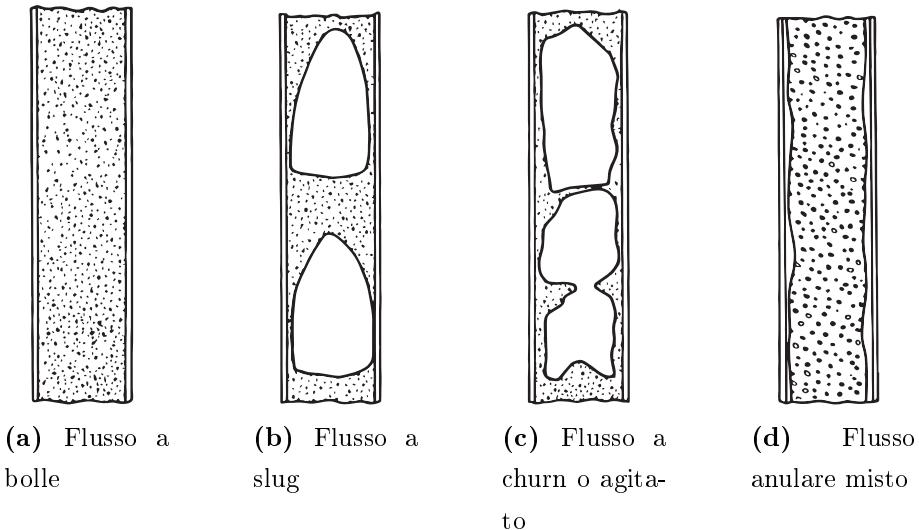


Figura 1.6: Regimi di flusso bifase in condotte verticali

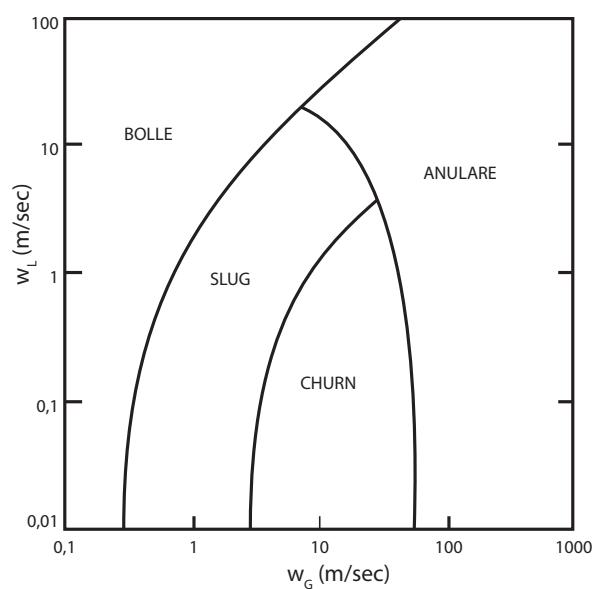


Figura 1.7: Mappa per regimi di flusso bifase per condotte verticali (Griffith et al. 1984).

Per basse velocità superficiali della fase gassosa, avviene in condotta il solo regime a bolle (Figura 1.6a). In questo regime la fase liquida si muove a velocità uniforme mentre le bolle di gas sono più veloci o più lente a seconda del loro diametro. Se si incrementa la velocità della fase gassosa, questa tenderà a viaggiare di pari passo alla fase liquida, creando così il regime a slug (Figura 1.6b) e il regime a churn o anche detto agitato (Figura 1.6c), dove ormai l'effetto della fase gassosa è predominante rispetto alla fase liquida. Nel regime anulare misto (Figura 1.6d) la fase gassosa è continua e la fase liquida è dispersa nel gas oppure disposta sulle pareti interne.

1.4.1.2 Condotti orizzontali

I regimi di flusso in condizioni di condotta orizzontale possono essere così classificati (Figura 1.8):

- flusso stratificato;
- flusso a onde;
- flusso a plug o a bolle allungate;
- flusso a slug;
- flusso anulare;
- flusso a bolle disperse.

Per la determinazione dei diversi regimi di flusso bifase aria-acqua si fa riferimento alle mappe per condotte orizzontali proposte da Griffith et al. (1984), Baker (1954) e Taitel et al. (1976).

Griffith et al. (1984)

Il regime di flusso è definito tramite la velocità superficiale w_i , legata alla portata volumetrica della fase i -esima attraverso una generica sezione A della condotta. Si ha quindi:

$$w_G = \frac{Q_G}{A} \quad (1.4.1)$$

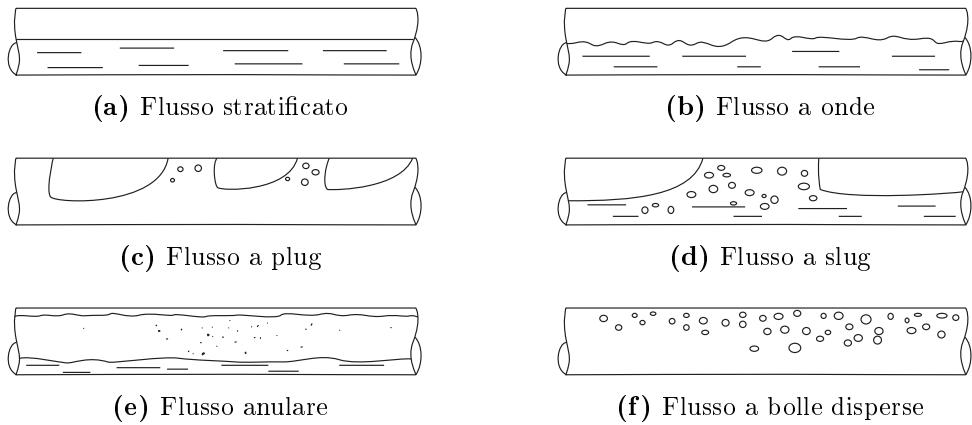


Figura 1.8: Regimi di flusso bifase in condotte orizzontali

$$w_L = \frac{Q_L}{A} \quad (1.4.2)$$

dove i pedici g e l fanno riferimento alla fase gassosa o liquida. Le linee continue interne rappresentano la transizione tra i diversi regimi.

Per basse velocità superficiali della fase liquida si verificano flussi stratificati a interfaccia liscia (Figura 1.8a), a onda (Figura 1.8b) e anulare misto (Figura 1.8e) a seconda della velocità superficiale del liquido. Questi tre regimi fanno parte della categoria dei flussi separati: le due fasi appaiono come due flussi continui senza apparente iterazione. Il flusso stratificato e quello a onde sono caratterizzati dallo scorrimento della fase liquida nella parte inferiore della condotta, in quello anulare la fase liquida si dispone lungo le pareti interne della condotta. All'aumentare della velocità superficiale della fase liquidi, si osserva un maggiore miscelamento delle due fasi e si verificano flussi a slug o a bolle allungate (Figura 1.8d) o flussi a plug (Figura 1.8c). La differenza tra questi due regimi è sottile: nel flusso a slug sono disperse numerose bollicine di gas nella fase liquida, al contrario del flusso a plug. Ad alte velocità superficiali della fase liquida si verifica il flusso a bolle (Figura 1.8f), caratterizzato dalla presenza di bolle di gas disperse nella fase liquida.

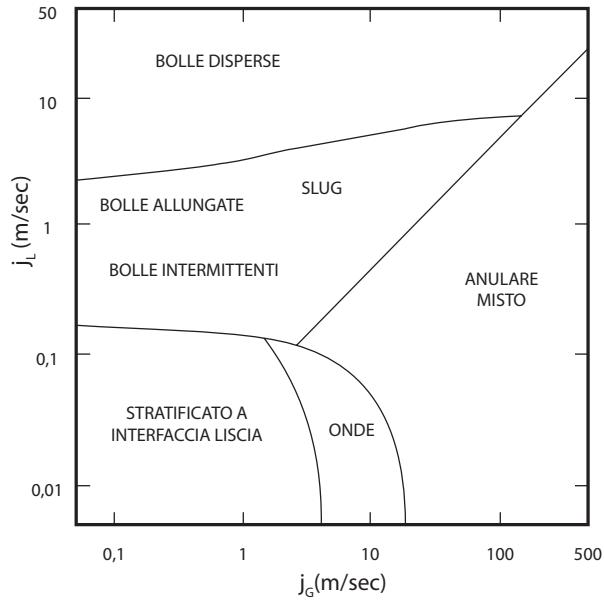


Figura 1.9: Mappa di Griffith et al. (1984)) per regimi di flusso bifase per condotte orizzontali.

Baker (1954)

La mappa di Baker (1954) per condotte orizzontali con flusso bifase Figura 1.10 è stata proposta originariamente sia per Sistema Internazionale che per sistema consuetudinario statunitense. Per l'utilizzo della mappa devono essere determinati i parametri adimensionali Λ e Ψ e la velocità di massa o flusso di massa j_i , la massa della fase i -esima che attraversa una generica sezione trasversale A della condotta:

$$j_G = \frac{\dot{m}_G}{A} = \frac{\rho_G w_G A}{A} = \rho_G w_G \quad (1.4.3)$$

$$j_L = \frac{\dot{m}_L}{A} = \frac{\rho_L w_L A}{A} = \rho_L w_L \quad (1.4.4)$$

dove j_G e j_L sono (in modulo) la velocità di massa del gas e del liquido. I parametri adimensionali Λ e Ψ sono definiti da:

$$\Lambda = \left(\frac{\rho_G}{\rho_{aria}} \frac{\rho_L}{\rho_{acqua}} \right)^{1/2} \quad (1.4.5)$$

$$\Psi = \left(\frac{\sigma_{acqua}}{\sigma} \right) \left[\left(\frac{\mu_L}{\mu_{acqua}} \right) \left(\frac{\rho_{acqua}}{\rho_L} \right)^2 \right]^{1/3} \quad (1.4.6)$$

dove ρ_G , ρ_L , μ_L e σ sono proprietà proprie del fluido. I termini noti, quindi le proprietà di riferimento sono:

- $\rho_{acqua} = 1000 \text{ kg/m}^3$;
- $\rho_{aria} = 1,23 \text{ kg/m}^3$;
- $\mu_{acqua} = 0,001 \text{ N sec/m}^2$;
- $\sigma_{acqua} = 0,072 \text{ N/m}$.

I valori sugli assi x e y sono così identificati. L'intersezione sulla mappa fornisce il regime bifase che si instaura nella condotta sulla base del modello.

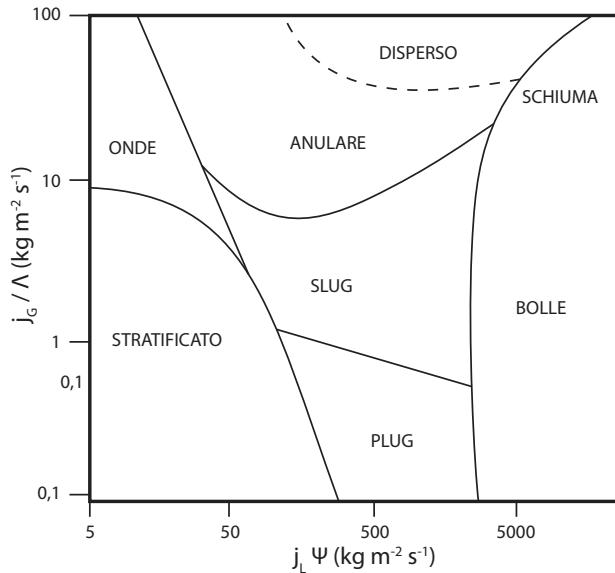


Figura 1.10: Mappa di Baker (1954)) per regimi di flusso bifase per condotte orizzontali.

Taitel et al. (1976)

Nel lavoro di Taitel et al. (1976) (Figura 1.11) si propone una mappa per condotte orizzontali che nasce dalla combinazione di analisi analitiche e selezione empirica di numerosi parametri di riferimento. La mappa usa il parametro di Martinelli χ , il numero di Froude del gas Fr_G e i parametri T e K .

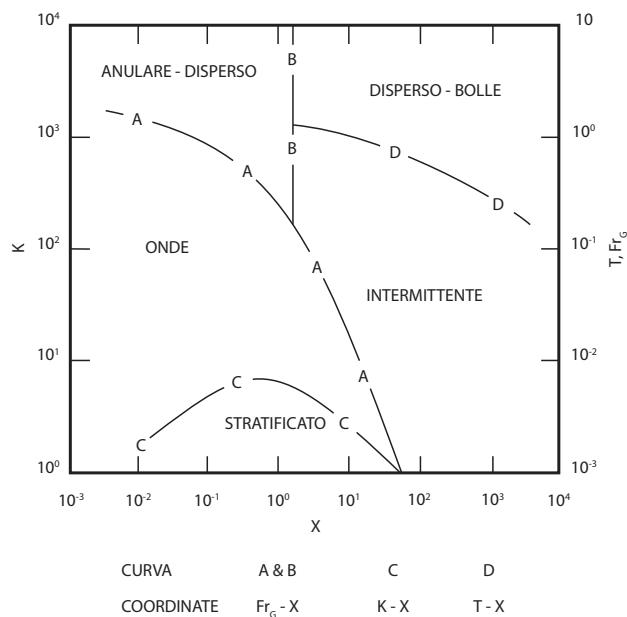


Figura 1.11: Mappa di Taitel et al. (1976)) per regimi di flusso bifase per condotte orizzontali. Gli assi di riferimento cambiano a seconda della curva considerata, come descritto nel pannello al di sotto del grafico.

Il parametro di Martinelli è dato dalla radice quadrata del rapporto tra i gradienti di pressione del liquido e del gas:

$$\chi = \left[\frac{(dp/dl)_L}{(dp/dl)_G} \right]^{1/2} \quad (1.4.7)$$

Si ricorda che il gradiente di pressione per unità di lunghezza è dato dalla derivata dell'equazione di Darcy-Weisbach (1.3.4) in funzione della caduta di pressione lungo la direzione della condotta:

$$\Delta p_{a,k} = \lambda_k \frac{l}{D} \frac{\rho_k w_k^2}{2} \implies \left(\frac{dp}{dl} \right)_k = -\frac{\lambda_k}{D} \frac{\rho w^2}{2} = -\frac{\lambda_k j_k^2}{\rho_k D} \quad (1.4.8)$$

Il numero di Froude è un gruppo adimensionale e rappresenta la frazione liquida di un fluido. Dal punto di vista analitico mette in relazione forza di inerzia con la forza peso. Per la fase gassosa vale:

$$Fr_G = \frac{j_G}{[\rho_G(\rho_L - \rho_G)D g]^{1/2}} \quad (1.4.9)$$

Il parametro T è definito come:

$$T = \left[\frac{|(dp/dl)_L|}{g(\rho_L - \rho_G)} \right]^{1/2} \quad (1.4.10)$$

Il parametro K invece è funzione del numero di Froude del gas e del numero di Reynolds del liquido:

$$K = Fr_G Re_L^{1/2} \quad (1.4.11)$$

Caratteristica principale di questa mappa di regime è l'impiego di diverse coordinate, in funzione dei parametri trovati, a seconda della curva a cui si fa riferimento. Dapprima si calcolano quindi il parametro di Martinelli χ e il numero di Froude del gas Fr_G . Se le coordinate del punto trovato ricadono nella parte superiore della curva A, rappresentata rispetto al sistema di coordinate $Fr_G - \chi$, il regime sarà quindi anulare. Nel caso in cui il punto si collochi al di sotto della curva viene calcolato il parametro K . Facendo riferimento alla curva C e quindi al sistema di coordinate $K - \chi$ il regime sarà a onde o stratificato con interfaccia liscia se il punto trovato è rispettivamente nella parte superiore o inferiore della curva C. Se il punto ricade nella parte superiore a destra del grafico, si fa riferimento alla curva D, quindi al sistema di coordinate $T - \chi$. Il regime sarà a bolle disperse se il punto trovato si trova al di sopra della curva D, viceversa il regime sarà di natura intermittente o a slug.

Tutti i modelli fin qui presentati sono stati sviluppati per flussi bifase in condizioni adiabatiche. Tuttavia questi modelli, tramite accorgimenti di natura analitica, posso risponde anche a condizioni diabatiche, cioè ipotizzando la condotta come sistema aperto in cui avviene scambio di calore con l'esterno. Lo studio dei regimi di flusso può quindi essere esteso, per esempio, negli impianti di refrigerazione oppure negli scambiatori termici.

1.4.2 Cadute di pressione per attrito di un flusso bifase

Si può semplificare lo studio del moto di un fluido bifase se si assume che le fasi siano ben miscelate fra loro, quindi come un unico fluido monofase. Il modello omogeneo può essere applicato quando le fasi sono fortemente interdisperse tra loro, cioè quando entrambe le fasi hanno velocità superficiali sostenute. Le perdite di carico totali Δp_{tot} sono la somma delle perdite di carico statiche o gravitazionali Δp_s , le perdite di carico della quantità di moto Δp_{mom} e le perdite di carico per attrito Δp_a :

$$\Delta p_{tot} = \Delta p_s + \Delta p_{mom} + \Delta p_a \quad (1.4.12)$$

La perdita di carico statico per un fluido bifase omogeneo è:

$$\Delta p_s = \rho_H g z \quad (1.4.13)$$

dove z è la differenza di quota geodetica tra le sezioni di ingresso e uscita della condotta, o meglio l'altezza della condotta. Per densità omogenea ρ_H si intende:

$$\rho_H = \rho_L(1 - \varepsilon_H) + \rho_G \varepsilon_H \quad (1.4.14)$$

Si determina la frazione di vuoto ε_h in funzione del titolo di vapore x :

$$\varepsilon_H = \left[1 + \left(\frac{w_G}{w_L} \frac{(1-x)}{x} \frac{\rho_G}{\rho_L} \right) \right]^{-1} \quad (1.4.15)$$

dove il rapporto w_G/w_L è detto rapporto di slittamento e ha valore unitario nel caso di flussi omogenei. Il gradiente di pressione della quantità di moto per unità di lunghezza del condotto è:

$$\left(\frac{dp}{dl} \right)_{mom} = \frac{d(j_{tot}/\rho_H)}{dz} \quad (1.4.16)$$

Il punto cruciale del calcolo delle cadute di pressione per un flusso bifase risiede nella stima del termine di attrito, in questo frangente rappresentato dal numero di Fanning f . Se si esprime la (1.3.4) in funzione del numero di Fanning f_{tot} per un flusso bifase, in funzione del flusso di massa j_{tot} :

$$\Delta p_a = \frac{2 f_{tot} j_{tot}^2}{\rho_{tot}} \frac{l}{D} \quad (1.4.17)$$

Si può esprimere il numero di Fanning tramite la (1.3.10), il numero di Reynolds per mezzo della (1.3.1). Come viscosità, parametro utile al calcolo del numero di Reynolds, può essere scelta quella della fase liquida oppure una media pesata in base al titolo di vapore x :

$$\mu_{tot} = x \mu_G + (1 + x) \mu_L \quad (1.4.18)$$

È importante acquisire le basi della fluidodinamica multifase per capire come le iterazioni tra le diverse fasi e le perdite di carico definiscano il flusso che si instaura in condotta. L'ingegneria petrolifera ha affinato negli anni i modelli interpretativi, così da avvicinare le stime di produzione di un pozzo ai trend reali. In particolar modo, la corretta interpretazione del moto multifase per i pozzi a gas determina la tipologia e la configurazione di sistemi per l'aumento di portata o la diminuzione delle perdite di carico. Si intuisce quindi che l'aumento delle performance è legato alla veridicità del modello calcolato. Nel prossimo capitolo sono trattati i problemi di un pozzo a gas legati a condizioni di flusso multifase e le tecnologie oggi utilizzate per ovviare al calo di rendimento nel tempo.

Capitolo 2

Applicazioni di schiumogeno per l'ottimizzazione della produzione degli idrocarburi

Per *Gas Well Deliquification* o *Gas Well Dewatering* (GWD) si intende l'insieme delle tecnologie e delle applicazioni utili alla rimozione di acqua o condensati in fase produttiva da un pozzo a gas. Nello specifico il concetto di GDW racchiude tutti gli strumenti utili nel combattere il fenomeno del *liquid loading*, definito come l'accumulo di acqua in pozzo e l'impossibilità di rimuoverla. Le tecnologie impiegate per lo spiazzamento dei liquidi a fondo pozzo sono numerose e sono in continua evoluzione per garantire migliori performance e affidabilità. Nell'ultimo decennio gli schiumogeni sembrano rappresentare una scelta concreta per controllare il carico idrostatico di fondo pozzo e presentano notevoli vantaggi rispetto alle tecnologie già esistenti (Stanculescu et al. 2014). In questo capitolo sono descritte le cause e le conseguenze del *liquid loading* e le principali tecnologie impiegate oggi per la riduzione e controllo del battente idrostatico. Particolare attenzione è dedicata all'impiego di tensioattivi liquidi o *foamer*, descrivendo le proprietà fisico-chimiche, le procedure operative per il loro impiego e controllo tramite l'uso di antischiuma o *defoamer*.

2.1 Liquid loading

2.1.1 Ciclo di vita di un pozzo a gas

Nel paragrafo 1.4.1.1 si è discusso dei diversi regimi di flusso bifase per condotte verticali. Un pozzo a gas può presentare tutti i regimi di flusso: in Figura 2.1 è possibile comprendere graficamente l'evoluzione del pozzo durante il suo ciclo di vita. La distribuzione delle varie fasi in pozzo si evolve nel corso della vita produttiva. Inizialmente il gas è fase dominante e il pozzo ha forza sufficiente per trascinare tutto il liquido presente sul fondo. Ad alte velocità superficiali del gas corrisponde un regime anulare misto: la fase liquida è interdispersa nella fase gassosa. Con il diminuire della velocità del gas nel tempo, la fase liquida comincia a precipitare e a depositarsi sul fondo, ostacolando la normale produzione di gas.

2.1.2 Problemi legati al liquid loading

Il liquid loading porta a un regime di flusso a slug e a una produzione di gas discontinua e inferiore. Se il gas ha energia sufficiente a rimuovere i liquidi presenti a fondo pozzo, la portata del gas risponde in modo corretto alla stima di produzione rispetto al tempo di vita del pozzo, definita tramite l'analisi della curva di declino (*Decline Curve Analysis*, DCA), visibile sempre in Figura 2.1.

In caso di aumento del battente idrostatica, il pozzo produce gas in quantità minore rispetto alle stime effettuate. Raggiunto uno stato critico di produzione, il giacimento non ha più energia sufficiente per lo spiazzamento del pozzo e l'effetto combinato di precipitazione di liquidi a fondo pozzo e diminuzione fisiologica della pressione di giacimento porta all'innalzamento della colonna idrostatica. L'aumento dell'altezza della colonna di liquido può quindi interferire sulla produzione, sancendo così il termine del ciclo di vita del pozzo stesso.

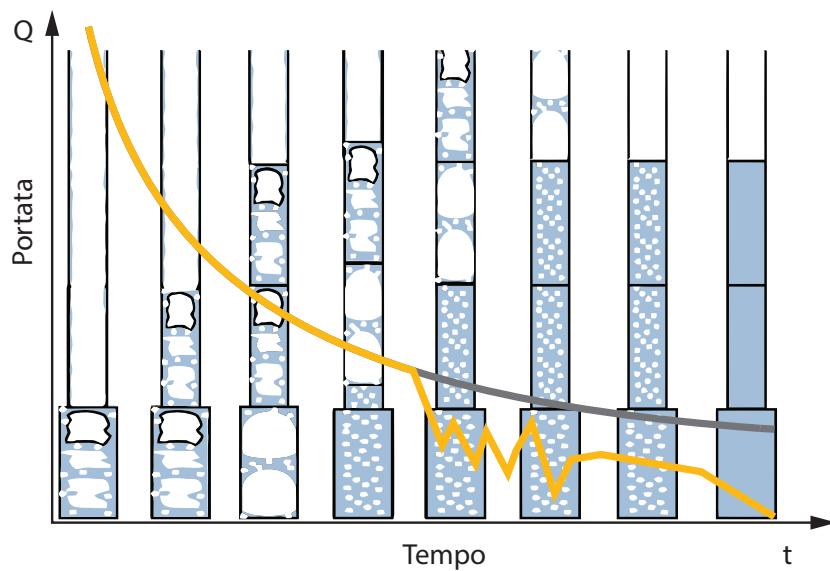


Figura 2.1: Schematizzazione del ciclo di un pozzo a gas, combinata con l’analisi della curva di declino (Lea et al. 2011)

2.1.3 Sorgenti di liquidi per un pozzo a gas

Nella maggior parte dei pozzi la produzione di gas è associata a produzione di liquidi. Questi liquidi possono essere acqua, vapore acqueo condensato o idrocarburi condensati. I liquidi prodotti in pozzo dipendono dalle condizioni e dal tipo di giacimento in questione. Le principali cause possono essere:

- **water coning:** fenomeno locale di deformazione del contatto gas-acqua causato dalla variazione di pressione indotta dalla produzione. Il rischio è maggiore in presenza di pressioni capillari elevate, a causa delle quali può esistere una estesa zona di frangia in cui sono mobili sia l’acqua che gas, con mobilità dell’acqua molto vicina a quella del gas;
- **innalzamento dell’acquifero:** in caso di acquifero attivo, il battente idrostatico raggiunge gli spari con il diminuire della pressione di giacimento;
- **vapore acqueo condensato:** poiché nei giacimenti è presente acqua di strato, il gas naturale è associato a vapore acqueo. Se le condizioni

di pressione e temperatura sono tali da scendere al di sotto del punto di rugiada, il vapore acqueo condensa e contribuisce al quantitativo totale di acqua di produzione;

- **idrocarburi condensati:** come il vapore acqueo, alcuni idrocarburi pregiati possono passare dallo stato gassoso allo stato liquido con il variare delle condizioni di pressione e temperatura;
- ***fingering* o *canalizzazioni*:** specialmente in pozzi completati a foro scoperto o in alcuni casi di spari multipli, è possibile che dei liquidi possano confluire nel pozzo per vie preferenziali. Si verifica spesso nel caso di ammassi rocciosi particolarmente fratturati (e.g. carbonati fratturati).

2.1.4 Velocità critica

La velocità terminale è definita come la velocità di caduta di un corpo libero (particelle liquide) in un mezzo fluido (gas naturale) sotto l'influenza della forza di gravità. La velocità critica è legata alla velocità terminale delle particelle di liquido e la differenza tra le due grandezze rappresenta l'incremento utile per lo spiazzamento del liquido dal pozzo. Il primo a creare un modello sperimentale inerente al trascinamento continuo di liquido fu Turner et al. (1969). L'equazione teorica per la velocità critica w_t per il trascinamento verticale di una goccia:

$$w_t = 1,593 \frac{\sigma(\rho_L - \rho_G)^{1/4}}{\rho_G^2} \quad [\text{ft/sec}] \quad (2.1.1)$$

dove σ è la tensione superficiale, ρ_G e ρ_L sono la densità rispettivamente del gas e del liquido.

Poiché in campo le condizioni variano molto rispetto al modello teorico, l'autore fornisce due equazioni relative al trascinamento di acqua ($w_{c,W}$) o condensati ($w_{c,COND}$), in funzione della pressione p :

$$w_{c,W} = 5,304 \frac{(67 - 0,0031p)^{1/4}}{\sqrt{0,0031p}} \quad [\text{ft/sec}] \quad (2.1.2)$$

$$w_{c,COND} = 4,03 \frac{(45 - 0,0031p)^{1/4}}{\sqrt{0,0031p}} \quad [\text{ft/sec}] \quad (2.1.3)$$

Dalla (2.1.2) e la (2.1.3) si ricava il valore della portata critica giornaliera:

$$Q_{c,gIORNO} = \frac{3,06 w_c p A}{T Z} \quad [\text{MMft}^3/\text{giorno}] \quad (2.1.4)$$

dove w_c fa riferimento o alla velocità critica per acqua o condensati. Nel caso in cui siano presenti sia acqua che condensati, per il calcolo di w_c si fa riferimento alla sola (2.1.2). Tutte i parametri e le variabili del modello sono espressi nel sistema consuetudinario statunitense.

Negli anni successivi la ricerca ha portato alla creazione di ulteriori modelli sempre più raffinati: Coleman et al. (1991) utilizza il modello di Turner et al. ma lo convalida per pressioni di testa pozzi sopra i 35 bar, Li et al. (2001) crea un modello basato sulla forma appiattita delle particelle liquide, Nosseir et al. (1997) formula un modello che si adatta alle condizioni di flusso.

2.1.5 NODAL* analysis™

La NODAL* analysis™ è un marchio Schlumberger ed è uno strumento analitico utile per valutare le performance di produzione di un pozzo. La NODAL* analysis™ viene impiegata per la progettazione del completamento del pozzo, considerando le caratteristiche del sistema produttivo quali afflusso, eventuali restringimenti o limiti generici. La NODAL* analysis™ si svolge tramite la definizione delle seguenti curve:

- **Inflow Production Relationship (IPR):** curva empirica, valuta le potenzialità del reservoir tramite la portata massima o AOF (*Absolute Open Flow*);
- **Vertical Lift Performance (VLP):** definita la dimensione del tubino di produzione, la lunghezza (profondità) il rapporto gas-liquido, la curva esprime la pressione a fondo pozzo in funzione della portata e della pressione a testa pozzo.

La produttività del pozzo si ottiene dall'intersezione dell'IPR con la VLP. Il punto trovato viene definito punto operativo ottimale, dove i valori di pressione e portata sono uguali in ambo le curve. Se si traccia sullo stesso grafico il valore di portata critica (Figura 2.2), si può stabilire se le condizioni operative ottimali impediscono la precipitazione della fase liquida a fondo pozzo. Se il punto di intersezione tra l'IPR e la TPR si trova a destra della curva relativa alla velocità critica, il pozzo ha energia sufficiente per trascinare interamente la fase liquida, altrimenti si incorre nel fenomeno di *liquid loading*.

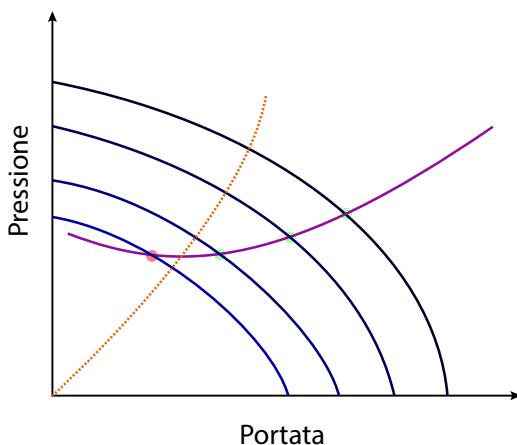


Figura 2.2: Schematizzazione dell'analisi nodale combinata alla portata critica di trascinamento

2.2 Sistemi di sollevamento artificiale per il Gas Well Deliquification

L'industria del gas utilizza numerosi metodi per la rimozione di liquidi dai pozzi. Qui di seguito sono presentati i metodi più utilizzati e ormai consolidati nel tempo con particolare attenzione agli schiumogeni a cui è dedicata una sezione a parte. Oyewole et al. (2008) classifica i sistemi di sollevamento artificiale in:

- **a energia del giacimento:** qui definiti a energia interna, i sistemi non aumentano direttamente l'energia del giacimento, bensì agiscono sui parametri che caratterizzano il trascinamento del liquido in pozzo;
- **a energia esterna:** sistemi a fondo pozzo che agiscono indipendentemente dall'energia residua del giacimento.

Le *velocity string*, i compressori, i *plunger* e gli schiumogeni sono sistemi di sollevamento artificiale a energia interna, pompe e iniezione di fluidi sono invece sistemi a energia esterna.

2.2.1 Velocity string

La *velocity string* è costituita da un tubino di produzione con diametro inferiore rispetto a quello già presente in pozzo. Per produzione costante, il restringimento della sezione di produzione provoca un aumento della velocità del flusso in condotta e il superamento del valore della velocità critica. L'applicazione può avvenire su un tratto specifico del pozzo (Figura 2.3a) oppure su tutta la sua lunghezza (Figura 2.3b).

L'installazione della *velocity string* è generalmente molto economica rispetto ad altre sistemi di sollevamento artificiale, visto che l'applicazione può avvenire anche tramite *coiled tubing*, prodotti tubolari continui a sezione limitata, fabbricati in lunghezza e avvolti attorno a una bobina di raccolta (International Coiled Tubing Association et al. 2014). Tuttavia la progettazione deve avvenire con particolare cautela, visto che il restringimento della sezione di produzione si traduce non solo in termini di aumento di velocità, ma anche di aumento delle perdite di carico per attrito. La *velocity string* non è considerata una soluzione definitiva per il GWD, dal momento che il dimensionamento ideale del tubino di produzione ausiliario cambia con l'evoluzione delle condizioni del giacimento.

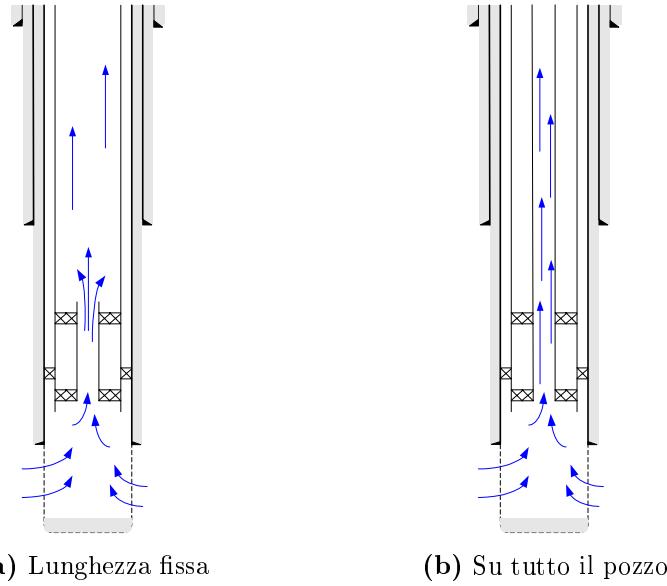


Figura 2.3: Schema di applicazione della velocity string (Arachman et al. 2004)

2.2.2 Compressione

Possono essere impiegati dei compressori di testa pozzo per diminuire la pressione a testa pozzo. La modalità di compressione può essere a opera di un singolo compressore (Figura 2.4) o di un sistema di compressori posti in superficie.

Una minore pressione a testa pozzo porta all'aumento dell'afflusso di gas dal giacimento. L'aumento di portata è associato all'aumento della velocità del gas, raggiungendo così valori al di sopra della velocità critica. Il dimensionamento dell'impianto di compressione si basa sulla pressione di aspirazione e la pressione di mandata, ovvero dal rapporto di compressione. È importante tenere presente che una minima variazione delle pressioni di aspirazione o di mandata può aumentare in maniera significativa la potenza richiesta dal compressore. La compressione e la riduzione della pressione a testa pozzo sono generalmente le prime soluzioni impiegate per il sollevamento artificiale. L'installazione dei compressori può avvenire durante il ciclo di vita del

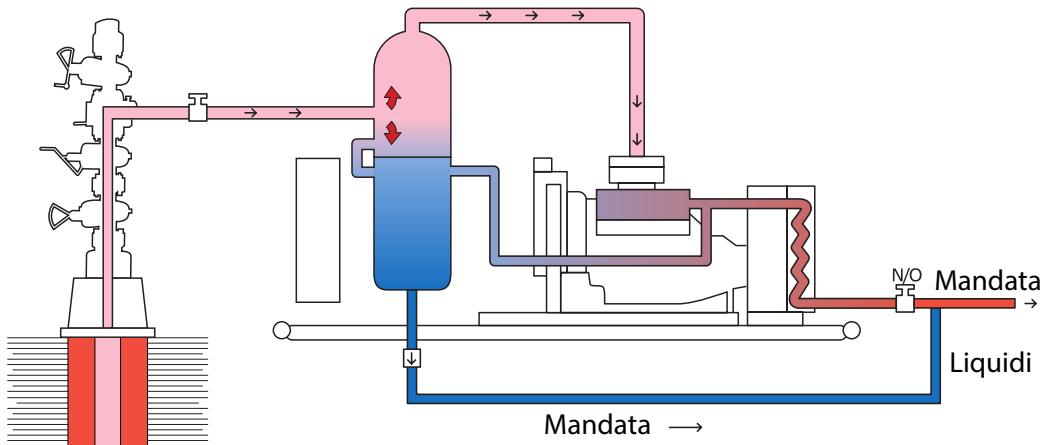


Figura 2.4: Layout semplificato del GasJack™, copressore singolo utilizzato per operazioni di compressione della testa pozzo (Garner et al. 2009)

pozzo senza evidenti segnali di *liquid loading*: la diminuzione di pressione consente di lavorare in condizioni migliori, aumentando le performance generali e quindi la produzione di gas giornaliera. La compressione può anche considerarsi un sistema di sollevamento artificiale ausiliario: un compressore può interfacciarsi con altre soluzioni come agenti surfattanti, *gas lift*, *plunger*, *beam pump*, ESP o *velocity string*, aumentando in modo significativo le performance di *liquid unloading*.

2.2.3 Plunger

I plunger sono dei dispositivi installati all'interno del pozzo per la rimozione meccanica di liquidi e altri agenti contaminanti. Il *plunger* è un pistone tuffante che viaggia liberamente dal fondo pozzo alla superficie, spinto da una pressione che deve essere sufficiente a trascinare sia il dispositivo che i fluidi accumulati. La produzione di gas con l'installazione di un *plunger* risulta discontinua, legata alla ciclicità dello strumento che deve percorrere in entrambe le direzioni tutta la lunghezza del pozzo. Come si può vedere nella Figura 2.6 l'applicazione di un *plunger* in pozzo richiede determinata strumentazione di superficie (valvole) e di fondo pozzo (*plunger* e meccanismo

a molla). Una tipica installazione convenzionale è organizzata nel seguente modo:

- **bumper a molla**, utile a ricevere il *plunger* a fondo pozzo e evitare danni dovuti all'impatto a terra;
- **ricevitore di superficie**, blocca il *plunger* una volta giunto in superficie e consente il deflusso del gas in condotta;
- **valvola motorizzata di superficie**, controllata elettronicamente, apre e chiude il pozzo quando necessario;
- **sensore elettronico di superficie**, si attiva quando il *plunger* giunge in superficie;
- **controller elettronici**, con ciclicità impostata da operatore, gestisce tutte le operazioni di produzione e registra dati in continuo.

Come già detto, l'applicazione di un plunger convenzionale trasforma la produzione da continua a ciclica, caratterizzata quindi da *shut-in* programmati per far tornare il *plunger* alla posizione originaria e permettere al pozzo, in caso di bisogno, di raggiungere una pressione tale da poter trascinare il *plunger* assieme alla colonna di fluido presente. La Figura 2.6 mostra un generico ciclo di produzione convenzionale:

- (a) *plunger* a fondo pozzo con liquido al di sopra, valvola di superficie chiusa;
- (b) apertura della valvola di superficie e risalita del *plunger* assieme alla colonna liquida;
- (c) fase produttiva del pozzo in assenza di cadute di pressione dovute a *liquid loading*;
- (d) riaccumulo di fluido a fondo pozzo;
- (e) chiusura del pozzo e discesa del *plunger* a fondo pozzo.

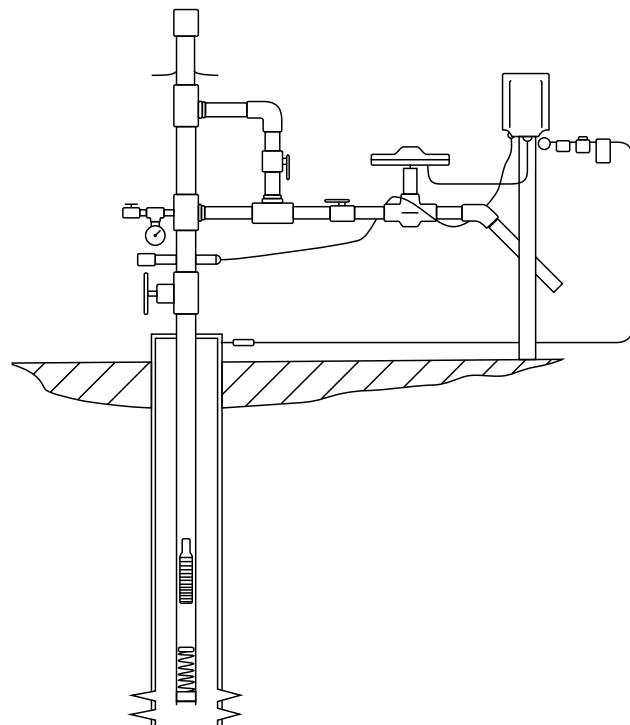


Figura 2.5: Tipica installazione di *plunger* (Lea et al. 2011)

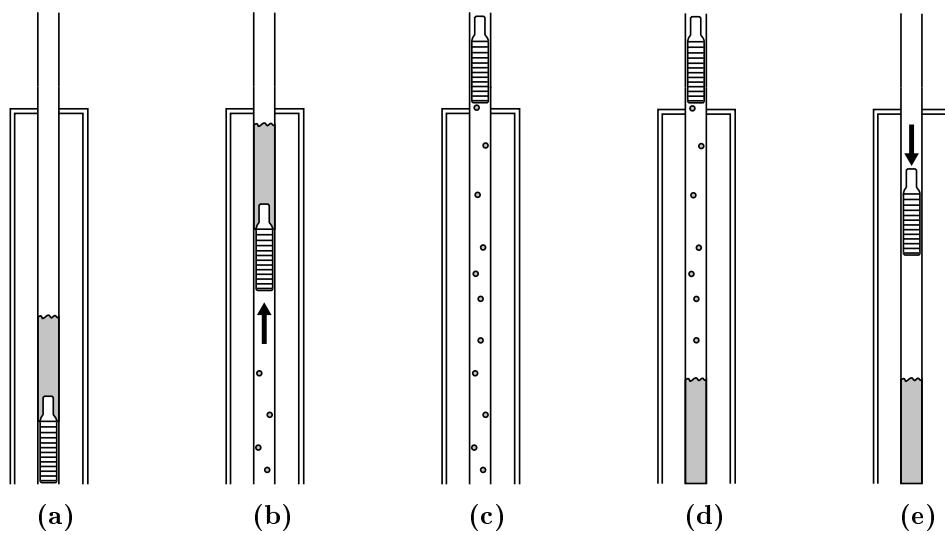


Figura 2.6: Ciclo di un plunger convenzionale

In commercio esistono varie tipologie di *plunger* e variano a seconda della geometria e degli inserti installati sulla superficie esterna (e.g. spazzole per la pulizia del tubino di produzione). Negli ultimi anni sono nati nuovi sistemi definiti a ciclo libero o in continuo, che permettono la discesa senza interrompere la produzione. Numerosi sono i brevetti e i prodotti che offrono *plunger-lift* in continuo: possono essere dotati di una valvola interna (e.g. Weatherford RapidFlo™, FB FreeCycle™ o McClain™) oppure a due pezzi (e.g. Peacemaker™, composto da una sfera e un manicotto). La Figura 2.7 mostra alcune tipologie presenti sul mercato.

L'applicazione di *plunger* in pozzo per il sollevamento artificiale richiede un investimento iniziale relativamente basso, ma dei costi operativi che possono incidere col tempo e portare a un aumento imprevisto del costo di produzione del gas. Gli investimenti iniziali indiretti possono però incidere fortemente sulla scelta del *plunger*: la variazione dei volumi di gas e liquido rende necessaria una nuova valutazione circa il dimensionamento degli impianti di trattamento a valle del pozzo, i costi iniziali possono essere quindi legati per esempio all'installazione di un nuovo separatore.

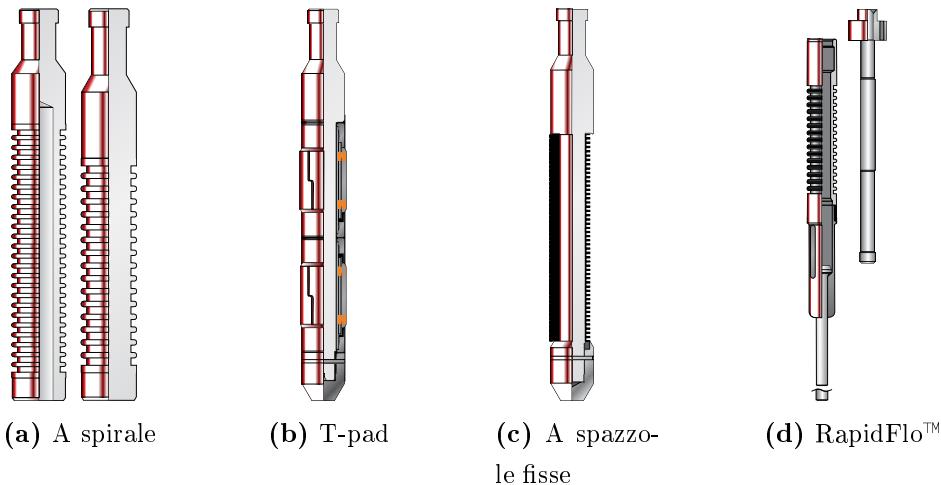


Figura 2.7: Principali tipologie di *plunger* proposte da Weatherford
(Weatherford International Ltd. 2008)

2.2.4 Altri sistemi di sollevamento artificiale per deliquification

Alcune tecnologie per l'attenuazione del battente idrostatico in pozzo nascono da applicazioni pensate in origine per il sollevamento artificiale di giacimenti a olio. Questi sistemi sono stati riadattati per il trascinamento dell'acqua a fondo pozzo o per agevolare l'afflusso del gas in pozzo. I sistemi presentati nel paragrafo corrente sono tutti a energia esterna.

Gas lift

Il *gas lift* per *deliquification* consiste nell'iniezione di gas da una fonte esterna al pozzo a una certa profondità. Nel campo dell'olio il gas iniettato a fondo pozzo diminuisce il peso della colonna, facilitando così il flusso in condotta. Nel caso dei pozzi a gas viene fatto fluire gas a fondo pozzo sia per diminuire la densità della colonna idrostatica, sia per aumentare la produzione di gas effettiva, quindi l'efficacia di trascinamento della colonna da parte della corrente gassosa. Questo sistema gode il vantaggio di non provocare significative variazioni delle condizioni di produttività e riesce a lavorare anche in pozzi deviate. L'applicazione purtroppo dipende fortemente dalla presenza di una sorgente di gas ad alta pressione, rappresentata da un pozzo nella zona limitrofe o a cui però sono associati dei costi operativi.

Sistemi di pompaggio

Le pompe a cavalletto (*Beam Pump*, BP), impiegate in modo massiccio per il sollevamento artificiale per giacimenti a olio, rappresentano il sistema di pompaggio più comune anche nel GWD. Generalmente i sistemi di pompaggio spingono la colonna idrostatica lungo il tubino di produzione (o un tubino ausiliario, come un *coiled tubing* installato a posteriori) e il gas prodotto viene fatto fluire nell'annulus. Altri sistemi di pompe utilizzate anche in questo campo sono le pompe elettriche sommerse (*Electrical Submersible Pump*, ESP), pompe a cavità progressiva (*Progressing Cavity Pump*, PCP)

e pompe idrauliche (a pistone o *jet pump*). Le pompe vengono generalmente impiegate quando la pressione a fondo pozzo è relativamente bassa e quando il rapporto gas/liquido non è sufficiente da garantire lo spiazzamento della colonna idrostatica tramite i sistemi a energia interna. Le pompe non possono operare in presenza di gas, perciò vanno opportunamente collocate al di sotto degli spari, in modo da ottenere una buona separazione del liquido dal gas. La vita media delle pompe dipende fortemente dagli agenti di erosione, è importante capire se la produzione di liquidi e gas comporta anche la produzione di sabbia.

2.3 Schiumogeni

L'impiego di schiumogeni nell'industria petrolifera è vario e ormai consolidato nel tempo. Come visibile in Tabella 2.1 i tensioattivi sono impiegati in tutte le fasi di recupero del greggio e nell'industria di processo, dalle perforazioni, iniezioni in giacimento, produzione, al trasporto in condotta onshore e offshore.

I tensioattivi sono utilizzati anche in pozzo per mitigare i fenomeni di *liquid loading* e la tecnica ha ormai acquisito notevole importanza nel GWD. I tensioattivi sono introdotti in pozzo in tre modi:

- ***schiumogeni in stick***: barre solide di sapone introdotte lungo il tubino di produzione senza la necessità di interrompere la produzione;
- ***schiumogeni liquidi in-batch***: viene chiuso il pozzo e viene immesso lungo il tubino di produzione un certo volume di surfactanti seguiti da una soluzione salina, per poi riaprire il pozzo dopo aver atteso la discesa del surfactante;
- ***schiumogeni liquidi in continuo***: una *capillary string*, collegata a una pompa dosatrice, viene calata lungo il pozzo fino all'altezza degli spari, lo schiumogeno liquido viene iniettato durante la produzione di gas.

Tabella 2.1: Alcuni esempi di applicazioni di tensioattivi nell'industria petrolifera; e fasi G, W e O rappresentano rispettivamente il gas, l'acqua e l'olio (Schramm 2006).

Applicazione	Fasi
Fluidi di perforazione con schiume	G/W
Fluidi di stimolazione e fratturazione con schiume	G/W
Fluidi acidificanti con schiume	G/W
Recupero di olio freddo e pesante tramite schiume	G/O
Schiume di processo della flottazione dell'olio	G/O
Schiume antincendio	G/W
Emulsioni per olio pesante in condotta	O/W
Emulsioni per la stimolazione pozzo	O/W
Flottazione di miscele a olio e sabbie bituminose	O/W
Fluidi di perforazione emulsionati (fanghi a base olio)	W/O
Emulsione di catrame e bitumi	O/W
Emulsioni in situ per EOR	O/W
Emulsione di carburanti di trasporto (70% olio pesante)	O/W
Schiume per il controllo della mobilità del gas	G/W
Sospensioni per fluidi (fanghi) di perforazione	S/W
Sospensioni per fratturazione idraulica e stimolazione del pozzo	S/W
Impasti cementizi in pozzo	S/W
Solidi di produzione a testa pozzo nel recupero primario dell'olio pesante	S/W

Gli *stick* sono facili da utilizzare, non comportano modifiche di impianto e rappresentano il metodo più economico. Tuttavia interessano solo la parte superiore della colonna liquida e rimuovono parzialmente l'acqua a fondo pozzo; inoltre, essendo solubili in acqua, non agiscono in modo appropriato in presenza di idrocarburi condensati sull'interfaccia gas-liquido (Bolding et al. 2007). Gli schiumogeni liquidi o anche detti *foamer*, pur avendo costi maggiori e richiedendo maggiori accorgimenti per il loro utilizzo, sono molto più performanti, hanno la capacità di interessare tutta la colonna idrostatica e non sono influenzati dalla presenza di idrocarburi condensati (gli schiumogeni in-batch sono spinti da un *chaser*, gli schiumogeni in continuo agiscono alla base del pozzo). Nel seguente paragrafo si farà riferimento ai soli *foamer*, descrivendo i principi e le procedure operative per il sollevamento artificiale tramite tensioattivi liquidi.

2.3.1 Tensioattivi

I tensioattivi, surfactanti o agenti attivi di superficie sono composti organici composti al massimo da un gruppo, testa, liofilo e un gruppo, coda, liofobico Figura 2.8. Si parla di testa idrofila e coda idrofoba se il solvente nel quale deve essere utilizzato il tensioattivo è acqua o a base acqua. In termini chimico-fisici la struttura di un surfactante è costituita da un gruppo polare e da un gruppo apolare . La Figura 2.8 mostra un esempio di struttura chimica di un tensioattivo con in evidenza il gruppo polare e apolare.

I surfactanti sono classificati in base alla carica del gruppo polare (Figura 2.9):

- **anionici:** in genere sali costituiti da lunghe catene con atomi di carbonio che terminano con un gruppo carbossilato, sulfonato o fosfato;
- **cationici:** sali di cui è importante la parte positiva, costituita da lunghe catene di atomi di carbonio terminanti con un gruppo ammonico;
- **non ionici:** alcoli a lunga catena, come i derivati poliossietilenici degli acidi grassi;

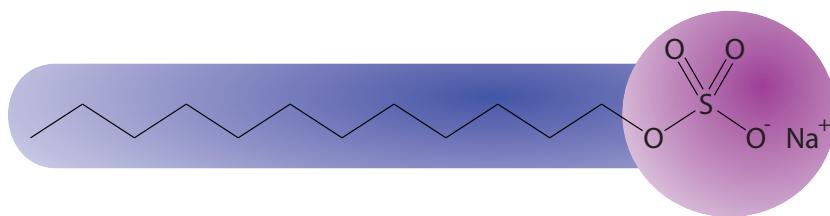


Figura 2.8: Laurilsolfato di sodio, tensioattivo anionico utilizzato in molte famiglie di prodotti domestici. La catena a 12 atomi di carbonio rappresenta il gruppo apolare (in blu) mentre il gruppo solfato associato allo ione sodio rappresenta il gruppo polare (in viola).

- **anfoteri o zwitterionici:** tensioattivi anionici in ambiente alcalino, tensiattivi cationici in ambiente acido.

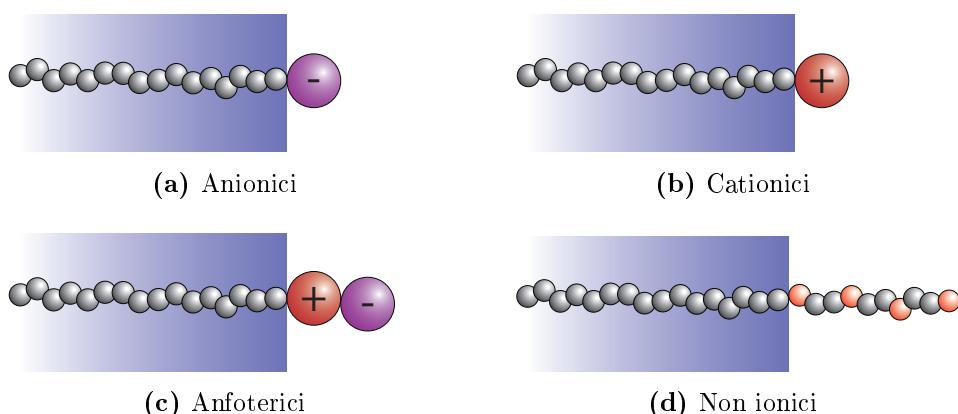


Figura 2.9: Classificazione dei tensioattivi in base alla carica del gruppo polare.

Si consideri un volume d'acqua a contatto con aria dove vengono disioliti dei tensioattivi. I surfactanti, in prossimità della superficie di contatto delle due fasi, si orientano in modo tale che il gruppo polare sia adsorbito dalla fase liquida e il gruppo apolare permanga nella fase gassosa. Tale adsorbimento porta alla diminuzione dell'energia libera di Gibbs o entalpia libera, quindi alla riduzione della tensione superficiali tra le due fasi. Allo stesso modo i tensioattivi possono diminuire la tensione superficiale dell'acqua a

contatto con una generica fase olio o di un solido, aumentando la bagnabilità di quest'ultimo.

Un altro modo per limitare il contatto del gruppo apolare con l'acqua è la creazione di strutture bi- o tridimensionali, capaci di racchiudere i gruppi apolari internamente e mettendo a contatto con l'acqua i gruppi polari (Figura 2.10). Queste strutture sono definite micelle, sono il frutto dei fenomeni di aggregazione dei tensioattivi e possono avere forma lamellare (in questo caso i surfactanti sono molecole anfifiliche o anfifobiche), sferica o cilindrica. Tali aggregati supramolecolari tendono a crearsi una volta superato una certa concentrazione del surfactante in soluzione, definita concentrazione micellare critica (CMC). La complessità di tali strutture dipende dalla concentrazione in acqua e dalla specie chimica dell'agente attivo di superficie.

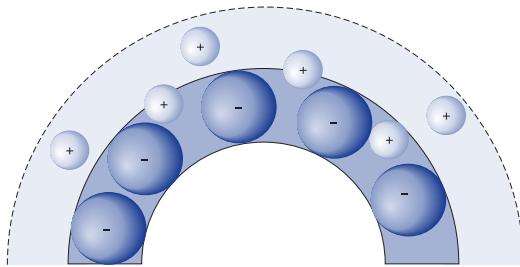


Figura 2.10: Sezione parziale di una micella anionica, il layer compatto negativo generato dall'orientamento del gruppo polare del tensioattivo è circondato dalla fase acqua (Attwood et al. 2012).

2.3.2 Schiuma

Viene definita schiuma una dispersione stabile di gas in un liquido. Se si introduce un flusso di aria all'interno di un liquido, le bolle così prodotte assumono una forma sferica. Poiché l'aria ha densità minore dell'acqua queste tenderanno a salire in superficie. Se il liquido in questione è privo di surfactanti in soluzione, le bolle non sono stabili e si dissolvono spontaneamente (Figura 2.11a). Non è possibile quindi creare una schiuma stabile in un liquido senza la presenza di surfactanti. In liquidi con tensioattivi in soluzione,

le bolle sono rese stabili grazie all'azione degli agenti attivi di superficie, che creano un film attorno alle bolle di gas. Una volta giunte in superficie, le bolle presentano un doppio strato o doppio film di tensioattivi sulla superficie (Figura 2.11b).

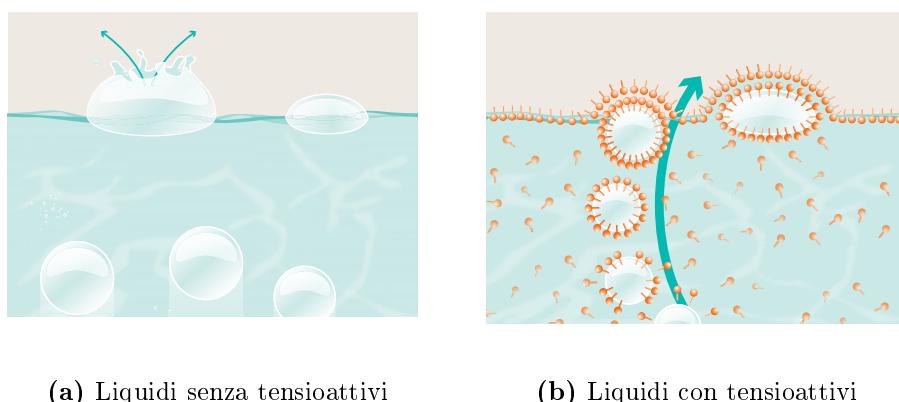


Figura 2.11: Insufflazioni nel liquido e generazione delle bolle d'aria (Tego Chemie Service GmbH 2014).

Le bolle appena generate all'interno del liquidi, dalle piccole dimensioni e pressoché identiche, sono definite microbolle; le bolle visibili sulla superficie sono definite macrobolle. In un primo momento la schiuma generata è ricca in liquidi, le bolle hanno configurazione sferica e sono stabili grazie a spesse lamelle liquide a doppio strato di tensioattivo. Con il tempo la forza di gravità agisce sulla fase liquida della schiuma, che defluisce così verso il basso: il processo è definito drenaggio per gravità (Tego Chemie Service GmbH 2014). Si distinguono quindi due configurazioni di schiuma, prima e dopo il processo di drenaggio (Figura 2.12):

- **schiuma bagnata:** bolle sferiche e contributo importante della fase liquida;
- **schiuma asciutta:** struttura poliedrica dettata dalla bassa presenza di liquido e caratterizzata da lamelle di schiuma molto elastiche.

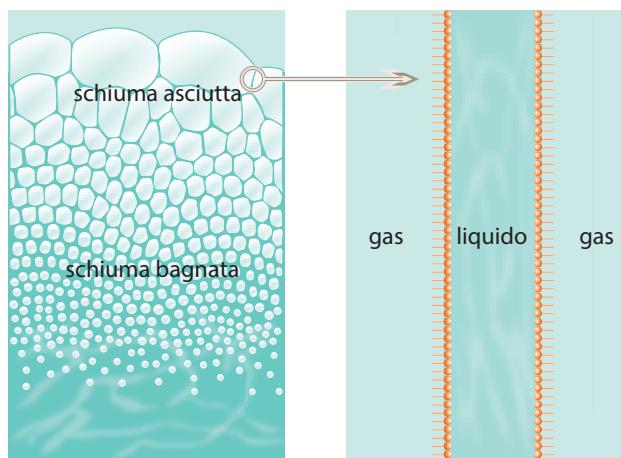


Figura 2.12: Struttura della schiuma e stabilizzazione della lamella a opera dei surfactanti (Tego Chemie Service GmbH 2014).

Il processo di drenaggio non è però sufficiente ad abbattere la schiuma. Si raggiunge un punto in cui il drenaggio non è più possibile poiché le alte concentrazioni di tensioattivi sono tali che le forze di repulsione elettrostatica e sterica impediscono un’ulteriore contrazione delle lamelle. La schiuma è quindi definita stabile quando si instaura uno stato di equilibrio tra il drenaggio per gravità e le forze di repulsione tra molecole. Le sottili lamelle di schiuma, oltre ad essere stabili, sono molto elastiche. Un aumento della superficie delle lamelle, provocato dalla deformazione della bolla, porta alla riduzione locale della concentrazione di surfactanti e di conseguenza a un aumento locale della tensione superficiale della lamella stessa. L’elasticità di Gibbs-Marangoni consente quindi alla schiuma, se sollecitata dall’esterno, di tornare alla configurazione geometrica iniziale.

2.3.3 Antischiuma

Gli antischiuma o *defoamer* sono agenti chimici capaci di penetrare la struttura lamellare della schiuma, destabilizzando la struttura della bolla per farla così esplodere. Le caratteristiche principali di un buon antischiuma sono:

- insolubilità nella soluzione generatrice di schiuma;

- bassa tensione superficiale;
- coefficiente di penetrazione (E) positivo;
- coefficiente di espansione (S) o coefficiente di *bridging* positivo oppure caratteristiche di *dewetting*.

L'insolubilità del *defoamer* non deve essere assoluta: l'antischiuma deve pur sempre essere sufficientemente compatibile con il mezzo da trattare. Come già detto il *defoamer* deve penetrare la lamella in modo da disgregare le bolle della schiuma. Un prerequisito fondamentale è quindi la capacità di penetrare il film di tensioattivi. La capacità penetrante dell'antischiuma è espressa fisicamente dal coefficiente di penetrazione E :

$$E = \sigma_{L/G} + \sigma_{L/D} + \sigma_{D/G}$$

dove σ rappresenta la tensione superficiale e fa riferimento alla fase liquido-gas (L/G), liquido-defoamer (L/D) e *defoamer-gas* (D/G). Solo se E è positivo, l'antischiuma è capace di permanere sulla parete della lamella, altrimenti rimane all'interno della soluzione liquida. Giunta sul film di surfac-tanti, la gocciolina di *defoamer* può espandersi su tutta la superficie della lamella, formando così delle lenti. Il risultato è una diminuzione della stabilità e flessibilità della lamella che porta così alla disgregazione della bolla. Il processo di espansione porta allo scorrimento del fluido nella lamella lungo le direzioni di espansione del *defoamer*. Il fenomeno è conosciuto come flusso di Marangoni e provoca un restringimento dello strato della lamella, destabilizzando ulteriormente la struttura della bolla. Il coefficiente di espansione S esprime le capacità espandenti dell'antischiuma:

$$S = \sigma_{L/G} - \sigma_{L/D} - \sigma_{D/G}$$

I *defoamer* con insufficienti capacità espandenti possono trattare la schiuma tramite il processo di *bridging*. Requisito fondamentale è la capacità dell'antischiuma di penetrare sia il film esterno della lamella, quindi un coefficiente di penetrazione positivo, sia il film interno.

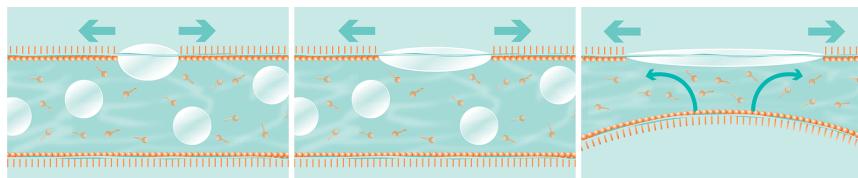


Figura 2.13: Penetrazione e espansione del *defoamer* sul film di tensioattivi (Tego Chemie Service GmbH 2014).

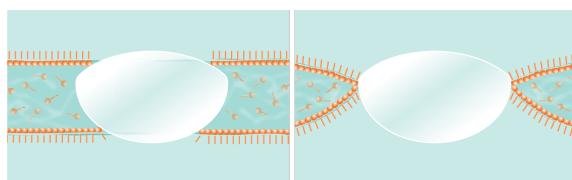


Figura 2.14: Processo di bridging del *defoamer* sul film di tensioattivi (Tego Chemie Service GmbH 2014).

Ciò è possibile se la lamella è sufficientemente ristretta grazie al drenaggio per gravità oppure se le bolle sono sufficientemente grandi per via del fenomeno di coalescenza. Raggiunta l'altra parete della lamella, la rottura della lamella può avvenire per allungamento o *dewetting*. I due meccanismi sono possibili se il coefficiente di *bridging* B è positivo:

$$B = (\sigma_{L/G})^2 + (\sigma_{L/D})^2 - (\sigma_{D/G})^2$$

Se l'antischiuma agisce tramite *dewetting*, la soluzione liquida non riesce a entrare totalmente in contatto con le goccioline di *defoamer*. Di conseguenza, il fenomeno di *dewetting* porta al collasso delle bolle generate dai tensioattivi. Anche gli agenti solidi portano al fenomeno di *dewetting*. Se il processo di rimozione di schiuma avviene tramite l'allungamento delle lamelle, le goccioline di antischiuma agiscono sul punto più debole della lamella per portarla alla lacerazione e quindi alla destabilizzazione della configurazione totale della schiuma.

Attualmente le classi di *defoamer* in commercio sono:

- **siliconici:** i polisilossani e suoi affini (e.g. polidimetilsilossani) appartengono al gruppo di antischiuma più comunemente utilizzati, sono

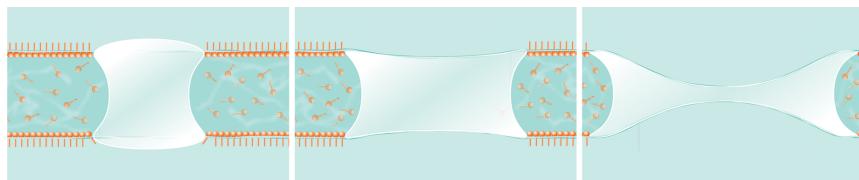


Figura 2.15: Processo di dewetting del *defoamer* sul film di tensioattivi (Tego Chemie Service GmbH 2014).

polimeri costruiti su un gruppo silossano, dove al centro della molecola si alternano atomi di silicio e ossigeno, hanno grandi capacità di espansione e efficacia a largo spettro;

- **oli minerali:** generalmente idrocarburi alifatici e non aromatici per motivi ambientali, queste molecole apolari hanno buone capacità di espansione, hanno problemi in ambienti molto alcalini e ad alte temperature;
- **a base di olio vegetale:** o anche definiti antischiuma VOC-free, presentano proprietà molto simili agli oli minerali con il vantaggio di utilizzare una risorsa rinnovabile, solitamente con l'aggiunta di siliconi e cere sintetiche;
- **a base di polimeri:** possono essere acidi grassi modificati, polieteri o ammine modificate, la polarità di queste molecole può essere cambiata lavorando la struttura chimica e, grazie alla loro grande compatibilità, sono impiegati laddove non è possibile impiegare altri *defoamer*.

2.4 Applicazioni di schiumogeni per il Gas Well Deliquification

L'applicazione di surfactanti o schiumogeni in pozzi caratterizzati da un battente idrostatico a fondo pozzo permette il trascinamento dei liquidi per valori di portata inferiori a quella critica e evita il riaccumulo di questi una

volta spiazzato il pozzo. Si consideri la (2.1.1): Turner et al. (1969) fornisce il valore della velocità critica in funzione della densità dei fluidi e della tensione superficiale fra le due fasi. L'impiego di surfactanti permette di ridurre la tensione superficiale tra i liquidi e l'acqua, così come la densità dell'acqua, trasformata in parte in schiuma. Campbell et al. (2001) definisce in via teorica che la tensione superficiale possa essere ridotta da 60 dyne/cm a 30 dyne/cm e che la densità della schiuma possa attestarsi al 20% della densità originaria della fase liquida (Figura 2.16). Da questi valori si può facilmente calcolare che i tensioattivi permettono di ridurre la portata critica di un pozzo di circa il 30%. Wittfeld et al. (2015) conferma questi dati sperimentalmente e propone una riduzione del valore di portata critica del 33%, con picchi del 45% su breve periodo.

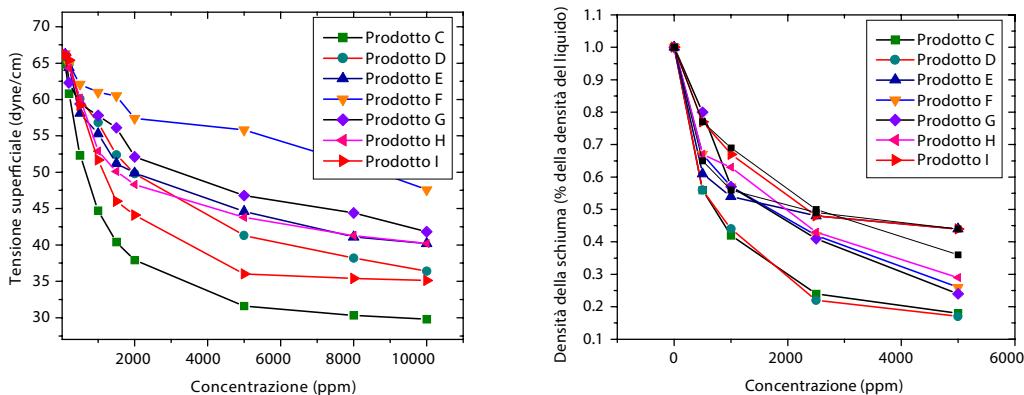


Figura 2.16: Tensione superficiale e densità della schiuma in funzione della concentrazione in acqua per tensioattivi attualmente disponibili sul mercato (Campbell et al. 2001).

2.4.1 Schiumogeni in-batch

L'applicazione di schiumogeni in-batch consiste nel pompaggio di un prefissato volume di tensioattivo (nell'ordine di centinaia di litri) all'interno del pozzo a intervalli prefissati. Un tipico ciclo in-batch di schiumogeno tramite sistema di pompaggio del tensioattivo (fisso o mobile) consiste in:

- chiusura del pozzo;
- apertura valvola di isolamento superiore e aggancio manicotto sul cap-pelletto flangiato della croce di produzione;
- pompaggio del *foamer*;
- pompaggio della soluzione salina (definito in questo caso *chaser*);
- chiusura della valvola di isolamento superiore;
- installazione sistema di iniezione antischiuma in linea di produzione
- riapertura pozzo il giorno seguente.

L'esperienza in campo suggerisce l'introduzione di *foamer* in pozzo in concentrazioni pari a 10000 ppm della colonna idrostatica che si desidera rimuovere. È difficile calcolare esattamente il volume di acqua in pozzo, è consuetudine quindi procedere con 50 litri di schiumogeno. Se l'applicazione ha successo, si tenta di diminuire il quantitativo al fine di non incorrere in fenomeni di emulsioni o inutile sovradosaggio del prodotto. Se si ipotizzano dei grossi volumi di acqua in pozzo, si consiglia un quantitativo di *foamer* attorno ai $100 \div 150$ litri.

Il *chaser* è una soluzione salina con densità superiore di quella dell'acqua. La soluzione *chaser-schiumogeno* può così spingersi in modo appropriato lungo il pozzo e, grazie alla sua densità, può così raggiungere le parti più basse della colonna liquida. Inoltre il *chaser* evita l'evaporazione del *foamer* in profondità, con condizioni di temperatura e pressione maggiori. Ad oggi vengono utilizzate soluzioni a base di cloruro di potassio (densità relativa $\rho_{r,KCl} = 1,05$), fino a qualche tempo fa erano preferite soluzioni a base di cloruro di sodio ($\rho_{r,NaCl} = 1,15$), di densità maggiore ma non più impiegate a causa della generazione spontanea di ponti salini in pozzo.

L'applicazione di *defoamer* è fondamentale per garantire la sicurezza e il corretto funzionamento dell'impianto di trattamento del gas, la quantità di *defoamer* da iniettare è legata alle caratteristiche qualitative e quantitative

del *foamer* impiegato per lo spiazzamento dei liquidi.

I risultati ottenuti grazie all’impiego di schiumogeno non possono essere confermati dopo una sola prima applicazione, bensì devono essere svolti almeno 5 cicli in-batch prima di confermare l’efficacia del metodo per il pozzo in esame. Idealmente si possono verificare i benefici del *foamer* solo dopo settimane di applicazioni, i pozzi a produzione discreta programmata sono quindi i più idonei per l’applicazione in batch in pozzo. La Figura 2.17 mostra un pozzo con produzione intermittente regolare trattato con applicazioni di *foamer* in-batch.

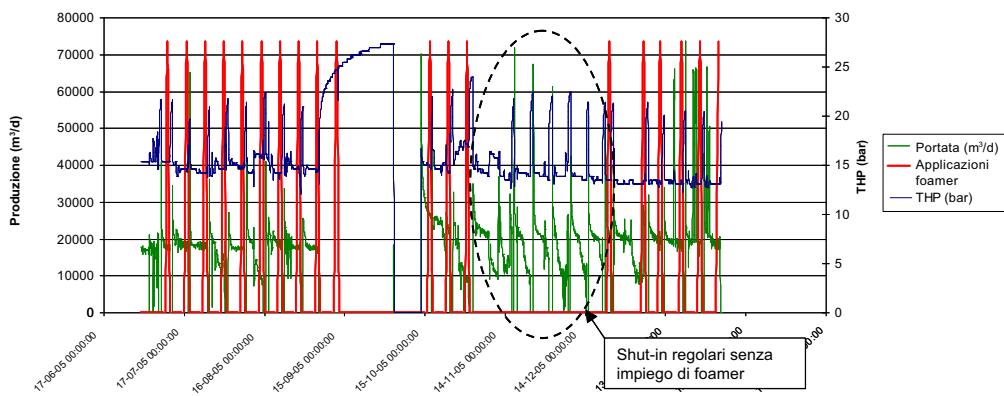


Figura 2.17: Applicazione di *foamer* in-batch su un pozzo con produzione a shut-in programmati (Wittfeld et al. 2015).

In rosso sono indicati i batch di schiuma applicati in pozzo. L’applicazione è stata poi fermata per 6-7 settimane per verificare l’efficacia dell’impiego di tensioattivi per il sollevamento artificiale dell’acqua. L’applicazione permette di avere produzioni molto più costanti, infatti i valori di portata tra uno *shut-in* e l’altro sono pressoché identici. Wittfeld et al. (2015) ha confermato l’efficacia dell’applicazione trattando circa 60 pozzi. Trascurando i pozzi in cui non è stato possibile applicare il *foamer*, nel 50% dei casi si sono avuti degli evidenti miglioramenti di performance, il 30% non presenta elementi sufficienti per affermare o negare l’utilità del metodo, nel 20% la produzione di gas non risente affatto dell’applicazione.

L'impiego di schiumogeni in-batch richiede condizioni specifiche per garantire una buona riuscita dell'applicazione:

- **rappporto acqua-condensati (Water to Condensate Ratio, WCR):** gli idrocarburi condensati agiscono come antischiuma naturali e diminuiscono le performance dello schiumogeno;
- **tipi di condensato:** condensati di idrocarburi pesanti diminuiscono le performance della schiuma in maniera più decisa rispetto a condensati di idrocarburi leggeri;
- **impiego di altri prodotti chimici:** alcuni additivi chimici, come per esempio degli agenti anticorrosivi, sono conosciuti propriamente anche come *defoamer*;
- **solidi in sospensione o disciolti:** la formazione di schiuma risente della presenza di solidi nella soluzione liquida, sia sospesi (e.g. FeS) che disciolti (e.g. sali).

I costi di tale applicazione si aggirano a €xxx per batch e variano a seconda di quanti pozzi possono essere raggiunti in giornata: si tende quindi a trattare più pozzi nella stessa giornata al fine di spalmare i costi fissi della manodopera e della strumentazione in affitto.

2.4.2 Schiumogeni in continuo

L'applicazione di schiumogeno in continuo avviene tramite l'installazione di una *capillary string* attraverso la croce di produzione, all'interno del tubino di produzione per scendere fino all'altezza desiderata di iniezione del *foamer*. La *capillary string* può essere installata anche in presenza di una valvola di sicurezza di fondo (*Surface Controlled Subsurface Safety Valve, SCSSV*), previa modifica di quest'ultima.

I nuovi dispositivi di controllo idraulico in superficie devono rimanere indipendenti rispetto a quelli già esistenti sul campo, visto che il loro funzionamento avviene rispettivamente tramite tensioattivi liquidi e olio idraulico.

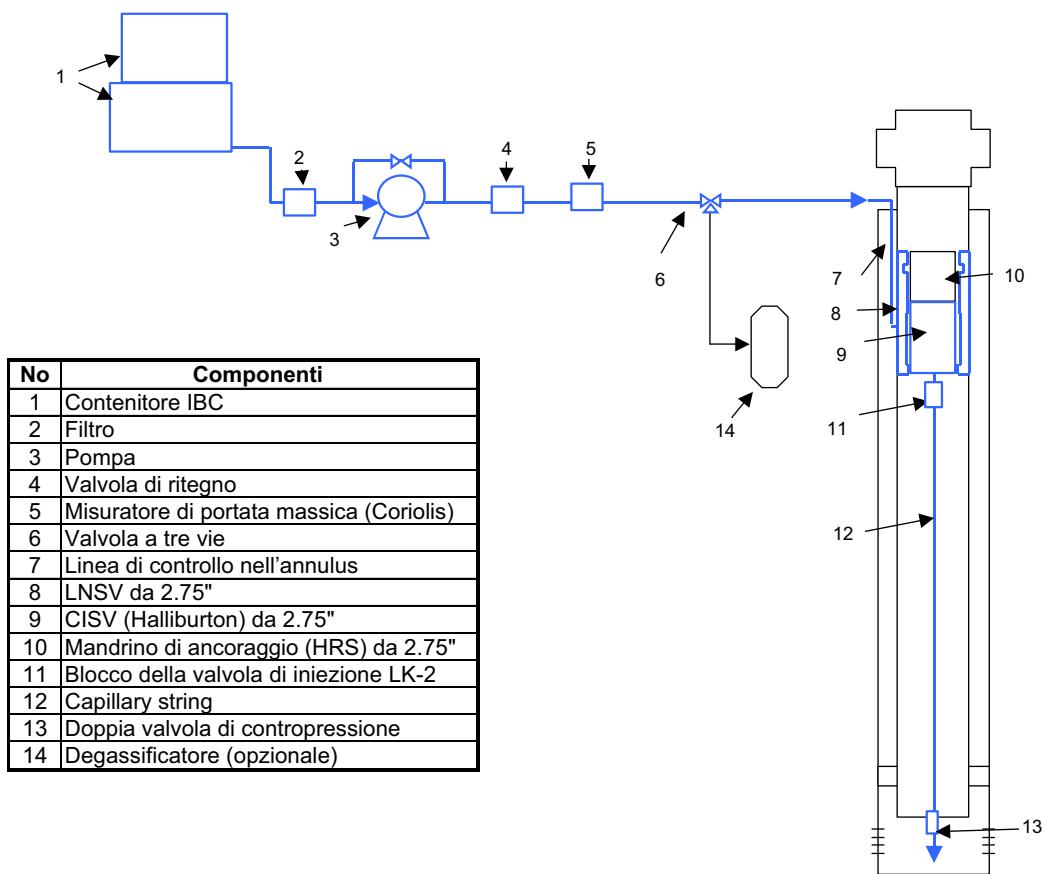


Figura 2.18: Schema generale di sistema di iniezione *foamer* in continuo tramite *capillary string* (Wittfeld et al. 2015).

Ciò comporta anche alla sostituzione di parte del sistema già esistente. La scelta obbligata della sostituzione è dettata dal fatto che lo schiumogeno non deve mai entrare in contatto con l'olio idraulico per questioni di sicurezza, soprattutto durante fasi delicate come l'attivazione del sistema di chiusura d'emergenza (o *Emergency ShutDown*, ESD). La strumentazione superficiale di controllo iniezione, mostrata in Figura 2.18, prevede:

- (1) **contenitore IBC (*Intermediate Bulk Container*)**: tipicamente il *foamer* è distribuito e conservato in *bulk* costituiti da una gabbia tubolare in acciaio zincato assicurata ad un pallet dalla capacità di 1000 litri. Sul campo al contenitore IBC viene associato un contenitore più piccolo a monte, in modo da garantire la continuità dello schiumogeno in caso di sostituzione del *bulk* principale. Si preferisce utilizzare pallet trasparenti così da garantire all'operatore il controllo visivo del livello di *foamer*;
- (2) **filtro**: filtro meccanico con maglie da 20 µm a protezione dei dispositivi a valle da eventuali impurità;
- (3) **pompa**: solitamente a pistone, le pompe di iniezione lavorano a una pressione massima di 400 bar, rapporto tra potenza massima e potenza minima (rapporto di *turndown*) di 10:1 e capacità massima di circa 100 litri al giorno;
- (4) **valvola di rilascio in pressione (*Pressure Safety Valve, PSV*)**: configurata sulla base dell'equipaggiamento sotterraneo, solitamente a 300 bar circa;
- (5) **sistemi di misura**: un misuratore di portata massica associato a un misuratore di pressione per il monitoraggio continuo del sistema;
- (6) **valvola a tre vie**: collocata a valle della pompa, è fondamentale per l'intero sistema ESD, in caso di chiusura della SCSSV la valvola a tre vie devia il flusso a un contenitore libero o a un separatore.

La strumentazione in sotterraneo, sempre visibile in Figura 2.18 comprende:

- (7-10) **SCSSV modificata:** come già detto la *capillary string* può lavorare anche in presenza della valvola di sicurezza di fondo, la quale richiede però una modifica affinché questo sia possibile. Il *foamer* passa dalla linea di controllo idraulico (*control line*) e dentro il foro sigillato del raccordo di alloggiamento (*landing nipple*). Da qui lo schiumogeno può pressurizzare il *flapper* (o la sfera) della SCSSV in modo da aprirlo, oppure può scorrere lungo la parete esterna della valvola grazie alla *capillary string*, per poi essere iniettato tramite la valvola LK-2;
- (11) **valvola di iniezione LK-2:** regola l'iniezione del *foamer* e si trova direttamente al di sotto della valvola di fondo. Una configurazione ideale prevede una pressione di apertura della SCSSV a 70 bar e una pressione di apertura della LK-2 a 150 bar, in modo da consentire di mantenere aperta la valvola di fondo senza iniezione di schiumogeno.
- (12) ***capillary string*:** solitamente è impiegata una *capillary string* da $\frac{1}{4}$ " OD (*Outside Diameter*, diametro esterno) con uno spessore della parete di 0,035". Il materiale è solitamente Incoloy 625, una lega a base di nickel eccellente in ambienti corrosivi e dalle alte temperature. La *capillary string* può essere applicata fino a una profondità di 4.000 m, dopo la quale l'intero sistema può collassare sotto l'azione del peso proprio.
- (13) **doppia valvola di contropressione:** doppia barriera a sicurezza del pozzo durante l'installazione del sistema, tipicamente configurata per tenere la testa idrostatica della *capillary string*, dove però la regolazione è sempre a opera della LK-2.

Il controllo della schiuma avviene a opera di sistemi indipendenti di pompaggio antischiuma, simile a quello impiegato per il *foamer* ma che differisce per alcuni aspetti:

- assenza della valvola a tre vie;
- nessuna valvola di controllo di alta e bassa pressione (*Pressure Control Valve*, PCV);
- capacità di iniezione massima di 15l/h.

Wittfeld et al. (2015) ha testato gli schiumogeni in continuo su 7 pozzi, 4 dei quali hanno risposto ottimamente all'applicazione. La Figura 2.19 mostra l'andamento di un pozzo trattato con successo tramite iniezione in continuo di *foamer*. Il pozzo era caratterizzato da produzione incostante e veniva aperto

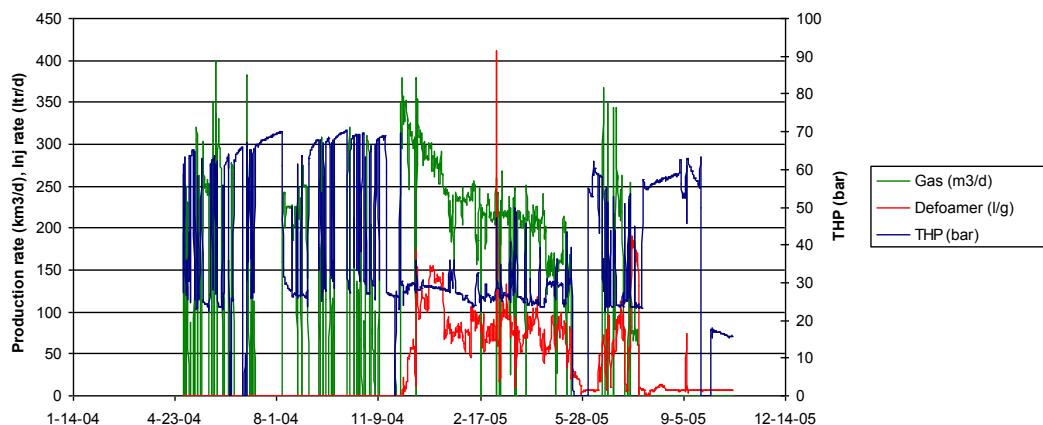


Figura 2.19: Valutazione pre- e post-applicazione di *foamer* in continuo su un pozzo affetto da *liquid loading* (Wittfeld et al. 2015).

solo per brevi periodi. Una volta iniziata l'applicazione di schiumogeno in continuo, la produzione di gas si è notevolmente stabilizzata, con portate medie quasi raddoppiate. Il pozzo ha mantenuto questo andamento e ha garantito produzione di gas per 9 mesi.

Alcune sono le condizioni affinché l'applicazione abbia esiti positivi:

- **risposta positiva al *foamer* in-batch:** se un pozzo risponde bene alle applicazioni in-batch, esso può considerarsi un ottimo candidato all'applicazione di schiumogeno in continuo. Questa condizione risulta

essere importante ma non necessaria: se un pozzo non reagisce in maniera positiva ai batch di schiuma, non vuol dire in modo assoluto che non sia un candidato idoneo per l'iniezione tramite *capillary string*;

- **riduzione sufficiente della portata critica:** una volta applicato il *foamer* in continuo, il pozzo deve comunque avere sufficiente energia per spiazzare l'acqua e evitare nuovamente l'aumento del battente idrostatico a fondo pozzo. Come già detto all'inizio del paragrafo 2.4 l'applicazione di *foamer* porta a riduzioni della portata critica fino al 33%, ciò vuol dire che il pozzo deve avere energia sufficiente a garantire il 66% della portata critica standard;
- **ottimizzazione del IPR:** è utile stimare le variazioni di IPR dopo l'applicazione del schiumogeno in modo da verificare l'entità della variazione dello stesso parametro. Se la variazione risulta eccessiva, l'installazione della *capillary string* non è particolarmente consigliata;
- **accesso al pozzo:** è necessario che il pozzo non presenti ostacoli o particolari restringimenti per l'installazione della *capillary string* fino alla profondità desiderata;
- **disponibilità a test temporanei:** in alcuni casi, è opportuno condurre un test di 4-5 giorni per verificare l'efficacia del test, il pozzo deve essere quindi predisposto all'installazione anche solo temporanea del sistema di iniezione.

I costi legati all'impiego di un sistema di iniezione in continuo sono legati agli investimenti iniziali e ai costi in vita. L'investimento iniziale prevede le modifiche della strumentazione di superficie (€xxx), l'acquisto della *capillary string* (€x per metro), la modifica all'SCSSV (€xxx) e l'installazione della strumentazione in sotterraneo (personale di terra già presente), per una spesa totale di €xxxx. I costi in corso di utilizzo sono legati all'impiego di *foamer* e *defoamer* (€x per litro, quindi €xxxx all'anno) e i costi di manutenzione e riparazione (€xxx), per un totale di €xxxx di spese medie

annuali.

Non solo gli impianti di produzione, ma anche gli impianti di trattamento del gas risentono notevolmente dei miglioramenti di performance del pozzo: senza dimenticare che l'aumento di portata garantisce maggiori introiti giornalieri, una produzione più regolare consente di trattare il gas in modo più idoneo e sicuro. Per conoscere i vantaggi anche a livello impiantistico, nel prossimo capitolo viene fornito un *excursus* sui trattamenti necessari alla trasportabilità e alla distribuzione del gas naturale

Capitolo 3

Impianti di trattamento del gas naturale

Per trattamento di gas naturale si intende l'insieme delle operazioni utili alla riduzione o abbattimento dei componenti che possono incidere sul trasporto e sull'utilizzo ultimo della risorsa. Le reti di distribuzione su larga scala prevedono delle specifiche tecniche e i trattamenti sono mirati al fine di ottenere valori che rispettino questi criteri. La produzione di gas naturale è normalmente associata alla presenza di acqua, la quale può presentarsi in forma liquida o gassosa. Il trattamento della disidratazione è fondamentale al fine di impedire la formazione di idrati, composti solidi che possono danneggiare le condotte durante il trasporto. Altri trattamenti sono legati al recupero degli idrocarburi condensati, che si manifestano al cambiare delle condizioni di pressione e temperatura in superficie, e alla presenza di elementi corrosivi e elementi inerti, che possono diminuire i rendimenti del gas naturale. Il trattamento definitivo del gas può essere preceduto da un trattamento provvisorio (Figura 3.1), nel quale si riducono o si inibiscono momentaneamente gli effetti dei componenti indesiderati del gas. Solitamente si fa riferimento al trattamento provvisorio nel trasporto del gas prodotto dall'area pozzo alla centrale di trattamento.

Nel seguente capitolo si espongono le specifiche tecniche del gas, i processi

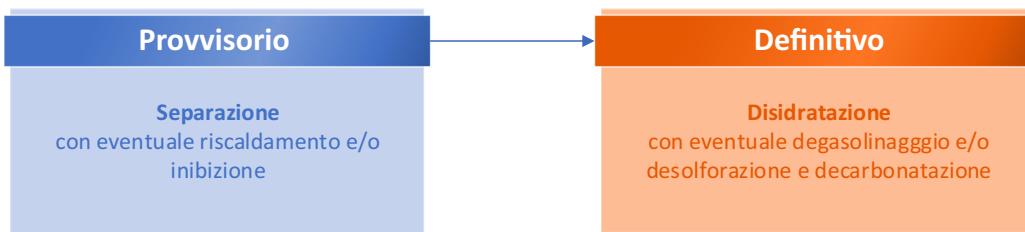


Figura 3.1: Tipologie di trattamento.

di trattamento e le relative apparecchiature e impianti.

3.1 Specifiche del gas di vendita

Il gas naturale è una miscela di idrocarburi solitamente allo stato gassoso costituita in gran parte da metano e da idrocarburi più pesanti. Altre componenti spesso presenti sono acqua, anidride carbonica, azoto, idrogeno solforato e sulfati, in alcuni casi anche elio e metalli pesanti come mercurio. In Tabella 3.1 è riportato un esempio di composizione centesimale di un gas naturale.

Ai fini della distribuzione e vendita, il gas naturale deve rispettare parametri specifici per poter poi essere immesso nelle reti nazionali. La rete di distribuzione su larga scala non prevede alcun trattamento del gas, ma delle semplici compressioni e decompressioni a seconda delle esigenze dell'utente finale. Il gas deve essere quindi opportunamente trattato nel rispetto di tali specifiche.

Potere calorifico e indice di Wobbe

Il gas naturale viene utilizzato maggiormente come combustibile e deve fornire un potere calorifico a specifica su tutto il territorio nazionale. Come parametro di riferimento si assume il potere calorifico superiore (PCS) pari a 9.100 kcal/Sm³ o 38,1 MJ/Sm³ (il PCS del gas metano puro è 9.001,6 kcal/Sm³), con un campo di variabilità nell'ordine del ±10%. È importante ricordare che il PCS di un gas naturale può raggiungere questi valori anche

Tabella 3.1: Composizione centesimale di un gas naturale tramite cromatografia del gas (Mele 2012).

Componenti	% in volume
Azoto	0,17
Anidride carbonica	0,02
Metano	99,71
Idrogeno solforato	-
Etano	0,06
Propano	0,03
Iso-butano	0,01
Neopentano	tracce
Iso-pentano	-
Esani	-
Ottani	-
Eptani	-

in presenza di gas inerti come anidride carbonica e azoto, essendo formato da idrocarburi superiori che innalzano notevolmente il potere calorifico medio. A questo proposito è utile introdurre l'indice di Wobbe I_W definito come:

$$I_w = \frac{PCS}{\sqrt{\rho_s}}$$

dove ρ_s è la densità specifica del gas (densità relativa rispetto a quella dell'aria). Se si prende come riferimento il metano, l'indice di Wobbe è pari a 12.094,8 kcal/Sm³ o 50.604,64 kJ/Sm³, con una variabilità consentita del ±5%. Nella valutazione della compatibilità di un gas per la sua immissione nella rete di distribuzione, è più corretto far riferimento all'indice di Wobbe: il campo di variazione più ristretto equivale a una minore presenza di gas inerti in miscela.

Punto di rugiada dell'acqua e degli idrocarburi

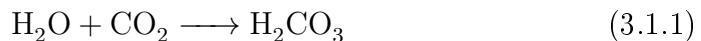
Il gas non deve presentare condizioni di condensazione di acqua e/o idrocarburi in alcuna fase di trasporto e distribuzione. Le specifiche di pressione

e temperatura variano a seconda delle diverse condizioni geografiche e climatiche, con queste anche i punti di rugiada (*dew point*) dell'acqua e degli idrocarburi. Questi valori sono calcolabili tramite la rappresentazione del diagramma di fase relativo. Si considerano due specifiche diverse (in acqua e in idrocarburi) per i motivi seguenti:

- **formazione di idrati:** si deve tenere maggiormente in considerazione la condensazione d'acqua rispetto a quella di idrocarburi a causa della formazione di idrati in condotta (trattati più avanti nel paragrafo 3.3). I margini operativi per la condensazione dell'acqua devono essere quindi più elevati;
- **andamento non univoco della saturazione rispetto alla pressione:** essendo il gas naturale una miscela multicomponente, nel definire la specifica di *dew point* in idrocarburi non si fa riferimento, come in acqua, a una pressione prefissata, ma a tutto il campo i pressioni a partire da quella atmosferica. Il diagramma di fase di una miscela multifase, visibile in Figura 3.2, è caratterizzato dalla zona di condensazione retrograda: in questa condizione con una riduzione di pressione (a temperatura costante) gli idrocarburi condensano anziché evaporare.

Gas inerti (CO_2 e N_2)

L'anidride carbonica (CO_2) in giacimento nasce dall'iterazione delle acque di strato con i silicati e i carbonati presenti. Raramente l'acido carbonico, composto che si forma per idratazione dell'anidride carbonica:



rappresenta un problema concreto per gli impianti di trasporto del gas naturale. Il contenuto di CO_2 nel gas naturale non influenza significativamente l'indice di Wobbe, ma contribuisce all'incremento dei gas inerti totali (l'azoto N_2 e appunto l'anidride carbonica). Si preferisce comunque rimuovere il CO_2 (fino al raggiungimento dell'indice di Wobbe) rispetto all'azoto per la sua

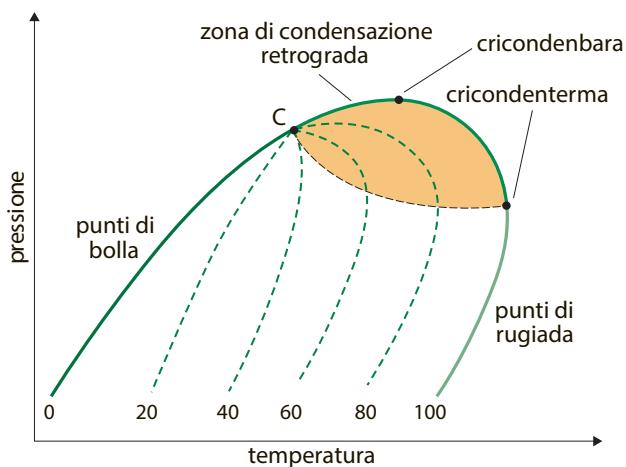


Figura 3.2: Diagramma di fase per una miscela multicomponente (Bianco 2005b)

facilità tecnica di abbattimento. In generale si parla di volumi accettabili di CO₂ attorno al 3% con un contenuto totale di gas inerti che non deve mai superare il 6,5%.

Acido solfidrico (H₂S)

L'acido solfidrico o idrogeno solforato (H₂S) è un gas incolore dall'odore caratteristico di uova in decomposizione. È presente naturalmente nel petrolio e nel gas naturale e rappresenta uno dei sottoprodotto della decomposizione di proteine contenenti zolfo e dalla riduzione diretta di solfati (SO₄²⁻) da parte di batteri, funghi e attinomiceti presenti in ambiente anossico. L'H₂S è la principale causa di corrosione nella produzione di gas naturale, è altamente tossico e, per certe concentrazioni, anche mortale. Il contenuto massimo accettato è molto basso: Snam Rete Gas richiede un contenuto massimo di 6,6 mg/m³.

Zolfo totale

L'abbattimento dello zolfo totale nel gas naturale è legato più a questioni ambientali che a questioni di sicurezza. Il contenuto di zolfo totale massimo

richiesto da Snam Rete Gas è di 150 mg/Sm³, con un valore massimo di zolfo da mercaptani 15,5 mg/Sm³. La rimozione dei mercaptani avviene tramite impianti che differiscono da quelli utilizzati per la rimozione di acido solfidrico e altri acidi.

Solidi sospesi

I solidi sospesi vengono normalmente abbattuti durante i processi di separazione dei liquidi dal gas. Solo in casi particolari il gas naturale viene posto a processi di filtrazione meccanica.

Tabella 3.2: Parametri di controllo della qualità richiesti dalla Snam Rete Gas (Snam Rete Gas 2015).

Parametri	Valori consentiti	Unità di misura
Potere Calorifico Superiore	34,95 ÷ 45,28	MJ/Sm ³
Indice di Wobbe	47,31 ÷ 52,33	MJ/Sm ³
Densità relativa	0,5548 ÷ 0,8	
Ossigeno	≤ 0,6	% mol
Punto di Rugiada dell'acqua (p=7 MPa)	≤ -5	°C
Punto di Rugiada degli idrocarburi (p=0,1 ÷ 7 MPa)	≤ 0	°C
Temperatura max	< 50	°C
Solfuro di idrogeno	≤ 6,6	mg/Sm ³
Zolfo da mercaptani	≤ 15,5	mg/Sm ³
Zolfo Totale	≤ 150	mg/Sm ³

3.2 Separazione gas-liquido

La dinamica delle particelle disperse in un fluido studia i fenomeni di sedimentazione di gocce di liquido in un gas applicando gli stessi principi della separazione per gravità liquido-liquido. Il calcolo della velocità terminale

w_t viene effettuato in base al bilancio statico delle forze che agiscono sulla singola particella, condizione nella quale la velocità è costante. Nel caso di particelle sferiche indeformabili di raggio D_p

$$w_t = \sqrt{\frac{4 g D_p (\rho_p - \rho_f)}{3 C_D \rho_l}} \quad (3.2.1)$$

dove g è l'accelerazione di gravità, ρ_p e ρ_f sono la densità rispettivamente della particella e del fluido disperdente, C_D è definito coefficiente di galleggiamento o *drag coefficient*. Nel caso di separazione per gravità liquido-liquido e condizioni di moto laminare, quindi per bassi valori del numero di Reynolds R_e , la (3.2.1) assume la forma della legge di Stoke:

$$w_t = \frac{(\rho_p - \rho_f)}{18\mu} D_p^2 g \quad (3.2.2)$$

Per quanto riguarda particelle fluide immerse in un gas la condizione di moto laminare non è rispettata, a causa dei bassi valori della viscosità del gas quindi dell'alto valore del numero di Reynolds. In questo caso il calcolo del coefficiente di galleggiamento è effettuato tramite modelli sperimentali e calcolo per tentativi (*trial and error*). La separazione per gravità è un processo grossolano che permette l'abbattimento di particelle nell'ordine di 250 μm o di poco inferiore. Gli abbattitori (anche *knockout* o KOD, *Knock-Down Drum*) sono particolari separatori che agiscono per semplice gravità, utili per eliminare o solo l'acqua liquida o tutto il fluido trascinato dal gas. Sono generalmente collocati a monte di impianti di separazione meccanica a bassa temperatura (par. 3.3.2) o a protezione di una fiaccola. Il dimensionamento dei KOD è basato sul bilancio tra tempo di ritenzione e tempo di decantazione delle particelle liquide in flusso gassoso. Nei casi in cui si vogliono ottenere delle migliori performance di abbattimento dei liquidi si deve ricorrere a unità snebbianti che facilitino la coalescenza delle gocce e favoriscano l'abbattimento di gocce con diametro superiore ai 10 μm . Una delle unità snebbianti più comunemente utilizzate è il pacco rete (*wire mesh pad*), inserito perpendicolarmente al flusso del gas. L'equazione che determina la

velocità massima nella materassina snebbiante (*mist eliminator*) è:

$$w_t = K \sqrt{\frac{\rho_p - \rho_f}{\rho_f}} \quad (3.2.3)$$

dove costante K varia in base al separatore e alla pressione operativa.

Nel campo della separazione di liquidi dal gas sono molto utilizzati anche i cicloni e i pacchi vani. I cicloni sono unità di coalescenza che sfruttano l'effetto centrifugo ottenuto tramite il movimento circolare del gas, con abbattimento delle particelle liquide fino ai 3 mu. I pacchi di vani sono elementi coalescenti molto utilizzati anche nel trattamento dell'olio e sfruttano l'"effetto chicane" che si instaura nel flusso. Queste due unità di coalescenza sono preferite per il trattamento di gas caratterizzato da un notevole contenuto di solidi, come cristalli di paraffina separatisi dalla fase liquido in condizioni di bassa temperatura.

3.3 Disidratazione e degasolinaggio

La variazione delle condizioni operative può dar luogo a fenomeni di condensazione di idrocarburi e/o acqua a partire da una miscela di idrocarburi allo stato gassoso. Quando in una corrente di gas naturale si ha la formazione di acqua libera, per determinate condizioni di flusso possono formarsi dei composti solidi detti idrati. Il termine "idrato" è un termine generico per intendere nello specifico i composti di inclusione o clatrati (dal latino *clathratus*, ingabbiato), strutture molecolari in cui un tipo di molecole avvolge un altro tipo di molecole. Le prime sono dette molecole ospitanti mentre le altre molecole ospiti. Per gli idrati di gas naturale le molecole ospitanti sono le molecole di acqua, mentre le molecole ospiti sono le molecole costituenti il gas naturale. La particolare conformazione è stabile in fase solida, dove le molecole ospitanti formano un reticolo cristallino al cui interno si generano delle cavità in cui si posizionano le molecole di gas. A differenza del ghiaccio, la formazione degli idrati è fortemente dipendente dalle condizioni di pressione: maggiore è la pressione parziale del gas (quindi la concentrazione di molecole

ospiti), maggiore è la temperatura di formazione degli idrati. La tendenza a formare idrati negli idrocarburi leggeri aumenta con il peso molecolare dell'idrocarburo e la presenza di anidride carbonica (CO_2) e solfuro di idrogeno (H_2S). In generale, affinché gli idrati si possano formare è necessario che si instaurino le seguenti condizioni:

- presenza acqua allo stato liquido;
- presenza di idrocarburi;
- moto turbolento;
- pressione e temperatura.

Sono stati sviluppati dei diagrammi che consentono di prevedere la formazione di idrati a determinate condizioni di pressione e temperatura, in funzione alla densità o peso molecolare medio del gas Figura 3.3. Gli idrati posso-

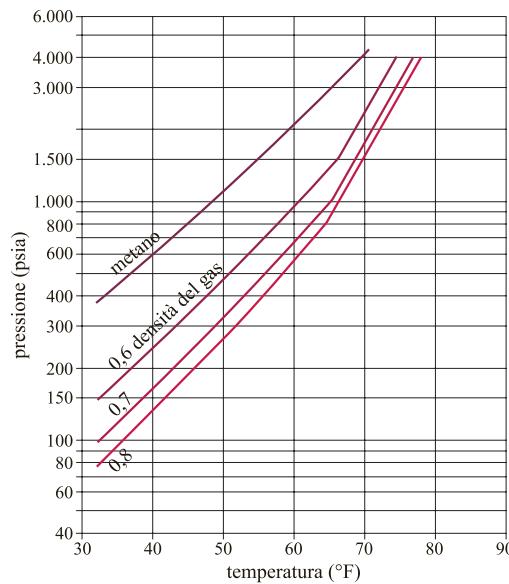


Figura 3.3: Diagramma della formazione degli idrati in funzione di temperatura e pressione (Bianco 2005b).

no formarsi all'interno delle singole condotte o concentrate su un collettore e

possono danneggiare l'impianto in numerosi modi. L'occlusione parziale o totale della condotta porta a un aumento incontrollato della pressione a monte del tappo di idrati con conseguente rottura della linea o per squarciamiento della stessa o per impatto in corrispondenza di una curva (Figura 3.4a). Il tappo di idrati soggetto a riscaldamento localizzato può espandersi in modo incontrollato, portando all'inevitabile rottura della condotta (Figura 3.4b). Con l'interruzione di produzione a opera di una valvola, se la velocità del tappo è sufficientemente elevata, la quantità di moto degli idrati può produrre pressioni così elevate da far scoppiare la linea (Figura 3.4c).

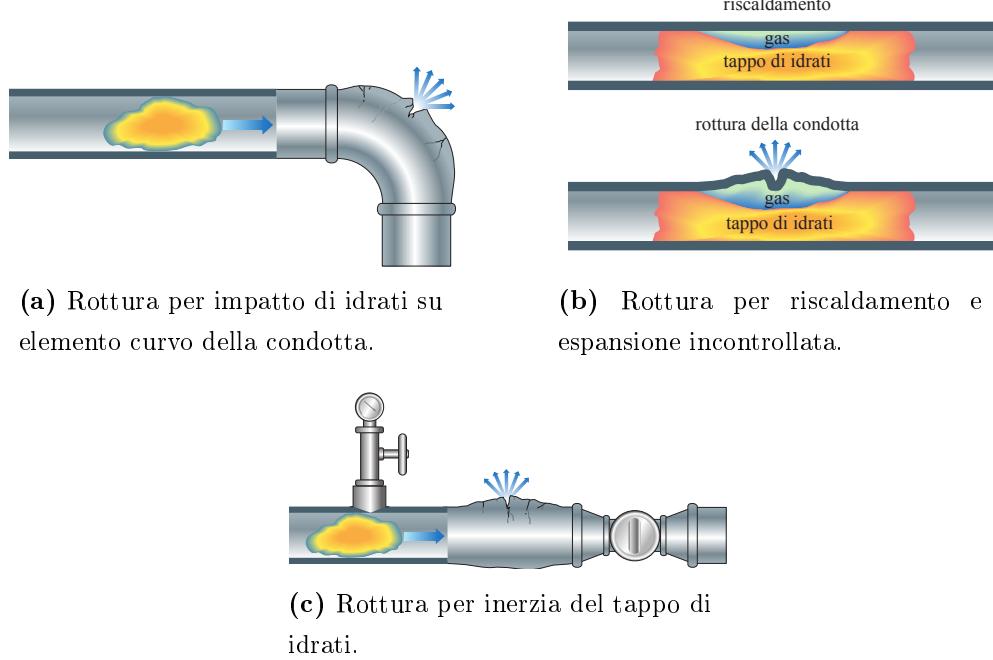


Figura 3.4: Danni in condotta creati dalla formazione di idrati (Borghi 2005).

Si inibisce la formazione di idrati in via temporanea aumentando la temperatura di trasporto del gas o tramite l'impiego di inibitori chimici, in via del tutto definitiva con la completa disidratazione chimica.

3.3.1 Inibizione chimica

Gli inibitori vengono utilizzati per brevi tratti di linea, come i collegamenti tra le aree pozzo e le centrali di trattamento del gas naturale. Gli inibitori di idrati sono composti ad alta igroscopicità e possono agire in fase sia gassosa che liquida come l'alcol metilico ($\text{CH}_3\text{-OH}$), sia in fase solo liquida come il glicol monoetilenico o EG($\text{C}_2\text{H}_6\text{O}_2$) e dietilenico o DEG($\text{C}_4\text{H}_{10}\text{O}_3$). Il glicol è preferito all'alcol metilenico per la minore volatilità e infiammabilità. Gli inibitori agiscono sul flusso gassoso in modo da abbassare il punto di congelamento spostando la formazione degli idrati verso valori più bassi di temperatura. La quantità o la concentrazione di glicol da iniettare è legata alle condizioni operative con cui si intende trasportare il gas naturale. La Figura 3.5 mostra l'abbassamento della temperatura relativa alla curva di formazione degli idrati in funzione della concentrazione di EG (glicol etilenico o etilenglicol) disiolto in acqua.

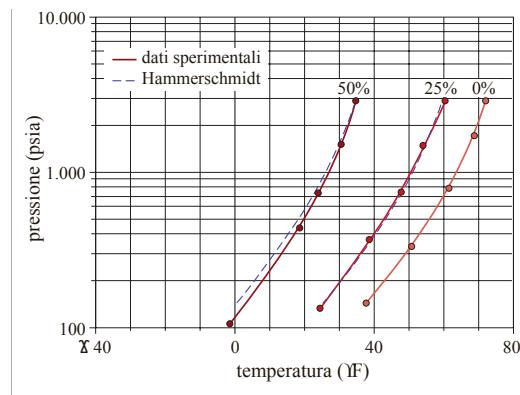


Figura 3.5: Inibizione degli idrati tramite glicol etilenico (Bianco 2005b).

La rigenerazione del glicol, diluito in acqua all'arrivo della condotta, avviene tramite ebollizione dell'acqua in condensa, solitamente alla temperatura di 130°C. Mentre in passato l'inibizione degli idrati era un sistema impiegato spesso per il trasporto del gas naturale dalle aree pozzo alla centrale di trattamento, oggi si preferisce installare un sistema di disidratazione in

prossimità del sito di produzione, soprattutto quando le condotte sono di notevole lunghezza.

3.3.2 Disidratazione per raffreddamento

Uno dei sistemi più semplici per la disidratazione di un gas consiste nel raffreddamento del gas stesso. La temperatura finale del trattamento deve coincidere con il punto di rugiada che si vuole ottenere. La disidratazione per raffreddamento, condizionamento a freddo o separazione a bassa temperatura (*Low-Temperature Separation*, LTS) si ottiene sfruttando l'effetto Joule-Thomson: grazie alla semplice espansione, la corrente gassosa riesce a diminuire la propria temperatura senza l'ausilio di energia esterna. L'intero processo viene ottimizzato tramite uno scambio termico carica-effluente a opera di uno scambiatore gas-gas, tale da sfruttare le temperature raggiunte nel processo come punti di pre- e post-trattamento del gas naturale. Gli impianti LTS richiedono pozzi a gas ad alta pressione che garantiscano un sufficiente salto entalpico. Le basse temperature permettono di ottenere un sensibile abbassamento del punto di rugiada del gas e un maggiore recupero di condensato rispetto ai separatori tradizionali.

Gli impianti di separazione a bassa temperatura (Figura 3.6) si basano su due elementi di processo fondamentali:

- separatore a bassa temperatura;
- scambiatore di calore.

Il separatore a bassa temperatura, anche detto separatore a freddo o a espansione, rappresenta il fulcro dell'impianto. Il gas viene immesso nella parte superiore del separatore tramite una duse. L'espansione del gas provocata dalla duse porta a una diminuzione repentina della temperatura del flusso con la condensazione di acqua. L'acqua, precipitando verso il basso, forma degli idrati che si raccolgono anche essi nella sezione inferiore per gravità. I liquidi e gli idrati vengono raccolti e scaldati tramite il gas in arrivo

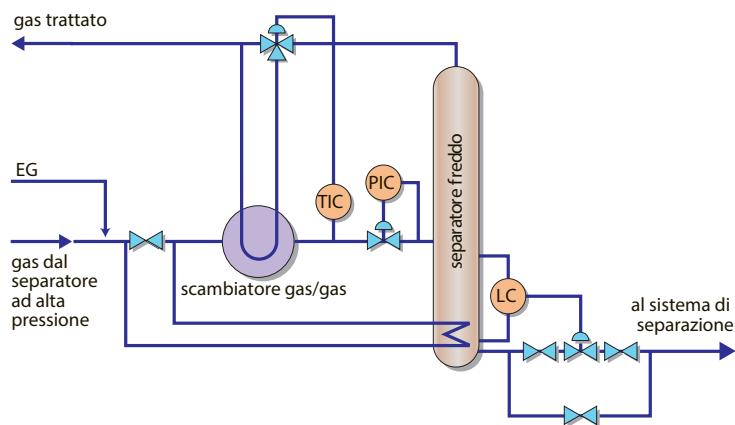


Figura 3.6: Condizionamento del gas tramite separatore a bassa temperatura (Bianco 2005b).

dal pozzo tramite una serpentina immersa. Questo riscaldamento viene effettuato per abbattere gli idrati e far rievaporare nuovamente i componenti leggeri come metano e etano. Il rendimento del processo dipende fortemente dalla temperatura finale raggiunta, perciò si consiglia di isolare i separatori a bassa temperatura per aumentare le performance di separazione per condensazione. Lo scambiatore di calore gas-gas svolge una duplice funzione: provvede al preraffreddamento del gas in ingresso all'impianto di condensazione e al riscaldamento del gas in uscita riducendo al minimo la formazione di idrati.

L'unità di separazione a freddo può essere dotata di iniezione di inibitori al fine di abbassare ulteriormente la possibilità che si possano creare degli idrati al proprio interno. L'iniezione avviene a valle dell'espansione del gas e il sistema viene munito di un'unità di rigenerazione del glicol associato all'acqua in uscita.

Se le pressioni di arrivo del gas non sono sufficienti affinché l'espansione raggiunga temperature desiderate, l'impianto può essere aiutato da un ciclo di refrigerazione esterno a freon o propano. In questo caso si parlerà di disidratazione per raffreddamento con refrigerante o CRC (*Compression Refrigeration Cycle*) e la temperatura di separazione viene ottenuta con uno scambiatore

(*chiller*) in cui il fluido refrigerante evapora a bassa temperatura e sottrae calore al gas da trattare. Le altre componenti dell'unità di trattamento non differiscono dall'impianto LTS fin qui descritto.

Gli impianti di separazione a freddo sono impiegati non solo per la disidratazione del gas ma anche per il recupero degli idrocarburi superiori e pesanti in fase gassosa. Per la trattazione specifica si rimanda al paragrafo 3.3.5.

3.3.3 Disidratazione mediante assorbimento con glicol

In questo tipo di disidratazione la tipologia di glicol più utilizzata è il trietilenico o TEG ($C_6H_{14}O_4$), anche se in alcuni casi può essere impiegato il DEG o l'EG. Il TEG è preferito agli altri per la più alta temperatura di decomposizione, importante ai fini della rigenerazione del glicol. La Figura 3.7 mostra uno schema semplificato di impianto per la disidratazione con glicol. Una corrente di TEG concentrato viene iniettata nella parte superiore della

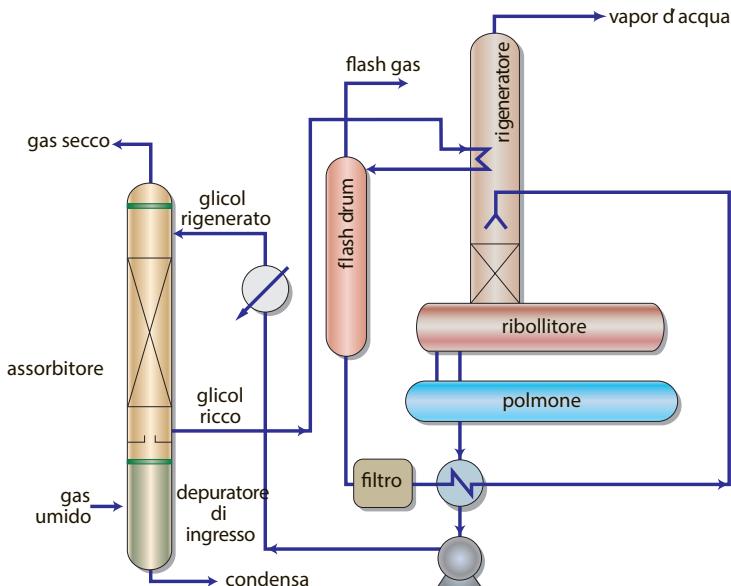


Figura 3.7: Schema semplificato di disidratazione con glicol (Bianco 2005b).

colonna di disidratazione, al fondo della quale viene fatto confluire il gas naturale da trattare. Il contatto col gas del glicol, altamente igroscopico, con

più stadi di equilibrio in controcorrente porta alla disidratazione della corrente gassosa in uscita alla testa della colonna di assorbimento. Il TEG umido, cioè diluito in acqua, giunge al fondo della colonna e viene raccolto e inviato all'impianto di rigenerazione. Il recupero avviene tramite distillazione della soluzione. La colonna di rigenerazione è divisa in due parti dalla sezione di alimentazione del glicol, dove la parte superiore è definita di rettifica, quella inferiore di arricchimento. Il TEG condensato viene preriscaldato tramite serpentina installata all'interno della colonna di rigenerazione, che funge da condensatore per abbattere le perdite di TEG.

Prima dell'immissione il TEG ricco viene convogliato in una camera di flash o *flash drum*, nel quale i gas associati vengono recuperati tramite espansione a bassa pressione alla testa del separatore.

Dopo un eventuale passaggio tramite filtri a maglia e a carboni attivi, il TEG ricco giunge alla colonna di rigenerazione, riscaldata tramite ribollitore di fondo solitamente di tipo *kettle*. La temperatura del bollitore varia in funzione del tipo di glicol utilizzato: nel caso di utilizzo di TEG la temperatura è leggermente superiore ai 200°C in quanto ai 207°C il TEG tende a degradare, con DEG e EG le temperature operative scendono in quanto degradano attorno ai 165°C.

Per il riscaldamento si possono utilizzare vari sistemi (come tubi di fiamma e tubi di fumo immessi nel bagno da scaldare, fascio tubiero tradizionale, riscaldatore elettrico a resistenze corazzate, olio caldo (*hot oil*)), l'installazione deve avere comunque un occhio di riguardo sulla distribuzione della temperatura, ovvero il riscaldamento deve essere uniforme su tutta la superficie della camera di rigenerazione.

Il TEG rigenerato cede gran parte del calore passando nello scambiatore carica-effluente, viene pompato alla pressione di assorbimento e raffreddato alla testa della colonna di assorbimento.

Il trattamento continuo di disidratazione per glicol risulta essere molto semplice e il sistema di rigenerazione permette di raggiungere degli ottimi valori di concentrazione finale di TEG (solitamente attorno al 98%). Se si voglio-

no ottenere concentrazioni maggiori, occorrono dei processi di rigenerazione spinta con le quali i valori sono prossimi al 99,98%. I processi di rigenerazione spinta più comuni sono l'installazione di colonna di *stripping* con gas (*dryer*), la rigenerazione sottovuoto (pressioni prossime a 0,1 bar) o i sistemi Drizo (utilizzo di gas di *stripping* ottenuto vaporizzando composti liquidi mediante un adeguato serpantino di riscaldamento).

3.3.4 Disidratazione mediante adsorbimento con setacci molecolari

Nel caso in cui si voglia avere una disidratazione pressoché totale si può disidratare la corrente gassosa tramite adsorbimento a letto solido. L'acqua e alcuni inquinanti polari come CO₂, H₂S e mercaptani sono adsorbiti da un zeoliti, cristalli altamente porosi appartenenti alla classe degli alluminosilicati. Essi hanno caratteristiche del tutto simili alle argille naturali: agiscono come un filtro molecolare (*molecular sieve*), lasciando passare il gas e tenendo le molecole polari. I cristalli di zeolite sono mischiati a dei leganti a base argillosa per ottenere i letti molecolari. L'adsorbimento è reversibile e i cristalli di zeolite possono essere rigenerati: le molecole adsorbite possono essere rilasciate in condizioni di alta temperatura o basse pressioni (Grace Catalysts Technologies 2010).

Un tipico impianto di disidratazione è composto da due o più colonne di adsorbimento a setacci molecolari (solitamente tre, due in funzione e una in rigenerazione) e da un riscaldatore di gas di rigenerazione. L'adsorbimento di acqua si ottiene facendo confluire la corrente gassosa dall'alto verso il basso (*down flow*) e il gas secco, in uscita dalla parte inferiore, viene immesso direttamente in rete. La rigenerazione dei setacci molecolari avviene tramite *stripping*: il gas caldo di rigenerazione viene fatto fluire in senso opposto rispetto a quello di adsorbimento (*up flow*). L'aumento di temperatura consente la rimozione delle molecole polari adsorbite dai cristalli di zeolite e si associano alla corrente gassosa calda. Il gas di rigenerazione in uscita viene raffreddato e l'acqua viene separata per condensazione, mentre il gas viene

riciclato verso i letti molecolari in funzione.

I setacci molecolari sono impiegati non solo per la disidratazione del gas ma anche per prodotti liquidi leggeri come GPL e condensati recuperati tramite LTS.

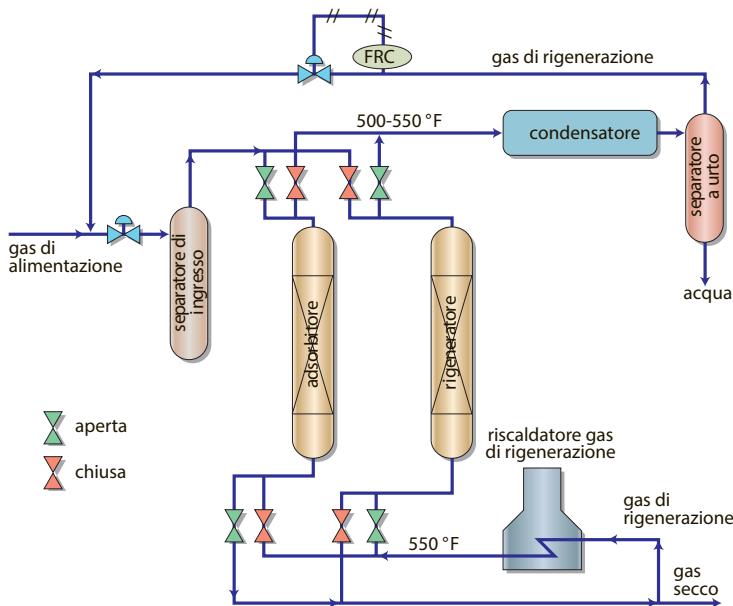


Figura 3.8: Schema di disidratazione a due letti (Bianco 2005b).

3.3.5 Degasolinaggio

Il degasolinaggio viene effettuato per rispettare le specifiche del punto di rugiada degli idrocarburi, utili a garantire degli standard di trasporto nella rete di distribuzione. Il condensato, anche definito gasolina, è un liquido che si ricava dalle frazioni meno volatili del gas come propano, butano, pentano e altri idrocarburi superiori (Tabella 3.3). La composizione della gasolina varia notevolmente a seconda della provenienza: gas associato a greggio, gas da giacimento a gas condensato, gas da giacimenti a gas. La gasolina si trova in fase gassosa alle condizioni di giacimento e in fase liquida alle condizioni di superficie. Il suo aspetto è quello di benzina o petrolio leggero, il colore può variare dal bianco paglierino, all'azzurro e rossastro. Nel trattamento del gas

Tabella 3.3: Composizione centesimale stimata di gasolina da gas naturale tramite distillazione (Anderson et al. 1924).

Componenti	% in volume
Propano e butano	20
Isopentano	13
N-pentano	17
Isoesano	9
N-esano	15
Isoeptano	8
N-eptano	12
Ottani	4
Olio assorbito	2

proveniente da un giacimento di gas condensati il GOR (*Gas Oil Ratio*) è molto alto e il gas associato è ricco di gas propano e butano e si realizza un terzo prodotto definito GPL, acronimo di gas di petrolio liquefatti (in inglese LPG, *liquid petroleum gas*). Il GPL è una miscela di propano e butano con contenuti marginali di etano e di idrocarburi superiori e, in qualità di prodotto finito fruibile dall'utente finale, deve rispettare determinate specifiche tecniche. Lo stoccaggio del GPL per lunghi tempi (e.g. trasporto in mare) a pressione ambientale avviene tramite refrigerazione, per ridurre la volatilità e aumentare così la stabilità della miscela. Il processo più semplice e più impiegato per il degasolinaggio è basato sulla refrigerazione del gas. In particolare si fa riferimento alla separazione per raffreddamento per espansione (LTS) o per raffreddamento con refrigerante (CRC), impianti del tutto similari a quelli impiegati per la disidratazione.

Nell'unità di separazione a freddo il gas viene condensato mediante refrigerazione. Il processo è sempre bifase e la separazione acqua-idrocarburi (acqua eventualmente associata a glicol) avviene a valle tramite separatore bifase. In uscita dal separatore a freddo, l'acqua viene convogliata e trattata all'esterno mentre il condensato viene stabilizzato. La separazione gas-liquido a

freddo in questo caso richiede sistemi di abbattimento delle goccioline più raffinati rispetto alla semplice materassina filtrante, poco indicata a causa della possibile formazione di cristalli di idrati e paraffina. L'impianto di separazione a freddo è indicato più per il trattamento dei condensati che per la semplice disidratazione poiché la variazione di fase degli idrocarburi, al contrario dell'acqua, risente delle condizioni di pressione.

3.4 Altri trattamenti

A seconda della composizione del gas di giacimento, il trattamento del gas naturale prevede ulteriori processi al fine di renderlo a specifica.

Il processo di addolcimento consiste nella rimozione dal gas naturale di gas acidi come CO_2 e H_2S e consiste nell'assorbimento di tali sostanze mediante soluzioni alcaline. La reazione si basa quindi sulle reazioni di neutralizzazione tra acido debole e reagente basico. Requisito fondamentale del processo è la sua reversibilità. I reagenti più comunemente utilizzati sono le alcanolammime, ammine associate a gruppi alcanoli, gruppi alchilici o alcanoli a seconda che si tratti di un'ammina primaria, secondaria o terziaria. Le ammine accettano un protone sotto forma di ione idrogeno H^+ tramite una reazione altamente esotermica. Trattandosi di fase liquida, il rendimento del processo di addolcimento dipende dalla velocità di reazione e dal passaggio della fase gassosa a quella liquida. La superficie di contatto tra le due fasi è proporzionale al rendimento di processo. La Figura 3.9 mostra uno schema semplificato del trattamento di assorbimento con relativa rigenerazione delle alcanolammime. Il gas acido viene in contatto con la soluzione amminica e raffreddato nella colonna di assorbimento. Essendo la reazione altamente esotermica, le basse temperature favoriscono l'assorbimento. La soluzione al fondo della colonna viene convogliata in una camera di flash dove si separa parte del gas associato al liquido e la soluzione viene trasferita all'impianto di rigenerazione. Le alcanolammime sono rigenerate tramite stripping in corrente di vapore. Le ammine soffrono in modo particolare di degradazione

termica, perciò la temperatura di rigenerazione è limitata e si preferisce l'utilizzo di soluzioni molto diluite.

L'addolcimento del gas può essere effettuato anche tramite soluzioni di

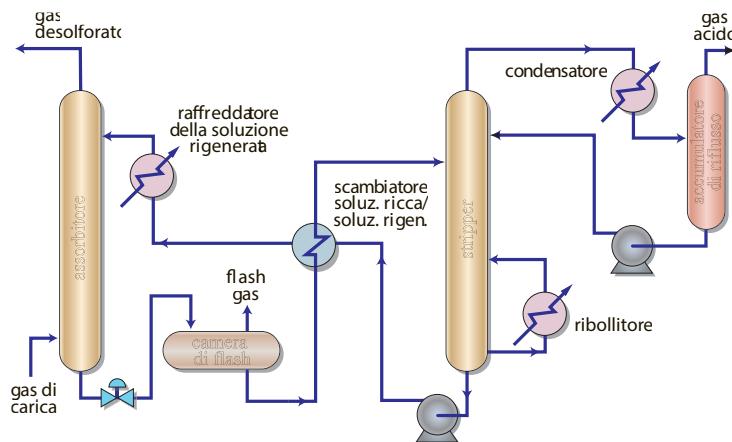


Figura 3.9: Lavaggio amminico (Bianco 2005b).

carbonato potassico a caldo: al vantaggio del processo di assorbimento non esotermico (minor dispendio energetico dovuto al raffreddamento della colonna di assorbimento e minor esigenza di grandi superfici di scambio), si contrappone la necessità di reintegrare l'acqua che per alte temperature satura il gas trattato.

La rimozione parziale dei gas acidi al gas naturale si può ottenere tramite membrane semipermeabili: la corrente gassosa viene frazionata sulla base della permeabilità selettiva di alcuni composti polari rispetto agli idrocarburi.

Altri trattamenti che il gas naturale può subire sono il lavaggio del gas di coda, l'assorbimento fisico, la rimozione di H_2S tramite processi ossidativi, i filtri a carboni attivi.

3.5 Apparecchiature di processo e impianti particolari

I processi fin qui descritti possono realizzarsi tramite un impianto di trattamento, l'insieme delle infrastrutture utili a rendere il gas erogato dai giacimenti conforme ai requisiti di pressione, temperatura e qualità necessari all'immissione nella rete di distribuzione. L'impianto di trattamento è quindi progettato in base alle caratteristiche fisico-chimiche del gas naturale prodotto e alle specifiche di vendita. Nel seguente capitolo sono descritte le apparecchiature con le quali si realizzano i trattamenti richiesti.

3.5.1 Separatori

I separatori sono gli apparecchi più utilizzati per la separazione di un flusso combinato liquido-gas dei suoi due componenti. I separatori sono classificati in base alla loro configurazione operativa:

- **separatori orizzontali** (Figura 3.10a): sono estremamente economici quando vengono trattati volumi importanti di gas. La disposizione orizzontale garantisce maggiori rendimenti rispetto a quella verticale per via del maggior tempo di permanenza delle goccioline nel separatore. Un separatore orizzontale a doppio corpo è definito *slug-catcher* (Figura 3.10b), con il corpo superiore completamente libero e il corpo inferiore che funge da polmone del liquido. La configurazione dello *slug-catcher* permette di lavorare con alte portate e bruscamente variabili, a differenza del separatore singolo. I separatori a singolo o doppio corpo non sono particolarmente indicati per il trattamento di fluidi contenenti sabbia o fango, a causa della bassa capacità di eliminazione dei depositi e quindi l'accumulo degli stessi sul fondo;
- **separatori verticali** (Figura 3.10c): nonostante le minori performance rispetto ai separatori orizzontali, sono comunque impiegati nell'ambito

del trattamento del gas naturale quando i flussi sono caratterizzati da fango, sabbia o gas associato a olio. Inoltre, i separatori verticali sono preferiti in ambito off-shore, vista la scarsa disponibilità di spazio;

- **separatori sferici:** impiegati per la loro compattezza, i separatori sferici rappresentano un giusto compromesso tra i rendimenti di un separatore orizzontale e le ridotte dimensioni di ingombro del separatore verticale. Attualmente i separatori sferici sono poco impiegati in ambito tecnico-progettuale.

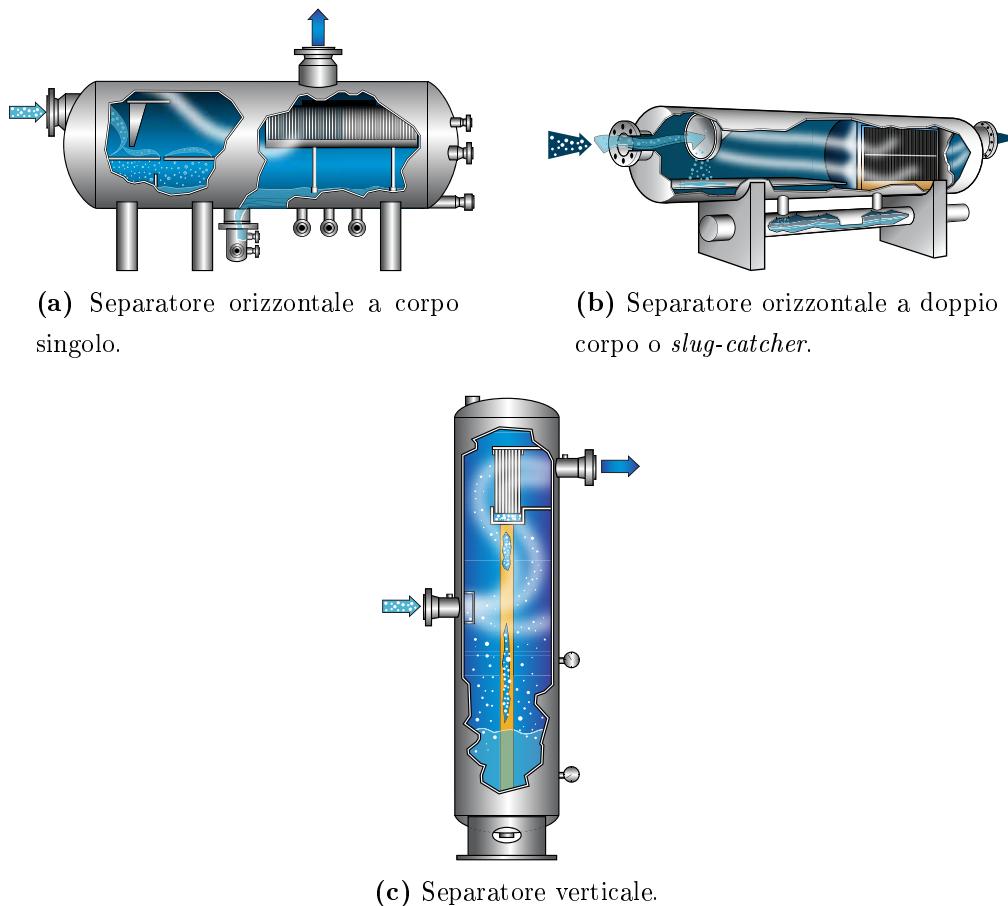
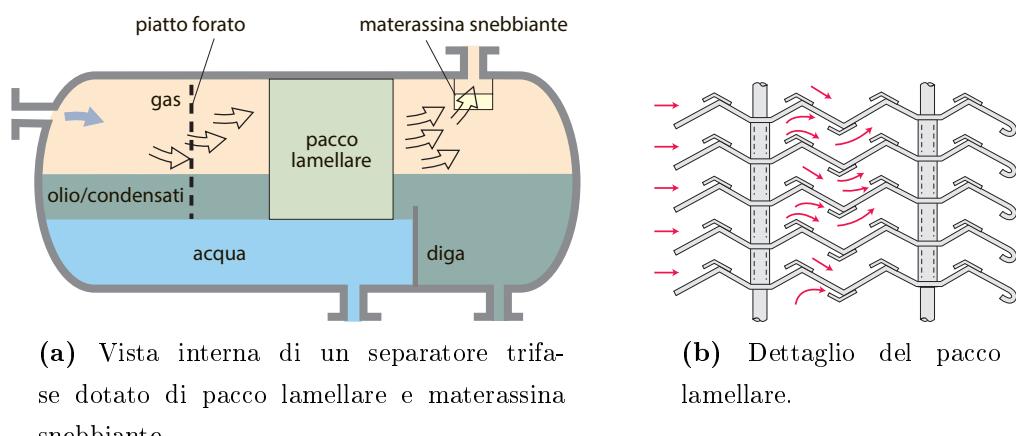


Figura 3.10: Separatori orizzontali e verticali bifase dotati di dispositivi snebbianti (Peerless Mfg. Co 2009).

I separatori possono essere forniti di elementi interni come deflettori, dighe, materassina snebbiante e/o pacco lamellare (Figura 3.11b) nel caso in cui si voglia aumentare la performance di separazione per semplice gravità. A seconda della configurazione i separatori possono separare la fase liquida dalla fase gassosa oppure riescono a operare una separazione spinta: si parla in questo caso di separatori bifase o separatori trifase (Figura 3.11a).



(a) Vista interna di un separatore trifase dotato di pacco lamellare e materassina snebbiante.

(b) Dettaglio del pacco lamellare.

Figura 3.11: Separatore trifase e del pacco lamellare (Bianco 2005a).

3.5.2 Scambiatori di calore

Numerose sono le tipologie di scambiatori impiegati nell'industria del gas naturale.

I più semplici sono gli scambiatori a fasci tubieri e mantello (*shell-and-tubes*, Figura 3.12), dove il dispositivo viene attraversato dalle due correnti sul "lato mantello" e sul "lato tubi". Lo scambiatore a fasci tubieri garantisce ottime performance grazie all'estesa superficie di scambio di cui è dotato.

Altro dispositivo di scambio termico è lo scambiatore a piastre (Figura 3.13). Questa tipologia di scambiatore prevede un pacco di piastre rettangolari tutte uguali, ottenute da lamiera per stampaggio secondo diverse forme di corrugazione superficiale. I fluidi lambiscono le piastre attraverso canali che si formano tra esse. Le piastre sono sostenute da un telaio e tenute

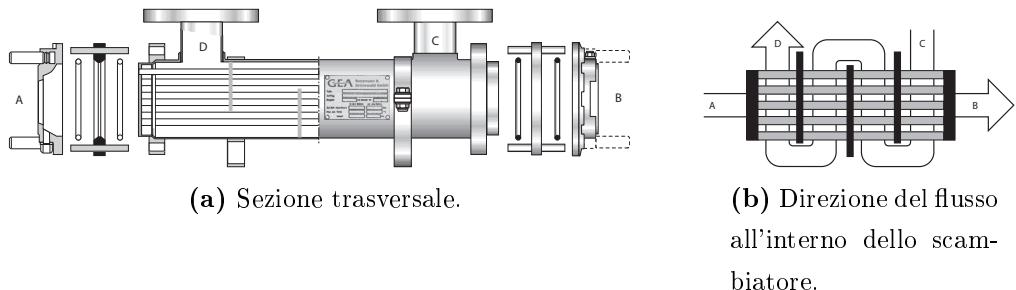


Figura 3.12: Scambiatore di calore a fasci tubieri (Guadagni 2003).

in pressione da quest'ultimo. Hanno il vantaggio di raggiungere coefficienti di scambio elevati e sono molto flessibili in caso di modifiche progettuali. Inoltre sono molto impiegati in campo off-shore grazie al poco spazio richiesto per l'installazione. Negli ultimi anni hanno preso piede i PCHE (*Plate Compact Heat Exchanger*), un'evoluzione degli scambiatori a piastre, molto richiesti per via della loro ulteriore riduzione di ingombro.

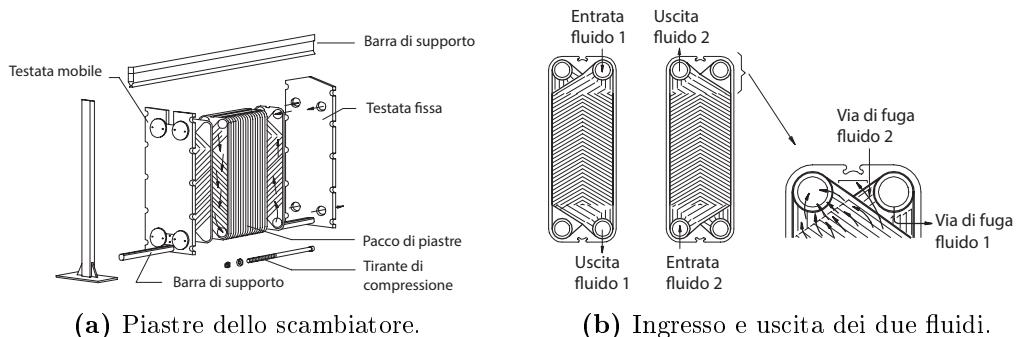


Figura 3.13: Scambiatore a piastre (Guadagni 2003).

3.5.3 Compressori

Il compressore è una macchina operatrice che opera su un fluido compressibile con l'obiettivo di aumentarne la pressione. I compressori possono classificarsi in:

- compressori volumetrici o a flusso intermittente;
- compressori dinamici o a flusso continuo.

La scelta di un idoneo impianto di compressione si realizza tramite il calcolo del rapporto di compressione richiesto, cioè il rapporto tra la pressione di mandata e quello di aspirazione. Il raggiungimento della pressione finale può avvenire in un unico salto oppure tramite più processi in serie: si parla quindi rispettivamente di compressori monostadio o compressori multipli. In caso di compressione multistadio, il gas naturale viene raffreddato ad ogni step tramite refrigerazione interstadio fino alla temperatura di ingresso.

Compressori volumetrici

I compressori volumetrici o a flusso intermittente sono macchine che riducono il volume del gas naturale per aumentare la pressione. I compressori volumetrici possono essere classificati a loro volta in alternativi e rotativi.

Nei compressori volumetrici alternativi (Figura 3.14a) il processo di compressione è realizzato da un pistone che realizza una "corsa" all'interno di un cilindro dotato di valvole di aspirazione e mandata. In una prima fase il pistone porta a compressione il gas all'interno del cilindro che viene poi convogliato alla mandata. Quando il cilindro torna in posizione originale, la riduzione di pressione all'interno del cilindro porta all'apertura delle valvole di ingresso e al ritorno delle condizioni iniziali. Una volta chiuse le valvole di aspirazione il ciclo si ripete. I compressori alternativi sono utilizzati nella compressione di gas naturale per basse portate e alte pressioni e la loro alimentazione è a opera di turbine a gas accoppiate direttamente al compressore (hanno un numero di giri analogo). Gli svantaggi dei compressori alternativi sono legati ai costi di manutenzione non trascurabili e alla creazione di vibrazioni indesiderate e spinte orizzontali alternate. La Figura 3.14c mostra un compressore alternativo a cilindri contrapposti, spesso usato in questo ambito.

I compressori volumetrici rotativi spostano e comprimono il gas naturale tra-

mite l'azione di elementi in moto rotatorio. Nell'ambito del trattamento del gas naturale sono impiegati compressori volumetrici rotativi a vite (*rotary screw*, Figura 3.14d) costituiti da due rotorì accoppiati, di forma elicoidale, che ruotano comprimendo e spostando allo stesso tempo il gas. L'efficienza della macchina dipende in gran parte dai giochi tra i due rotorì. I compressori a vite sono utilizzati per gas a basse pressioni, permettono di raggiungere alti rapporti di compressione con un singolo stadio e il loro utilizzo è ormai consolidato negli impianti frigoriferi (e.g. compressione del *flash gas*).

Compressori dinamici

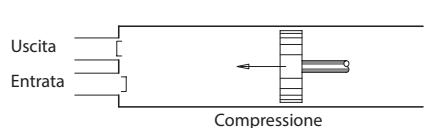
I compressori dinamici sono macchine a flusso continuo in cui la compressione si realizza accelerando l'aria quando questa passa attraverso un elemento rotante ad alta velocità. L'energia cinetica acquisita si trasforma in energia di pressione in parte nell'elemento rotante e in parte in un diffusore statico a valle della girante. I compressori dinamici possono essere centrifughi o assiali.

Nei compressori centrifughi (Figura 3.14e) il gas viene accelerato in una girante e il flusso principale ha direzione radiale. Questi compressori possono essere monostadio o multistadio (Figura 3.14f) e possono gestire portate di gas elevate con notevole flessibilità e mantenendo la pressione di mandata costante. I compressori centrifughi sono le macchine più diffuse nell'industria del gas naturale e hanno come unico limite la portata minima di aspirazione e la macchina motrice più utilizzata è il motore elettrico.

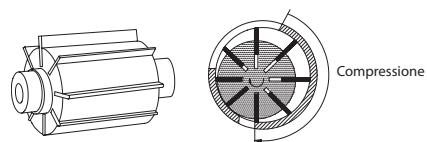
I compressori assiali provocano l'accelerazione del gas tramite un rotore paliottato e il flusso principale acquisisce direzione assiale. Questi compressori sono impiegati soprattutto per la compressione dei fluidi frigoriferi abbinati alla liquefazione dello stesso.

3.5.4 Espansori

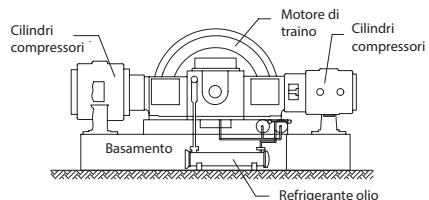
Gli espansori più comunemente utilizzati in questo ambito sono le turbine a impulso radiale e le turbine assiali. Le turbine a impulsi radiali sono larga-



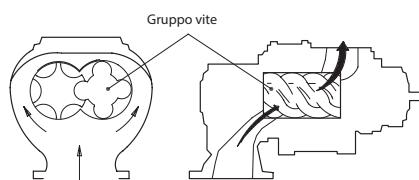
(a) Schema del compressore volumetrico alternativo.



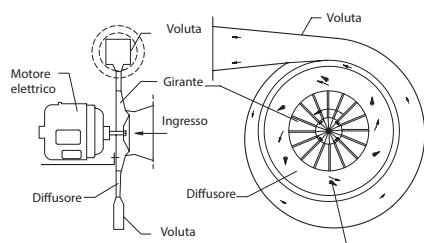
(b) Schema di compressore rotativo a palette.



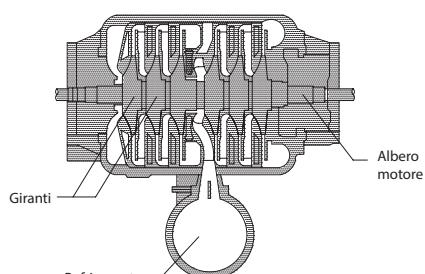
(c) Compressore alternativo a cilindri contrapposti.



(d) Compressore a vite.



(e) Compressore centrifugo monostadio.



(f) Compressore centrifugo multistadio di processo.

Figura 3.14: Compressori (Guadagni 2003).

mente utilizzate e solitamente queste macchine sono molto compatte. Hanno come unico svantaggio il rapporto di espansione limitato, al fine di mantenere un rendimento elevato. Le turbine assiali invece sono impiegate per potenze elevate e portate di gas rilevanti. L'impiego degli espansori non è oggi una prima scelta nel trattamento del gas naturale ma è un ottima alternativa nel campo della refrigerazione. Al contrario dei sistemi tradizionali (a effetto Joule-Thomson o refrigerazione meccanica), gli espansori sono macchine semplici e compatta e in alcuni casi non richiedono l'impiego di potenza esterna al ciclo.

3.5.5 Impianti frigoriferi

Molti processi di trattamento del gas si basano sulla refrigerazione. Il ciclo frigorifero tramite refrigerazione meccanica (Figura 3.15) si realizza tramite la condensazione di un fluido (solitamente freon) in pressione, il quale viene poi fatto espandere nell'evaporatore (*chiller*) attraverso una valvola. All'uscita dall'evaporatore il fluido refrigerante riportato alla pressione originaria tramite un compressore per poi tornare in fase liquida tramite il condensatore. Il fluido refrigerante è scelto in base alla temperatura di evaporazione che si intende raggiungere. Spesso il ciclo frigorifero può svilupparsi in più stadi, nel caso in cui si vogliano raggiungere temperature molto basse.

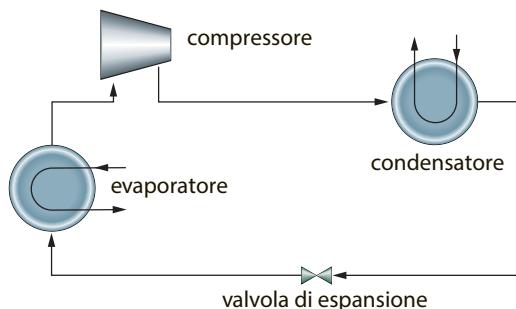


Figura 3.15: Refrigerazione meccanica (Bianco 2005b).

Come detto in precedenza, il trattamento provvisorio non prevede la totale rimozione dell'acqua dal gas naturale. Di conseguenza nel trasporto del gas

naturale in centrale l'acqua può accumularsi negli avvallamenti della condotta, generando così una contropressione. Le cadute di pressione nel trasporto di un fluido in condotta non permettono di operare in modo adeguato e si cerca di diminuire il valore di contropressione tramite diverse soluzioni tecniche. In campo industriale vengono impiegati degli scovoli o *pig*, dispositivi cilindrici o sferici per pulire, ispezionare e misurare le condotte. Nel prossimo capitolo saranno trattate le diverse tipologie di scovolo e le procedure di piggaggio di una condotta in pressione

Capitolo 4

Sistemi di piggaggio in condotta

Il piggaggio, o anche detto *pigging*, è un'applicazione nella quale un dispositivo cilindrico o sferico chiamato scovolo (o *pig*), opportunamente dimensionato, viene spinto all'interno di una condotta tramite variazioni indotte di pressione e flusso del mezzo presente all'interno, tramite l'introduzione di un mezzo esterno o tramite movimento meccanico al fine di pulire, ispezionare, dosare inibitori chimici lungo la tubazione oppure per isolare delle sezioni specifiche della rete.

L'origine del termine inglese *pig* è tuttora incerto: se da una parte viene proposto come l'acronimo di *Pipeline Intervention Gadget*, dall'altra si fa riferimento al rumore che provoca lo scorrimento dello scovolo in condotta, simile al verso di un maiale (Varghese 2011).

Durante gli anni '40 negli Stati Uniti il piggaggio aveva come fine principale la rimozione di paraffina per migliorare l'efficienza delle condotte a olio, quindi per aumentare la produzione e sopperire all'alta domanda legata alle attività belliche della Seconda Guerra Mondiale.

Nel mondo oggi il piggaggio è impiegato per numerosi scopi e la strumentazione è progettata dagli ingegneri in base alle necessità legate all'applicazione.

4.1 Configurazione degli scovoli

L'assemblaggio e configurazione dello scovo di servizio prevede numerose soluzioni:

- **a mandrino** (Figura 4.1a): gli elementi dello scovo sono assemblati sul corpo centrale tramite numerosi bulloni;
- **a bullone singolo** (Figura 4.1b): simile allo scovo a mandrino, gli accessori dello scovo in questo caso sono inseriti tramite un'unica bullonatura longitudinale;
- **a telaio fisso** (Figura 4.1c): sia le tenute che gli elementi guida solo tenuti assieme da un singolo componente in poliuretano;
- **a schiuma** (Figura 4.1d): solitamente con struttura aperta di poliuretano, questi scovoli sono disponibili a diversa densità, a seconda dell'applicazione richiesta. Il rivestimento aumenta la resistenza a usura e la stabilità dell'utensile;
- **sfere** (Figura 4.1e): possono essere piene o riempite con aria, acqua o glicol, possono essere usate come tamponi o rimozione liquidi;
- **articolato** (Figura 4.1f): composto da due o più scovoli uniti tra loro con sistemi di accoppiamento universale. Rappresenta la configurazione base degli scovoli intelligenti;

Gli scovoli a mandrino e a bullone singolo si adattano alla richiesta specifica grazie all'installazione di diversi dispositivi sul corpo centrale:

- **spazzole** (Figura 4.2a): impiegate in primo luogo per la rimozione di depositi compatti come calcare e prodotti da corrosione. Alcune spazzole sono specifiche per favorire l'azione degli inibitori di corrosione e dei biocidi in condotta;

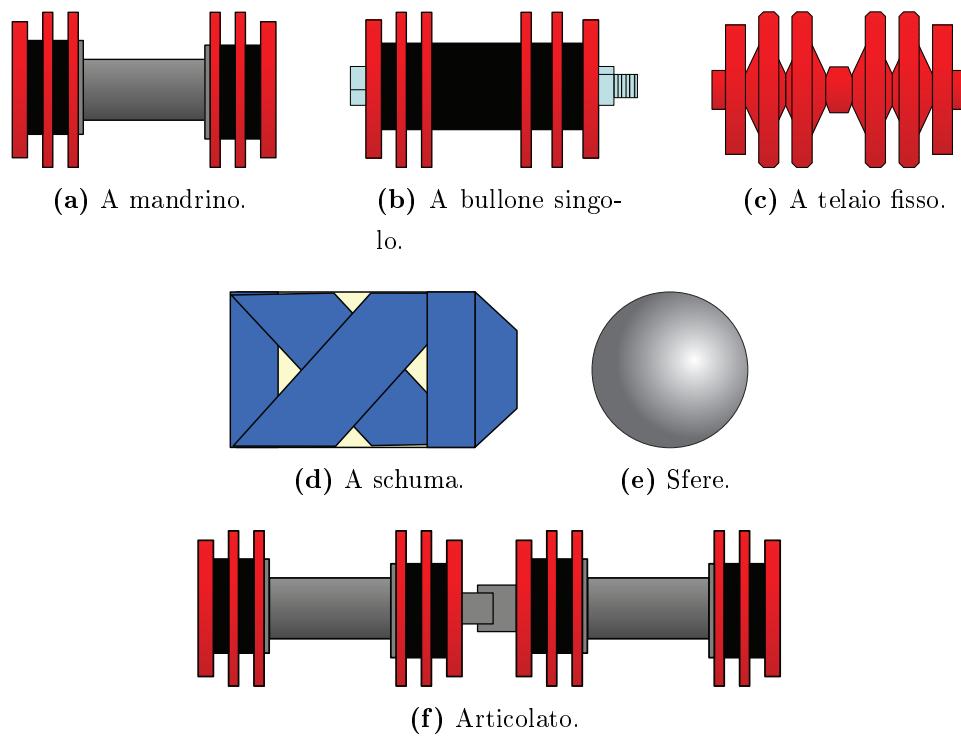


Figura 4.1: Configurazione dello scovolo (Davidson 2002).

- **guarnizioni a tazza** (Figura 4.2b): dispositivi di tenuta idraulica che consente lo spostamento unidirezionale dello scovolo attraverso la spinta di un fluido da monte. Sono utilizzati solitamente anche come dispositivi di *batching*;
- **coppelle coniche** : molto simili alle guarnizioni a tazza, hanno una lieve variazione nella geometria della tenuta;
- **dischi** (Figura 4.2c): accessori utilizzati come tenute idrauliche, per la pulizia e come organi di supporto. A differenza delle guarnizioni a tazza e le coppelle coniche, uno scovolo dotato di dischi può muoversi in entrambe le direzioni;
- **lame** (Figura 4.2d): tramite l’azione di taglio, provvedono alla rimozione di depositi morbidi come paraffina e fanghi, derivanti dal trasporto di olio in linea;
- **magneti** (Figura 4.2e): l’inserimento di potenti magneti sulla circonferenza permette allo scovolo non solo l’asportazione di materiale ferroso dalla condotta, ma anche di attivare i segnalatori posti all’esterno della condotta per monitorarne il tragitto;
- **accessori per la misurazione**: possono essere di varia natura (calibri, dischi misuratori, dispositivi magnetici, etc.) e consentono l’ispezione interna della condotta.

4.2 Obiettivi del piggaggio

Il piggaggio di una condotta viene oggi eseguito in tutte le fasi di vita di un impianto di processo. Data la sua versatilità, è di consuetudine per tutti i settori dell’industria di processo, perciò non esistono delle classificazioni universali degli scovoli impiegati. Una generica distinzione tra *pig* può essere fatta in base all’operazione richiesta: si parla quindi di scovoli di servizio, scovoli per l’ispezione interna e scovoli gel.

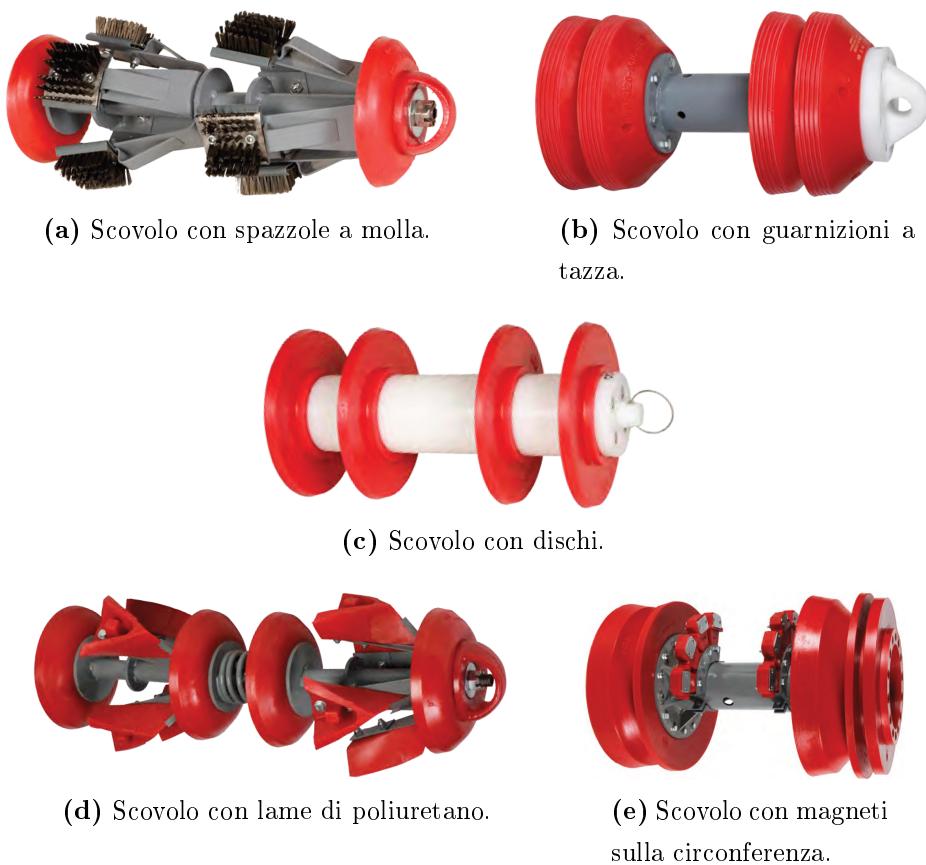


Figura 4.2: Componenti tipici di uno scovolo di servizio (T.D. Williamson, Inc. 2015).

4.2.1 Scovoli di servizio

Qui di seguito sono elencati i motivi legati generalmente all'impiego di scovoli di servizio:

- **pulizia della condotta:** utile per migliorare le condizioni di flusso;
- **separazione dei fluidi o *batching*:** scovoli di separazione tra diversi prodotti chimici da applicare in condotta;
- **spiazzamento della condotta:** specialmente nelle condotte a gas, gli scovoli possono essere utilizzati per spiazzare delle formazioni liquide indesiderate in condotta.

4.2.1.1 Pulizia

Gli scovoli pulenti sono impiegati per mantenere dei livelli di efficienza minimi in condotta. Nel settore degli idrocarburi, qualunque riduzione di portata corrisponde a un mancato introito giornaliero. La riduzione della portata è legata all'attrito e a fattori fisici. Nelle condotte a gas i problemi di produzione sono legati alla presenza di elementi corrosivi, detriti e depositi, polveri e condensati. Nel caso del greggio le condotte risentono della presenza di sabbia e paraffina adesa alle pareti interna della tubazione.

Si valuta l'efficienza di una condotta tramite considerazioni tecniche su flusso, cadute di pressione e costi operativi. Nel momento in cui la condotta necessita di una pulizia interna, si inserisce uno scovolo lungo il tratto interessato.

La configurazione migliore del *pig* pulente consiste in dischi, guarnizioni a tazza e spazzole radiali a molla o lame in poliuretano (Figura 4.4a). I dischi consentono di spingere via i residui solidi oltre a fornire un buon supporto, le guarnizioni provvedono alla tenuta, le spazzole consentono la rimozione di ruggine, detriti e altri residui solidi mentre le lame sono impiegate in condotte a olio, grazie alla maggiore efficacia sulla paraffina e la facilità di pulizia al termine dell'applicazione (Figura 4.4b).

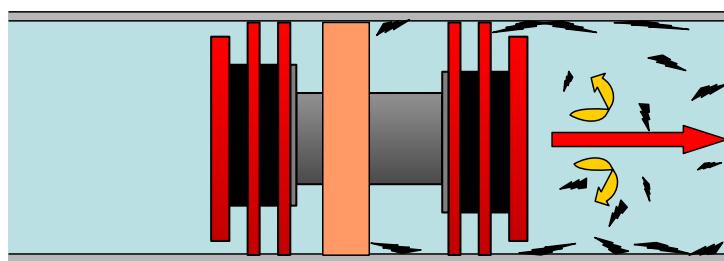


Figura 4.3: Scorrimento dello scovolo di pulizia in condotta e rimozione dei depositi solidi in condotta (Davidson 2002).

Nella pulizia di condotte con mezzi liquidi gli scovoli possono essere dotati di *bypass* (Figura 4.4c), ugelli longitudinali che convogliano del liquido in pressione da monte a valle, evitando così il deposito dei solidi sul fondo e riducendo la velocità di scorrimento del dispositivo.

Gli scovoli di pulizia tradizionali non agiscono propriamente sul materiale metallico come aste, bulloni o utensili lasciati dopo la messa in opera della condotta. Il modo più efficace consiste nell'installazione di nastri magnetici lungo il corpo dello scovolo (Figura 4.4d).



(a) Scovolo con spazzole circolari, guarnizioni a tazza e dischi.



(b) Scovolo a lame con paraffina adesa.



(c) Ugelli di *bypass*.



(d) Scovolo per la pulizia dei residui metallici.

Figura 4.4: Dispositivi di pulizia delle condotte (T.D. Williamson, Inc. 2015).

4.2.1.2 Spiazzamento

Per spiazzamento della condotta si intende la completa sostituzione di un mezzo fluido con un altro. Gli scovoli di spiazzamento o separazione, tramite meccanismi di spinta e di tenuta, consentono di effettuare queste operazioni. Numerose sono le operazioni che necessitano l'impiego di questi dispositivi. I test di tenuta idraulica di una condotta prevedono lo spurgo totale, il riempimento con acqua e la pressurizzazione della linea per un determinato periodo di tempo tramite scovoli di spiazzamento. Altri impieghi sono la separazione tra idrocarburi e gas inerte per poter effettuare riparazioni sul campo o lo spiazzamento di liquidi indesiderati da linee a gas.

La configurazione generica è rappresentata dagli scovoli a quattro tazze di tenuta, tenute in contatto con le pareti della condotta. Per ovviare alle variazioni di diametro interno, si utilizzano delle guarnizioni a tazza a più labbra di tenuta (*multi-lipped cup*, Figura 4.5a).

Gli scovoli a dischi bidirezionali (Figura 4.5b) sono tipicamente usati nelle operazioni di riempimento e spiazzamento acqua in condotta, associati quindi ai test di tenuta. La possibilità di agire in direzione doppia consente la ricollocazione del dispositivo in posizione iniziale nel caso in cui si preveda un possibile blocco in condotta.

Le sfere (Figura 4.5c) sono la soluzione ideale per la rimozione di liquidi da linee a gas. I sistemi di piggaggio a sfere sono progettati per il lancio e la ricezione in automatico, con un numero di sfere che può variare in base alle richieste specifiche. Sul punto di ricezione, si prevede l'installazione di uno *slug catcher* per ovviare al volume di liquido associato alle sfere. Le condotte a gas sono normalmente progettate per l'uso di sfere, ciò non vuol dire che possano essere piggabili da scovoli convenzionali.

Schiume a bassa densità senza rivestimento (Figura 4.5d) sono impiegate per asciugare la condotta dopo l'operazione di spiazzamento d'acqua. Questi *pig* hanno come unico svantaggio la possibilità di potersi bloccare in opera.



Figura 4.5: Diverse tipologie di trappole di lancio (T.D. Williamson, Inc. 2015).

4.2.1.3 Separazione dei fluidi

In alcune applicazioni si richiede l'immissione di uno o più prodotti separatamente. Nella condotta si possono creare delle condizioni di "contaminazione" a causa di:

- regime di flusso;
- geometria della condotta;
- procedure operative.

Al fine di ovviare al contatto tra i diversi prodotti, si impiegano in condotta degli scovoli tampone o *batching pig*, dispositivi di tenuta idraulica in grado di evitare il contatto tra i singoli *slug*. La Figura 4.6 mostra un'applicazione tipica: i primi due *slug* di acqua dolce provvedono alla desalinazione precedentemente percorsa da acqua di mare, mentre gli *slug* di glicol permettono la deidratazione e l'inibizione degli idrati.

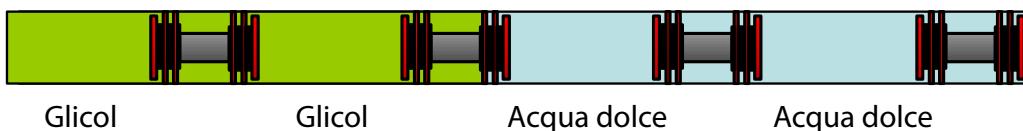


Figura 4.6: Desalinizzazione della condotta con treni di acqua dolce e glicol (Davidson 2002).

Gli scovoli impiegati per la separazione di prodotti sono gli stessi per lo spiazzamento: in particolar modo si parla di guarnizioni a tazza, coppelle coniche e dischi bidirezionali.

4.2.2 Strumenti di ispezione interna

Questi dispositivi provvedono a fornire informazioni sulle condizioni della condotta, così come l'estensione e la localizzazione di qualsiasi problema presente. Gli scovoli di ispezione interna più semplice sono di misurazione meccanica.

Lo scovolo a piastra spessimetrica (Figura 4.7a) è un dispositivo di misurazione molto semplice: lo strumento di misura consiste in un disco dal diametro pari al 95% di quello della condotta interna. Associato a un emettitore acustico, lo scovolo emette un segnale quando si presenta un restringimento, fornendo quindi indicazioni agli operatori per la riparazione della condotta. Lo scovolo calibro (Figura 4.7b) è utile alla misurazione della geometria interna della condotta. Un sistema di leve metalliche radiali, in questo caso definito calibro, è collegato a un dispositivo di registrazione interno, il quale tiene traccia del profilo interno della condotta in funzione della posizione.

Al fine di venire incontro alle esigenze di misurazione sempre più precise, negli ultimi anni sono state sviluppate delle tecnologie che non impiegano dispositivi meccanici per l'ispezione: sono definiti scovoli intelligenti o *smart pig*.



(a) Scovolo a piastra spessimetrica.



(b) Scovolo calibro.

Figura 4.7: Scovoli di ispezione interna tradizionali (T.D. Williamson, Inc. 2015).

Scovoli intelligenti o *smart pig*

Questi scovoli sono strumenti utili all’ispezione della condotta, capaci di svolgere operazioni complesse come mappatura, misurazioni geometriche, individuazione di crepe, assottigliamento localizzato della condotta. Oggi il piggaggio intelligente è considerato un settore industriale indipendente, data l’importanza dell’applicazione.

Il concetto di piggaggio intelligente nasce nel 1963 dal settore ricerca della Shell e brevettarono un metodo di ispezione basato sulle correnti parassite. Attualmente le due tecnologie maggiormente impiegate sono gli scovoli a dispersione di flusso magnetico (*Magnetic Flux Leakage*, MFL) e gli scovoli a ultrasuoni. Gli scovoli MFL (Figura 4.8) si basano sul principio della misurazione della dispersione di flusso magnetico legata al volume delle perdite metalliche, quindi allo spessore della parete della condotta. Questo scovolo funziona in mezzi gassosi e/o liquidi. La valutazione finale dei dati viene raffinata negli anni poiché è frutto di misurazioni indirette, legate quindi a un processo interpretativo.

L’alternativa all’MFL consiste nell’impiego di misure a ultrasuoni. In questo caso la parete della condotta viene calcolata tramite misurazione diretta, il che rende questa tecnologia molto più affidabile rispetto al controllo della dispersione di flusso magnetico. Ha lo svantaggio di non potere essere utilizzata con mezzo gassoso: il suo impiego in questo caso prevede l’utilizzo di un mezzo liquido di riempimento prima di poter effettuare le operazioni di

misura.



Figura 4.8: Scovolo a dispersione di flusso magnetico (T.D. Williamson, Inc. 2015).

La ricerca nel settore degli scovoli intelligenti è molto attiva e le soluzioni in commercio sono innumerevoli. Fra queste troviamo i *pig* a neutroni, utili per rilevare nelle condotte sottomarine le sezioni non più sotterrate (*span*). Le aree a contatto con l'acqua sono soggette a maggiori fenomeni di danneggiamento. Nella pratica comune vengono impiegati degli strumenti esterni per rilevare degli *span*, attraverso lo scovolo a neutroni si riducono il numero di indagini e si migliora l'accuratezza dell'analisi.

Altri esempi includono delle videocamere montate sullo scovolo, impiegate per l'ispezione interna visuale oppure scovoli per il rilevamento di curvature in condotte nelle aree artiche, corrispondenti a sollecitazioni locali causate dalle differenze di temperatura.

4.2.3 Scovoli gel

In questo caso non si parla di dispositivi di forma propria, bensì di sistemi a base di liquidi gelificati (Figura 4.9) che sono sviluppati per le operazioni ausiliare in condotta come avvio della produzione, operazioni di supporto agli scovoli tradizionali o programmi di mantenimento.

La maggior parte dei gel impiegati sono a base acqua, tuttavia possono essere anche a base di glicol, metanolo o altre sostanze liquida a seconda delle esigenze tecniche.

I tipi di scovoli gel disponibili sono:

- **gel di *batching***;

- gel per cattura di detriti;
- idrocarburi gelificati;
- gel disidratanti

I principi applicativi degli scovoli gel vanno dalla separazioni delle diverse fasi liquide alla rimozione dei detriti, dai test di riempimento condotta allo spiazzamento dei liquidi indesiderati, fino all'impiego di sostanze chimiche come inibitori o biocidi. Importante sottolineare l'impiego del gel nello sblocco di scovoli tradizionali incastrati in condotta.

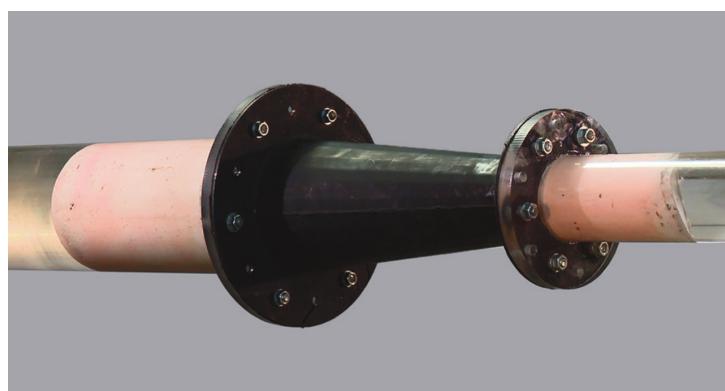


Figura 4.9: Scovo gel EVO-Pig, Aubin Ltd (Johnston 2015).

4.3 Procedure di lancio e recupero del pig

Gli scovoli possono essere inseriti direttamente in condotta tramite dispositivi a spola. Tuttavia l'immissione e il recupero del *pig* in condotta avviene normalmente tramite trappole di lancio e di ricezione. La scelta delle trappole di lancio e di ricezione dipende da numerosi fattori.

Le trappole sottomarine e quelle su terraferma hanno configurazione diversa. Si richiedono inoltre dispositivi di sicurezza addizionali al fine di garantire la sicurezza nelle operazioni. Dal rispetto della sequenza operativa nell'apertura e chiusura delle valvole della trappola dipende la probabilità di successo

dell'applicazione: un'errata apertura o regolazione di una valvola può portare al blocco dello scovolo in condotta.

Le tipologia e la dimensione dello scovolo condizionano la scelta di una trappola di lancio o di ricezione. Nel caso di impiego di sfere le trappole possono essere più corte rispetto a quelle dedicate agli scovoli a mandrino. Al contrario, con l'impiego di scovoli intelligenti, la lunghezza richiesta aumenta notevolmente.

In molti casi le operazioni di piggaggio avvengono con il lancio di più scovoli contemporaneamente: ciò prevede l'utilizzo di organi di lancio e ricezione che possano contenere tutte le unità immesse nella condotta, aumentando così la lunghezza richiesta per la trappola.

Le trappole possono essere installate in modo permanente o temporaneo. In questo caso la configurazione cambia in modo sostanziale, così come i dispositivi di chiusura. Le trappole temporanee possono avere una chiusura semplice a flange, le trappole permanenti tendono a prediligere l'utilizzo di portelloni di chiusura rapida (Figura 4.10). La configurazione della trappa-



(a) Chiusura a anello con morsetto.



(b) Chiusura con rivestimento filettato.

Figura 4.10: Dispositivi di chiusura a portelloni delle trappole di lancio e ricezione (T.D. Williamson, Inc. 2015).

la si adatta al metodo di lancio degli scovoli in condotta. Un treno di più *pig* può essere lanciato assieme oppure individualmente a intervalli stabiliti, interrompendo più volte il flusso del fluido di spinta per inserire un nuovo scovolo. Lo stesso scovolo può essere introdotto senza interrompere la produzione, pareggiando di volta in volta le condizioni di pressione della trappola

con la condotta interessata.

Una tipica trappola di lancio (Figura 4.11) prevede le seguenti valvole installate:

- **valvola di bypass (*mainline bypass valve*)**: la valvola principale regola il passaggio del flusso per la trappola o meno;
- **valvola di ventilazione (*vent valve*)**: l'apertura e la chiusura regolano le condizioni di pressione nella trappola, consentono la depressurizzazione per l'inserimento dello scovolo in sicurezza;
- **valvola di drenaggio (*drain valve*)**: utile al drenaggio per gravità del liquido all'interno della trappola, non necessaria se il mezzo di propulsione è a gas;
- **valvola di piggaggio (*pigging valve*)**: mantiene lo scovolo all'interno della trappola fino alla sua apertura;
- **valvola di kick (*trap kicker valve*)**: l'apertura della valvola conferisce la spinta idraulica necessaria allo scovolo per scorrere nella condotta;

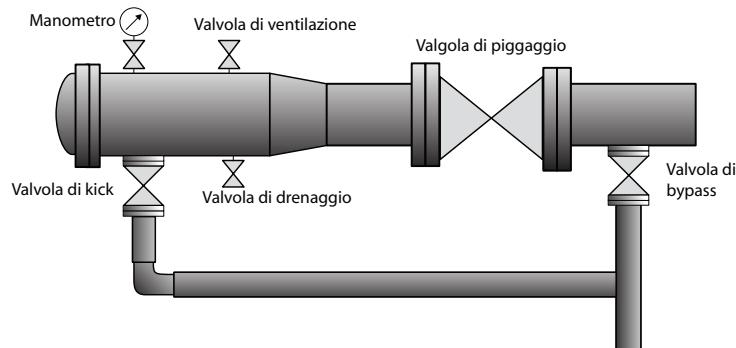


Figura 4.11: Configurazione base di una trappola di lancio (Davidson 2002).

Le trappole di ricezione sono leggermente dai sistemi di lancio. La differenza sostanziale risiede nella lunghezza della trappola e la collocazione degli indicatori di posizione, necessari in entrambi i dispositivi per verificare l'avvenuto lancio o ricezione degli scovoli.

4.3.1 Esempi di configurazione di sistemi di piggaggio

Le trappole di lancio e di ricezione possono apparire simili nella configurazione, ma sul campo sono nettamente diversi appunto per la variazione di geometria richiesta per le due applicazioni. I sistemi di piggaggio sono progettati per adattarsi alle specifiche della condotta e per svolgere diverse operazioni nel tempo. I sistemi di lancio/ricezione possono essere pensati in numerosi modi:

- **lancio verticale** (Figura 4.12a): lancio di scovoli in posizione verticale, possibilità di automatizzare il processo;
- **lancio standard del pig** (Figura 4.12b): è possibile il lancio di un solo pig alla volta;
- **lancio doppio o duale** (Figura 4.12c): combinazione di due trappole in parallelo su due condotte diverse, ma racchiuse in un unico sistema. Sistemi di questo tipo sono utilizzati dove si richiede il minore ingombro possibile, come in ambito *off-shore*;
- **sistema di batch automatico** (Figura 4.12d): sistema automatizzato di lancio di treni di *slug* interfacciati da degli scovoli di separazione;
- **lancio inclinato** (Figura 4.12e): principio simile alle trappole verticali, la maggiore distanza di lancio consente un maggiore controllo dello scovolo in immissione;
- **lancio combinato pig/sfera** (Figura 4.12f): per esempio, nello spiazzamento dell'acqua tramite sfere e la deidratazione tramite scovoli a schiuma;
- **sistemi di piggaggio automatico** (Figura 4.12g): sistemi totalmente automatizzati, capaci di inviare da remoto diversi tipi di scovolo (sfere, scovoli, etc.). Agli alti costi iniziali e operativi fa fronte l'alta efficienza delle applicazioni;

- **sistemi di lancio per *pig* di ispezione in linea** (Figura 4.12h): simili alle trappole convenzionali ma con camere di recupero molto più lunghe, per via delle dimensioni dello scovolo di ispezione interna.

4.4 Mezzo di spinta del piggaggio

In linea di massima si preferisce sospingere lo scovolo tramite un fluido incomprimibile. I liquidi incomprimibili consentono un maggiore controllo della velocità del *pig* e minore usura delle guarnizioni, ottimizzando quindi l'efficacia e la tenuta idraulica dello strumento. Liquidi come acqua, olio o prodotti chimici e di processo possono essere utilizzati come mezzi di spinta. Gli organi di tenuta idraulica devono essere idonei con l'utilizzo di tale mezzo liquido. I gas, essendo comprimibili, acquistano notevole energia in forma di pressioni prima che lo scovolo cominci a scorrere lungo la condotta. L'impiego di mezzi gassosi deve tenere conto di questi aumenti di pressione in condotta. Un apporto non sufficiente di gas, quindi una pressione non adeguata a monte dello scovolo, può generare un movimento del dispositivo a scatti (*stop-start motion*). L'effetto può essere attenuato con il giusto dimensionamento e mantenendo la contropressione a monte costante al fine di mantenere la velocità dello scovolo costante. Quando si impiegano dei gas come mezzi di spinta, è importante ricordare un possibile aumento dell'usura degli organi di tenuta. Quando il mezzo di spinta consiste in un fluido multifase, si devono tenere in considerazione gli aspetti legati ai mezzi comprimibili e incomprimibili. L'impiego di più fasi possono generare flussi a *slug* e le condotte, così come le trappole, devono essere progettate per questa applicazione (e.g. installazione di *slug catcher* in prossimità della trappola di ricezione).



(a) Trappola di lancio verticale.



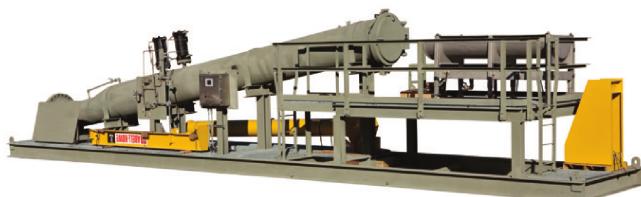
(b) Trappola di lancio standard.



(c) Trappola di lancio duale.

(d) Sistema di *batching* in automatico.

(e) Trappola di lancio inclinata.



(f) Trappola per il lancio combinato scovolo/sfere.



(g) Sistema di piggaggio automatico.



(h) Trappola di lancio per ispezione in linea.

Figura 4.12: Diverse tipologie di trappole di lancio (T.D. Williamson, Inc. 2015).

4.5 Progettazione del sistema di condotte per il piggaggio

Il sistema deve essere progettato in modo tale da evitare imprevisti nelle operazioni di piggaggio. Di conseguenza ci sono degli importanti elementi di design da tenere in considerazione.

4.5.1 Lunghezza del cammino del pig

La distanza tra le varie trappole dislocate su una linea è determinata dalla lunghezza della condotta e dalla possibilità di installazione degli organi di lancio e di ricezione. La distanza massima percorribile da uno scovolo dipende dal tipo di mezzo di spinta dello scovolo:

- 160 km per linee a gas;
- 240 km per linee di produzione (multifase);
- 320 km per linee a olio.

Le distanze massime percorribili dallo scovolo sono riferite non allo spostamento fisico, bensì al percorso massimo con livelli minimi di efficacia del piggaggio. Come già detto in precedenza le linee a gas sono molto più abrasive e tendono a consumare più velocemente gli organi di tenuta. Le linee a olio offrono una lubrificazione naturale del dispositivo, garantendo una distanza doppia rispetto a quelle a gas.

4.5.2 Raggio di curvatura

Ogni scovolo è progettato per attraversare determinati raggi di curvatura minimi della condotta. Assieme al raggio di curvatura si fa riferimento all'angolo di curvatura, riferito al cambio di direzione della linea. In questo ambito i raggi di curvatura sono espressi in R/D, rapporto tra il raggio di

curvatura e il diametro nominale della condotta. Solitamente si fa riferimento a 1,5 R/D per condotte a gas, 3 R/D per condotte a olio e 1 R/D per piccole condotte di raffineria.

4.5.3 Tipologia di valvole presenti

Le valvole a sfera moderne, o rubinetti sferici, garantiscono il passaggio degli scovoli lungo la linea. In presenza però di rubinetti sferici di vecchia generazione, quindi non progettati per il piggaggio della condotta, può accadere il blocco del dispositivo (Figura 4.13a). Al fine di prevenire il blocco deve essere tenuta in stretta considerazione la dimensione della sede della valvola in rapporto alla lunghezza dello scovolo.

In presenza di valvole di ritegno, lo scovolo deve essere abbastanza grande da oltrepassare la valvola e mantenerla completamente aperta. Scovoli e sfere troppo piccole possono permanere nella sede della valvola, mantenendola aperto e bypassando di fatto il dispositivo (Figura 4.13b).

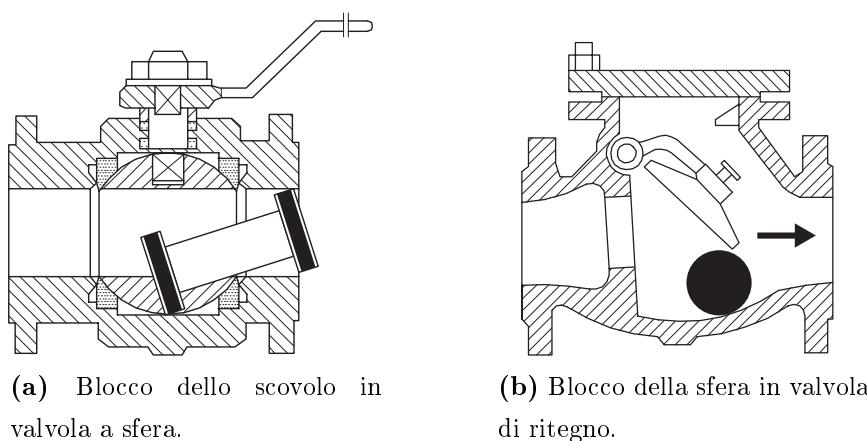


Figura 4.13: Blocco degli scovoli in corrispondenza di valvole (Guadagni 2003).

4.5.4 Indicatori di passaggio del pig

Gli indicatori di passaggio dello scovolo sono utilizzati per rilevare l'attraversamento del *pig* per un determinato punto della condotta, oppure per verificare l'avvenuto lancio o ricezione. Gli indicatori sono importanti nei sistemi automatizzati di piggaggio poiché sono collegati alle valvole e alle stazioni di pompaggio, le quali si attivano una volta giunto lo scovolo in posizione.



(a) Indicatore di posizione a bandierina.



(b) Indicatori di posizione elettronici a bandierina.



(c) Indicatore di posizione magnetico.

Figura 4.14: Indicatori di posizione dello scovolo in condotta (T.D. Williamson, Inc. 2015).

4.5.5 Altri dettagli progettuali

I raccordi a T (*tee*), la cui condotta di ingresso supera la metà del diametro della condotta principale, richiedono l'installazione di guide, al fine di prevenire il bloccaggio dello scovolo. Le guide possono essere di varia natura, come *coupon* o *tee barred*. Inoltre si evitano l'installazione di raccordi a T

adiacenti l'un l'altro.

Le condotte laterali possono essere installate, lo scovolo in questo caso deve avere lunghezza superiore alla sede di immissione della condotta.

Delle variazioni drastiche del diametro interno vanno evitate. Lo scovolo deve essere adatto alle variazioni di dimensione interna e deve garantire la tenuta in tutte le sezioni interessate dal piggaggio. La stessa considerazione deve essere effettuata per linee costituite da condotte con diametro nominale diverso.

4.6 Bloccaggio dello scovolo

Il piggaggio presenta in generale determinati rischi: a prescindere dalle precauzioni prese, esiste sempre una minima probabilità che questo evento accada. Il blocco dello scovolo in condotta (*stuck pig*) può creare ostruzione completa (*full stuck pig*) interrompendo la produzione e causando notevoli danni. La chiusura può essere parziale (scovolo in *bypass*): le conseguenze non sono immediate e occorre in ogni modo rimuovere il dispositivo incastrato in condotta.

La condizione di *stuck pig* è caratterizzata da:

- bassa frequenza dell'evento;
- cause difficilmente identificabili;
- una soluzione non idonea può portare al peggioramento delle condizioni iniziali.

In caso di blocco dello scovolo si devono limitare azioni impulsive, individuare la soluzione finale certa per la risoluzione del problema, pianificare diversi tentativi per comprendere la soluzione migliore in termine di tempi e costi.

4.6.1 Soluzioni

Ogni possibile soluzione da adottare richiede delle condizioni al contorno da soddisfare, delle precise procedure e sequenze operative da seguire e degli effetti, cioè le conseguenze che l'applicazione può apportare. Le soluzioni possono essere classificate in:

- **preliminari:** verifica della situazione e dello stato del problema;
- **di tentativo:** la soluzione può risolvere o meno il blocco;
- **di localizzazione:** per comprendere la posizione dello scovolo, a volte possono portare allo sblocco non programmato;
- **meccaniche:** interventi meccanici puntuali sulla tubazione o su un tratto più o meno esteso;
- **ausiliarie:** tentativo di mitigazione del problema (e.g. passaggio dalla condizione di *full stuck pig* a quella di scovolo in *bypass*).

4.6.2 Fasi operative

Il primo step per l'analisi della procedura di sblocco più idonea prevede la raccolta dei dati inerenti le condizioni di impianto, le caratteristiche del fluido e dello scovolo. Conoscendo le condizioni al contorno iniziali si scartano le soluzioni non applicabili nel determinato contesto.

Il secondo step consiste nella valutazione delle diverse soluzioni possibili, valutando quella che minimizza tempi e costi. Questa soluzione di riferimento sarà l'elemento base per l'elaborazione in seguito di alternative possibili. È importante comprendere le probabilità di insuccesso e gli effetti negativi associati alla soluzione di riferimento, utile alla formulazione di una stima dei tempi e costi della procedura di sblocco.

Dalla soluzione di riferimento si esaminano tutte le soluzioni di tentativo che possano aumentare la probabilità di riuscita della procedura. Alcune soluzioni di tentativo possono portare all'effetto opposto, sancendo l'inapplicabilità

della soluzione di riferimento.

Una volta prese in considerazione le soluzioni di tentativo e quella di riferimento, si studiano nel complesso le varie combinazioni in sequenza temporale e si comprende quale successione possa avere più probabilità di successo. Le sequenze di soluzioni con un costo complessivo medio-basso rispetto alla soluzione di riferimento sono considerate valide alternative a quella principale.

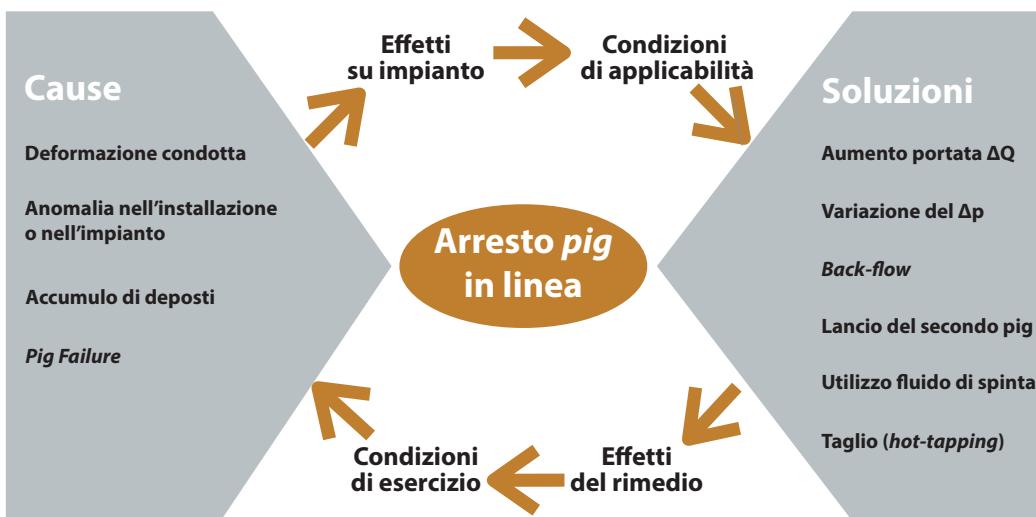


Figura 4.15: Possibili cause e soluzioni legate all'arresto di *pig* in linea (Lulio et al. 2006).

Come si

Capitolo 5

Linea di produzione di Verdicchio: tensioattivi per lo spiazzamento dell'acqua in condotta

Il giorno venerdì 12 giugno 2015 è stato effettuato il test di campo del foamer Chimec Phoenix 6163 presso il campo SNM. Dopo l'esperienza tra il 23 e il 27 febbraio 2015 presso il pozzo CZT-2d, obiettivo primario del test è stato quello di spiazzare l'acqua dalla linea San Marco (lunghezza 13,6 km, diametro 4"), così da diminuire le cadute di pressione e favorire la produzione dei pozzi a monte. I risultati ottenuti sono stati:

- acqua spiazzata: 12,74 m³
- tempo impiegato: 2h10m
- pressione minima: 5,5 bar

I tempi di spiazzamento, estremamente brevi, sono collegati al comportamento del foamer. Grazie alla conformazione della mandata e alla miscela con acqua, il tensioattivo ha agito come un "pig" chimico, capace di spiazzare l'acqua dalla condotta con conseguente guadagno in termine di tempo e praticità.

5.1 Polo produttivo di San Giorgio Mare

La centrale di San Giorgio Mare (centrale SGM), collocata nel Comune di Fermo in Località Marina Palmense (FM), è destinata all'attività di produzione, compressione e trattamento di gas naturale ed è stata sviluppata a cavallo tra il 1970 e il 1972. L'impianto rientra nella Business Unit Asset Idrocarburi della Edison S.p.A. ed è gestito dal Distretto Operativo di Sambuceto (CH) che cura inoltre la Direzione di tutte le attività del Sistema di Gestione Integrato dell'Ambiente e della Sicurezza. Il polo produttivo di San Giorgio Mare comprende:

- pozzi relativi alle concessioni off-shore di Vongola Mare (VGM1), San Giorgio Mare (SGMC, SGM3, SGM6) e concessioni in-shore Verdicchio (VRD-1), San Marco (SNM1-2-3), Cozza Terra (CZT-2D), Cassiano1D, Castellaro 1;
- linee di collegamento tra pozzi e centrale SGM;
- centrale SGM;
- vasche e serbatori di raccolta acque e gasolina;
- punti di collegamento con le reti di distribuzione a carattere nazionale (Snam Rete Gas e SGI S.p.A.).

La centrale SGM riceve il gas proveniente dai pozzi e le piattaforme off-shore mediante una tubazione sottomarina (*sealine*) da 8" di diametro o da 8 NPS (*Nominal Pipe Size*, dimensione nominale della condotta), e 10 NPS dal campo SGM. Il gas proveniente dai campi on-shore arriva in centrale tramite condotta sotterrata da 6 NPS. Recentemente la centrale MAM è stata collegata alla rete on-shore dove, tramite una condotta da 4 NPS, convoglia il gas associato alla produzione di olio di Sarago Mare (SGM).

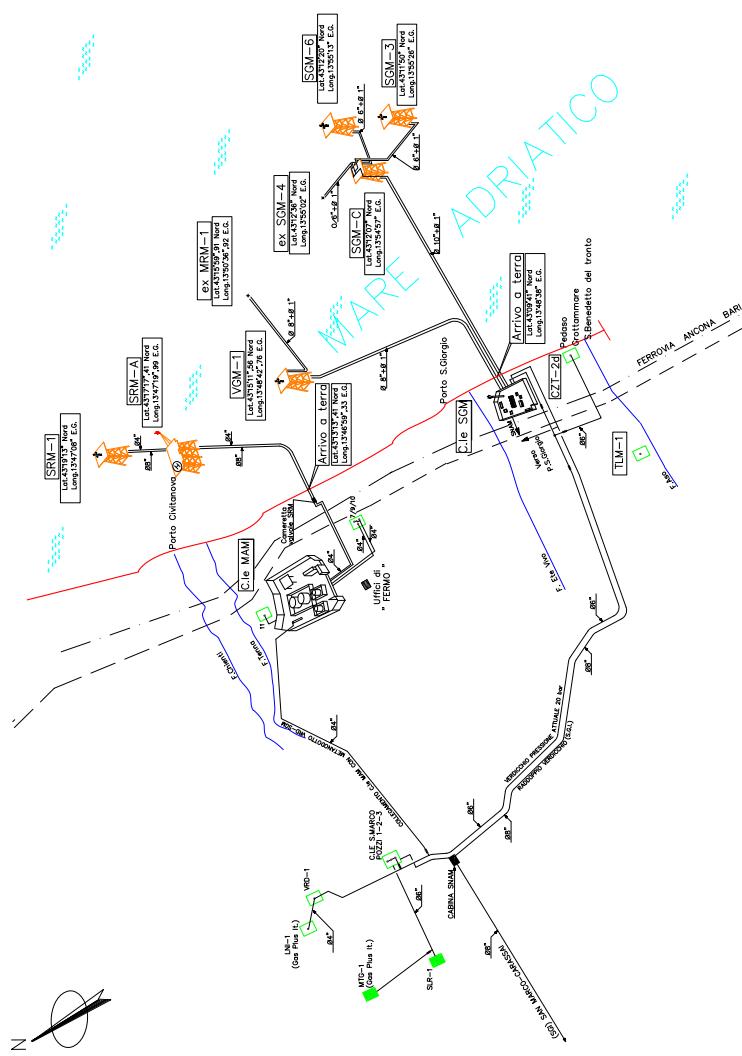


Figura 5.1: Piantometria delle installazioni on-shore e off-shore relative al polo produttivo di San Giorgio Mare.

5.1.1 Descrizione delle aree pozzo interessate

5.1.1.1 Verdicchio

5.1.1.2 San Marco

5.1.2 La centrale di San Giorgio Mare

La centrale SGM si trova nel cuore del polo produttivo di San Giorgio Mare, nella Località Marina Palmense (FM), a circa 300 m di distanza dalla costa e 200 m dall'autostrada A14. L'area complessiva interessata è di circa 30.000 m², di cui 300 m² dedicata agli uffici e alla sala controllo. Le principali attività svolte dal polo produttivo di San Giorgio Mare sono:

- produzione di gas dal giacimento;
- separazione dell'acqua e gasolina (principalmente dal pozzo SGM6) associate al gas naturale;
- stoccaggio e spedizione dell'acqua di strato;
- compressione del gas naturale;
- disidratazione del gas naturale;
- vendita del gas naturale, previa misura fiscale.

5.1.2.1 Impianti di processo

Separatori

I separatori S-101, S-111, S-112 sono separatori orizzontali, S-101 e S-111 sono separatori bifase mentre S-112 è un separatore trifase, dedicato al gas a condensati proveniente dai campi off-shore di San Giorgio Mare. La geometria dei separatori è diversa e va da un volume minimo di S-101 pari 2.100 litri a un massimo di S-111 pari a 10.500 litri. L'acqua di strato viene inviata tramite autobotti alla centrale MAM e pompata nei pozzi di reiniezione, come

previsto da autorizzazione. La gasolina proveniente dal solo separatore S-112 è inviata all'impianto di trattamento dedicato. La regolazione dei rispettivi livelli avviene tramite valvole di controllo livello (LCV, *Level Control Valve*), mentre la pressione dei separatori è regolata tramite la valvola di controllo della pressione (PCV, *Pressure Control Valve*).

Compressori

L'impianto di compressione è costituito da:

- compressore (K-101 e K-202): motocompressori alternativi (monostadio a doppio effetto) della Nuovo Pignone. I cilindri sono lubrificati e il raffreddamento è ad acqua. Ogni compressore lavora con un rapporto di compressione di 1:3 e sono configurati in serie in modo tale da portare la pressione da 5-7 bar a 45-60 bar.
- motore compressore: motore Waukesha (General Electric) endodermico a ciclo Otto alimentato a gas, cilindrata totale da 115.400 cm³. La potenza della macchina è di 1547 BHP (*British Horse Power*, cavallo vapore britannico) a 1200 RPM (*Revolutions Per Minute*, giri al minuto);
- aerorefrigerante (A-101 e A-201): impianto di raffreddamento ad aria della Nuovo Pignone che raffredda il gas una volta compresso. L'aerorefrigerante è costituito oltre che dalla sezione di refrigerazione del gas di processo anche da due sezioni per la refrigerazione delle acque ausiliarie.

Unità di condensazione a bassa temperatura

La disidratazione e degasolinaggio avviene a opera di un'unità di condensazione a bassa temperatura. L'impianto è del tutto equivalente a un LTS convenzionale, al quale però è aggiunto uno scambiatore gas-freon associato



(a) Vista da Sud dell'impianto di compressione complessivo.



(b) Impianto di raffreddamento ad aria A-201.



(c) Compressore K-201.

Figura 5.2: Impianto di compressione del gas naturale, centrale SGM.

a unità frigorifera poiché le pressioni in ingresso in centrale non sono sufficienti a garantire una differenza di pressione sulla duse tale da raggiungere le temperature desiderate in camera di espansione. L'unità di condensazione è costituita da:

- **scambiatore gas/gas:** costituito da due cilindri da 16" di diametro e 24 ft di lunghezza in serie, superficie di scambio totale di 162 m², il gas viene pre-raffreddato tramite scambio termico con il gas freddo in uscita dall'unità, il quale viene a sua volta riscaldato in uscita dall'unità di condensazione;
- **duse di espansione:** utile a raffreddare il flusso tramite controllo pressione e semplice espansione del gas;
- **trappola di idrati:** capacità separata in due compartimenti da una placca forata verticalmente;
- **scambiatore gas-freon,** anche detto **evaporatore chiller:** accoppiato con un'unità frigorifero, utile al raggiungimento della temperatura finale di -15°C.
- **separatore orizzontale a bassa temperatura:** separatore a freddo bifasico di 26" di diametro, l'evacuazione del liquido è regolata dalla LCV.



Figura 5.3: Pompe dosatrici per iniezione di glicol.

Pompe dosatrici

Riscaldatori

Filtri

5.1.2.2 Sicurezza

Sicurezza degli impianti di processo

Sicurezza detenzione gas

Rilevazione incendio

Sistema antincendio

5.1.2.3 Utenze

Rete elettrica

L'energia elettrica arriva in centrale alla tensione di 10 kV e viene convogliata al quadro a media tensione (QMT-1), previsto per una tensione nominale di 10/20 kV, 50 Hz in sistema trifase a neutro isolato. Il quadro è costituito da un arrivo e due partenze, da cui sono alimentati due trasformatori da 800 kVA, i quali convertono la tensione a 380 V. La corrente passa infine dai trasformatori al quadro a bassa tensione tramite cavo unipolare. Per l'alimentazione degli ausiliari è previsto un raddrizzatore con relativa batteria di accumulatori. L'impianto luce è collegato con un trasformatore a monte da 30 kVA che converte la tensione da 380 V a 220 V. In caso di

Sala controllo

5.1.3 La linea Verdicchio

5.2 Configurazione sperimentale: materiali e modalità di esecuzione

5.2.1 Schiumogeno

Il prodotto CHIMEX Phoenix 6163 è uno schiumogeno; disiolto in acqua, fa diminuire notevolmente la tensione interfacciale che compete alla superficie di separazione fra la soluzione diluita così ottenuta e la fase gassosa.

5.2.2 Antischiuma

Il prodotto CHIMEC Phoenix 8161 è un antischiuma che favorisce l'avanzamento della schiuma a valle del separatore, con conseguenze decisamente negative sull'impianto.

5.2.3 Punto di iniezione - San Marco

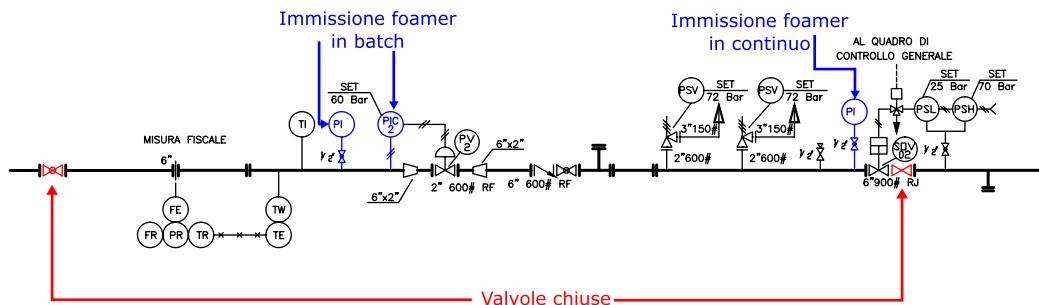


Figura 5.4: Layout linea di mandata SNM, modalità di applicazione del batch.

5.2.4 Apparati di misura**5.2.5 Iniezione in-batch****5.2.6 Iniezione in continuo**

I parametri di pressione e temperatura sono stati monitorati tramite un termomanometro digitale installato sulla linea di mandata, tra la Fisher e le valvole di blow-down, in corrispondenza dei due spool flangiati. Il defoamer è stato iniettato all'ingresso del separatore con una portata di 30 litri orari, in continuo, tramite l'utilizzo di pompe dosatrici già presenti alla centrale SGM ((Figura 5.3)).

5.3 Risultati e discussione**5.3.1 Studio degli effetti a breve termine****5.3.2 Andamento produttivo post-test****5.3.3 Analisi costi e benefici****5.3.4 Pigaggio della linea di produzione**

Conclusioni

Bibliografia

- Agip. *Impianti di trattamento per campi a gas*. Divulgazione.
- Anderson, RP e AM Erskine (1924). «Composition of Natural Gas Gasoline.» In: *Industrial & Engineering Chemistry* 16.3, pp. 263–267.
- Arachman, Fitrah et al. (2004). «Liquid unloading in a big bore completion: A comparison among gas lift, intermittent production, and installation of velocity string». In: *SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers.
- Artificial Lift R&D Council. *Guidelines and Recommended Practices for Selection of Artificial Lift Systems for Deliquifying Gas Wells*. URL: <http://www.alrdc.com/recommendations/gas%20well%20deliquification/artificial%20lift%20selection/AL%20Selection%20Edited%20---%20Section%202.2%20---%20Selection%20Document.docx> (visitato il 16/07/2015).
- Attwood, David e Alexander T Florence (2012). *FASTtrack Physical Pharmacy*. Pharmaceutical Press, pp. 44–60.
- Avallone, Giuseppe e Lucio Taglialatela. *Formazione del coning, studio mediante l'impiego della vasca elettrolitica*.
- Baker, O. (1954). «Simultaneous flow of oil and gas». In: *Oil & Gas Journal* 53.
- Bianco, R (2005a). «Impianti di trattamento dell'olio prodotto». In: *Enciclopedia degli Idrocarburi* 1, pp. 643–679.
- Bianco, Romano (2005b). «Impianti di trattamento del gas prodotto». In: *Enciclopedia degli Idrocarburi* 1, pp. 681–706.

- Binli, Özmen (2009). «Overview of solutions to prevent liquid-loading problems in gas wells». Tesi di laurea magistrale. Middle East Technical University, pp. 3–43.
- Bolding, Jeff L, Larry E Hartman e Steve J Szymczak (2007). «Resurrecting a Low-Pressure Gas Well Offshore: Through-Tubing Foamer Injection via a Capillary Tubing System and a Specialized WRSCSSV». In: *SPE 110086*, pp. 1–11.
- Borghi, Gian Paolo (2005). «Idrati di Gas». In: *Enciclopedia degli Idrocarburi* 3, pp. 85–98.
- Campbell, Samuel, Sunder Ramachandran, Keith Bartrip et al. (2001). «Corrosion inhibition/foamer combination treatment to enhance gas production». In: *SPE Production and Operations Symposium*. Society of Petroleum Engineers.
- Chierici, Gian Luigi (1989). *Principi di ingegneria dei giacimenti petroliferi*. Agip.
- Coleman, Steve B et al. (1991). «A new look at predicting gas-well load-up». In: *Journal of Petroleum Technology* 43.03, pp. 329–333.
- Davidson, Robert (2002). «An introduction to pipeline pigging». In: *Pigging Products and Services Association*, p. 9.
- Di Marco, Paolo (2006). «Appunti ed Esercizi di Fisica Tecnica e Macchine Termiche». L'equazione generalizzata di Bernoulli e la sua applicazione al calcolo dei condotti.
- Dumas, Antonio (2009). *Elementi di fluidodinamica e termocinetica*. Società Editrice Esculapio.
- Edison S.p.A. *Fasi e operazioni che vengono effettuate per passare dalle materie prime ai vari prodotti finiti*. Allegato d1 della Domanda di Autorizzazione Ai Sensi del D.Lgs 152/06 art.269, località Marina Palmense di Fermo.
- Farn, Richard J (2008). *Chemistry and technology of surfactants*. John Wiley & Sons.

- Garner, Ted D et al. (2009). «Backside Auto-Injection System». In: *SPE Production and Operations Symposium*. Society of Petroleum Engineers.
- Grace Catalysts Technologies (2010). *SYLOBEAD® Adsorbents for Natural Gas Processing*. Documento di informazione tecnica.
- Griffith, Peter et al. (1984). «Multiphase flow in pipes». In: *Journal of petroleum technology* 36.03, pp. 361–367.
- Guadagni, Andrea (2003). *Prontuario dell'ingegnere*. HOEPLI EDITORE.
- Guglielmini, G. e G. Milano (2004). «Lezioni di Fisica Tecnica 1 per allievi ingegneri meccanici e navali». DITEC - Dipartimento di Termoenergetica e Condizionamento Ambientale , Università degli Studi di Genova, A.A.: 2004/2005.
- International Coiled Tubing Association et al. (2014). *An Introduction to Coiled Tubing*.
- Johnston, Neil (2015). «Breaking with tradition». In: *World Pipelines* 15.7, pp. 39–43.
- Lea, James F, Henry V Nickens e Mike Wells (2011). *Gas well deliquification*. Gulf Professional Publishing.
- Leopardi, Angelo (2005). «Le resistenze al moto. Note ad uso degli allievi dei corsi di Idraulica e Meccanica dei Fluidi». Università degli Studi di Cassino, Facoltà di Ingegneria.
- Li, Min, Sun Lei, Shilun Li et al. (2001). «New view on continuous-removal liquids from gas wells». In: *SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference*. Society of Petroleum Engineers.
- Lulio, Alberto Di et al. (2006). «Questione di pigging». In: *La Chimica & l'Industria* 88.5, pp. 14–17.
- Mele, Silvano (2012). «Produzione del gas naturale». Relazione di tirocinio. Università di Padova, pp. 22–49.
- Nallaparaju, Yashaswini Devi et al. (2012). «Prediction of Liquid Loading in Gas wells». In: *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers.

- Nosseir, MA et al. (1997). «A new approach for accurate prediction of loading in gas wells under different flowing conditions». In: *SPE Production Operations Symposium*. Society of Petroleum Engineers.
- Oyewole, Peter Olugboyega, James F Lea et al. (2008). «Artificial-Lift Selection Strategy for the Life of a Gas Well With Some Liquid Production». In: *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers.
- Peerless Mfg. Co (2009). *Vane Separators*. Brochure.
- Querzoli, Giorgio (2006). «Dispense di Meccanica dei Fluidi». Università degli Studi di Cagliari, Facoltà di Ingegneria, Dipartimento di Ingegneria del Territorio.
- Saraf, Naresh M e Deepak V Alat (2007). «Bursting the bubble-foam killers». In: *Colourage* 54.7, p. 93.
- Schramm, Laurier L. (2000). *Surfactants: fundamentals and applications in the petroleum industry*, pp. 3–22.
- Schramm, Laurier L (2006). *Emulsions, foams, and suspensions: fundamentals and applications*. John Wiley & Sons.
- Shaban, Habib I (1995). «A study of foaming and carry-over problems in oil and gas separators». In: *Gas separation & purification* 9.2, pp. 81–86.
- Simpson, David (2006). «Low-pressure gas well deliquification requires different approaches». In: *Oil & gas journal* 104.8, pp. 41–50.
- Snam Rete Gas (2015). *Codice di Rete, Revisione L*. Approvato dall'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico con deliberazione 21/2015/R/gas.
- Soldati, A. «Laboratorio Didattico di Fluidodinamica Multifase, Dispensa n.1». Corsi di Fluidodinamica, Impianti dell'Industria di Processo, Impianti Chimici, Ingegneria Chimica ed Ambientale. Università di Udine.
- Stanculescu, Vasile, Philipp Tippel e Laurentiu Niculeanu (2014). «Best practices in Gas Well Deliquification, OMV-Petrom Romania». In: *Eu-*

- ropean Gas Well Deliquification Workshop. Artificial Lift Research & Development Council.
- T.D. Williamson, Inc. (2015). *Guide to Pigging*.
- Taitel, Yemada e A. E. Dukler (1976). «A model for predicting flow regime transitions in horizontal and near horizontal gas-liquid flow». In: *AICHE Journal* 22.1, pp. 47–55.
- Tego Chemie Service GmbH (2014). *TEGO Journal*, pp. 44–53.
- Thome, John R (2004). «Engineering data book III». In: *Wolverine Tube Inc.*
- Tiratsoo, JNH (1992). *Pipeline pigging technology*. Gulf Professional Publishing.
- Turner, RG, MG Hubbard, AE Dukler et al. (1969). «Analysis and prediction of minimum flow rate for the continuous removal of liquids from gas wells». In: *Journal of Petroleum Technology* 21.11, pp. 1–475.
- Varghese, Cherian (2011). «Intelligent pig technology for inline inspection of pipelines & indigenous capabilities development». In: *Industry Academia Workshop on 'Transportation of Oil & Gas through Pipelines'*. Petroleum Federation of India.
- Verga, Francesca (2005). «Meccanismi di spinta e fenomeni di spiazzamento». In: *Enciclopedia degli Idrocarburi* 1, pp. 509–525.
- Weatherford International Ltd. (2008). *Plunger-Lift Systems 2008 Catalog*.
- Wittfeld, C. et al. (2015). *Foam Lifting Manual: Current Best Practices from the Land Asset*.

Ringraziamenti

Qui possiamo ringraziare il mondo intero!!!!!!!!!

Ovviamente solo se uno vuole, non è obbligatorio.