

POLITECNICO DI MILANO
Dipartimento di Energia
Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica
Orientamento Idrocarburi



“Studio di prefattibilità per il recupero e la valorizzazione del gas
di torcia su piattaforme offshore”

Relatore: Prof. Giovanni LOZZA

Tutor Aziendale: Ing. Marco PANEBIANCO

Tesi di Laurea Magistrale di:
Niccolò PRIANO Matr. 782831

Anno Accademico 2012-2013

Ringraziamenti

Ringrazio la mia famiglia che mi ha seguito durante tutto il percorso di studi aiutandomi e sostenendomi in ogni situazione. Senza il loro supporto tutto questo non sarebbe stato possibile.

Ringrazio il Professor Giovanni Lozza sia per i consigli e l'aiuto fornitomi durante la stesura della tesi sia come professore, avendo avuto la fortuna ed il privilegio di averlo incontrato durante il mio percorso di studi.

Ringrazio il mio tutor aziendale Marco Panebianco per l'aiuto ed il supporto fornitomi durante il mio stage. Il suo aiuto è andato ben oltre la stesura della mia tesi e grazie alla sua esperienza mi ha permesso di accrescere significativamente le mie competenze tecniche. Spero di poter aver la fortuna di continuare a lavorare insieme nei miei prossimi progetti.

Ringrazio Maurizio Granato e Enrico Quaglia per la disponibilità e gli aiuti fornitomi durante il mio lavoro. Sempre disponibili per un consiglio o altro, ringrazio i miei colleghi d'ufficio Claudio, Alberto, Irene e Stefano.

Ringrazio i miei compagni universitari, Riki, Sara, Samu, Eu, Frank, Enzo e molti altri incontrati in questi anni. Con loro ho condiviso innumerevoli esperienze e difficoltà ma anche bellissimi momenti più e meno alcolici.

Ultimi ma non meno importanti ringrazio tutti i miei amici con cui ho passato il tempo libero e che mi hanno permesso, e mi permettono tuttora, di alternare ai momenti seri universitari momenti molto meno seri di divertimento in compagnia.

Indice:

1. INTRODUZIONE	11
1.1. Scopo dello studio di fattibilità	11
1.2. Situazione attuale	11
1.3. Studio preso in considerazione – Piattaforma di Awa Paloukou	11
1.4. Conclusioni.....	12
1.5. Standards e normative di riferimento	13
2. CONTESTUALIZZAZIONE DEL PROGETTO	15
2.1. Localizzazione geografica.....	15
2.2. Caratteristiche del campo petrolifero di Awa Paloukou	18
2.2.1. Caratteristiche olio.....	18
2.2.1.1. Campo di Awa Marine	18
2.2.1.2. Campo di Paloukou.....	20
2.2.2. Caratteristiche gas naturale.....	20
2.3. La piattaforma di Awa Paloukou	21
2.4. Criticità e vincoli tecnici.....	26
3. IL GAS FLARING	27
3.1. La pratica del gas flaring.....	27
3.2. La magnitudo del problema	30
3.3. Gli impegni per la riduzione del flaring e del venting	32
3.4. Valorizzazione del gas associato.....	34
3.4.1. Gas To Wire	35
3.4.2. Gas Injection	37
3.4.3. Trasporto con pipeline	38
3.4.4. LNG – <i>Liquefied Natural Gas</i>	39
3.4.5. CNG – <i>Compressed Natural Gas</i>	41
3.4.6. Gas To Liquids.....	41
3.4.7. Gas To Solid.....	42
4. DESCRIZIONE DELLA TECNOLOGIA CONSIDERATA	44
4.1. Eiettori.....	44
4.2. Compressori.....	50
4.2.1. Oil-injected screw compressor.....	50
4.2.2. Oil-free screw compressor.....	55
4.2.3. Liquid ring compressor	55
5. DESCRIZIONE DELLO STUDIO DI FATTIBILITA'	58
5.1. Gas associato e <i>casing gas</i>	58
5.2. Analisi per il recupero del gas di <i>casing</i>	61
5.2.1. Eiettore gas-gas, <i>worst case</i>	65

5.2.2. Eiettore gas-gas, <i>most-likely case</i>	71
5.2.3. Eiettore olio-gas	74
5.2.4. Eiettore acqua-gas.....	78
5.2.5. Compressore unico	80
6. PRODUZIONE DI POTENZA E ANALISI AMBIENTALE	83
6.1. Produzione energia elettrica.....	83
6.2. Calcolo emissioni evitate	86
7. STIMA COSTI.....	89
7.1. Stima dei CAPEX.....	89
8. GANTT DI PROGETTO.....	101
8.1. Attività previste.....	101
8.2. Diagramma di Gantt.....	103
BIBLIOGRAFIA.....	105

Indice delle figure:

Figura 2.1: Localizzazione geografica	15
Figura 2.2: Campi petroliferi offshore	17
Figura 2.3: Jacket piattaforma Awa Paloukou	22
Figura 2.4: Piattaforma Awa Paloukou	24
Figura 2.5: Piattaforma Awa Paloukou, dettaglio deck.....	24
Figura 2.6: Awa Paloukou, vista da ovest.....	25
Figura 2.5: Awa Paloukou, vista da est.....	25
Figura 2.7: Awa Paloukou, vista da sud	25
Figura 3.1: Schema semplificato del sistema di flaring.....	27
Figura 3.2: Gas flaring offshore	28
Figura 3.3: Gas flaring onshore	29
Figura 3.4: Consumo di gas nel mondo	32
Figura 3.5: Flaring index.....	32
Figura 3.6: Possibilità di trasporto del gas	35
Figura 3.7: Schema filiera del Gas To Wire	36
Figura 3.8: Confronto economico trasporto dell'elettricità	36
Figura 3.9: Schematizzazione processo di gas injection.....	38
Figura 3.10: Filiera LNG e suddivisione dei costi relativi	40
Figura 3.11: Rappresentazione di un impianto galleggiante per la produzione di LNG	41
Figura 3.12: Schematizzazione della filiera del Gas To Solid.....	42
Figura 4.1: Schematizzazione funzionamento di un eiettore	44
Figura 4.2: Esempio di installazione di un eiettore a gas.....	44
Figura 4.3: Curva funzionamento eiettore gas-gas, alti rapporti tra le portate	46
Figura 4.4: Curva funzionamento eiettore gas-gas, bassi rapporti tra le portate.....	46
Figura 4.5: Design eiettore	48
Figura 4.6: Funzionamento del compressore a vite	51

Figura 4.7: Funzionamento della slide valve	51
Figura 4.8: Schema del compressore	52
Figura 4.9: Modulo compressore a vite.....	53
Figura 4.10: Modulo del compressore, vista laterale.....	53
Figura 4.11: Modulo del compressore, vista frontale.....	54
Figura 4.12: Funzionamento compressore ad anello liquido.....	56
Figura 4.13: Sezione compressore ad anello liquido.....	57
Figura 4.14: Schema sistema circolazione liquido.....	57
Figura 5.1: Schema pompa ESP	60
Figura 5.2: Funzionamento pompa ESP.....	60
Figura 5.3: Schema impianto di processo con software PRO II, soluzione eiettore gas-gas con compressore.....	63
Figura 5.4: PFD – Process Flow Diagram degli impianti installati in piattaforma	64
Figura 5.5: Curva di funzionamento eiettore gas-gas, alti rapporti le tra portate.....	66
Figura 5.6: Curva funzionamento eiettore gas-gas, bassi rapporti tra le portate.....	66
Figura 5.7: Schematizzazione eiettore con software PRO II	67
Figura 5.8: Variazione potenza compressori in funzione della portata di gas, worst case.....	69
Figura 5.9: PFD – Configurazione eiettore più compressore.....	70
Figura 5.10: Configurazione eiettori in serie	73
Figura 5.11: Variazione potenza del nuovo compressore in funzione della portata di gas.....	74
Figura 5.12: Configurazione eiettore olio-gas	74
Figura 5.13: PFD – Configurazione eiettore olio-gas	77
Figura 5.14: Configurazione eiettore acqua-gas sul cellar deck.....	79
Figura 5.15: Schematizzazione impianto di compressione con software PRO II...	80
Figura 5.16: Variazione potenza compressori.....	82
Figura 6.1: Schema turbina Solar Centaur 40.....	83

Figura 6.2: Schema turbina General Electric MS5001.....	85
Figura 6.3: Emissioni anidride carbonica, most-likely case.....	87
Figura 6.4: Emissioni anidride carbonica, worst case.....	87
Figura 8.1: Soluzione 1 – Eiettore gas-gas con compressore	103
Figura 8.2: Soluzione 2 – Eiettore olio-gas	103
Figura 8.3: Soluzione 3 – Eiettore acqua-gas.....	104
Figura 8.4: Soluzione 4 – Compressore a vite oil-injected.....	104

Indice delle tabelle:

Tabella 2.1: Produzione giacimenti Congo	16
Tabella 2.2: Composizione miscela olio-gas, campo Awa Marine.....	18
Tabella 2.3: Composizione gas al separatore.....	21
Tabella 2.4: Proprietà gas al separatore	21
Tabella 3.1: Quantità di gas bruciato nel mondo.....	31
Tabella 5.1: Composizione generale gas associato e gas non associato	58
Tabella 5.2: Composizione del casing gas sulla piattaforma di Awa Paloukou	59
Tabella 5.3: Produzione casing gas sulla piattaforma di Awa Paloukou.....	61
Tabella 5.4: Caratteristiche compressore attualmente installato in piattaforma	62
Tabella 5.5: Caratteristiche turbine attualmente installate in piattaforma.....	62
Tabella 5.6: Portate e potenze all'eiettore ed al compressore, worst case	67
Tabella 5.7: Variazione lavoro specifico e rapporto di compressione in funzione della portata, worst case	68
Tabella 5.8: Portate e potenze all'eiettore ed al compressore, most-likely case ...	71
Tabella 5.9: Variazione lavoro specifico e rapporto di compressione in funzione della portata, most-likely case	72
Tabella 5.10: Variazione potenza compressori in funzione della portata di gas ...	81
Tabella 6.1: Prestazioni turbina Solar Centaur 40.....	84
Tabella 6.2: Temperatura aria sulla piattaforma di Awa Paloukou	84
Tabella 6.3: Umidità relativa sulla piattaforma di Awa Paloukou	84
Tabella 6.4: Prestazioni turbina General Electric MS5001.....	85
Tabella 6.5: Caratteristiche gas impiegato nell'impianto di Djenò	85
Tabella 6.6: Produzione di energia elettrica nei diversi casi, [kW].....	86
Tabella 6.7: Emissioni di anidride carbonica nei diversi casi	88
Tabella 7.1: Costo soluzione 1 – Eiettore gas-gas con compressore	92

Tabella 7.2: Costo soluzione 2 – Eiettore olio-gas	94
Tabella 7.3: Costo soluzione 3 – Eiettore acqua-gas	96
Tabella 7.4: Costo soluzione 4 – Compressore a vite oil-injected.....	98
Tabella 7.5: Costo medio gas per le diverse soluzioni.....	100

Sommario

Il recupero e la valorizzazione del gas associato e del gas di *casing* è una pratica che negli ultimi anni sta subendo un forte sviluppo dovuto ai benefici economici ed ambientali che ne derivano. L'attuazione di queste soluzioni presenta forti ostacoli negli impianti offshore dove spesso si opera in condizioni non ottimali e su piattaforme non originariamente progettate per questa finalità. L'obiettivo principale di questa tesi è quello di analizzare la possibile applicabilità di eiettori per il recupero del gas, avendo queste macchine interessanti caratteristiche nell'ottica di ammodernamento e *revamping* di piattaforme esistenti.

Abstract

Nowadays, flare gas recover is a best-practice in oil and gas industry due to its economical and environmental benefits. Offshore plants and platforms have more issues regarding the implementation and the design of suitable solutions due to the hard conditions of working and the lack of space they are affected. The main objective of this thesis was to identify and analyze the implementation of ejectors and jet pumps in order to recover flare gas. Due to their characteristics, ejectors are suitable for offshore platform revamping.

1. INTRODUZIONE

1.1. Scopo dello studio di fattibilità

Lo scopo dello studio di fattibilità è quello di adeguare gli impianti offshore attualmente eserciti da Eni Congo alla policy aziendale in materia di politica ambientale riguardo la pratica del “gas flaring”. Lo studio prende in esame i campi petroliferi di Loango, Zatchi, Mwafi, Foukanda, Kitina e Awa Paloukou ed al suo interno si concentra sulla piattaforma di Awa Paloukou con l’obiettivo di investigare possibili scenari per ridurre o azzerare il quantitativo di gas inviato in torcia durante le normali condizioni di esercizio d’impianto. L’utilizzo in modo alternativo permette una valorizzazione di questo gas sia in termini economici sia in ottica di impatto ambientale.

1.2. Situazione attuale

Attualmente in tutti i campi presi in esame si ha una produzione predominante di olio accompagnato dalla presenza di gas associato e gas di *casing*. Il gas viene reso disponibile, a valle dei processi di separazione, a diversi livelli di pressione a seconda delle condizioni di funzionamento dello stadio di separazione. Il gas ottenuto nei primi stadi può essere direttamente utilizzato in varie applicazioni, tra cui la produzione di potenza mediante turbine o motori a gas, oppure dopo una semplice compressione in processi di *gas injection* o *gas lift*. Al contrario, il gas che viene separato nell’ultimo stadio operante a pressione atmosferica, o di poco superiore, necessita di ulteriori compressioni per poter venire utilizzato. Fino ad oggi, questi interventi sono risultati non economicamente perseguibili ed il gas veniva mandato direttamente in torcia per essere bruciato.

Nei quattro campi presi in considerazione dallo studio non tutte le piattaforme hanno la presenza di una torcia; le piattaforme principali di processo presentano le maggiori produzioni di gas e in alcuni casi recuperano e bruciano anche il gas prodotto su altre piattaforme nelle vicinanze; a seconda della posizione e della quantità di gas prodotto, le piattaforme satelliti possono prevedere o meno un impianto di *flaring*.

1.3. Studio preso in considerazione – Piattaforma di Awa Paloukou

Lo studio di fattibilità prevede nel suo complesso diverse soluzioni, ognuna specificatamente studiata per ogni piattaforma in base alle caratteristiche strutturali, alla posizione ed ai collegamenti, alla quantità di gas da trattare

ed alle *facilities* da installare.

Per il campo di Awa Paloukou, a causa della sua posizione isolata rispetto agli altri campi, le uniche soluzioni possibili, per eliminare il problema dello smaltimento del gas in torcia, sono di utilizzare il gas nelle turbine a gas per la produzione di potenza oppure di procedere all'invio al terminal *onshore* di Djenò mediante l'oleodotto esistente in regime di flusso multifase. Al fine di poter realizzare queste condizioni lo studio analizzerà le seguenti problematiche:

- L'analisi e verifica delle prestazioni attuali del compressore installato sulla piattaforma in modo da calcolare l'effettiva capacità e funzionamento;
- Valutare le alternative riguardo l'utilizzo di un nuovo compressore o l'installazione di eiettori al fine di recuperare il gas di *casing*;

A seguito dello studio di fattibilità per il recupero del gas, si è preso in considerazione l'utilizzo di questa nuova fonte di energia disponibile. Si sono svolti dei calcoli riguardanti il recupero energetico e la produzione di potenza ottenibili tramite l'utilizzo del gas come combustibile nelle turbine installate in piattaforma. Un'ulteriore analisi ha permesso di calcolare le emissioni di anidride carbonica evitate grazie alla valorizzazione di questo gas rispetto alla normale combustione in torcia.

1.4. Conclusioni

Lo studio di fattibilità è andato a svolgere un'analisi approfondita riguardo l'utilizzo di eiettori, essendo questa tecnologia poco consolidata all'interno di ENI. La ricerca di un possibile utilizzo pratico ha investigato la possibilità di impiego dei diversi fluidi generalmente presenti in piattaforma (gas, olio ed acqua) e quindi adatti al recupero del gas, valutandone caratteristiche e prestazioni.

A seguito di questo studio è emerso che l'impiego di un eiettore operante con fluidi motore in fase liquida (acqua e/o olio), laddove sia presente un separatore trifase (gas-olio-acqua) permette un sensibile vantaggio in termini di portate utilizzate rispetto alle portate da comprimere, con conseguente diminuzione dei costi relativi alla compressione.

Il gas come fluido motore può venire utilizzato laddove ci sia una fonte (pozzo di estrazione) ad alta pressione al contrario l'utilizzo di gas compresso precedentemente in piattaforma risulta antieconomica.

L'utilizzo di eiettori in alternativa a tecnologie tradizionali (compressori) porta grandi vantaggi in tutti gli aspetti caratterizzanti un progetto di

revamping. In termini di spazio e peso installati, questa soluzione risulta facilmente implementabile in contesti operanti in condizioni critiche e non progettati per il recupero del gas. Durante l'installazione e per il successivo funzionamento non vengono resi necessari lavori di allacciamenti elettrici e fabbisogni energetici. Infine, grazie alla mancanza di parti mobili al loro interno, i lavori di manutenzione sono ridotti al minimo.

1.5. Standards e normative di riferimento

Questo studio di prefattibilità è stato sviluppato in conformità con tutti i codici internazionali applicabili e gli standard di Eni con un'enfasi sui temi ambientali e della sicurezza.

Leggi locali e regolamenti

Le attività di progetto devono essere eseguite in conformità con le prevalenti legislazioni applicabili in ambito di design, permessi, autorizzazioni, costruzione e operatività degli impianti di processo nella Repubblica del Congo. Le direttive in ambito petrolifero vengono emanate dal "Ministero delle Risorse Minerarie, dell'Energia e delle Risorse Idrauliche" che gestisce e supervisiona le risorse di idrocarburi del paese. Le attività di esplorazione e produzione sono regolate da Production Sharing Agreement.

Codici internazionali

Il progetto rispetterà anche le ultime pubblicazioni e più recenti revisioni dei seguenti standard mondiali:

ANSI	(American National Standardization Institute)
API	(American Petroleum Institute)
ASME	(American Society of Mechanical Engineers)
ASTM	(American Society of Testing Materials)
BS	(British Standard))
CEN	(European Committee for Standardization)
CENELEC	(European Committee for Electrotechnical Standardization)
DNV	(Det Norske Veritas)
EIA	(Electronic Industries Association)
EN	(European Normalization)
IALA	(International Association of Lighthouse Authorities)
ICAO	(International Civil Aviation Organization)

IEC	(International Electrotechnical Commission)
IEEE	(Institute of Electrical and Electronics Engineers)
ILO	(International Labour Organization)
IMO	(International Maritime Organization)
ISA	(Instrumentation, Systems and Automation)
ISO	(International Standardization Organization)
LSA CODE	(Live Saving Appliances Code)
MARPOL	(MARine POLLution)
MODU CODE	(Mobile Offshore Drilling Unit)
MSS	(Manufactures Standardization Society)
NACE	(National Association of Corrosion Engineering)
NFPA	(National Fire Protection Association)
SOLAS	(International Convention for Safety of Live at Sea)

2. CONTESTUALIZZAZIONE DEL PROGETTO

2.1. Localizzazione geografica

Eni è presente con le sue attività in Congo fin dal 1968. Al 2011, la produzione media si attesta intorno ai 108 kBOEPD in quota Eni. Le attività di estrazione sono concentrate nei giacimenti convenzionali al largo della costa di Point Noire in acque medio profonde e *onshore* nella parte nord-orientale di Point Noire; l'area totale su cui Eni si trova ad operare è pari a 5.020 chilometri quadrati.



Figura 2.1: Localizzazione geografica

I principali giacimenti di produzione operati da Eni sono i campi di Zatchi (65% in quota Eni), Loango (50% Eni), Ikalou (100%), Djambala-Foukanda-Mwafi (65%), Kitina (35.75%), Awa Paloukou (90% in quota Eni), M'Boundi (83%), Kouakouala (75%), Zingali e Loufika (100%). La produzione è fornita principalmente dai giacimenti riassunti nella seguente tabella:

Tabella 2.1: Produzione giacimenti Congo

Giacimento	Produzione [kBOEPD]
M'Boundi	43
Zatchi	9
Awa Paloukou	6
Loango	6
Ikalou	6
Foukanda,Djambala,Mwafi,Kitina	7
Point Noire Grand Fond, Likouala*	24
Libondo*	3
Altri giacimenti	4
TOTALE	108

*giacimenti non operati da Eni situati nei permessi produttivi PEX

Le attività di esplorazione e produzione gestite da Eni in Congo sono regolate dal *Production Sharing Agreement*. Nel 2011 è stato firmato con la Repubblica del Congo un *Memorandum of Understanding* per la realizzazione di un progetto integrato per il miglioramento delle condizioni di vita degli abitanti intorno all'area industriale di M'Boundi, in ambito di salute, istruzione, ambiente e sviluppo economico.

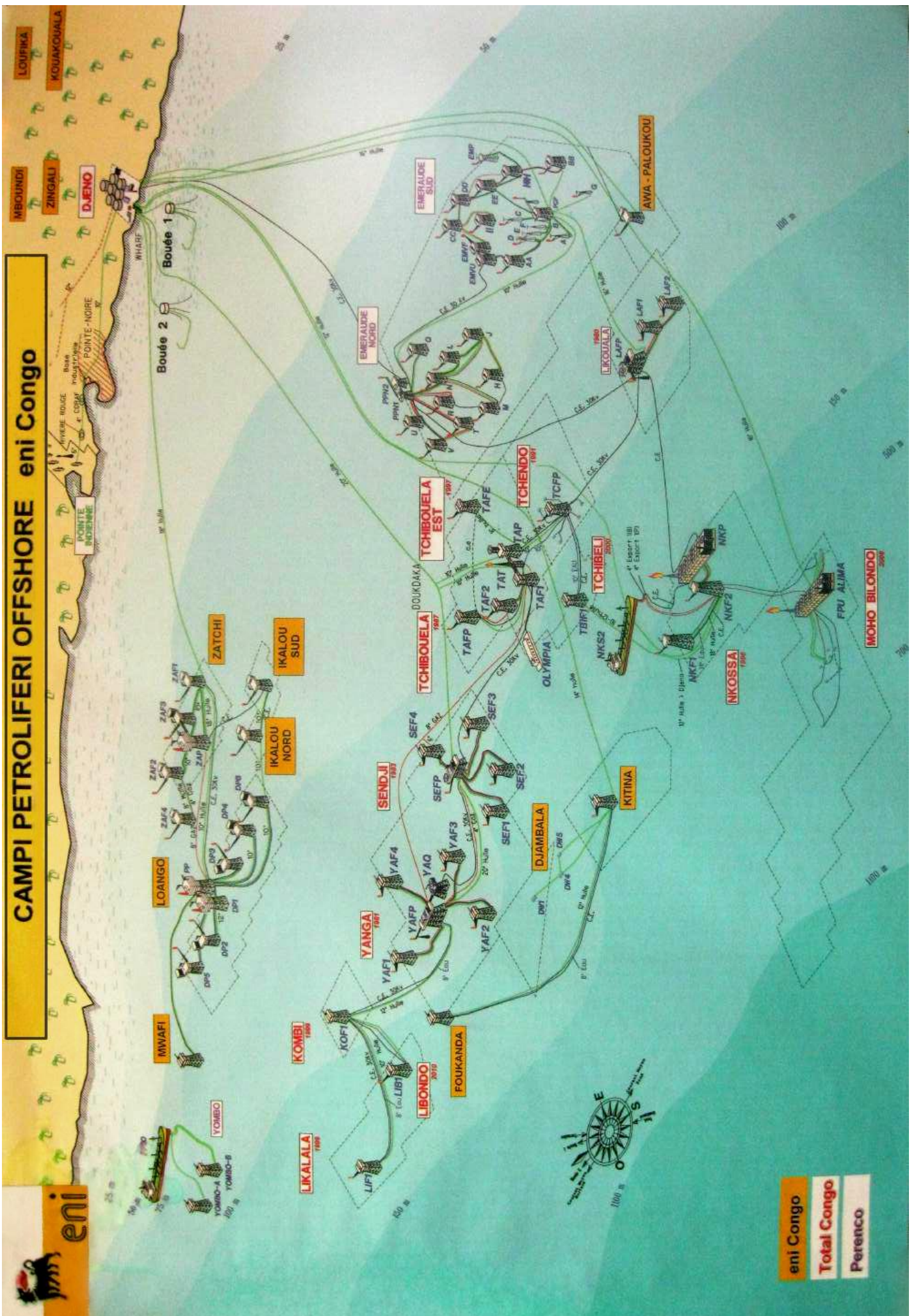


Figura 2.2: Campi petroliferi offshore

2.2. Caratteristiche del campo petrolifero di Awa Paloukou

I giacimenti di Awa e Paloukou sono situati all'interno del permesso Marine X, nell'offshore del Congo, e sono operati da Eni Congo (90% dello sfruttamento) e S.N.P.C. (10%). I campi sono situati a 35 km in direzione ovest dal terminal di Djenò e rispettivamente 13.5 km e 11 km in direzione sud dal campo di Emeraude e dalla piattaforma Likouala.

Le prospezioni del campo di Paloukou effettuate dal Elf Congo risalgono al 1975 quando due pozzi esplorativi furono perforati nella *roccia serbatoio* (ossia la roccia che contiene gli idrocarburi, in grado di accumulare il fluido e poi di cederlo) ad una profondità media di 80 m s.s.l.

Il *reservoir* è costituito da *dolomia*, una roccia sedimentaria carbonatica costituita principalmente dal minerale dolomite, ad una profondità di 1350 m.

La scoperta del campo di Awa Marine risale invece a tempi più recenti da parte di Eni Congo. Due pozzi esplorativi furono perforati e successivamente abbandonati nel 2001 ad una profondità di 75 m s.s.l. il giacimento, situato ad una profondità di 1650 m, è formato da letti stratificati di *arenaria* e calcare, principalmente *calcite* e *aragonite*.

2.2.1. Caratteristiche olio

L'olio raccolto in piattaforma presenta caratteristiche diverse a seconda dei due diversi campi di provenienza. I dati riguardanti la composizione del fluido sono stati ricavati da un campionamento eseguito sui pozzi esplorativi nei due diversi giacimenti prima della messa in funzione della piattaforma stessa.

2.2.1.1. Campo di Awa Marine

La miscela multifase olio-gas estratta presenta le seguenti caratteristiche composizionali:

Tabella 2.2: Composizione miscela olio-gas, campo Awa Marine

Componente	% molare
N2	0,260
CO2	1,170
METHANE	30,390
ETHANE	7,290
PROPANE	8,070
i-BUTANE	1,360

BUTANE	3,340
i-PENTANE	1,300
PENTANE	1,790
HEXANE	3,520
HEPTANE	3,740
OCTANE	2,850
NONANE	2,930
DECANE	2,550
UNDECANE	2,080
DODECANE	1,760
TRIDECANE	1,960
TETRADECANE	1,600
PENTADECANE	1,550
HEXADECANE	1,210
HEPTADECANE	1,120
OCTADECANE	1,150
NONADECANE	1,030
EICOSANE	0,860
HENEICOSANE	0,830
DOCOSANE	0,760
TRICOSANE	0,720
TETRACOSANE	0,650
PENTACOSANE	0,620
HEXACOSANE	0,550
HEPTACOSANE	0,560
OCTACOSANE	0,520
NONACOSANE	0,550
TRIACONTANE	0,500
HENTRIACONTANE	0,470
DOTRIACONTANE	0,430
TRITRIACONTANE	0,380
TETRATRIACONTANE	0,340
PENTATRIACONTANE	0,290
HEXATRIACONTANE+	6,960
Densità C36+ (kg/Sm³)	928
PM C36+ (kg/kmol)	478

Più in dettaglio si possono analizzare le caratteristiche della fase liquida (olio):

- GOR : 84 Nm³/m³ @ condizioni di giacimento (1)
- Densità olio 32 °API
- Pressione di bolla 118/123 bar (2)
- Viscosità 12,8 cP @20°C
7,05 cP @37,8°C
5,04 cP @50°C
3,19 cP @70°C

(1) GOR, *Gas Oil Ratio*, ottenuto da un campione prelevato a 1600-1617m, mediante vaporizzazione dell'olio dalle condizioni di giacimento (temperatura 72°C ; pressione di bolla 132,5 bar) fino alla pressione 101-61-30-16-1,013 bar mantenendosi alla temperatura costante di 72 °C.

(2) valori misurati rispettivamente alle profondità di 1624-1650m e di 1600-1617m.

2.2.1.2. Campo di Paloukou

Per il campo di Paloukou non vi è una analisi dettagliata dei componenti del fluido in uscita a testa pozzo ma si hanno solo i dati relativi alla fase liquida:

- GOR : 5 Nm³/m³ @ condizioni di giacimento
- Densità olio 28 °API
- Pressione di bolla 14,5 bar
- Viscosità 62 cP @20°C
31 cP @37,8°C
20 cP @50°C
12 cP @70°C

Dal confronto tra i due oli si nota come quello estratto dai 2 pozzi di Paloukou sia di più bassa qualità riportando maggiori valori di densità e maggiori valori di viscosità. Inoltre si nota un GOR nettamente inferiore nel secondo caso, indice di un contenuto di gas disciolto molto inferiore rispetto all'olio dei pozzi di Awa Marine.

2.2.2. Caratteristiche gas naturale

La miscela bifase proveniente dalle teste pozzo viene raccolta ed inviata al separatore bifase dove il gas viene separato dall'olio e dall'acqua di giacimento. Oltre al gas associato in soluzione con l'olio si ha anche la produzione di gas di *casing* che viene recuperato da apposite valvole poste su ogni testa pozzo. I dati riguardanti la composizione del gas (associato e di *casing* presentano le stesse caratteristiche) sono stati forniti dalla consociata

Eni Congo nella fase iniziale dello studio di fattibilità per avere le informazioni necessarie per studiare le diverse alternative.

La composizione e le proprietà fisiche del gas in uscita dal separatore principale sono riportati nella seguente tabella.

Tabella 2.3: Composizione gas al separatore

Componente	% molare
O2	0,00
N2	1,22
CO2	0,06
H2S	0,00
CH4	75,04
C2H6	10,44
C3H8	7,05
iC4H10	1,29
nC4H10	2,00
iC5H12	0,85
nC5H12	0,68
C6H14	0,72
C7H16	0,35
C8H18	0,25
C9H20	0,04
C10H22	0,00
C11H24	0,00
C12+	0,00

Tabella 2.4: Proprietà gas al separatore

Proprietà	Valore
Massa Molare [kg/kmol]	22,9
Densità relativa [-]	0,792
Potere calorifico [MJ/m3]	50,101
Pressione critica [MPa]	4,52
Temperatura critica [K]	230,6
H2S [ppm vol]	0

2.3. La piattaforma di Awa Paloukou

La piattaforma di Awa Paloukou è situata in una posizione baricentrica tra i

rispettivi campi di Awa e Paloukou, ad una profondità di 80 m s.s.l. Essa è stata studiata per essere operata *unmanned*, ossia senza la presenza di personale a bordo ma controllata in remoto tramite collegamenti radio dalla piattaforma di Kitina. Sulla struttura trovano posto 7 pozzi di produzione (5 del campo di Awa e 2 di Paloukou) che raccolgono l'olio successivamente inviato al terminal di Djenò tramite una apposita sealine.

La produzione di olio è sostenuta mediante l'impiego di pompe ESP (*Electric Submersible Pump*) installate a fondo pozzo. Ogni pozzo produttivo è collegato al sistema di raccolta principale mediante collettori specifici per le operazioni di produzione, test e verifica, scarico, *blow down* e recupero del *casing gas*. La produzione di olio è inoltre incrementata tramite l'iniezione di acqua in giacimento mediante due pozzi dedicati, uno per il campo di Awa ed uno per il campo di Paloukou.



Figura 2.3: Jacket piattaforma Awa Paloukou

Le teste pozzo convogliano l'olio estratto ad un *production header* comune che permette l'invio totale della portata di olio al separatore. Nel *production separator* viene effettuata una separazione bifase della corrente in ingresso in modo da ottenere la fase gassosa nella parte superiore e raccogliere la fase liquida (olio ed acqua) sul fondo del recipiente. La corrente liquida è inviata alle pompe di consegna per essere mandata al terminal di Djenò. La corrente gassosa è invece mandata all'ingresso di un compressore dove viene effettuata una compressione interrefrigerata in due stadi; all'uscita del primo stadio una parte del gas viene prelevato ed utilizzato in un turbogeneratore per la produzione di energia elettrica mentre la restante parte è compressa nel secondo stadio per essere iniettata nella medesima *sealine* utilizzata per

l'export dell'olio.

La piattaforma di Awa Paloukou è di tipo *fixed platform*; queste piattaforme possono essere costruite sia in cemento sia in acciaio e la loro struttura, appoggiata ed ancorata sul fondale marino, è studiata in modo da garantire sia stabilità che resistenza al moto ondoso. Nello specifico, la piattaforma è composta da un *jacket* con quattro gambe di 80,5m, unite ai quattro piloni di fondazione di 72" di diametro fissati nel fondale. Il *jacket* presenta una sezione 35m x 35m sul fondale in prossimità delle fondazioni per arrivare ad una sezione superiore di 12m x 21m dove è installato il *deck*; all'interno della struttura metallica sono previsti due slot per la sistemazione delle condutture da 26" di diametro di produzione e due *riser*, uno utilizzato per l'export dell'olio verso Djenò e l'altro per possibili futuri collegamenti della piattaforma. Il *deck* è formato da tre piani di sezione 21m x 46/58m ad una altezza rispettivamente di +8m, +14m e +20m sullo zero idrografico, LAT (*Lowest Astronomical Tide*). Un mezzanino è situato nella parte centrale ad una altezza di 17m per garantire l'accesso alle teste pozzo. I primi due piani contengono al loro interno tutte le apparecchiature di processo, le stanze di controllo e le varie *utilities* per il funzionamento della piattaforma; sul ponte principale trovano posto i generatori di potenza e la predisposizione per l'installazione di un TAD, *Tender Assisted Drilling Rig*, per la perforazione ed il completamento di ulteriori pozzi di produzione. Sulla parte superiore della piattaforma è installato l'*helideck* per l'atterraggio e la partenza degli elicotteri. A nord-ovest della struttura, in direzione opposta rispetto all'*helideck* e sottovento, è posizionata la torcia per lo smaltimento dei gas; la struttura della torcia ha una lunghezza di circa 35m con un'inclinazione di 45° in modo da garantire uno smaltimento del gas garantendo i livelli di sicurezza a bordo della piattaforma.



Figura 2.4: Piattaforma Awa Paloukou



Figura 2.5: Piattaforma Awa Paloukou, dettaglio deck

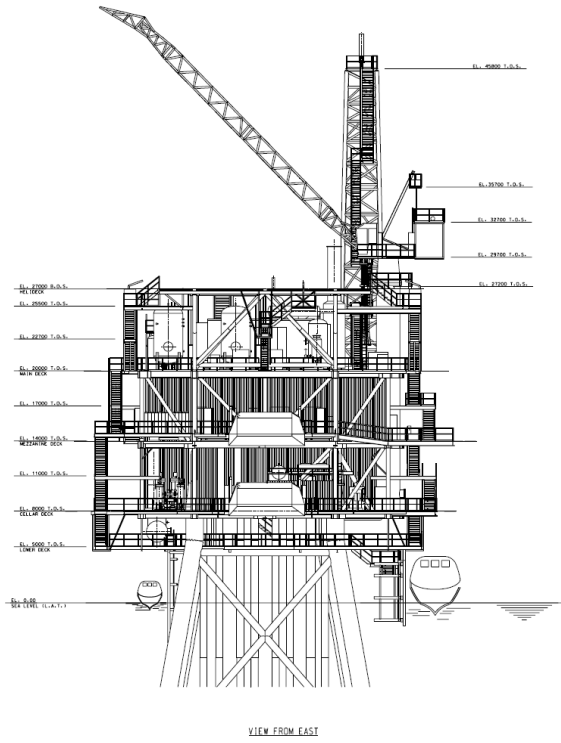


Figura 2.5: Awa Paloukou, vista da est

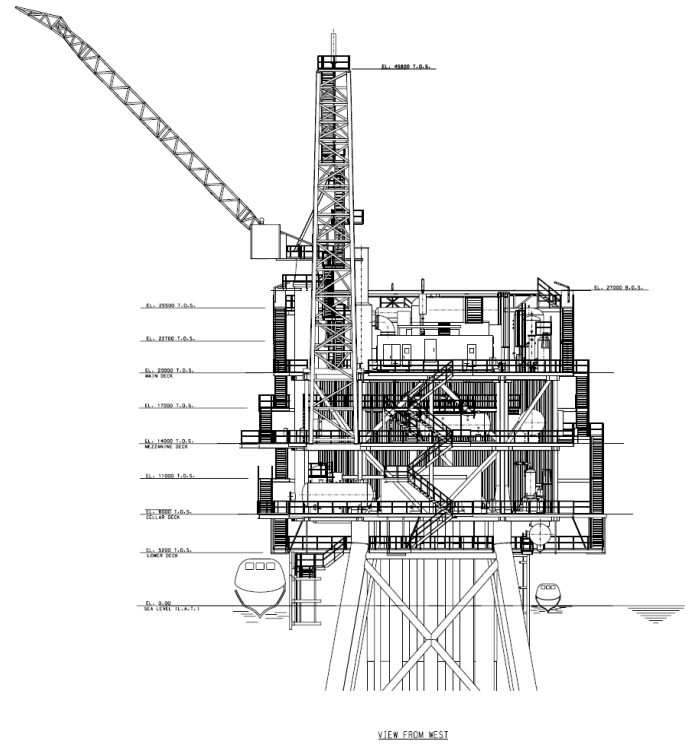


Figura 2.6: Awa Paloukou, vista da ovest

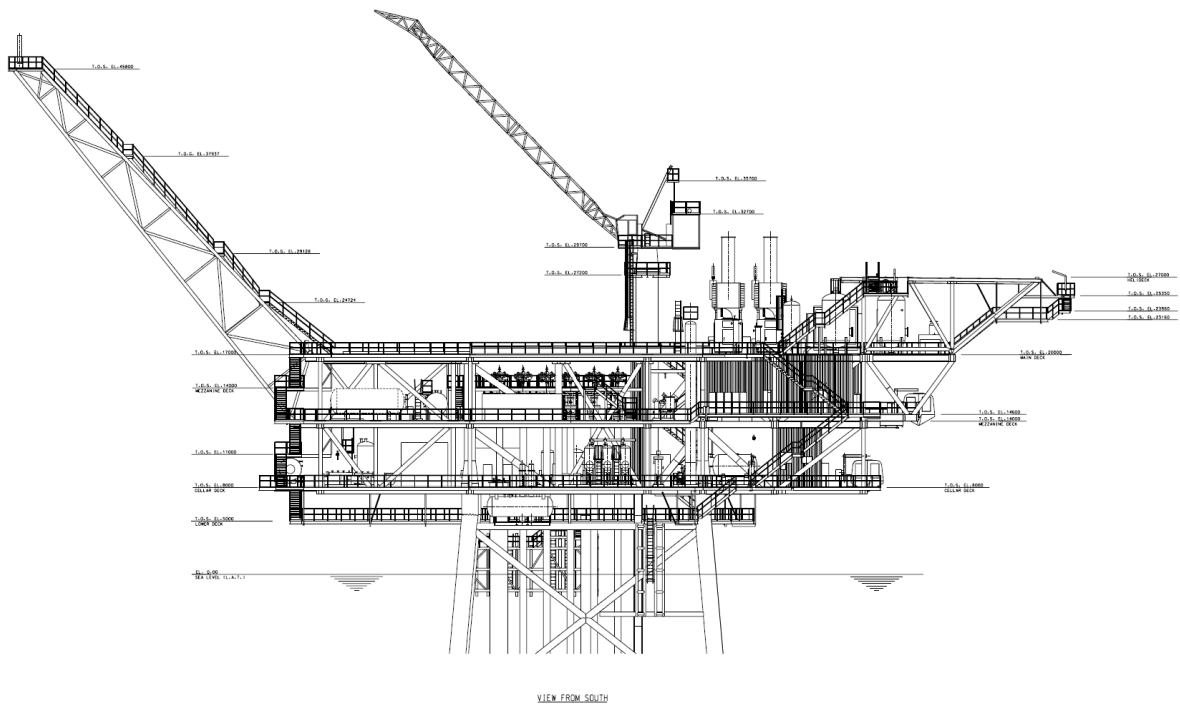


Figura 2.7: Awa Paloukou, vista da sud

2.4. Criticità e vincoli tecnici

Il progetto nel suo complesso prevede l'apporto di modifiche su un gran numero di piattaforme già esistenti ed operanti da diversi anni. Effettuare dei lavori di modifica su piattaforme obsolete presenta, rispetto ad un progetto nuovo, un maggior numero di vincoli tecnici e criticità. Sebbene la piattaforma di Awa Paloukou sia di recente costruzione, in confronto alle altre piattaforme già operanti da circa 30 anni, anche essa presenta le stesse problematiche che si riscontrano in tutte le installazioni del progetto. In aggiunta ai vincoli strutturali propri delle piattaforme vi sono da aggiungere delle criticità di aspetto tecnico/gestionale che sorgono quando si trattano progetti sviluppati a grandi distanze. Le criticità ed i problemi che si sono dovuti affrontare e risolvere durante lo studio di fattibilità sono:

- Carenza di aree e spazi disponibili sui vari deck per l'installazione di apparecchiature supplementari quali compressori e turbine;
- Limiti strutturali dei jacket, piloni delle fondazioni e degli stessi deck in relazione all'aggiunta di ulteriore peso sugli stessi;
- Vincoli sull'utilizzo delle *sealine* esistenti (olio/gas/multifase) in termini di *flow-assurance*;
- Limiti riguardo la fornitura di energia da parte dei generatori di potenza, essendo la rete delle singole piattaforme spesso satura e non disponibile ad ulteriori carichi;
- Mancanza e/o incertezza sia riguardo i dati di funzionamento delle linee di gas associato e di *casing gas* (portata, pressione e temperatura) sia riguardo alle proprietà fisiche del gas trattato (composizione del fluido e massa molare);

3. IL GAS FLARING

3.1. La pratica del gas flaring

A valle dei processi di separazione dell'olio si rende disponibile una certa quantità di gas che deve essere smaltita. L'interesse delle compagnie petrolifere è quello di recuperare il gas ogni qualvolta ce ne sia la possibilità, sia per motivi economici sia per motivi ambientali. Il gas verrebbe processato e venduto dalle compagnie se il prezzo di vendita rimanesse elevato e costante per un lungo periodo di tempo, in modo da garantire l'economicità di tutte le infrastrutture da costruire necessarie per la vendita. Spesso, tuttavia, il contesto geografico e la conseguente mancanza di infrastrutture per il trattamento del gas portano alla decisione di bruciarlo in torcia. Esistono diverse situazioni in cui gli aspetti tecnico/economici portano a questa decisione:

- I volumi di gas resi disponibili dai pozzi di olio risultano insufficienti o la posizione geografica del campo rende antieconomica la costruzione di *pipeline* e *facilities*;
- Durante e dopo la perforazione di un pozzo è necessario smaltire il gas naturale liberatosi, essendo esso contaminato dai fanghi di trivellazione, fluidi di fratturazione o da sostanze acide iniettate nel giacimento;
- A seguito della perforazione di un pozzo può essere necessario produrre gas per un breve periodo di tempo per stabilizzare i flussi e la composizione del gas, importanti parametri per determinare le *facilities* dell'impianto da installare.

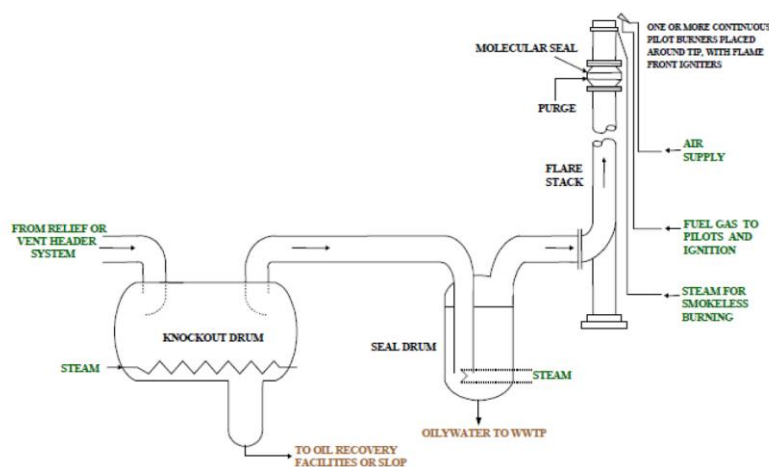


Figura 3.1: Schema semplificato del sistema di flaring

Di seguito vengono elencate le diverse modalità impiegate per lo smaltimento del gas naturale.

Flaring – La combustione controllata di gas naturale che non viene processata a fini di consumo e vendita a causa di motivi tecnici ed economici.

La maggior parte dei processi di *flaring* avviene sulla sommità di torri petrolifere dove una torcia brucia in modo continuo il gas reso disponibile dal giacimento. Un sistema di sicurezza permette di liberarsi del gas in modo sicuro durante situazioni di emergenza dovute alla sovra-pressione del gas o al mancato funzionamento di apparecchiature di processo.

Il sistema di smaltimento è composto da una torcia posta all'estremità di una tubazione metallica, la *flare stack*; la fiaccola presenta un sistema di ignizione che può essere effettuata tramite fiamma pilota, sempre accesa, oppure mediante appositi sistemi piezoelettrici o a carica esplosiva. A monte della torre e della fiaccola è spesso presente un separatore, KO-drum, che elimina eventuali liquidi e condensati prima che il gas raggiunga la torcia, evitando così possibili combustioni incontrollate e pericolose.



Figura 3.2: Gas flaring offshore



Figura 3.3: Gas flaring onshore

Venting – Il rilascio in atmosfera del gas senza procedere alla combustione.

Le emissioni del gas *venting* sono costituite da metano, anidride carbonica, composti organici volatili e composti solforati. La dispersione del gas incombusto presenta un impatto ambientale maggiore rispetto alla pratica del *flaring*, avendo il metano un potenziale di riscaldamento globale (*GWP, Global Warming Potential*) fino a 21 volte superiore a quello dell'anidride carbonica. La maggior parte del *venting* avviene durante la produzione di olio e sabbie bituminose in Canada: il gas naturale viene emesso mentre l'olio viene portato in superficie ed in parte durante le operazioni di trattamento e stoccaggio. Anche se le quantità rilasciate da ogni pozzo sono piccole, la quantità di pozzi esistenti rende il totale della fuoriuscita consistente. Il *venting* resta la soluzione più utilizzata quando si è in presenza di elevate concentrazioni di gas inerti (CO_2 e N_2) che rendono impraticabile la combustione del gas.

Incineration – Combustione di idrocarburi, provenienti da processi produttivi, all'interno di apparecchiature chiuse dette stack.

La combustione risulta più efficiente rispetto al tradizionale *flaring* con una conversione del 99,9% in ogni momento. Gli inceneritori vengono utilizzati quando si ha il bisogno di eliminare gas con alti contenuti di zolfo o con elevati contenuti di idrocarburi pesanti; sebbene non ci sia presenza di fiamma visibile, a livello normativo gli inceneritori sono equiparati alle torce convenzionali.

3.2. La magnitudo del problema

Attualmente non esistono dati precisi ed ufficiali che illustrino la vera dimensione del problema; questa incertezza sulla grandezza del fenomeno è dovuta alla mancanza di un sistema di misurazione e controllo a livello globale delle emissioni dovute al gas *flaring*. Un esempio è dato dalla situazione russa dove solo su metà delle torce presenti sono installati dei misuratori di portata. Inoltre a livello nazionale, molti stati evitano di rendere pubblici i volumi di gas smaltiti in fiaccola, introducendo grandi incertezze sul calcolo della magnitudo del problema. Negli ultimi anni, grazie all'utilizzo di immagini satellitari e di sofisticati programmi numerici è stato possibile iniziare a monitorare la grandezza del problema; tramite l'analisi dell'intensità luminosa delle fiaccole fornita dalle immagini si è cercato di stimare il volume di gas smaltito nel mondo.

Il fenomeno è stato studiato prendendo in esame due *data set* disponibili grazie ai quali è possibile una copertura del 98% della produzione di gas *flaring* a livello mondiale. Il primo *data set* è una raccolta di dati stilata da Cedigaz, EIA e IEA; l'integrazione delle informazioni tra le varie agenzie è fondamentale non essendo disponibile un archivio globale del fenomeno. Il secondo set di dati è invece preparato dal *U.S. National Oceanic Atmospheric Administration* (NOAA) per il *Global Gas Flaring Reduction* (GGFR) della Banca Mondiale. I due archivi presentano incertezze legate a fattori diversi; il primo è affetto dall'incertezza sulle vere quantità dissipate in ambiente a causa della reticenza degli stati a fornire dati veritieri; il secondo presenta problematiche sulla stima delle portate a causa di variazioni nell'intensità delle fiamme, il possibile errore nell'identificazione delle torce e nell'impossibilità di conteggiare il gas *venting*.

Le stime indicano che annualmente più di 150 miliardi di metri cubi (Bcm) di gas vengono bruciati nel mondo con l'emissione totale di oltre 400 milioni di tonnellate di CO₂. Le più recenti informazioni fornite dal GGFR attestano uno spreco di 146 Bcm per l'anno 2010. Come è evidenziato dalla tabella 3.1 a livello globale solo un piccolo numero di stati contribuisce alle emissioni totali. Nel 2009 solamente Russia e Nigeria rappresentavano il 42% delle emissioni totali mentre i primi 20 paesi erano responsabili di oltre l'85% del *flaring* mondiale. L'importanza e la magnitudo del problema è evidenziata se si confronta il totale di gas sprecato con la produzione mondiale dello stesso. Annualmente viene bruciato e quindi perso circa il 5% della produzione mondiale di gas. La figura 3.4 confronta i principali consumi mondiali con il *flaring* globale; il gas bruciato in torcia equivale a circa il 23% della richiesta di gas degli Stati Uniti ed al 30% di quella dell'Unione Europea.

Tabella 3.1: Quantità di gas bruciato nel mondo

Volumes (bcm)	2005	2006	2007	2008	2009	Change from 2005 to 2009	Percent of World Total in 2009
Russia	55.2	48.8	50	40.2	46.2	-15	32
Nigeria	21.3	19.3	16.8	14.9	14.9	-6.4	10
Iran	11.3	12.1	10.6	10.3	10.3	-1	7
Iraq	7.1	7.4	7	7	8.3	-0.1	6
Algeria	5.2	6.2	5.2	5.5	5.5	0.3	4
Kazakhstan	5.8	6	5.3	5.2	5.2	-0.6	4
Libya	4.4	4.3	3.7	3.7	3.7	-0.7	3
Saudi Arabia	3	3.3	3.4	3.5	3.5	0.5	2
Angola	4.6	4	3.5	3.1	3.1	-1.5	2
Qatar	2.7	2.8	2.9	3	3	0.3	2
Uzbekistan	2.5	2.8	2	2.7	2.7	0.2	2
Mexico	0.9	1.2	1.7	2.6	2.6	1.7	2
Venezuela	2.1	2	2.1	2.6	2.6	0.5	2
Indonesia	2.7	3	2.4	2.3	2.3	-0.4	2
USA	2	1.9	1.9	2.3	2.3	0.3	2
China	2.8	2.8	2.5	2.3	2.3	-0.5	2
Oman	2.5	2.2	1.9	1.9	1.9	-0.6	1
Malaysia	1.7	1.8	1.7	1.9	1.9	0.2	1
Canada	1.2	1.6	1.8	1.8	1.8	0.6	1
Kuwait	2.5	2.5	2.1	1.8	1.8	-0.7	1
Total top 20	142	136	129	119	126	-23	
Rest of the world	20	21	19	21	21	2	
Global flaring level	162	157	148	139	146	-16	

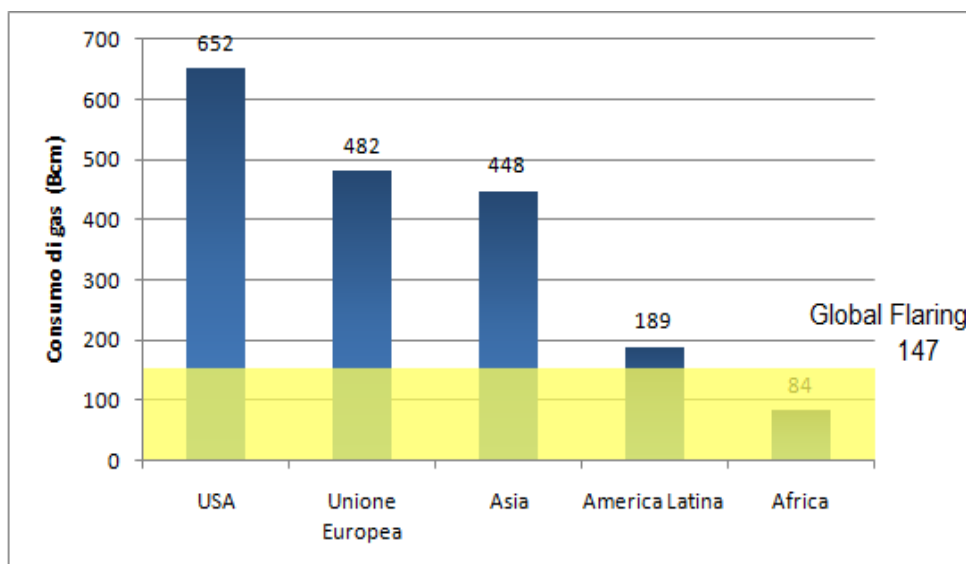


Figura 3.4: Consumo di gas nel mondo

Negli ultimi anni la quantità di gas destinata al *flaring* è rimasta costante a fronte di un incremento della produzione di olio di circa il 7%. Questo andamento è evidenziato dalla figura 3.5 che introduce il *Flaring index*. A fronte di un aumento di produzione di greggio, l'indice è diminuito di circa il 20% nell'ultimo decennio.

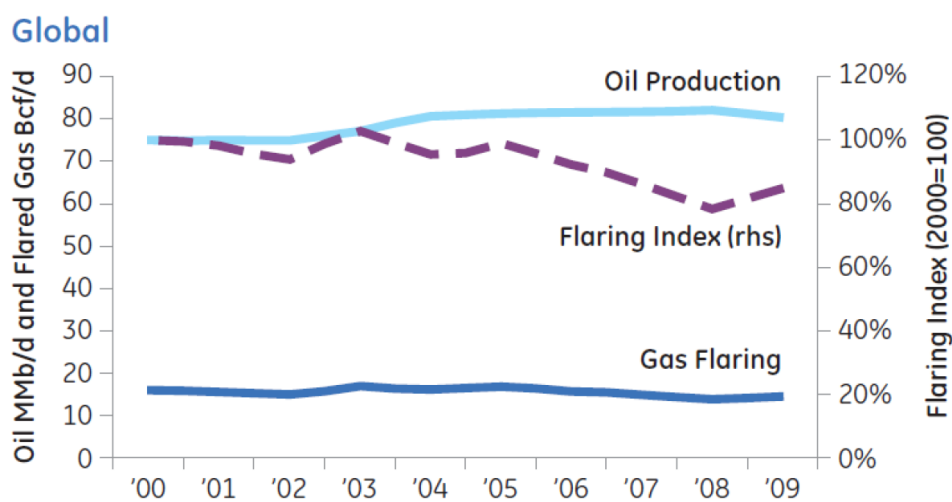


Figura 3.5: Flaring index

3.3. Gli impegni per la riduzione del flaring e del venting

Molte organizzazioni e differenti progetti sono nati con il fine di ridurre il fenomeno del *flaring* e del *venting*. In questo paragrafo vengono citati i principali impegni politici ed economici sviluppati e portati avanti a livello mondiale.

Protocollo di Kyoto

Il protocollo di Kyoto è un trattato internazionale istituito dalle Nazioni Unite riguardante il riscaldamento globale ed il controllo delle emissioni atmosferiche. Il protocollo è stato sottoscritto nella città di Kyoto (Giappone) l'11 dicembre 1997 ed è entrato in vigore il 16 febbraio 2005 con la ratifica del trattato da parte della Russia. Al settembre 2011, 191 stati hanno firmato e ratificato il protocollo.

I principali obiettivi riguardano la riduzione delle emissioni dei cosiddetti *gas serra*. Le maggiori emissioni provengono dalle centrali elettriche, l'industria, l'agricoltura ed il trasporto. Il trattato prevede l'obbligo di operare una riduzione dei maggiori inquinanti in una misura non inferiore al 5% rispetto al livello di emissioni registrato nel 1990 nel periodo 2008-2012, periodo successivamente esteso al 2020 con l'accordo di Doha. Per l'attuazione del programma sono stati resi possibili diversi meccanismi a cui gli stati possono far ricorso: gli *Emissions Trading* (ET), i *Joint Implementation* (JI) ed i *Clean Development Mechanism* (CDM).

Emissions Trading

Gli Emissions Trading sono un meccanismo flessibile con il quali gli stati possono acquistare o vendere "quote" di emissione di gas serra. Il valore delle quote è stimato da un'autorità centrale ed è riferito ad un certo periodo di tempo. Questo meccanismo permette una redistribuzione della quota di emissione tra i diversi paesi, permettendo ad un paese che ha diminuito le sue emissioni oltre i limiti imposti di poter vendere crediti a paesi che non sono stati in grado di rispettare i propri limiti.

Joint Implementation

I Joint Implementation permettono sia ai paesi industrializzati che a quelli ad economia in transizione di poter realizzare progetti per la diminuzione delle emissioni di gas serra in paesi dello stesso gruppo ottenendo crediti per poter rispettare i vincoli del trattato. Ogni progetto permette agli stati investitori il guadagno di crediti chiamati *ERU*, *Emission Reduction Units*. Ogni *ERU* corrisponde all'emissione di una tonnellata equivalente di CO₂. A fronte dell'investimento in un progetto sia il paese investitore che il paese ospite ricevono degli ERU da poter utilizzare sul mercato.

Clean Development Mechanism

Come per i Joint Implementation, il meccanismo dei Clean Development Mechanism permette lo sviluppo di progetti per la diminuzione delle

emissioni di gas serra. Rispetto ai JI, tramite i CDM i paesi industrializzati ottengono dei *CERs*, *Certified Emissions Reduction units*, in seguito all'investimento di capitale in progetti a forte efficienza energetica nei paesi in via di sviluppo. Ogni CER corrisponde all'emissione di una tonnellata equivalente di CO₂. Attualmente il mercato dei CER conta un giro di affari di 10 miliardi di dollari incentivando le compagnie ad investire in nuovi progetti per sviluppare lo stesso mercato.

Global Gas Flaring Reduction

Il Global Gas Flaring Reduction (GGFR) è una *partnership* pubblico-privato che unisce paesi produttori, compagnie statali ed oil compagnie, avente l'obiettivo di ridurre la pratica del *gas flaring* e *venting* nel mondo. Il GGFR è stato istituito dalla Banca Mondiale nel 2002. Il GGFR prevede al suo interno tre *networks* istituiti per condividere le migliori pratiche tramite la collaborazione di diversi partner dei settori pubblici e privati.

- **Technical Network:** raggruppa al suo interno tutte le problematiche relative al gas flaring; si occupa della misurazione e la stesura di documenti per il controllo del fenomeno, lo sviluppo di processi di ottimizzazione e tecnologie per l'utilizzo del gas associato, la preparazione di piani d'azione per la riduzione del flaring;
- **Carbon Network:** si concentra sul potenziale uso dei carbon credit (CDM), sviluppati nell'ambito del protocollo di Kyoto, in progetti per la riduzione del gas flaring; raggruppa al suo interno rappresentanti dell'industria petrolifera e delle organizzazioni internazionali con lo scopo di lavorare per rendere economicamente attraente lo sviluppo di progetti per l'utilizzo del gas di torcia;
- **Communications Network:** ha come obiettivo principale quello di fornire servizi di consulenza ai partecipanti del progetto. Inoltre sviluppa iniziative per aumentare la visibilità a livello mondiale dei partner e dei loro progetti per ridurre le emissioni del gas flaring.

3.4. Valorizzazione del gas associato

Con il termine valorizzazione si intende l'utilizzo di tecnologie atte ad evitare la combustione del gas associato senza l'ottenimento di alcun beneficio, energetico e/o economico. Esistono diverse tecnologie che permettono il trasporto del gas ed il successivo utilizzo per la produzione di potenza o l'uso industriale. Di seguito vengono analizzate le diverse soluzioni, da quelle di uso più comune ed impiegate su larga scala a quelle ancora in via di sviluppo installate in piccoli progetti.

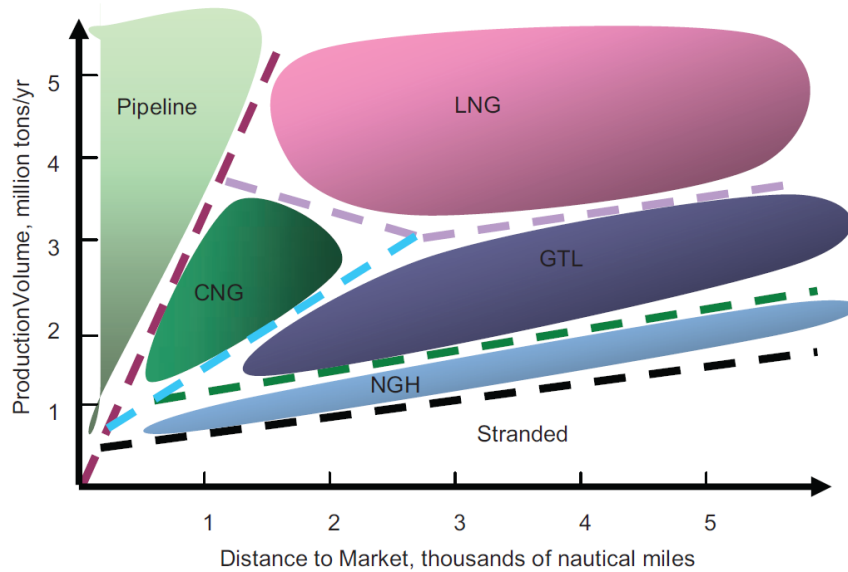


Figura 3.6: Possibilità di trasporto del gas

3.4.1. Gas To Wire

La maggior parte del gas prodotto del mondo viene utilizzata come fonte primaria per la produzione di energia elettrica in centrali a gas o a ciclo combinato ed in misura minore per l'uso domestico. Quando la costruzione di *pipeline* ed infrastrutture non sono vie economicamente sfruttabili, la produzione di potenza *in-situ* (GTW) può essere una soluzione ottimale per lo sviluppo di nuovi giacimenti altrimenti non sfruttabili. Queste condizioni si verificano generalmente in presenza di piccoli campi isolati o in assenza di una rete di distribuzione vicino ai siti produttivi. Quando il giacimento è *offshore*, l'energia elettrica prodotta è generalmente trasportata in corrente continua ad alta tensione (HVDC). Purtroppo l'installazione e la messa in opera di linee sottomarine presenta costi di poco inferiori a quelli di una *sealine*, anche se lo sviluppo tecnologico sta rendendo sempre più competitiva questa via; restano da aggiungere però le perdite legate alla trasformazione dell'energia elettrica, che viene prodotta in corrente alternata AC e trasformata in DC per il trasporto e successivamente riconvertita in AC nei terminal di arrivo.

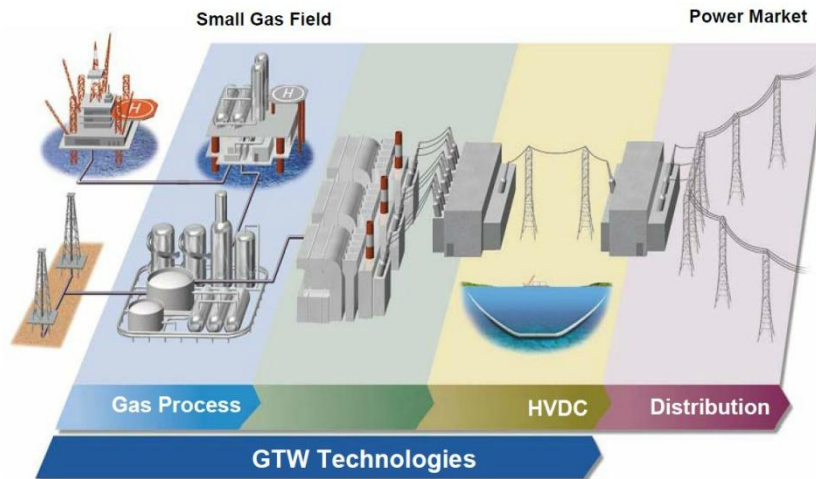


Figura 3.7: Schema filiera del Gas To Wire

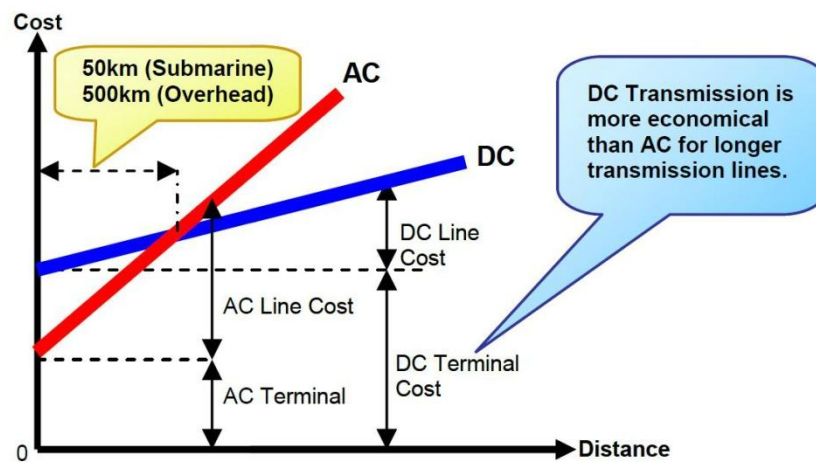


Figura 3.8: Confronto economico trasporto dell'elettricità

A seconda della quantità di gas disponibile e del contesto geografico possono essere utilizzate diverse apparecchiature per la produzione di potenza: i motori a combustione interna vengono impiegati prevalentemente *onshore* a causa della minore densità di potenza disponibile e del peso elevato che comportano; in presenza di grosse richieste energetiche sia motori alternativi che gruppi turbogas possono venire utilizzati; infine per portate inferiori di gas, in contesti *offshore*, microturbine e turbine a gas sono la soluzione più spesso impiegata anche se esistono contesti in cui i motori alternativi sono stati installati.

In seguito allo sviluppo delle politiche di *flaring reduction* si è assistito ad una forte espansione di questa tecnologia per il recupero del gas associato

prodotto insieme all'olio. L'elettricità prodotta in questi contesti è spesso utilizzata direttamente sulle piattaforme per alimentare le apparecchiature di processo o le pompe ESP a fondo pozzo per la produzione dell'olio. Le problematiche legate al gas associato influenzano significativamente la tipologia di macchine utilizzata e una analisi approfondita deve essere condotta calcolando vantaggi e svantaggi in relazione al singolo giacimento:

- *Composizione del gas*: i motori alternativi necessitano di un numero di metano generalmente superiore a quello delle turbine a gas, inoltre non sono in grado di accettare gas troppo acidi (con elevata presenza di H₂S); modifiche al sistema di iniezione possono essere sviluppate con conseguente aggravio di costi;
- *Pressione*: il gas associato è spesso disponibile ad una pressione di 1-2 bar; questa pressione è sufficiente per il funzionamento dei motori a combustione interna mentre le turbine a gas devono disporre di un sistema di compressione del combustibile (15-20 bar);
- *Carichi parziali*: la produzione di gas associato non è costante nel tempo e si verifica una progressiva diminuzione (*turn-down*) durante la vita utile del giacimento; il funzionamento delle macchine a carichi parziali deve quindi essere analizzato in maniera approfondita;
- *De-rating*: il calo di prestazione dovuto alle condizioni ambientali non influenza i motori alternativi mentre incide significativamente (fino al 30%) per le turbine a gas;

3.4.2. Gas Injection

La re-iniezione di gas in giacimento fa parte degli *EOR, Enhanced Oil Recovery*, metodi utilizzati per aumentare la produzione di olio da parte del giacimento. Durante la produzione di olio e gas si assiste ad una progressiva diminuzione della pressione dei rimanenti idrocarburi in giacimento che porta infine all'abbandono dello stesso ed alla chiusura del pozzo. L'iniezione di gas, permette di contrastare il calo della pressione all'interno del *reservoir* e mantenendo la produzione di olio costante. Questo meccanismo può essere previsto fin dall'inizio della messa in produzione di un nuovo giacimento oppure può essere introdotto successivamente in alternativa ad altri metodi o alla chiusura del pozzo. per poter effettuare l'iniezione, devono essere effettuati diversi processi a monte: il gas deve essere trattato in un separatore dove vengono rimossi i condensati e gli idrocarburi più pesanti, successivamente deve essere compresso fino ad una pressione superiore a quella di giacimento (anche fino a 250-300 bar) in modo da poter vincere le

perdite di carico nel *tubing*.

L'iniezione di gas in giacimento (*gas injection*) non deve essere confusa con quella del *gas lift*. Mentre la prima rientra nei metodi secondari per incrementare la produzione, la seconda è utilizzata per aiutare la produzione di petrolio e rientra nei metodi di produzione terziari. Rispetto al *gas injection* dove appositi pozzi devono essere perforati, il *gas lift* impiega gli stessi pozzi produttivi; il gas compresso è iniettato nell'*annulus* del *casing* di produzione dove raggiunge il fondo pozzo e attraverso delle valvole viene liberato. La formazione di bolle all'interno dell'olio contribuisce a diminuire la viscosità dell'olio favorendone il dislocamento e aumentando la produzione del pozzo.

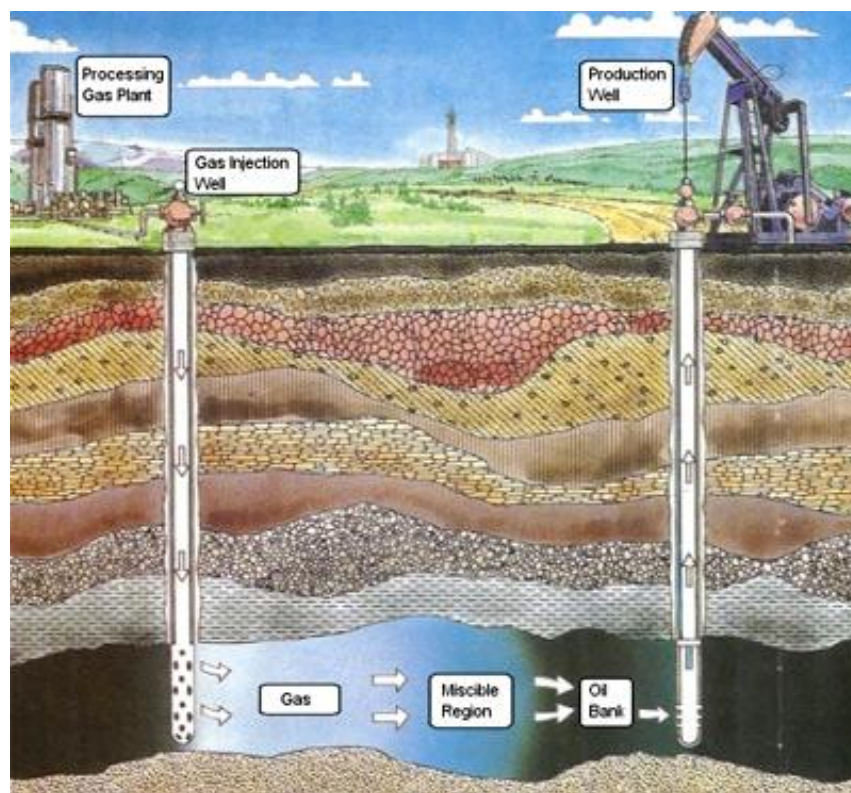


Figura 3.9: Schematizzazione processo di gas injection

3.4.3. Trasporto con pipeline

Le pipeline sono la soluzione più diffusa nel mondo per il trasporto dei fluidi di giacimento. Esse possono essere adibite al trasporto di flussi in fase singola come i gasdotti e gli oleodotti oppure possono portare flussi in multifase dove vi è la presenza di olio, gas ed acqua. Qualunque sia il regime di moto all'interno della condotta, il principale problema che bisogna affrontare è la perdita di pressione durante il trasporto. Le perdite di

pressione sono causate dall'attrito viscoso del fluido con le pareti interne della *pipeline*; esse diminuiscono all'aumentare della dimensione del diametro (fino a 40") ed aumentano proporzionalmente con la velocità del fluido; in media si ha una perdita di pressione di 15-25 bar ogni 100 km.

Nel caso di trasporto di una fase liquida, il gradiente di pressione necessario è fornito da delle pompe, mentre nel trasporto di gas il lavoro è svolto da compressori generalmente accoppiati a gruppi turbogas. Particolarmente vantaggioso è il trasporto di gas in superficie dove possono essere installate delle stazioni di ricompressione lungo il percorso per bilanciare le perdite di carico. Nel caso di trasporto sottomarino si può ricorrere a piattaforme per la ricompressione o ad unità sottomarine, con un significativo aggravio di costi. Contrariamente agli altri mezzi di trasporto, le *pipeline* sono influenzate quasi esclusivamente dai costi di investimento. Gli OPEX rappresentano circa l'1-2% annuo dei CAPEX.

3.4.4. LNG - *Liquefied Natural Gas*

Il Gas Naturale Liquefatto (GNL o LNG) si ottiene portando il gas naturale alla temperatura di -163°C, punto in cui il gas si presenta in fase liquida a pressione atmosferica. Passando dallo stato gassoso a quello liquido si ha una forte riduzione di volume; nelle condizioni finali un metro cubo di LNG corrisponde a 584 m³ di gas naturale. L'obiettivo della liquefazione è quello di rendere disponibile un fluido di più facile trasporto su lunghe distanze dove l'utilizzo di *pipeline* sarebbe non economico o non realizzabile. Gli impianti di liquefazione presentano al loro interno diverse unità di trattamento del gas: prima di essere portato in condizioni criogeniche il gas deve essere pulito e le impurità devono essere rimosse; solfuri, anidride carbonica, mercurio, acqua e condensati vengono eliminati in quanto potrebbero corrodere i materiali o solidificare durante il processo di liquefazione, portando alla rottura delle apparecchiature. Esistono diversi processi di refrigerazione, più o meno complessi, che vengono utilizzati a seconda della grandezza dell'impianto. Un impianto per la produzione di LNG presenta elevati costi di impianto legati a tutte le *facilities* presenti, conseguentemente il progetto di nuovi impianti è legato alla disponibilità di grandi volumi di gas da trattare, sia da grandi giacimenti singoli che dalla vicinanze di numerosi giacimenti piccoli.

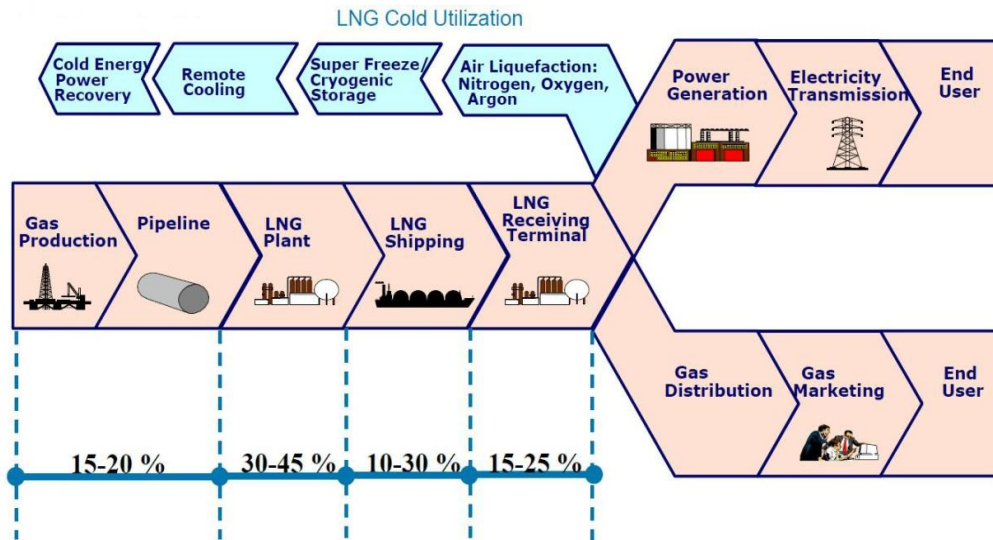


Figura 3.10: Filiera LNG e suddivisione dei costi relativi

Attualmente è in costruzione da parte di Shell il primo impianto di tipo *FPSO* (*Floating Production, Storage and Offloading system*) appositamente progettato per estrarre, processare e liquefare il gas, *FLNG* (*Floating LNG*), mentre esistono diversi studi simili a riguardo da parte di altre compagnie petrolifere. Queste unità galleggianti, vengono operate nelle vicinanze del giacimento di produzione e processano direttamente il gas senza il bisogno di installare una *sealine* per il suo trasporto a terra. L'incremento dei costi legato agli impianti *onshore* sta rendendo più competitivo lo studio di questo tipo di unità sebbene esse abbiano problemi che non vengono riscontrati negli impianti a terra. Un impianto galleggiante presenta problemi di tipo impiantistico, dovendo utilizzare processi di refrigerazione più semplici e quindi meno efficienti, e problemi di galleggiamento (*sloshing*) legati alla movimentazione di grandi quantità di liquidi a bassa densità che possono portare a instabilità della struttura.



Figura 3.11: Rappresentazione di un impianto galleggiante per la produzione di LNG

3.4.5. CNG - *Compressed Natural Gas*

Comprimere il gas naturale fino a pressione nell'ordine dei 200-250 bar permette di diminuire il volume specifico del fluido per favorirne l'accumulo in recipienti in pressione. Questa tecnologia è applicata con successo su piccola scala sia nella distribuzione sia nei trasporti ma è presente anche nel trasporto marittimo mediante grandi navi simili a metaniere dove il gas è stoccato in enormi recipienti in pressione. Lo sviluppo della tecnologia, tramite rapporti di compressione maggiori e temperature di stoccaggio minori, permette un maggior volume di trasporto da parte delle singole navi. Un basso costo di investimento per la compressione permette un accoppiamento ottimale con campi dove vi è una bassa produzione di gas (giacimenti di olio con gas associato) e non richiedendo complessi terminali di ricezione rende fattibile esportare il prodotto nei piccoli mercati, in modo capillare, che le grandi tratte di distribuzione non riescono a coprire.

3.4.6. Gas To Liquids

Il *Gas To Liquids (GTL)* non deve essere confuso con la liquefazione criogenica del gas che porta al gas naturale liquefatto (GNL). Questo processo è finalizzato ad ottenere idrocarburi liquidi a catena più lunga come le benzine, il gasolio o più spesso il metanolo. Il gas è convertito in combustibili liquidi tramite una conversione diretta oppure trasformandolo in *syngas* che viene

successivamente convertito in metanolo (*Mobil Process*) od in altri combustibili liquidi (*Fischer-Tropsch Process*). I prodotti finali sono più facilmente trasportabili rispetto al quantitativo di gas iniziale. Spesso le raffinerie utilizzano questi processi per recuperare il gas che altrimenti verrebbe mandato in torcia e disperso nell'ambiente, i prodotti ottenuti vengono poi utilizzati all'interno della stessa o venduti sul mercato. Altre soluzioni prevedono l'installazione di un impianto nei pressi di giacimenti dove non è economico costruire una rete di metanodotti. Vi è da considerare che sebbene questi processi siano utilizzati in tutto il mondo, il mercato la domanda di metanolo non è così elevata da giustificare un forte sviluppo di questo genere di impianti.

3.4.7. Gas To Solid

La tecnologia del *Gas To Solid* (GTS) permette di convertire il gas in idrati solidi che possono essere facilmente trasportati e successivamente rigassificati nei terminal di ricezione. La bassa complessità del processo, unito alle elevate efficienze ottenibili in piccola scala, rendono questa tecnologia particolarmente appropriata per applicazioni off-shore dove vi è la necessità di recuperare il gas associato altrimenti eliminato in fiaccola. Passando dallo stato gassoso allo stato solido il gas riduce il proprio volume di circa 180 volte rendendo più conveniente il trasporto sebbene non si raggiungano gli stessi volumi ottenibili con le tecnologie *LNG* e *CNG*.

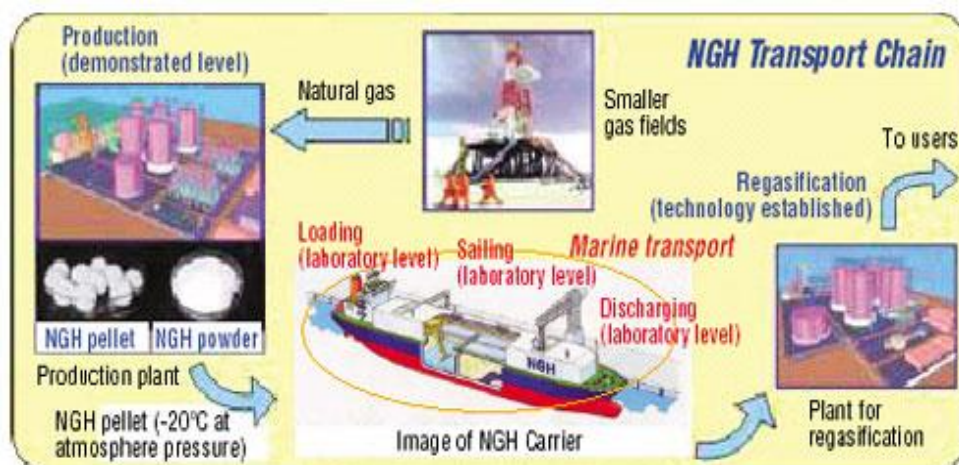


Figura 3.12: Schematizzazione della filiera del Gas To Solid

Esistono due diverse tipologie di produzione che si differenziano in base al processo coinvolto ed al prodotto finale. La *Dry Hydrate Production* permette di ottenere pellet solidi in cui viene massimizzato il rapporto gas-acqua

presente tramite sistemi di filtraggio che separano tutta l'acqua in eccesso. Questo sistema produce particelle solide, simili alla neve, ad una temperatura di 40°C sotto lo zero ed a pressione atmosferica. Gli idrati possono essere quindi inviati alle navi mediante un semplice sistema pneumatico e trasportati senza problemi di solidificazione dell'acqua ai terminal di rigassificazione. Lo *Slurry Hydrate Production* nasce come una semplificazione del processo a secco, dove l'acqua non viene completamente eliminata, in cui il prodotto finale è una miscela (*slurry*) di acqua ed idrati avente un rapporto pari a 75 m³ di gas per ogni m³ di volume prodotto. Questo processo presenta diversi vantaggi rispetto al metodo *dry* e ad altre tecnologie di trasporto: permette il trattamento di gas senza ulteriori processi di depurazione a monte, non richiede temperature e pressioni di esercizio estreme, non necessita di catalizzatori durante il processo e permette l'installazione su unità galleggianti (*FPSO*) trasferibili e riutilizzabili in diversi contesti.

Questa tecnologia, forte della propria semplicità e sicurezza, risulta essere una valida soluzione per la valorizzazione e l'utilizzo del gas associato in giacimenti offshore. Il trasporto in fase solida risulta essere competitivo in contesti di medio-basse produzioni di gas; in queste situazioni presenta costi di investimento simili a quelli del gas compresso (CNG).

4. DESCRIZIONE DELLA TECNOLOGIA CONSIDERATA

L'obiettivo di questo capitolo è di fornire un'analisi dettagliata dei vari componenti meccanici che sono stati presi in considerazione durante lo studio di fattibilità. Vengono evidenziate le proprietà tecniche e di funzionamento di ogni macchina in relazione all'ambito petrolifero, avendo queste macchine caratteristiche di funzionamento diverse rispetto alle normali condizioni di lavoro.

4.1. Eiettori

Gli eiettori sono apparecchiature progettate per utilizzare l'energia resa disponibile da un fluido ad alta pressione per effettuare una compressione di un flusso a bassa pressione. Possono prevedere in alimentazione l'impiego di fluidi comprimibili o di fluidi incomprimibili, potendo lavorare anche con fluidi di natura diversa.

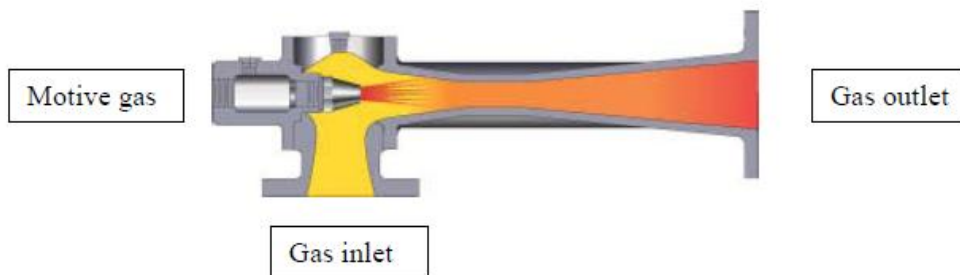


Figura 4.1: Schematizzazione funzionamento di un eiettore



Figura 4.2: Esempio di installazione di un eiettore a gas

Funzionamento e curve di lavoro

Gli eiettori sono composti da tre parti principali, le quali sono sempre presenti e non dipendono dalla natura dei fluidi impiegati:

- L'ugello, che inietta il fluido ad alta pressione nella sezione di gola del condotto miscelatore;
- La camera di miscelamento, dove avviene il miscelamento dei due fluidi;
- Il diffusore, che converte l'energia cinetica del flusso in uscita in energia di pressione effettuando così l'effetto utile di compressione del fluido;

Il fluido motore (*drive fluid* oppure *primary fluid*) ad alta pressione è fatto passare attraverso un ugello dove la sua energia di pressione è trasformata in energia cinetica. Posizionando l'ugello sulla sezione di gola di un condotto convergente-divergente il flusso ad alta velocità riesce ad aspirare all'interno del condotto il fluido a bassa pressione (*suction fluid* oppure *secondary fluid*). I due flussi sono quindi miscelati tra loro nella camera di miscelamento (*mixing tube*) che permette un iniziale aumento di pressione. Un'ulteriore recupero di pressione avviene quando il flusso attraversa il diffusore posizionato subito dopo la camera di miscelamento prima dell'uscita dalla macchina. A seconda della natura dei fluidi si possono raggiungere rapporti di compressione pari a 4 volte la pressione in ingresso del fluido in aspirazione.

Le caratteristiche di funzionamento di un eiettore dipendono dalla temperatura e massa molare dei fluidi di lavoro. Maggiore è la massa molare del fluido maggiore è la capacità di aspirazione dell'eiettore, assumendo costanti le portate di fluido motore. Parallelamente alla massa molare si ottiene una diminuzione della capacità aspirante con l'aumento della temperatura del fluido.

Il punto di funzionamento di qualsiasi eiettore dipende da due parametri chiave che caratterizzano i flussi entranti nella macchina:

- Rapporto di pressione HP/LP tra *drive* e *suction fluid*;
- Rapporto di portata LP/HP tra *suction* e *drive fluid*;

Le figure 4.3 e 4.4 mostrano le curve di funzionamento per un eiettore operante con entrambi le portate di gas metano. Queste curve sono calcolate impostando diversi rapporti di pressione e portata tra i fluidi di lavoro. Fattori correttivi empirici, basati su test di laboratorio, sono stati utilizzati per considerare le perdite dovute all'attrito del flusso sulle pareti della

camera di miscelamento e alle irreversibilità presenti nell'ugello e nel diffusore.

Ogni punto delle curve descritte dalle figure corrisponde ad un eiettore ottimizzato per quelle specifiche condizioni di utilizzo. I punti adiacenti ad esso sulla stessa curva di funzionamento rappresentano teoricamente eiettori diversi operanti in diverse condizioni.

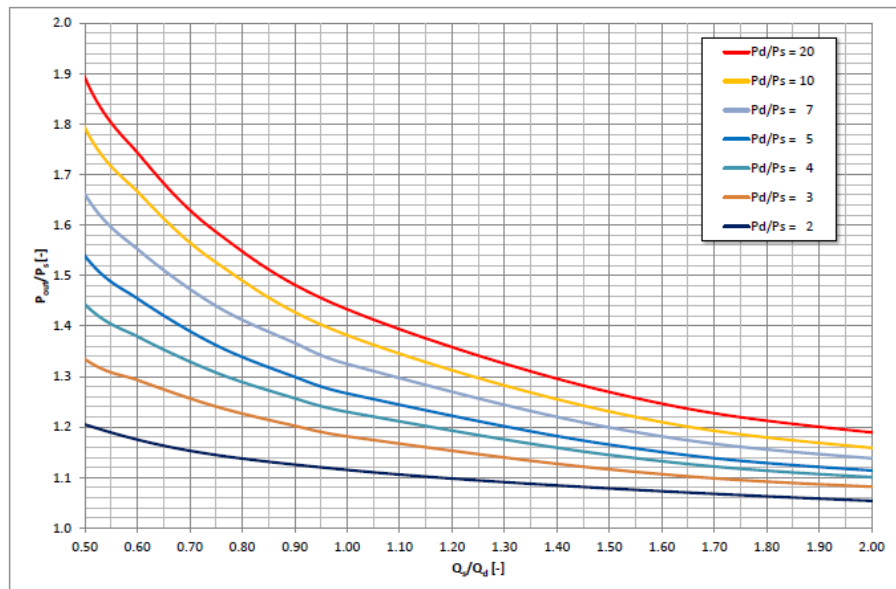


Figura 4.3: Curva funzionamento eiettore gas-gas, alti rapporti tra le portate

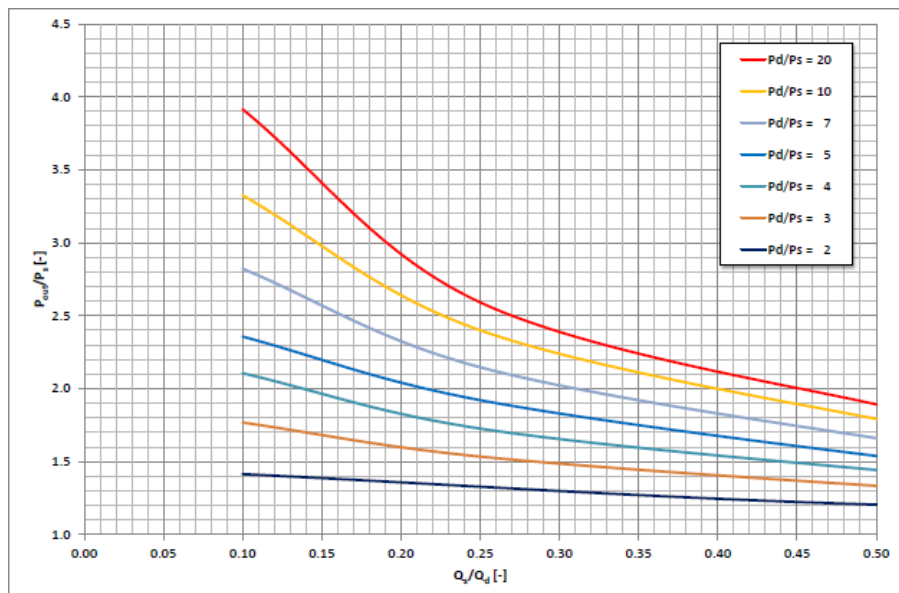


Figura 4.4: Curva funzionamento eiettore gas-gas, bassi rapporti tra le portate

Principio di funzionamento e design

Il principio di funzionamento di un eiettore si basa sul funzionamento del tubo di Venturi. L'effetto Venturi è il fenomeno fisico per cui la pressione di una corrente fluida aumenta con il diminuire della velocità. Considerando un condotto avente una diminuzione della sezione al suo interno, percorso da un fluido a densità costante (incomprimibile), dall'equazione di continuità, in condizioni stazionarie, la portata massica entrante nella sezione maggiore deve essere pari a quella entrante nella sezione minore. Sotto queste ipotesi, la portata volumetrica può essere espressa come prodotto della velocità per la sezione di passaggio.

$$v_1 \times A_1 = v_2 \times A_2$$

Da questa relazione si deduce che ad una diminuzione della sezione corrisponde un aumento della velocità.

Tramite l'equazione di Bernoulli:

$$\rho g h_1 + p_1 + \frac{1}{2} \rho v_1^2 = \rho g h_2 + p_2 + \frac{1}{2} \rho v_2^2$$

ipotizzando che non esista una differenza di quota tra le due sezioni considerate si ottiene la seguente equazione:

$$p + \frac{1}{2} \rho v^2 = \text{costante}$$

Si ottiene quindi una correlazione tra la pressione e la velocità in una data sezione; all'aumentare della velocità del fluido si crea necessariamente una diminuzione della pressione interna del fluido stesso tale da mantenere la loro somma costante.

Al fine di poter effettuare una schematizzazione delle condizioni di uscita dall'eiettore tre parametri chiave devono essere calcolati.

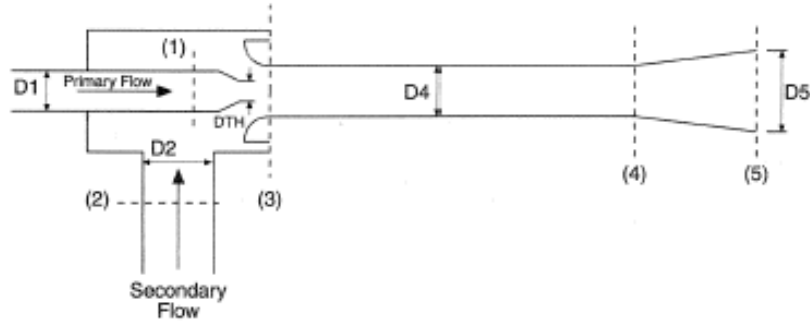


Figura 4.5: Design eiettore

Il rapporto tra le pressioni:

$$N = \frac{P_5 - P_2}{P_1 - P_5}$$

dove P1, P2 e P5 rappresentano le pressioni totali del flusso.

Il rapporto tra le portate,

$$M = \frac{\dot{V}_2}{\dot{V}_1}$$

ed il rapporto tra l'area dell'ugello e quella del tubo miscelatore, R.

Questi parametri sono legati tra loro dalla seguente relazione che permette di calcolare il rapporto tra le pressioni N se tutti i valori di funzionamento sono conosciuti.

$$N = \frac{2R + \frac{2CM^2R^2}{1-R} - R^2(1+CM)(1+M)(1+K_m+K_d) - \frac{CM^2R^2}{(1-R)^2}(1+K_s)}{(1+K_p) - 2R - \frac{2CM^2R^2}{1-R} + R^2(1+CM)(1+M)(1+K_m+K_d)}$$

dove C è il rapporto delle densità tra *suction* e *drive fluid*. K_p, K_s, K_m e K_d rappresentano i coefficienti di perdita rispettivamente dell'ugello, del flusso in aspirazione, della camera di miscelamento e del diffusore; per elevati numeri di Reynold (superiori a 2x10⁵) e per un eiettore ottimizzato questi coefficienti assumono rispettivamente i valori 0.05, 0.1, 0.15 e 0.2.

Trattandosi di macchine fluidodinamiche possono insorgere problemi quando il fluido motore raggiunge condizioni soniche all'uscita dell'ugello; in particolare quando si opera con un rapporto P_d/P_s > P_d/P_c, essendo P_c la

pressione critica del fluido, si instaurano condizioni di flusso supersonico. Al di sotto di questa condizione l'ipotesi di incompressibilità dei fluidi di lavoro è ritenuta valida; sopra questo limite il fluido motore raggiunge la condizione di blocco sonico nell'ugello di iniezione e gli effetti di compressibilità devono essere considerati. All'insorgere di questa condizione, la velocità del flusso diventa quindi indipendente dalla pressione del *suction fluid* in aspirazione e la sua portata diviene:

$$\dot{M}_1 = C_D P_1 S_{TH} \sqrt{\frac{\gamma}{R_1 T_1} \left(\frac{2}{\gamma + 1} \right)^{\gamma+1/\gamma-1}}$$

dove C_D è il coefficiente di scarico, S_{TH} è l'area della sezione di gola.

A valle della sezione di gola il flusso espande con una serie di onde d'urto supersoniche fino a quando la pressione di entrambi i fluidi diviene uguale ed il miscelamento si completa. L'installazione di un ugello convergente-divergente favorisce lo sviluppo del flusso fino alle condizioni di stabilità, anche se alcuni studi hanno rilevato che può risultare non necessario al fine della compressione.

Le prestazioni della macchina vengono calcolate considerando la conservazione della quantità di moto e di energia nel condotto di miscelamento e nel diffusore. A causa della complessità delle equazioni, questi calcoli non possono essere risolti direttamente ma ci si avvale di complessi metodi grafici.

Eiettori multifase e jet pumps

Quando i fluidi di lavoro non sono entrambi di natura gassosa si possono avere ulteriori tipologie di eiettori. Si parla di eiettori multifase quando alla portata di gas è associata una importante percentuale di condensati trascinati oppure vi è un flusso bifase liquido-vapore; al contrario con il termine *jet pumps* ci si riferisce ad una condizione in cui il fluido motore è generalmente un flusso monofase liquido utilizzato per comprimere un flusso di gas, con presenza o meno di condensati.

Le prestazioni degli eiettori multifase sono fortemente influenzate dalle specifiche dei fluidi trattati; quando la percentuale di condensati trascinati supera il 2-5% in volume oppure si è in presenza di olio con elevati rapporti di GOR ($>1000 \text{ Sm}^3/\text{m}^3$) si assiste a rapporti di compressione molto inferiori rispetto a quelli di un eiettore a gas, arrivando a valori di compressione pari a 1,2 in condizioni favorevoli. In questi casi, generalmente un separatore a

monte dell'eiettore è utilizzato per migliorare le caratteristiche dei fluidi e le prestazioni dell'eiettore.

Il funzionamento di un *jet pump*, invece, in virtù della presenza di una sola fase liquida permette il raggiungimento di prestazioni molto elevate. Queste prestazioni possono superare quelle ottenibili con un normale eiettore gas-gas, avendo il limite di operare con rapporti di portate massime limitati

$$\frac{Q_s}{Q_d} = 1.1 \div 1.2$$

Il *drive fluid* generalmente utilizzato è l'acqua ma applicazioni con olio, avente determinate caratteristiche di composizione e GOR, sono state installate con successo.

Pregi e difetti

Sebbene gli eiettori abbiano una bassa efficienza, in genere mai superiore al 30%, la loro semplicità costruttiva e l'assenza di parti mobili al loro interno permette una buona economicità in particolari contesti, per esempio laddove vi sia una disponibilità di fluidi ad alta pressione non valorizzata.

I principali vantaggi derivanti dall'uso di eiettori risiedono in un'alta affidabilità costruttiva non avendo parti mobili al loro interno, nei bassi costi di investimento iniziale e di minimi costi di operabilità in seguito all'installazione, grazie all'assenza di sistemi di lubrificazione a volte necessari con l'uso di compressori. L'installazione di eiettori porta con sé una diminuzione del livello di vibrazioni durante il funzionamento ed una drastica riduzione in termini di costi e tempi legati alla manutenzione di tali apparecchiature.

4.2. Compressori

4.2.1. Oil-injected screw compressor

I compressori a vite con iniezione di olio lubrificante hanno buone caratteristiche in termini di efficienza e manutenzione, con bassi livelli di rumorosità e vibrazione; inoltre presentano un design compatto che limita lo spazio necessario per l'installazione. Il loro utilizzo trova buone applicazioni quando si hanno situazioni di:

- Grandi variazioni di portata, pressione e massa molecolare
- Elevati rapporti di compressione richiesti
- Trattamento di gas con piccoli valori di massa molecolare
- Buone prestazioni ai carichi ridotti

Le prestazioni di un compressore *oil-injected* non vengono influenzate dalle proprietà del gas e grazie alla presenza di una *slide valve* si ottengono risparmi energetici in condizione di funzionamento parziale della macchina. I compressori a vite offrono una portata continua di fluido senza presentare problemi di mandata discontinua e pulsante dei gas. Non avendo limiti di pompaggio, tipici dei compressori centrifughi, possono facilmente fornire le portate richieste indipendentemente dalle variazioni di pressione, temperatura e composizione del gas.

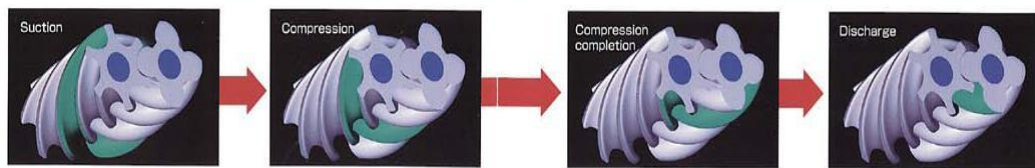


Figura 4.6: Funzionamento del compressore a vite

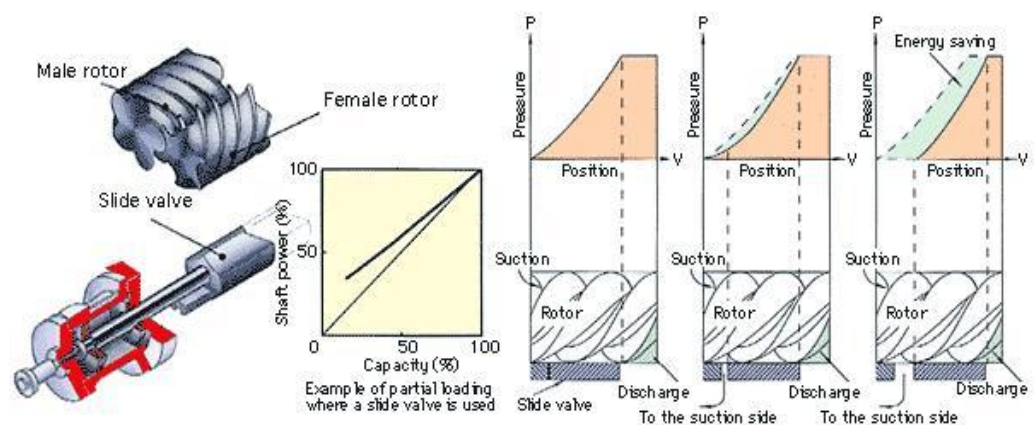


Figura 4.7: Funzionamento della slide valve

I compressori a vite sono di tipo volumetrico; questo tipo di compressori aspira un volume di gas indipendente dalle condizioni di aspirazione e mandata, la portata elaborata è direttamente proporzionale alla velocità ed il rapporto di compressione è indipendente da essa. Il compressore può essere regolato sia con una valvola di *by-pass* sia con un limitatore di velocità. Nell'ambito del recupero di *flare gas* il risparmio energetico derivante dall'utilizzo di un regolare di velocità non ne giustifica i maggiori costi di investimento; normalmente il controllo della portata è effettuato mediante una *slide valve*, che regola la portata in aspirazione mantenendo costante la pressione di scarico, insieme a dispositivi per il ricircolo del flusso.

Un compressore a vite è formato al suo interno da due viti con profilo a passo

inverso: una vite femmina ed una vite maschio; la femmina presenta un profilo concavo dove viene alloggiata la vite maschio con profilo convesso. Le due viti ruotano in direzioni opposte e aspirano il gas nella cavità che si viene a formare tra i due profili. La compressione del gas ha inizio quando la filettatura della vite maschio blocca quella della vite femmina. Il volume disponibile tra il corpo del compressore e i due profili filettati diminuisce durante la rotazione. Infine il gas raggiunge il collettore di scarico dove viene scaricato ad una pressione maggiore di quella di immissione. Durante il processo di rotazione non c'è nessun contatto tra i due componenti rotanti, evitando quindi l'insorgere di usura e garantendo una completa affidabilità, senza l'insorgere di sollecitazioni meccaniche o flussi pulsanti di gas.

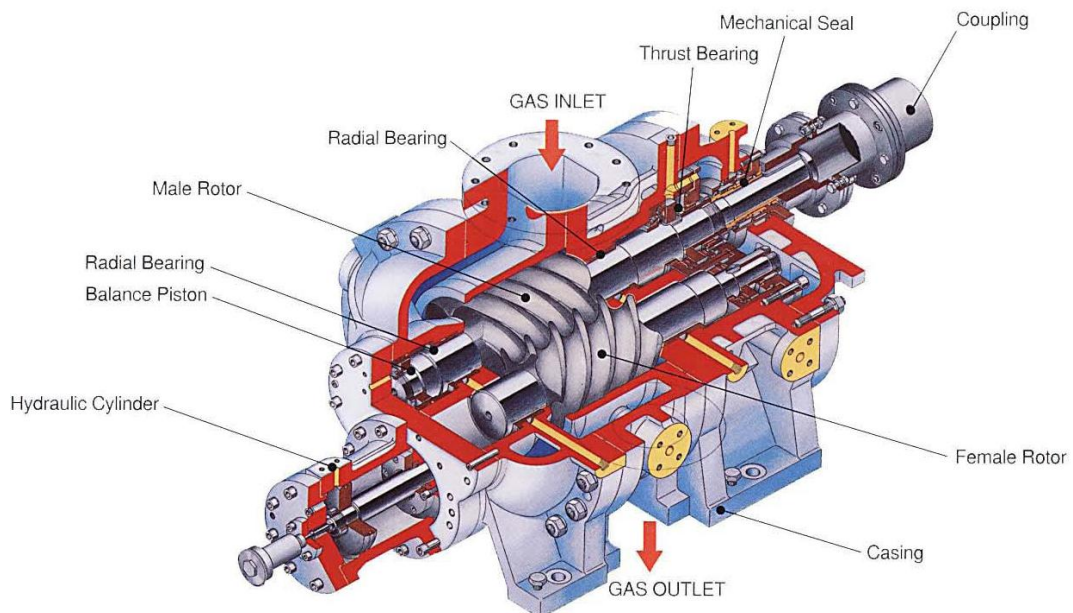


Figura 4.8: Schema del compressore

L'olio lubrificante è iniettato nella camera di compressione insieme al gas. Il suo impiego permette di asportare il calore generato dal gas durante la compressione, riempire i giochi che si vengono a creare tra i profili dei due rotori, far lavorare la macchina a maggiori rapporti di compressione per singolo stadio. La miscela di gas e olio in uscita dal compressore viene inviata ad un separatore che raccoglie l'olio separando il gas. L'olio recuperato viene raffreddato e filtrato prima di essere rimandato in camera di compressione. L'olio lubrificante è una parte essenziale del compressore a vite. La qualità dell'olio, la densità e la viscosità devono essere specificatamente studiate in base alla composizione del gas con cui si deve operare. Durante la compressione, il gas interagisce con l'olio, diluendolo e facendo variare la sua

viscosità. I contaminanti, sia liquidi che solidi, che potrebbero essere contenuti nel gas da trattare, devono essere rimossi efficacemente per evitare l'insorgere di problemi al compressore o al sistema di circolazione dell'olio.

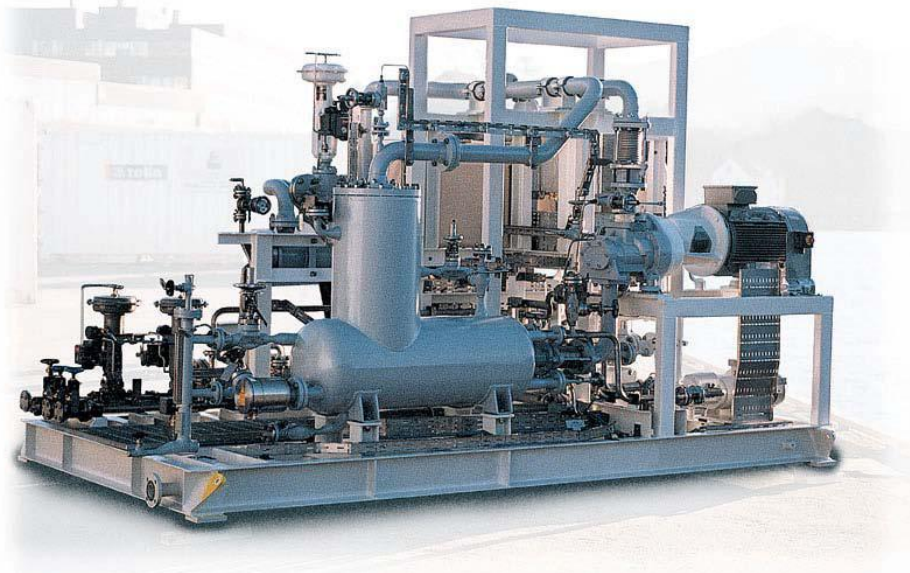


Figura 4.9: Modulo compressore a vite

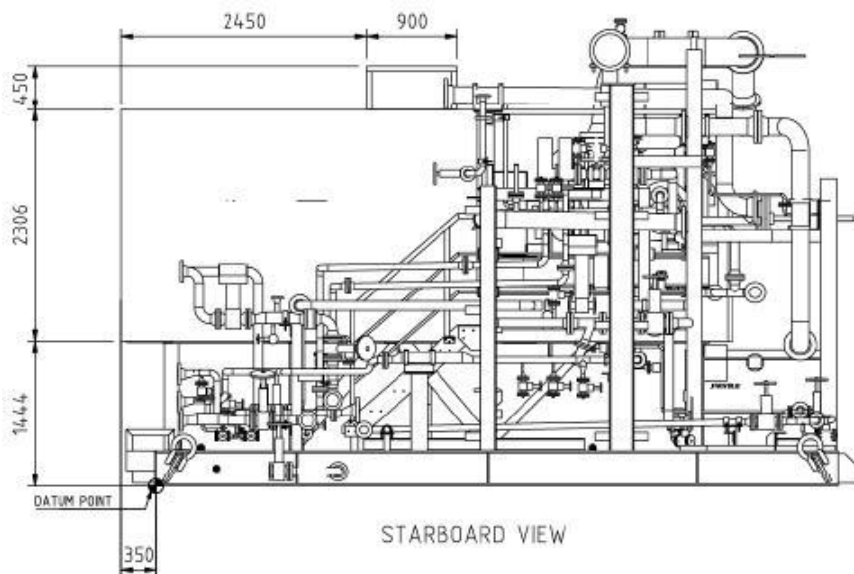


Figura 4.10: Modulo del compressore, vista laterale

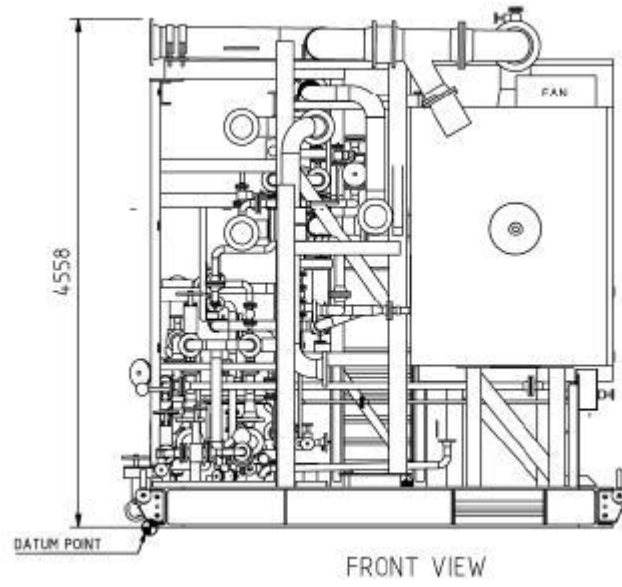


Figura 4.11: Modulo del compressore, vista frontale

4.2.2. Oil-free screw compressor

I compressori a vite senza l'iniezione di olio sono generalmente utilizzati dove vi è la necessità di elaborare grandi portate di gas a modesta pressione; il loro utilizzo prevede la presenza di rilevanti quantità di polveri o impurità nella corrente trattata. La progettazione di un compressore *oil-free* risulta più complessa di quello *oil-injected* in quanto si deve garantire la tenuta tra i due rotori. Inoltre, il rapporto di compressione ottenibile nel singolo stadio risulta minore a causa dei limiti sulla temperatura di scarico del gas, che non può venire raffreddato dall'olio. A causa dei problemi di tenuta e di raffreddamento del gas, i compressori *oil-free* hanno un rendimento minore dei compressori *oil-injected*.

Il principale utilizzo di questo tipo di compressori avviene in presenza di:

- Trattamento di gas sporchi, corrosivi, contenenti liquido o tendenti a formare polimeri
- Grandi variazioni di portata, pressione e massa molare

Come i precedenti, sono formati da due alberi filettati che ruotando in direzione opposta permettono la compressione del fluido in modo continuo garantendo una portata costante. I due rotori sono calettati uno nell'altro e durante la loro rotazione permettono la compressione del gas; prima che il lobo della vite maschio completi il percorso nella scanalatura della vite femmina, il gas viene scaricato tramite un collettore di uscita.

I compressori a vite privi di olio possono funzionare anche in presenza di materiale estraneo nel *casing* o sulle superfici dei rotori. I due alberi rotanti hanno una struttura molto rigida e devono ruotare ad una velocità molto minore rispetto alla velocità critica flessionale. Il materiale estraneo che si deposita sulle superfici dei rotori non compromette il funzionamento del compressore, anzi incrementa l'efficienza della compressione poiché diminuisce i trafiletti di fluido tra i lobi. Le criticità di questo tipo di macchina non risiedono tanto nella presenza di liquido, che può essere facilmente accettata, quanto alle forti dilatazioni termiche sia del *casing* che dei rotori che possono indurre forti stress meccanici.

4.2.3. Liquid ring compressor

I compressori ad anello liquido rientrano nella famiglia dei compressori volumetrici. In questo tipo di macchine la compressione è ottenuta mediante l'utilizzo di un fluido ausiliario. Grazie alla presenza del fluido di lavoro, il

funzionamento del compressore non è influenzato dalla composizione del gas che si vuole comprimere; questo tipo di macchine sono in grado di lavorare in presenza di gas molto acidi, arrivando ad elaborare gas con contenuti di H₂S fino al 90% . I rendimenti adiabatici che si possono raggiungere variano dal 30 al 35% a seconda della macchina.

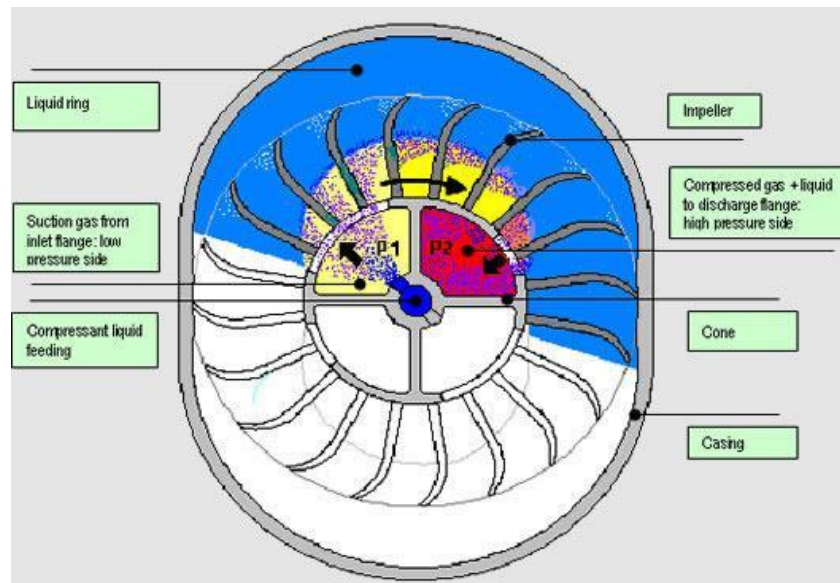


Figura 4.12: Funzionamento compressore ad anello liquido

La rotazione della girante mette in moto il fluido di lavoro che va a riempire parte del corpo macchina, formando un anello di liquido rotante, concentrico al corpo della macchina, a causa dell'effetto della forza centrifuga. La girante del compressore è montata eccentrica rispetto al centro del *casing*, dove viene messo in rotazione il fluido; a causa di questa eccentricità, l'anello liquido si avvicina e allontana ripetutamente dall'albero della macchina, grazie al quale si crea un "moto a pistone liquido" che sposta il gas tra le pale della girante. Durante la rotazione, il liquido viene aspirato e forzato ad andare a occupare gli spazi tra le pale della girante, comprimendo gradualmente il gas. A fine rotazione, quando il gas è stato compresso, sia il liquido che il gas vengono scaricati dalla flangia di uscita dove vengono inviati ad un separatore; il gas viene mandato alla sua utenza finale mentre il liquido viene portato alla sua temperatura iniziale in uno scambiatore di calore prima di essere inviato nuovamente al compressore. La portata di liquido circolante nel compressore è una caratteristica propria del punto di funzionamento della macchina; la portata aumenta se la pressione di mandata del gas richiesta al compressore aumenta.

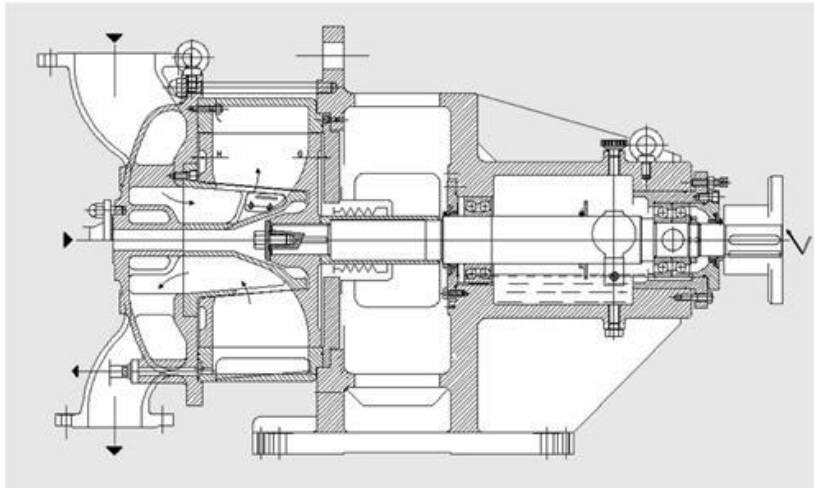


Figura 4.13: Sezione compressore ad anello liquido

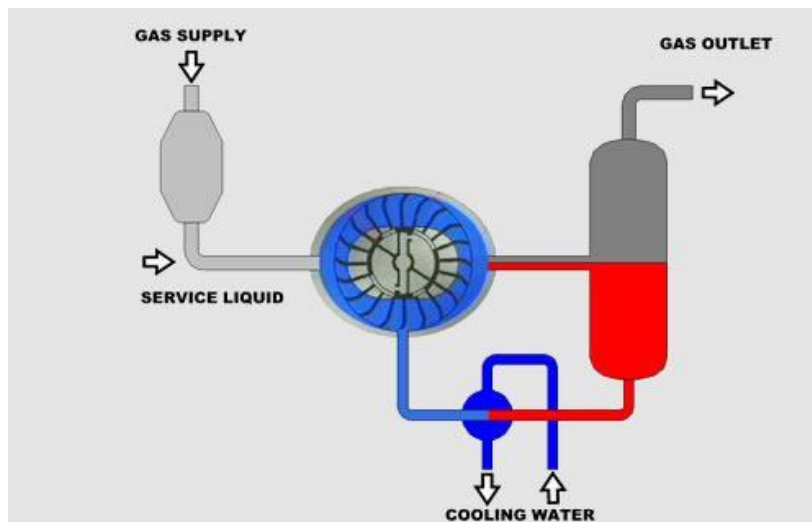


Figura 4.14: Schema sistema circolazione liquido

5. DESCRIZIONE DELLO STUDIO DI FATTIBILITA'

Questo studio di fattibilità si propone di studiare le varie soluzioni tecniche per ottenere lo spegnimento della fiamma sulla torcia della piattaforma di Awa Paloukou nell'ambito del progetto "Zero Torchage". Di seguito verranno analizzati i diversi scenari ricordando al lettore che lo studio fa parte di un progetto di *revamping* di piattaforme già esistenti e spesso sovraccaricate, dove i vincoli principali limitano l'aggiunta di ulteriori macchine con associato il loro peso ed invece privilegiano l'utilizzo di attrezzature già installate con opportune modifiche.

5.1. Gas associato e casing gas

Durante lo sfruttamento di un giacimento di olio si ha sempre della produzione di gas insieme all'olio. Questo fenomeno è legato alla presenza o meno di gas in soluzione con l'olio. Si parla di gas non associato quando vi è solo presenza di idrocarburi volatili (CH_4 >95-99%) e tracce di idrocarburi medi (C2-C6) (Tabella 5.1); si è soliti riferirsi a questo genere di giacimenti come giacimenti di gas, specificandone poi le caratteristiche a seconda degli idrocarburi presenti. Nei giacimenti di olio, al contrario, si assiste ad una prevalenza di idrocarburi pesanti (C10+) e ad una piccola parte di idrocarburi leggeri. Se il giacimento ha una pressione maggiore di quella di saturazione del gas in esso disciolto si parla di giacimento di olio sottosaturo; in questi giacimenti si ha una produzione monofasica di olio e il gas viene prodotto solamente a valle testa pozzo quando la pressione diminuisce fino alle condizione operative dell'impianto. Quando invece il giacimento è ad una pressione pari a quella di saturazione si ha presenza di una cappa di gas che si interfaccia con l'olio. Sia che il gas venga separato a testa pozzo o sia prodotto insieme all'olio si rientra sempre nella categoria di gas associato.

Tabella 5.1: Composizione generale gas associato e gas non associato

	Non-Associated Gas Volume %	Associated Gas Volume %
Metano	95-98	50-80
Etano	1-3	10-20
Propano	0,5-1	5-12
Butano	0,2-0,5	2-5
C ₅₊	0,2-0,5	1-3

Tabella 5.2: Composizione del casing gas sulla piattaforma di Awa Paloukou

Componente	% molare
NITROGEN	1,59
CARBON DIOXIDE	0,55
METHANE	66,59
ETHANE	12,33
PROPANE	8,16
ISO-BUTANE	2,75
BUTANE	3,07
ISO-PENTANE	1,48
PENTANE	1,20
HEXANE	1,21
HEPTANE	0,52
OCTANE	0,46
NONANE	0,09

Il *casing gas* sebbene rientri nella categoria di gas associato viene prodotto secondo una modalità differente e porta ad avere una differente composizione rispetto al gas associato prodotto al separatore (Tabella 5.2). La presenza di questo gas è strettamente legata alla presenza di pompe di estrazione a fondo pozzo (*ESP – Electrical Submersible Pump*). L'installazione di queste pompe è effettuata laddove vi sia una pressione di fondo pozzo molto bassa in modo da aumentare la produzione del pozzo stesso. Essendo pompe di tipo centrifugo, il loro funzionamento può essere danneggiato gravemente dalla presenza di gas in ingresso alle giranti. Affinché si possa operare in condizioni di elevato rapporto tra gas e olio (*GOR – Gas Oil Ratio*) bisogna provvedere all'installazione di un separatore tra olio e gas in aspirazione alla pompa. Lo stato dell'arte prevede l'installazione di uno o più sistemi di separazione di tipo *Vortex*, in cui il fluido entrante viene messo in rotazione provocando una separazione dell'olio dal gas dovuta alle diverse densità dei fluidi. L'olio viene recuperato esternamente ed inviato alle pompe mentre il gas viene separato nella zona centrale del separatore.

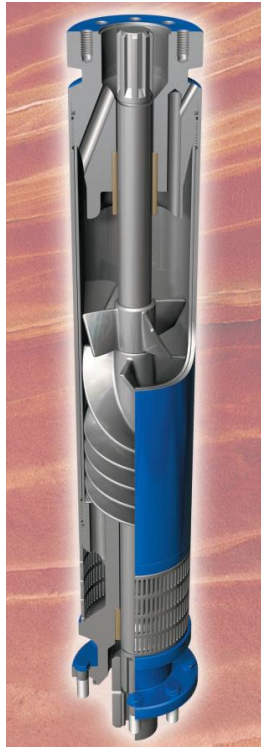


Figura 5.1: Schema pompa ESP

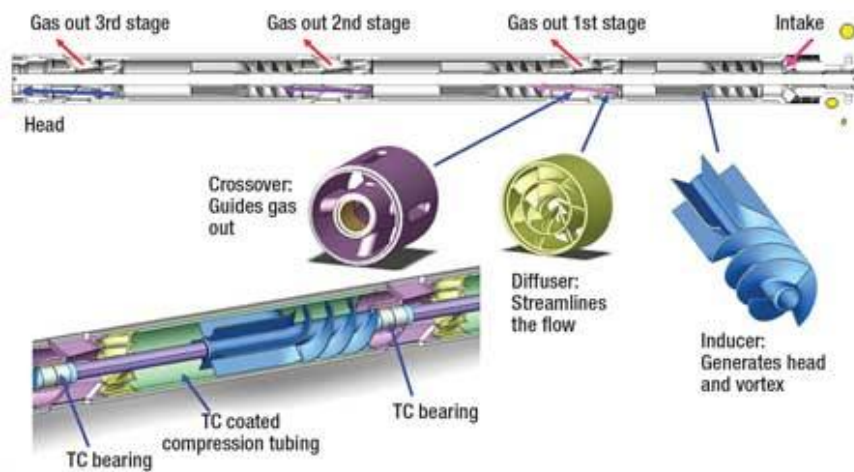


Figura 5.2: Funzionamento pompa ESP

L'olio così trattato viene inviato all'ingresso delle pompe e fatto risalire lungo il *tubing* di produzione mentre il gas separato viene espulso nell'*annulus* presente tra il *casing* ed il *tubing* stesso.

Il gas, dopo aver risalito il *casing*, viene raccolto a testa pozzo mediante un sistema apposito di valvole. La quantità di gas prodotto da ogni pozzo è variabile e dipende dalle caratteristiche del giacimento. Elevate produzioni di *casing gas* si riscontrano in giacimenti aventi grandi valori di GOR dell'olio. Il

decadimento della pressione durante la coltivazione di un giacimento porta la pressione a scendere sotto quella di saturazione dell'olio, provocando una formazione di gas direttamente alle condizioni di giacimento; questa quantità di gas viene eliminata dai separatori a fondo pozzo e recuperata come gas di *casing*.

Generalmente alla produzione di *casing gas* è associato un basso livello di pressione. Quando la pressione non è sufficientemente elevata per poter recuperare il valore energetico del gas, questo viene direttamente bruciato in torcia.

5.2. Analisi per il recupero del gas di *casing*

Al fine di recuperare il gas di *casing* prodotto dai pozzi è stato svolto uno studio approfondito riguardo la possibilità di utilizzare un eiettore, analizzando diverse configurazioni, oppure verificare la potenza necessaria di un nuovo compressore. Un'ulteriore criticità è stata presentata dalla reperibilità dei dati che ha portato nel corso del tempo a rifacimenti del lavoro e sviluppi dello stesso.

La produzione di *casing gas* per ogni singolo pozzo, fornita da Eni Congo, è riportata qui di seguito:

Tabella 5.3: Produzione casing gas sulla piattaforma di Awa Paloukou

Pozzo	Quantità [Sm ³ /day]
AWAM101	89
AWAM102	1020
AWAM103	53,6
AWAM104	19680
AWAM105	136
PSM106	70,6
PSM107	20,7
TOTALE	21069,9

Mentre le condizioni operative delle macchine installate ed operanti attualmente sulla piattaforma, utilizzate per il calcolo delle diverse configurazioni considerate, sono riportate nella seguente tabella:

Tabella 5.4: Caratteristiche compressore attualmente installato in piattaforma

Compressore	
Portata gas [Sm³/day]	48339
Potenza assorbita 1st stage [kW]*	99,01
Potenza assorbita 2nd stage [kW]*	67,77
Potenza assorbita totale [kW]*	166,78
Rendimento adiabatico	0,6

*La potenza assorbita dal compressore è stata calcolata mediante il software PRO/II tenendo presente delle caratteristiche tecniche del compressore con un errore di potenza risultante < 1%.

Tabella 5.5: Caratteristiche turbine attualmente installate in piattaforma

Turbina a gas	
Portata gas [Sm³/day]	10624
Potenza erogata [kW]*	1309,92
Rendimento adiabatico	0,279

*La potenza erogata è stata calcolata mediante il software PRO/II e discosta dal dato di potenza reale inviato da Eni Congo dello 0,6%.

Tramite l'utilizzo del software di progettazione PRO/II si è implementato l'impianto attuale. Sono stati considerati diversi scenari di recupero del gas, diversificando di volta in volta lo schema. Le soluzioni hanno previsto l'aggiunta di un eiettore, l'installazione di un nuovo compressore o una soluzione mista data dall'unione di entrambe le macchine.

Tutti gli *equipment* attualmente presenti in piattaforma sono stati configurati, dove è stato possibile, con i dati in ingresso relativi alla macchine attualmente installate in piattaforma, variando i parametri non definiti in modo da ottenere dei dati in uscita confrontabili con quelli forniti da Eni Congo.

Partendo dallo schema costruttivo attuale (Figura 5.4), nel foglio di calcolo utilizzato in PRO/II si sono schematizzati gli *stream* dei sette pozzi confluenti nel *manifold* del *casing gas header*. La divisione delle diverse portate ha permesso un più facile controllo della regolazione, ottenendo allo stesso tempo una visione complessiva migliore dell'impianto. Ai fini della simulazione sono stati aggiunti il compressore, suddiviso nei due stadi di compressione, ed il separatore di produzione. A valle del *casing gas header* si è implementato il funzionamento dell'eiettore con l'aggiunta del nuovo compressore e delle apparecchiature ausiliarie (Figura 5.3).

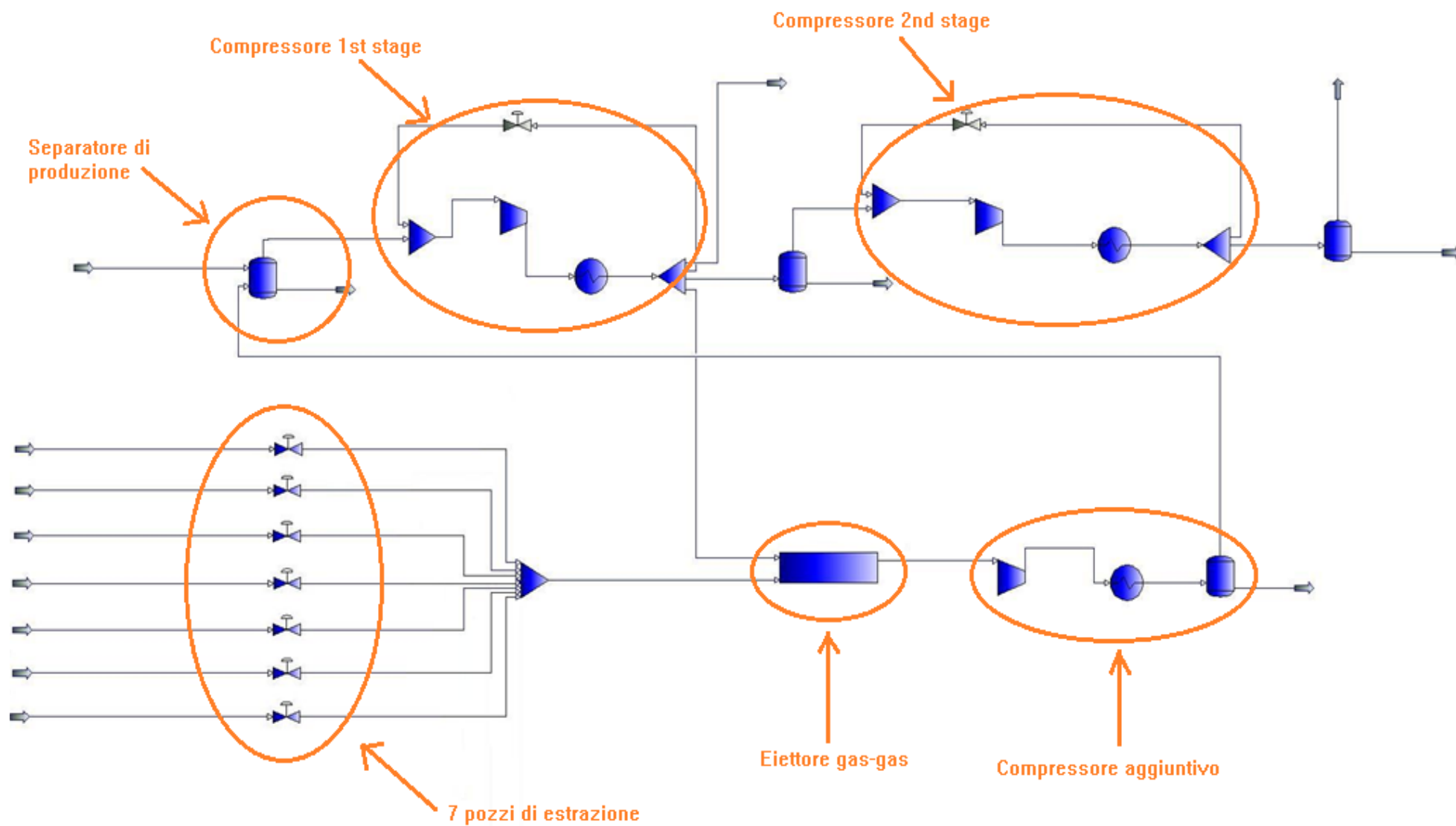
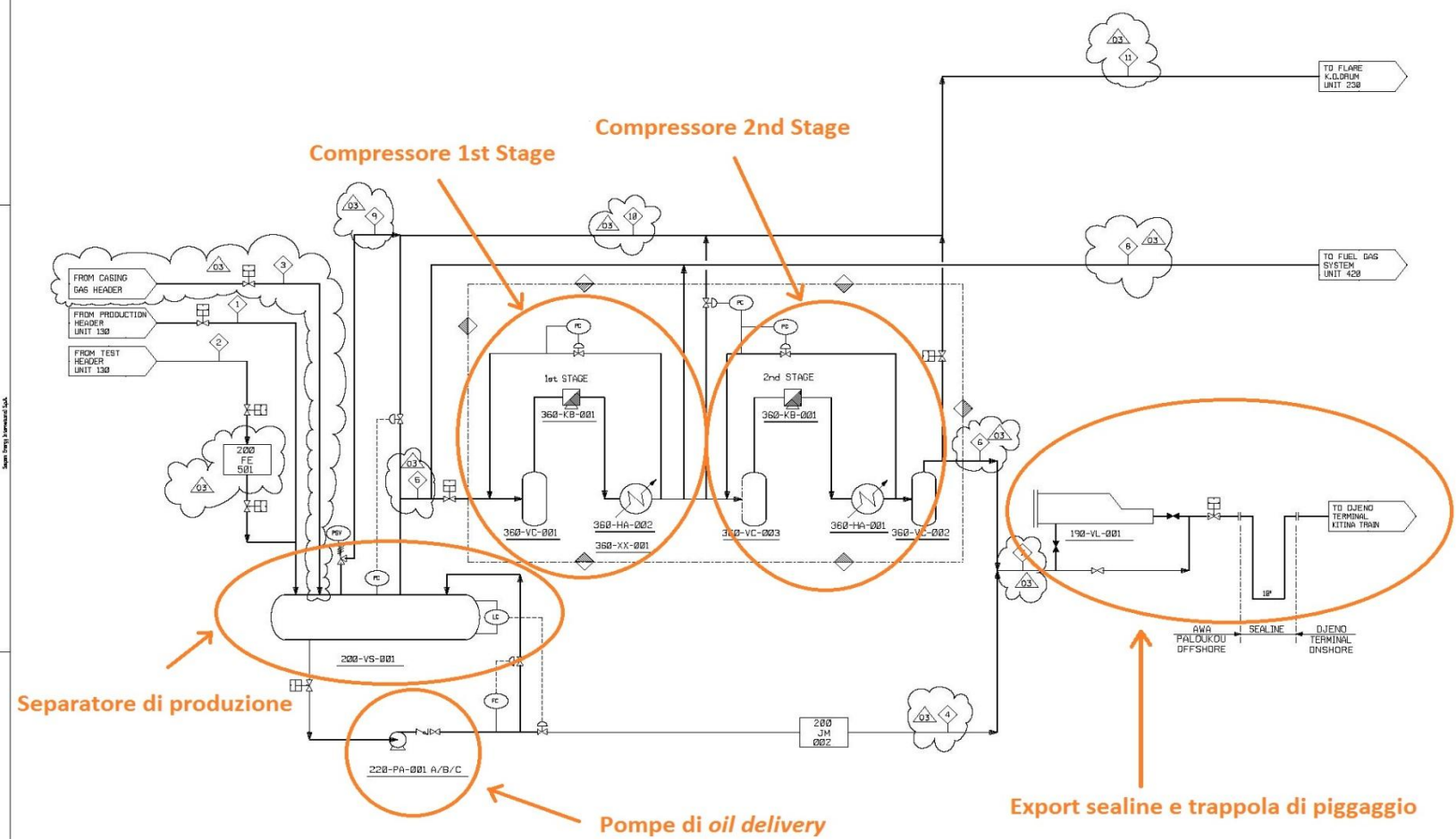


Figura 5.3: Schema impianto di processo con software PRO II, soluzione eiettore gas-gas con compressore

REFERENCE DRAWINGS	REV.	DATE
-	-	-
-	-	-
-	-	-

EQUIPMENT LIST					
ITEM	DESCRIPTION	REV.	DATE	STATUS	OWNER
360-VL-001	LAUNCHING TRAP	-	-	-	-
360-VC-001	SEPARATION SEPARATOR	-	-	-	-
360-FC-001	MULTI-PHASE FLOWING SKID	-	-	-	-
360-FC-002	FLUID RELIEF SKID	-	-	-	-
360-FC-003	FLUID RELIEF SKID	-	-	-	-
360-FC-004	FLUID RELIEF SKID	-	-	-	-
360-FC-005	FLUID RELIEF SKID	-	-	-	-
360-FC-006	FLUID RELIEF SKID	-	-	-	-
360-FC-007	FLUID RELIEF SKID	-	-	-	-
360-FC-008	FLUID RELIEF SKID	-	-	-	-
360-FC-009	FLUID RELIEF SKID	-	-	-	-
360-FC-010	FLUID RELIEF SKID	-	-	-	-
360-FC-011	FLUID RELIEF SKID	-	-	-	-
360-FC-012	FLUID RELIEF SKID	-	-	-	-
360-FC-013	FLUID RELIEF SKID	-	-	-	-
360-FC-014	FLUID RELIEF SKID	-	-	-	-
360-FC-015	FLUID RELIEF SKID	-	-	-	-
360-FC-016	FLUID RELIEF SKID	-	-	-	-
360-FC-017	FLUID RELIEF SKID	-	-	-	-
360-FC-018	FLUID RELIEF SKID	-	-	-	-
360-FC-019	FLUID RELIEF SKID	-	-	-	-
360-FC-020	FLUID RELIEF SKID	-	-	-	-



NOTES:

BY PACKAGE SUPPLIER
BY CONTRACTOR

STREAM NUMBER	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
PHASE	MIX	MIX	GAS	LIQ	VAP	VAP	MIX	VAP	VAP	VAP	VAP	VAP
FLOWRATE	kg/h	52779	79950	2946	53095	2638	1640	54735	998	998	998	998
OP. PRESSURE	bars g	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
OP. TEMPERATURE	°C	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40

REV.	DATE	DESCRIPTION	APPROVED BY	REVIEWED BY	DATE	STATUS
01	20-08-18	ISSUED FOR DESIGN - REVIEW WIFE REEDIES	CS	DD	PC	OK

AWA PALDUKU Development Project
AWA PALDUKU PLATFORM PRODUCTION SYSTEM
MAIN PROCESS FLOW DIAGRAM

Scale: 1:1000

Figura 5.4: PFD - Process Flow Diagram degli impianti installati in piattaforma

5.2.1. Eiettore gas-gas, *worst case*

Ricordando che un eiettore permette la compressione di un fluido a bassa pressione utilizzando un fluido motore a più alta pressione si è pensato di utilizzare questa macchina per coprire l'intero salto fino alla pressione operativa del separatore a 10 bar. Tale salto di pressione risulta impraticabile sia utilizzando un unico eiettore sia utilizzando due eiettori posti in serie; le portate di gas necessario sarebbero troppo elevate, andando a penalizzare fortemente le prestazioni del compressore. In alternativa a questa soluzione, si è studiata la possibilità di utilizzare un eiettore in aspirazione al compressore al fine di ottenere un β di compressione minore, avendo così minori costi del compressore e del lavoro di compressione.

Fase iniziale dello studio di applicabilità dell'eiettore è stato definire le caratteristiche fisiche dei fluidi in ingresso alla macchina ed il conseguente punto di funzionamento. Come *drive fluid* di alta pressione si è deciso di utilizzare gas proveniente dal primo stadio di compressione, reso disponibile a 24 bar di pressione. Il gas di *casing* viene reso disponibile dai pozzi a pressioni variabili, da un minimo di 1 bar fino ad un massimo di 12 bar; questa pressione generalmente diminuisce con il tempo se nessuna regolazione a testa pozzo viene effettuata. Ipotizzando quindi come *worst case*, il decadimento della pressione del gas fino a pressione atmosferica, otteniamo un rapporto tra le pressioni pari a:

$$\frac{P_d}{P_s} = 24$$

Per poter simulare il funzionamento dell'eiettore in questa specifica configurazione una nuova curva di funzionamento è stata calcolata. Le curve attualmente in possesso garantivano un utilizzo fino a rapporti tra le pressioni pari a 20. Tramite specifici programmi di calcolo, introducendo le nuove condizioni operative si è estrapolata una nuova curva con rapporto di pressione pari a 24.

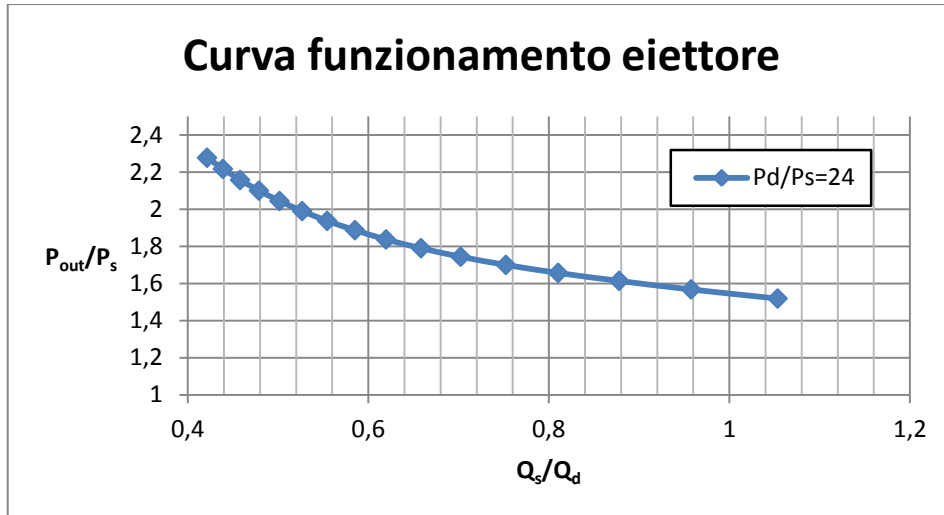


Figura 5.5: Curva di funzionamento eiettore gas-gas, alti rapporti tra le portate

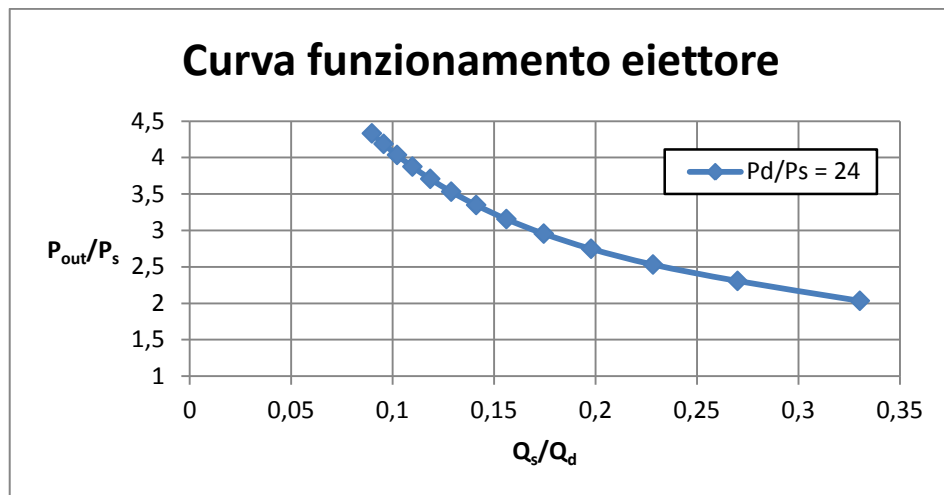


Figura 5.6: Curva funzionamento eiettore gas-gas, bassi rapporti tra le portate

L'eiettore è stato simulato tramite l'unione di diversi *equipment*, non essendo presente un strumento pre-impostato per il calcolo del suo funzionamento; un primo *mixer* ha permesso l'unione delle due portate di gas da trattare, un *compressore* ha fornito la pressione corretta in uscita avendo imposto la curva di funzionamento. La curva dell'eiettore descritta nel piano ($Q_s/Q_d; P_{out}/P_s$) è stata sostituita da una curva caratteristica ($Q_{tot}; \beta$) sostituendo al rapporto Q_s/Q_d , la portata totale in uscita dall'eiettore, $Q_{tot} = Q_s + Q_d$; grazie alle particolari condizioni di utilizzo ($P_s = 1$ bara) il rapporto P_{out}/P_s coincide direttamente con il rapporto di compressione del compressore β . Infine, a valle del compressore, l'impiego di un *cooler* impostava la temperatura del fluido in uscita pari alle condizioni in entrata, simulando il funzionamento isoterma di un eiettore.

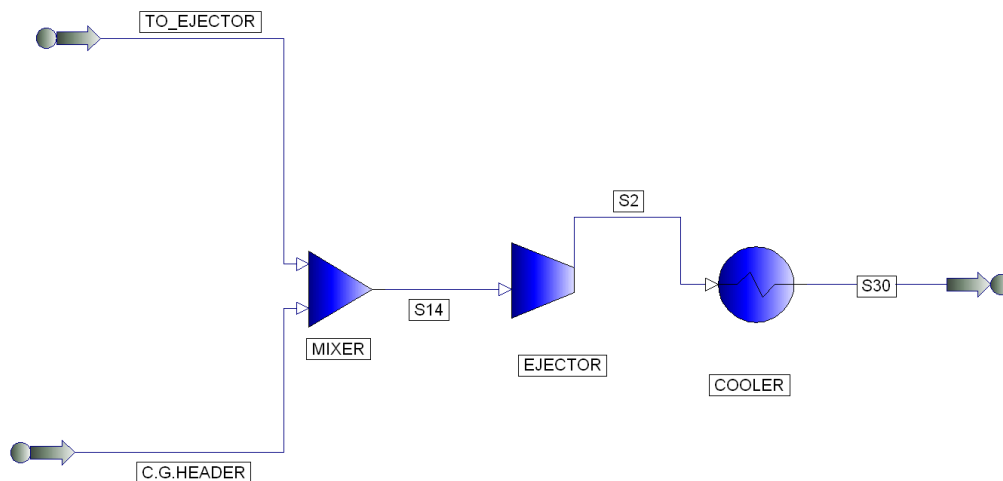


Figura 5.7: Schematizzazione eiettore con software PRO II

La portata così elaborata in uscita dall'eiettore viene mandata in aspirazione al nuovo compressore. Il compressore così installato fornisce il salto di pressione necessario al gas prima che esso sia convogliato al separatore di produzione dove viene raccolto insieme all'olio, al gas ed all'acqua in arrivo dalle teste pozzo in flusso multifase.

Aumentando progressivamente la portata di *drive fluid* inviata all'eiettore, si assiste ad un maggior rapporto di compressione all'uscita dell'eiettore. La maggior pressione in uscita dall'eiettore permette di avere un minor rapporto di compressione necessario nel successivo compressore. Questo fenomeno porta ad avere una potenza specifica in $\frac{kW}{Sm^3}$ decrescente con la portata.

Tabella 5.6: Portate e potenze all'eiettore ed al compressore, worst case

Q Suction	Q Drive	Q Eiettore	W nuovo compressore	W compressore attuale
21069,9	20000	41069,9	203,238	183,231
	22000	43069,9	209,027	187,337
	24000	45069,9	214,705	191,444
	26000	47069,9	220,506	195,551
	28000	49069,9	226,123	199,657
	30000	51069,9	231,398	203,764
	32000	53069,9	236,336	207,871
	34000	55069,9	240,939	211,977
	36000	57069,9	245,211	216,083
	38000	59069,9	249,159	220,189

	40000	61069,9	252,785	224,296
	42000	63069,9	256,096	228,403
	44000	65069,9	259,097	232,509
	46000	67069,9	261,793	236,616
	48000	69069,9	264,190	240,723
	50000	71069,9	266,295	244,829

Tabella 5.7: Variazione lavoro specifico e rapporto di compressione in funzione della portata, worst case

Q Eiettore	Lavoro specifico [kW/m³]	β nuovo compressore
41069,9	0,004949	6,583
43069,9	0,004853	6,378
45069,9	0,004764	6,196
47069,9	0,004685	6,035
49069,9	0,004608	5,882
51069,9	0,004531	5,734
53069,9	0,004453	5,587
55069,9	0,004375	5,444
57069,9	0,004297	5,299
59069,9	0,004218	5,163
61069,9	0,004139	5,025
63069,9	0,004061	4,892
65069,9	0,003982	4,762
67069,9	0,003903	4,636
69069,9	0,003825	4,511
71069,9	0,003747	4,392

L'aumento di portata all'eiettore comporta una maggior portata in aspirazione sia al nuovo compressore che al compressore attualmente installato (Figura 5.8). Questo aumento di portata si traduce nel bisogno di un compressore con una potenza superiore a quella del compressore attuale; sebbene vi sia un aumento della potenza, la diminuzione del rapporto di compressione determini una diminuzione della complessità della macchina e del numero di stadi necessari alla compressione del gas, fattori e variabili che verranno poi approfonditi nell'analisi economica nei capitoli successivi.

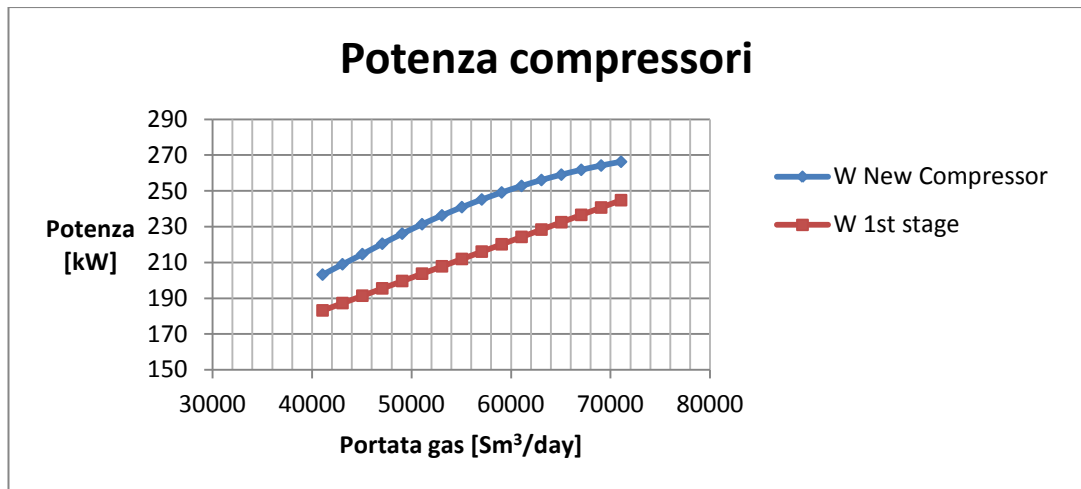


Figura 5.8: Variazione potenza compressori in funzione della portata di gas, worst case

La configurazione attuale della piattaforma vede il compressore ed il separatore di produzione installati su due diversi livelli. Rispettivamente il compressore si trova sul *cellar deck* (+8m LAT) mentre il separatore è posizionato sul *mezzanine deck* (+14m LAT). Le teste pozzo sono adiacenti al separatore posizionate al centro della piattaforma.

In virtù del basso spazio occupato, l'eiettore non presenta problemi di installazione e la sua posizione è legata al posizionamento del compressore. La soluzione ottimale prevede l'installazione del nuovo compressore in posizione adiacente all'attuale, andando ad occupare una porzione di spazio inutilizzato. Due nuovi collegamenti all'eiettore saranno previsti, uno dal *casing gas header* per l'aspirazione del gas e l'altro dopo il primo stadio di compressione per il fluido motore. La portata elaborata dall'eiettore sarà direttamente mandata al nuovo compressore, mentre un ultimo collegamento provvederà all'invio del gas così trattato al separatore di produzione (Figura 5.9).

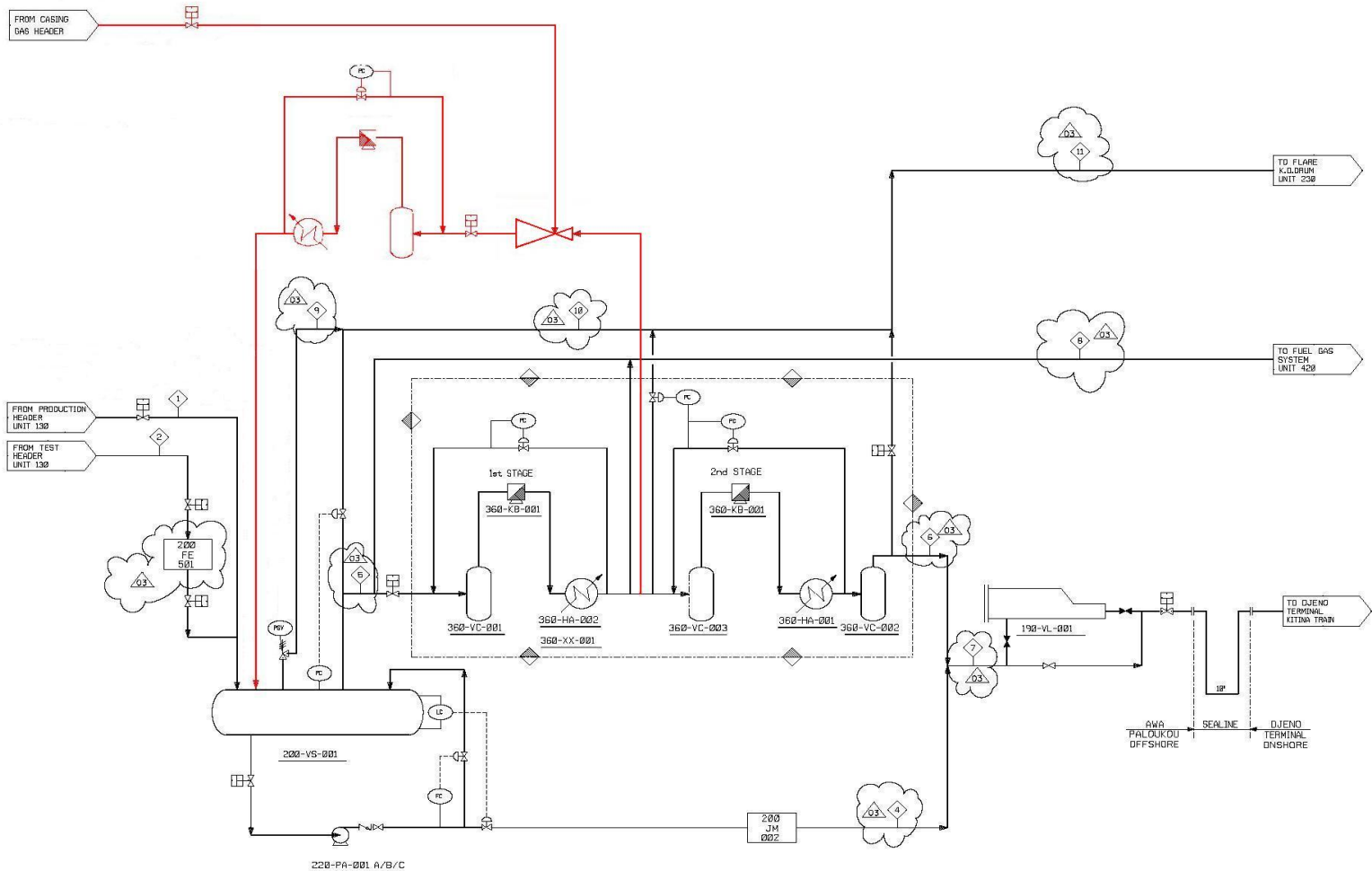
REFERENCE DRAWINGS	REV.	DATE

EQUIPMENT LIST				
ITEM	DESCRIPTION	REV.	DATE	STATUS
PA-VL-001	LAUNCHING TRAP	-	-	-
200-FC-001	PRODUCTION SEPARATOR	-	-	-
200-FE-001	MULTIPHASE RETAINING SKID	-	-	-
200-FC-002	FLUID INTERDRUM SKID	-	-	-
200-FC-003	OIL SOLIDIFY FILTER	-	-	-
360-XC-001	GAS COMPRESSOR PACKAGE	-	-	-
360-FC-001	GAS COOLER	-	-	-
360-HA-001	GAS HEATER	-	-	-
360-FC-002	GAS COMPRESSOR FIRST STAGE	-	-	-
360-FC-003	GAS COMPRESSOR SECOND STAGE	-	-	-
360-VC-001	GAS VENTURI SCRUBBER	-	-	-
360-VC-002	GAS VENTURI SCRUBBER	-	-	-
360-VC-003	GAS VENTURI SCRUBBER	-	-	-

NOTES:

◆ BY PACKAGE SUPPLIER
 ◆ BY CONTRACTOR

NO.	DATE	APPROVED FOR DESIGN / REVIEWED WERE REJECTED	BY	DATE	REV.	CHK.	APP.
Job: AWA PALOUCOU Development Project Title: AWA PALOUCOU PLATFORM PRODUCTION SYSTEM MAIN PROCESS FLOW DIAGRAM							
Designs	00000000000000000000	00000000000000000000					
Rev.	00	00	00	00	00	00	00
Scale	1:XXX						
Signature							



STREAM NUMBER	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
PHASE	MIX	MIX	GAS	LIQ	VAP	VAP	MIX	VAP	VAP	VAP	VAP	VAP
FLOWRATE	kg/h	52779	7190	2946	53096	2830	1640	54735	910	NNF	NNF	NNF
DP. PRESSURE	bar.g	5	5	9	53	9	53	53	53	-	-	-
DP. TEMPERATURE	°C	40	40	40	40	40	40	40	40	-	-	-

Figura 5.9: PFD - Configurazione eiettore più compressore

5.2.2. Eiettore gas-gas, *most-likely case*

Successivamente allo studio in condizioni *worst case*, si è studiato la possibilità più probabile (*most-likely*) di avere una pressione più elevata nei pozzi. Nei due pozzi AWAM102 e AWAM104 a cui è associata la maggior parte della produzione di *casing gas* si è considerato di avere una pressione sufficientemente elevata da poter inviare le portate direttamente al *production header* e quindi al separatore di produzione, senza quindi essere mandate in torcia o aver bisogno di ulteriori compressioni. La pressione dei restanti pozzi, seguendo le indicazioni di Eni Congo, è stata assunta pari a 1 barg (ovvero 2 bar assoluti). La portata di gas da recuperare diviene così considerevolmente minore e di più facile utilizzo, passando da 21069,9 a 369,9 Sm³/day, con un sensibile incremento della pressione.

La diminuzione di portata da aspirare (*suction fluid*) ha permesso di ridurre la portata di fluido motore (*drive fluid*) in ingresso all'eiettore. Potendo contare quindi su un rapporto di portate molto favorevole si è potuto raggiungere i massimi rapporti di compressione attuabili con questo tipo di macchine.

$$\beta = 4 \div 4,5$$

Analogamente al primo caso, simulando la variazione di portata di fluido motore si è calcolato le differenti condizioni di uscita dall'eiettore. Conseguentemente, con l'installazione di un nuovo compressore, di taglia fortemente minore, si è potuti raggiungere le condizioni operative del separatore.

Tabella 5.8: Portate e potenze all'eiettore ed al compressore, *most-likely case*

Q Suction	Q Drive	Q Eiettore	W nuovo compressore	W compressore attuale
369,9	750	1119,9	2,5899	101,307
	1000	1369,9	2,7542	101,821
	1250	1619,9	2,9005	102,334
	1500	1869,9	2,9984	102,847
	1750	2119,9	3,0598	103,360
	2000	2369,9	3,094	103,874
	2250	2619,9	3,1008	104,387
	2500	2869,9	3,1002	104,899

	2750	3119,9	3,1071	105,414
	3000	3369,9	3,1015	105,927
	3250	3619,9	3,0999	106,441
	3500	3869,9	3,1068	106,953
	3750	4119,9	3,127	107,467

Tabella 5.9: Variazione lavoro specifico e rapporto di compressione in funzione della portata, most-likely case

Q Eiettore	Lavoro specifico [kW/m³]	β nuovo compressore
1119,9	0,002313	2,610966
1369,9	0,002011	2,325581
1619,9	0,001791	2,134927
1869,9	0,001604	1,982554
2119,9	0,001443	1,859427
2369,9	0,001306	1,758087
2619,9	0,001187	1,674481
2869,9	0,00108	1,605136
3119,9	0,000996	1,54703
3369,9	0,00092	1,498801
3619,9	0,000856	1,459002
3869,9	0,000803	1,426127
4119,9	0,000759	1,399776

Le portate calcolate in questo secondo caso permettono l'installazione di un compressore di piccola taglia e con un modesto rapporto di compressione, avendo in ingresso una corrente a pressione sufficientemente elevata.

L'utilizzo di una configurazione multistadio, utilizzata in presenza di pozzi ad elevata pressione, in cui due eiettori vengono posti in serie per ottenere un maggior rapporto di compressione, non è stata investigata per diversi motivi:

- La portata necessaria ad ottenere la pressione in uscita richiesta (10 bar) risulterebbe troppo elevata, andando ad incrementare considerevolmente la potenza richiesta al compressore attualmente installato; questa portata risulta essere pari o superiore a quella complessivamente entrante nel separatore.
- La stabilità di funzionamento dell'eiettore dipende fortemente dalle condizioni in ingresso alla macchina; avere due eiettori in serie

amplifica queste problematiche rendendo il dimensionamento ed il funzionamento dell'apparecchiatura estremamente difficile;

- Trattandosi di applicazioni per il recupero di gas di *casing*, soggette ad un probabile abbassamento della produzione di gas, si avrebbe come risultato quello di avere un componente sovradimensionato e non più operativo, come spiegato precedentemente;

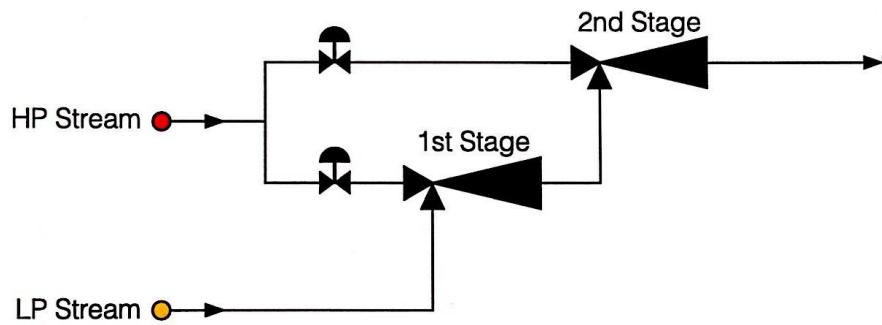


Figura 5.10: Configurazione eiettori in serie

La potenza richieste ai compressori per trattare la nuova portata crescono sempre in relazione alla portata di fluido motore fino ad un limite asintotico leggermente superiore ai 3 kW. Questo limite è dovuto al basso livello di compressione richiesto che riduce gli effetti dell'aumento di portata in aspirazione. La minor portata in questo caso comporta, al contrario del *worst case*, un compressore di taglia molto minore rispetto a quello attualmente installato. La potenza specifica decresce ulteriormente rispetto al primo caso, essendo sempre legata al miglior valore di pressione in ingresso alla macchina ed al minor rapporto di compressione fornito dal nuovo compressore.

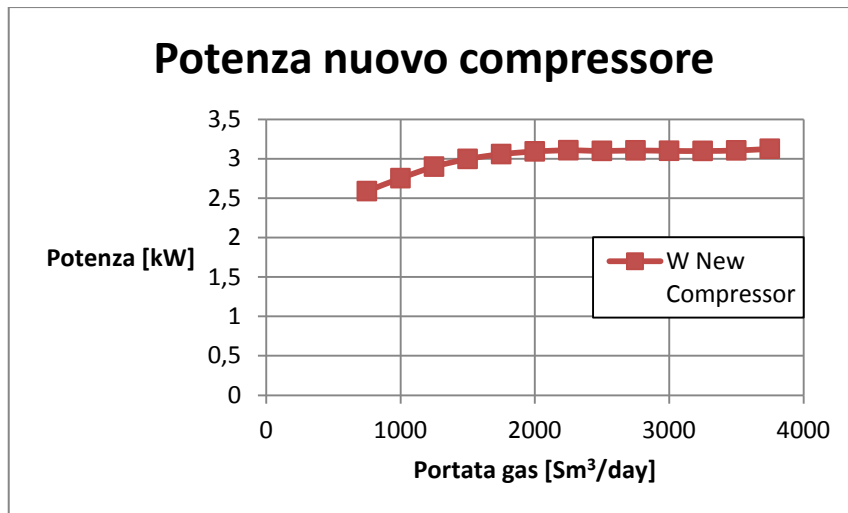


Figura 5.11: Variazione potenza del nuovo compressore in funzione della portata di gas

5.2.3. Eiettore olio-gas

Rispetto un eiettore gas-gas, dove sia il *drive fluid* che il *suction fluid* presentano le stesse caratteristiche fisiche (composizione, massa molare, etc.), in un eiettore olio-gas si è in presenza di fluidi differenti. La differenza principale risiede nelle diverse fasi dei fluidi, avendo una fase liquida per il fluido motore ed una fase vapore per la portata da comprimere. L'olio, inoltre, non può essere considerato un fluido monofasico essendo formato da diversi componenti; gli idrocarburi che compongono l'olio presentano diverse curve di equilibrio liquido-vapore, questa caratteristica presenta delle criticità quando il fluido viene sottoposto ad un abbassamento di pressione che può portare alla formazione di gas disciolti. La formazione di gas all'interno del tubo miscelatore della macchina ne altera il suo funzionamento andando a diminuirne le prestazioni arrivando al caso limite in cui viene annullato l'effetto utile.

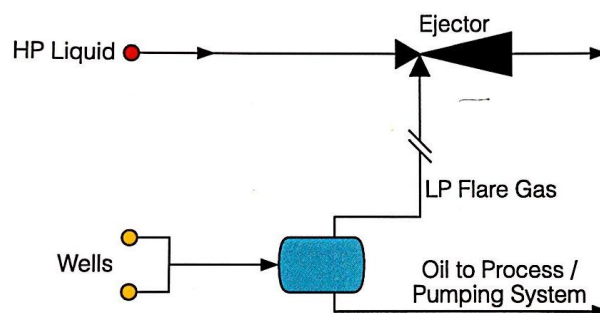


Figura 5.12: Configurazione eiettore olio-gas

In questa configurazione si è deciso di utilizzare la portata di olio resa disponibile dalle pompe di *oil delivery* per comprimere il gas di *casing* proveniente dai pozzi. Il flusso in uscita dall'eiettore viene convogliato nuovamente al separatore di produzione dove si separa il gas dalla miscela bifase olio-acqua.

L'installazione dell'eiettore avviene in parallelo al circuito di ricircolo delle pompe centrifughe (Figura 5.13). Il ricircolo permette ad una pompa di diminuire la portata in mandata andando a ricircolare una parte della portata in mandata; tramite questo meccanismo si riesce a controllare il livello di liquido all'interno del separatore ed evitare che, abbassandosi troppo, si creino problemi di funzionamento. In condizioni normali le pompe centrifughe operano sempre con un ricircolo di portata in aspirazione. Questa configurazione è imposta alla macchina in modo da garantire una risposta veloce in seguito a fluttuazioni della portata. L'installazione di un eiettore in parallelo al ricircolo non va quindi a modificare la portata di olio esportata a terra né le condizioni di ricircolo al separatore. A seguito dell'installazione della macchina, si prevede di utilizzare un grado di ricircolo inferiore e regolabile, mantenendo una portata costante all'eiettore.

Le pompe di *oil delivery* sono posizionate al piano inferiore rispetto al separatore. Le tre pompe centrifughe (configurazione 3x50%) convogliano l'olio ad un unico *stream* di uscita. Il collegamento di un unico eiettore su questa tubazione è stata preferita rispetto ad una configurazione a tre eiettori singoli per ciascun circuito di ricircolo. Oltre al risparmio in termini di materiale installato, questa soluzione permette una semplificazione del sistema di controllo, senza dover considerare le macchine in funzione ed il singolo grado di ricircolo.

Il separatore in funzione sulla piattaforma di Awa Paloukou è di tipo bifase, nel quale avviene una separazione principale tra gas e olio senza però effettuare una separazione ulteriore nel quale si separano l'acqua e l'olio come avviene in un separatore trifase. Senza poter effettuare questa separazione avanzata, si è dovuto tener conto della presenza di acqua in miscela con l'olio in entrata alle pompe di *oil delivery*. Le condizioni operative dei flussi disponibili in ingresso all'eiettore sono evidenziate di seguito nel paragrafo.

Drive fluid dalle pompe di oil delivery

Pressione : 54 bar

Temperatura : 40 °C

Portata olio : 1484 $\frac{m^3}{day}$

Portata acqua : 579 $\frac{m^3}{day}$

Densità olio : 865 $\frac{kg}{m^3}$

Suction fluid dal casing gas header

Pressione : 2 bar

Temperatura : 30 °C

Portata olio : 369,9 $\frac{Sm^3}{day}$

Massa Molare : 22,98 $\frac{kg}{kmol}$

Utilizzando i dati precedenti in ingresso all'eiettore si è potuto procedere al calcolo del punto di funzionamento della macchina e ricavare le condizioni realmente necessarie in ingresso e le condizioni del flusso in uscita. Rispetto ad un fluido motore in fase vapore, come in un eiettore gas-gas, utilizzare una fase liquida permette di avere portate molto minori in virtù della maggiore densità del liquido stesso.

Condizioni operative eiettore olio-gas

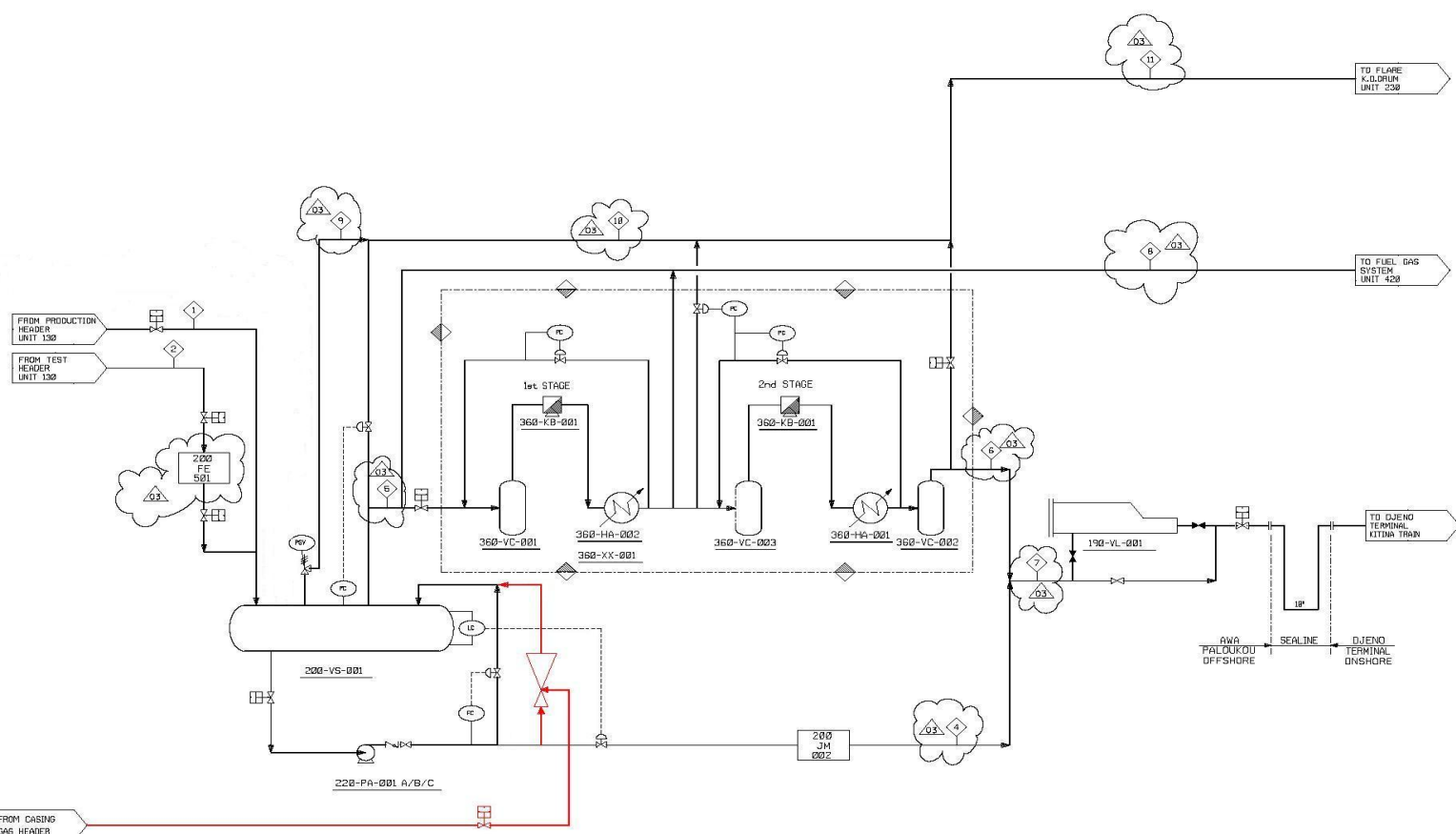
Portata drive fluid : 250 $\frac{m^3}{day}$ @ 54 bar

Portata suction fluid : 369,9 $\frac{m^3}{day}$ @ 2 bar

Pressione discharge fluid : 10 bar

REFERENCE DRAWINGS	N°	%
-	-	-
-	-	-
-	-	-

EQUIPMENT LIST				
ITEM	DESCRIPTION	QTY	UNIT	STATUS
368-VS-001	LAUNCHING TRIP	-	-	-
368-FE-001	PRODUCTION SEPARATOR	-	-	-
368-FC-001	MULTIPHASE FLOWLINE SKID	-	-	-
368-FC-002	INFLU. FLOWLINE SKID	-	-	-
368-PA-001	DL. DELIVERY PUMP	-	-	-
368-VC-001	GAS COMPRESSOR PACKAGE	-	-	-
368-VC-002	GAS COMPRESSOR PACKAGE	-	-	-
368-VC-003	GAS COMPRESSOR	-	-	-
368-VC-004	GAS COMPRESSOR	-	-	-
368-VC-005	GAS COMPRESSOR	-	-	-
368-VC-006	GAS COMPRESSOR	-	-	-
368-VC-007	GAS COMPRESSOR	-	-	-
368-VC-008	GAS COMPRESSOR	-	-	-
368-VC-009	GAS COMPRESSOR	-	-	-
368-VC-010	GAS COMPRESSOR	-	-	-
368-VC-011	GAS COMPRESSOR	-	-	-
368-VC-012	GAS COMPRESSOR	-	-	-
368-VC-013	GAS COMPRESSOR	-	-	-
368-VC-014	GAS COMPRESSOR	-	-	-
368-VC-015	GAS COMPRESSOR	-	-	-
368-VC-016	GAS COMPRESSOR	-	-	-
368-VC-017	GAS COMPRESSOR	-	-	-
368-VC-018	GAS COMPRESSOR	-	-	-
368-VC-019	GAS COMPRESSOR	-	-	-
368-VC-020	GAS COMPRESSOR	-	-	-



STREAM NUMBER	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
PHASE	MIX	MIX	GAS	LIQ	VAP	VAP	MIX	VAP	VAP	VAP	VAP	VAP
FLOWRATE	kg/h	52779	7490	2946	53295	2630	1640	54735	590	NNF	NNF	NNF
DP. PRESSURE	bar.g	9	9	9	53	9	53	53	23	-	-	-
DP. TEMPERATURE	°C	40	40	40	40	40	40	40	40	-	-	-

NOTES:

BY PACKAGE SUPPLIER
BY CONTRACTOR

REV	DATE	DESCRIPTION	APPROVED FOR DESIGN	REVISIONS	DATE	BY	CHKD	DATE
01	27-04-20	APPROVED FOR DESIGN - REVISIONS PROVIDED	DE	01	27-04-20	MC		

AWA PALOUKOU Development Project
AWA PALOUKOU PLATFORM PRODUCTION SYSTEM
MAIN PROCESS FLOW DIAGRAM

Scale: 1:xxx

Figura 5.13: PFD - Configurazione eiettore olio-gas

5.2.4. Eiettore acqua-gas

Per completare lo studio di fattibilità riguardo l'applicabilità di un possibile eiettore si è vagliata l'alternativa di utilizzare l'acqua come *motive fluid*. Sulla piattaforma di Awa Paloukou è presente un impianto di pompaggio per effettuare la *water injection*. Questo impianto permette l'iniezione di acqua in giacimento per poter migliorare il *displacement* dell'olio ed ottenere una maggiore produzione di idrocarburi.

L'acqua presenta un miglior comportamento fluidodinamico all'interno dell'eiettore rispetto all'olio essendo un fluido completamente monofasico. Durante l'espansione del flusso non si incontrano problemi di flash dei possibili gas disciolti con conseguenti decadimenti delle prestazioni dell'apparecchiatura. Un miglior rendimento fluidodinamico porta, a pari condizioni della portata in uscita, ad una minor richiesta di fluido motore ad elevata pressione. Questa diminuzione della portata riduce i costi di compressione dell'acqua e in alcuni casi può permettere l'installazione di macchine di dimensioni minori.

L'installazione di un eiettore operante con acqua comporta una ulteriore modifica dello schema di impianto in piattaforma. Il separatore installato in piattaforma di tipo bifase opera una separazione tra il gas e l'olio senza però separare l'olio dall'acqua di giacimento. Inviare la portata di acqua e gas al separatore comporterebbe un aumento della frazione di acqua inviata a terra, con un aggravio di costi di compressione in piattaforma e di separazione nell'impianto a terra. Per evitare questo inconveniente, in aggiunta all'eiettore è stato previsto un piccolo separatore bifase acqua-gas. Il gas così separato viene inviato al separatore principale mentre l'acqua opportunamente trattata viene dismessa in mare.

Drive fluid dalle pompe di water injection

Pressione : 81 bar

Temperatura : 28 °C

Portata acqua : 840 $\frac{m^3}{day}$

Densità acqua : 1025 $\frac{kg}{m^3}$

Suction fluid dal casing gas header

Pressione : 2 bar

Temperatura : 30 °C

Portata gas : 369,9 $\frac{Sm^3}{day}$

Massa Molare : 22,98 $\frac{kg}{kmol}$

Condizioni operative eiettore olio-gas

Portata drive fluid : 185 $\frac{m^3}{day}$ @ 81 bar

Portata suction fluid : 369,9 $\frac{m^3}{day}$ @ 2 bar

Pressione discharge fluid : 10 bar

In virtù delle piccole portate utilizzate, il separatore non presenta elevate dimensioni e permette una facile installazione in serie all'eiettore. Come per le soluzioni ad olio ed a gas si è prevista l'installazione sul *cellar deck* in prossimità del compressore attuale. Questa posizione permette un facile collegamento con la portata di acqua proveniente dalle pompe di *water injection*, effettuando poi un collegamento al piano superiore (*main deck*) dove è installato il separatore principale.

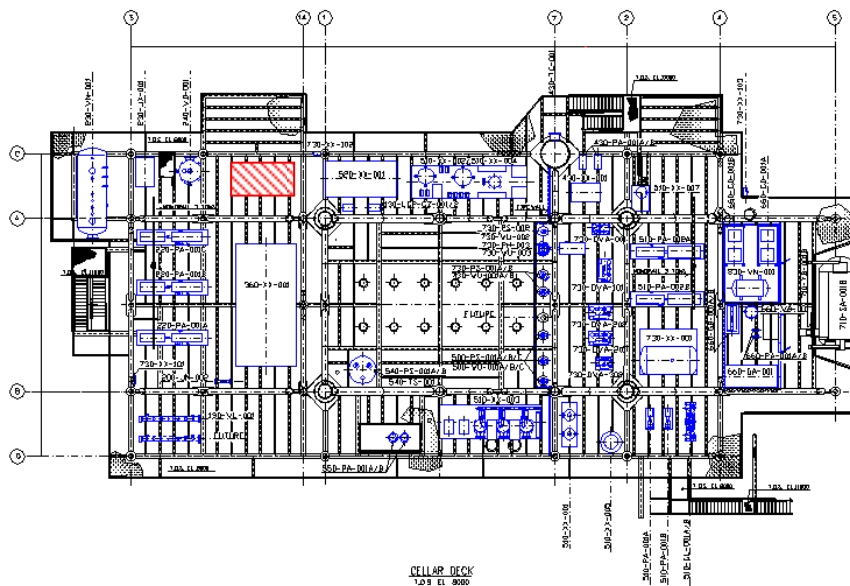


Figura 5.14: Configurazione eiettore acqua-gas sul cellar deck

5.2.5. Compressore unico

In alternativa all'installazione di un eiettore si è preso in considerazione l'installazione di un *package* di compressione. Questa configurazione prevede di ottenere l'intero salto di pressione tramite diverse tipologie di macchine, operanti con uno o due stadi di compressione, senza l'aggiunta di un eiettore in aspirazione. La scelta della tipologia di compressore può dipendere da diversi fattori e requisiti richiesti. L'utilizzo di un compressore ad anello liquido permette di elaborare un gas avente piccole quantità di condensati trascinati senza avere decadimenti delle prestazioni; la presenza di un circuito di liquido ausiliare comporta maggiori pesi ed ingombri oltre ad un aumento della potenza richiesta dalla macchina. Un compressore a vite permette di avere ingombri contenuti e basse potenze richieste, avendo però problemi legati allo smaltimento del calore e al rapporto di compressione effettuabile in un singolo stadio. Un compressore a vite *oil-injected* permette un buon smaltimento del calore senza costi operativi significativamente maggiori.

Sebbene l'installazione di un compressore risulti più facilmente attuabile, si è deciso di preferire lo sviluppo di eiettori in maniera approfondita, in virtù della buona percentuale di risparmio energetico che deriva dal loro utilizzo. Questo risparmio, nonostante risulti di modesta quantità in questo caso specifico, può portare a considerevoli benefici qualora applicato in situazioni di grossa taglia.

Lo sviluppo di questa soluzione ha preso in considerazione un andamento decrescente della produzione di gas, partendo dalla produzione massima ottenibile nel *worst case* fino ad arrivare alle condizioni minime derivanti dal *most-likely case*. Per l'analisi delle prestazioni del compressore si è deciso di avere caratteristiche simili alle macchine già installate in piattaforma in modo da poter avere risultati confrontabili.

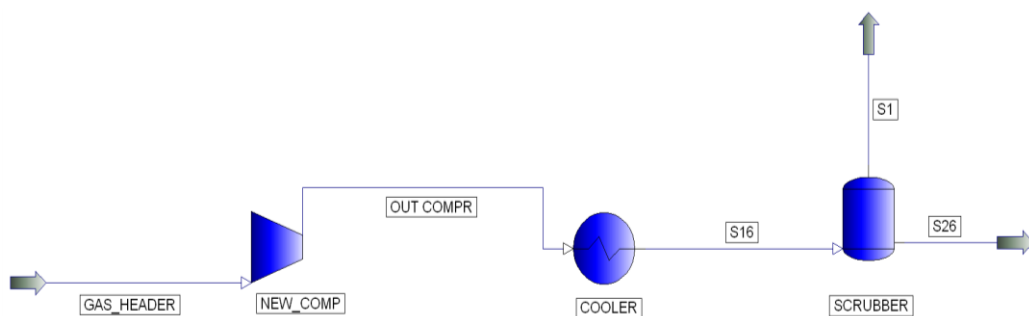


Figura 5.15: Schematizzazione impianto di compressione con software PRO II

Nel calcolo delle portate decrescenti sono state calcolate alcune portate rilevanti, relative a particolari punti di funzionamento:

- $Q_{asp} = 21069,9 \frac{Sm^3}{day} \rightarrow$ Portata Massima – Worst Case
- $Q_{asp} = 1389,9 \frac{Sm^3}{day} \rightarrow$ Portata escluso il pozzo AWAM104
- $Q_{asp} = 369,9 \frac{Sm^3}{day} \rightarrow$ Portata Minima – Most likely Case

La variazione di potenza necessaria al nuovo compressore e al compressore attualmente installato è riportata nella seguente tabella.

Tabella 5.10: Variazione potenza compressori in funzione della portata di gas

Portata gas	W nuovo compressore	W compressore attuale
21069,9	131,7688	142,1654
19000	118,7513	137,9256
17000	103,2357	133,8291
15000	93,7201	129,7325
13000	81,2045	125,6359
11000	68,6922	121,5405
9000	56,1766	117,4439
7000	43,6609	113,3474
5000	31,1453	109,2508
3000	18,6295	105,1542
1389,9	8,6188	101,8565
1000	6,1782	101,0577
369,9	2,2358	99,7675

La differenza di taglia tra i due compressori unito al diverso rapporto di compressione operato porta ad ottenere curve di prestazione sensibilmente diverse con la portata (Figura 5.16). L'aumento di portata determina un aumento della potenza sensibilmente più elevato nel nuovo compressore rispetto all'attuale.

Considerando il *worst case*, un aumento di portata in aspirazione al compressore di 21069,9 Sm³/day, sebbene significativo, permette di restare sotto le condizioni di design della macchina.

$$Q_{worst\ case} = Q_{attuale} + Q_{casing\ gas} = 48338,9 + 21069,9 = 69408,8 \frac{Sm^3}{day}$$

$$Q_{design} = 77212,8 \frac{Sm^3}{day}$$

Il funzionamento del compressore è quindi garantito fino ad una portata aggiuntiva di 28872,9 Sm³/day, sensibilmente minore rispetto alle condizioni del *worst case* considerate.

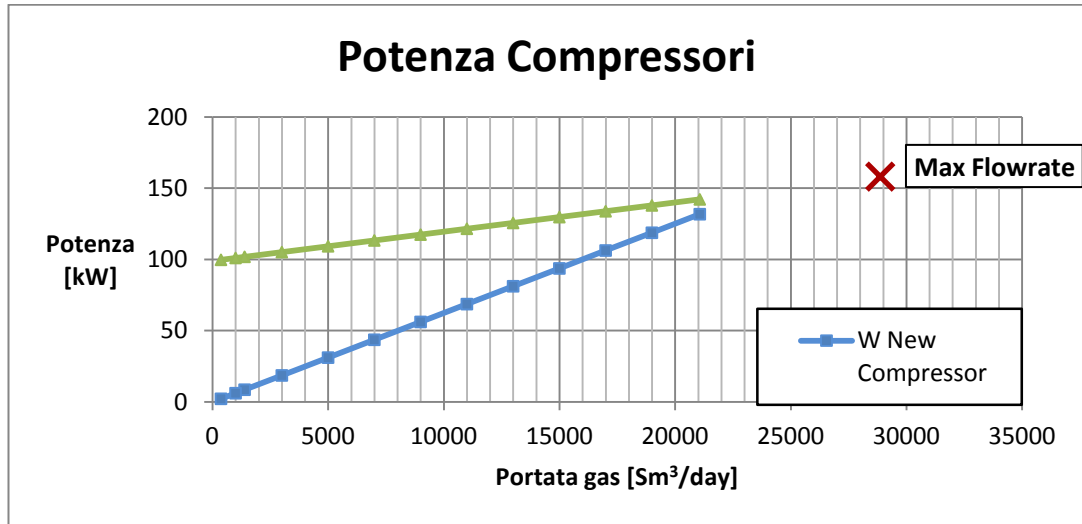


Figura 5.16: Variazione potenza compressori

6. PRODUZIONE DI POTENZA E ANALISI AMBIENTALE

6.1. Produzione energia elettrica

L'utilizzo del gas associato e di *casing* al fine di produrre energia elettrica rientra in uno dei metodi già elencati per il recupero e riutilizzo del gas, il *Gas To Wire*. La produzione di energia può essere effettuata in diversi modi a seconda del contesto considerato: grandi turbine di tipo *heavy duty* installate in impianti a terra, turbine compatte di derivazione aeronautica (*aeroderivative*) su impianti *offshore*, motori alternativi a gas installati sia *onshore* che *offshore*. A seconda della macchina e della sua taglia si ottiene un diverso rendimento ed efficienza di conversione.

La possibilità di produrre energia direttamente sulla piattaforma di Awa Paloukou o di inviare il gas al terminal *onshore* di Djenò ha portato all'analisi di due diversi scenari con diverse caratteristiche sia di natura tecnologica che di natura ambientale. Per ogni soluzione si è valutato la maggior potenza prodotta rispettivamente nelle condizioni di portate di *worst case* e *most-likely case*.

Awa Paloukou

Sulla piattaforma di Awa Paloukou sono installate due turbine a gas Solar Centaur 40 progettate specificatamente per utilizzare il gas prodotto dal separatore, avente un buona percentuale di idrocarburi medi (C2-C6) ed un bassa percentuale di metano ($\text{CH}_4 = 75\%$) a cui corrisponde un modesto numero di metano.

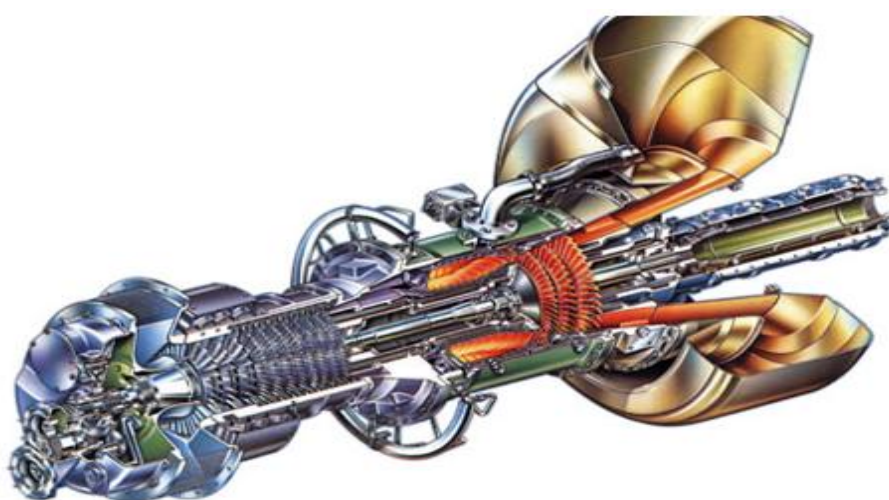


Figura 6.1: Schema turbina Solar Centaur 40

Tabella 6.1: Prestazioni turbina Solar Centaur 40

Potenza ISO [kW]	3500
Rendimento	27,9
Rapporto di compressione	10,3
Heat rate [kJ/kWh]	12905

Le condizioni dell'aria in ingresso sono fortemente influenzate dalla posizione geografica della piattaforma e fanno sì che si discostino dalle "condizioni ISO" di progettazione di una turbina a gas (temperatura ambiente = 15°C - U.R. = 60%; pressione = 101325 Pa).

Tabella 6.2: Temperatura aria sulla piattaforma di Awa Paloukou

	TEMPERATURA DELL'ARIA [°C]
Minima temperatura mensile	18
Massima temperatura mensile	31

Tabella 6.3: Umidità relativa sulla piattaforma di Awa Paloukou

	UMIDITÀ RELATIVA [%]	
	at 6.00 am	at 12.00 am
Minima	91	69
Media	94	73
Massima	95	77

Ricordando che su un impianto petrolifero tutte le apparecchiature e le macchine installate funzionano 24 ore al giorno, 7 giorni su 7, si è preso come dati per il calcolo delle prestazioni delle turbine:

$$T = 31 \text{ °C (dato fornito da Eni Congo)}$$

$$U.R. = 73 \%$$

Impianto di Djenò

L'impianto di Djenò riceve l'olio proveniente dalle piattaforme di Kitina e di Awa Paloukou. Il separatore di produzione ha quindi delle caratteristiche funzionamento diverse da quelle precedentemente considerate e il gas in

uscita presenta una composizione differente (Tabella 6.5). Il gas viene inviato all'adiacente centrale di produzione elettrica dove sono installate due turbine a gas General Electric MS5001.

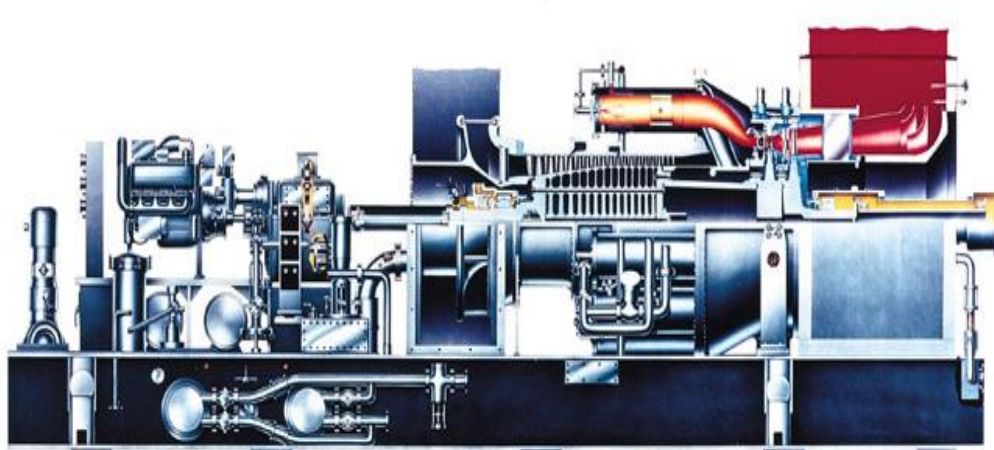


Figura 6.2: Schema turbina General Electric MS5001

Tabella 6.4: Prestazioni turbina General Electric MS5001

Potenza ISO [kW]	26830
Rendimento	28,4
Rapporto di compressione	10,5
Heat rate [kJ/kWh]	12687

Le condizioni climatiche, sebbene la piattaforma non sia distante dal terminal, risultano diverse e portano ad avere differenti proprietà dell'aria in ingresso in turbina:

$$T = 33 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$U.R. = 73 \%$$

Tabella 6.5: Caratteristiche gas impiegato nell'impianto di Djenò

Componente	% molare
NITROGEN	1,2
METHANE	69,68
ETHANE	12,92
PROPANE	8,48
ISO-BUTANE	1,47

BUTANE	2,86
ISO-PENTANE	0,01
PENTANE	1,04
HEXANE+	2,34

Tramite il software PRO/II si è calcolata la potenza ottenibile grazie al riutilizzo del gas nelle due diverse configurazioni, onshore e offshore, e nei due casi di portata, *most-likely* e *worst case* (Tabella 6.6).

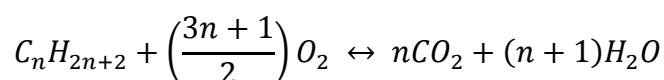
Tabella 6.6: Produzione di energia elettrica nei diversi casi, [kW]

	Most-likely case	Worst case
Awa Paloukou	58,05	3308
Terminal Djenò	54,60	3118

6.2. Calcolo emissioni evitate

In relazione all'utilizzo del gas associato e di *casing* è importante sottolineare come la combustione provochi sempre delle emissioni di anidride carbonica, sia che questa avvenga in una torcia, un combustore di una turbina a gas oppure in una caldaia di un impianto termico. Queste emissioni, a meno dell'efficienza di combustione, generalmente molto elevata ($\eta = 95-99\%$), restano costanti e dipendono solamente dalla composizione del combustibile (rapporto H/C).

La quantità di CO₂ emessa durante la combustione si calcola tramite la reazione di combustione elementare stechiometrica, assunta valida in prima approssimazione anche se non realistica:



Nota la composizione del gas di *casing* (Capitolo 5, paragrafo 1.1) si può avere il livello di emissioni di anidride carbonica legato alla combustione del gas in torcia.

$$Q_{CO_2} = 446,05 \frac{ton}{anno} \text{ most likely case}$$

$$Q_{CO_2} = 25421,3 \frac{ton}{anno} \text{ worst case}$$

Tramite il trattamento e la stabilizzazione dell'olio che avviene nei separatori si ha un recupero di *NGL* (*Natural Gas Liquids*) che porta ad un abbassamento della CO₂ emessa durante la combustione del gas. A seconda delle pressioni operative e delle caratteristiche del gas prodotto si hanno diverse emissioni di anidride carbonica (Figura 6.3 e Figura 6.4).

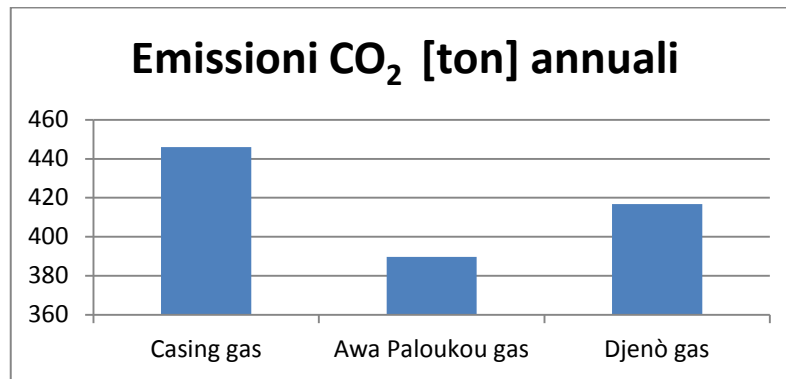


Figura 6.3: Emissioni anidride carbonica, most-likely case

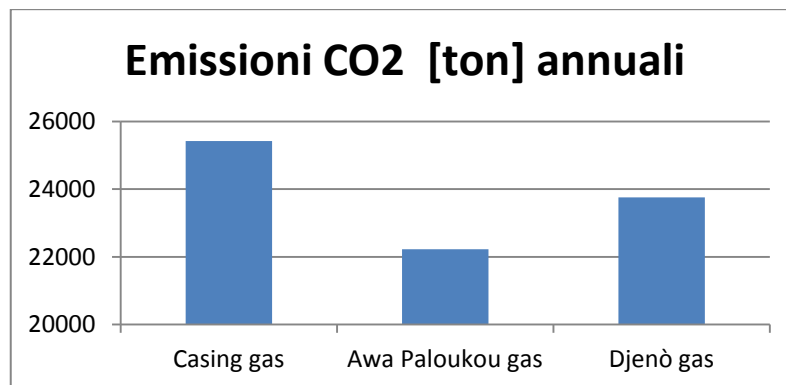


Figura 6.4: Emissioni anidride carbonica, worst case

Per il calcolo delle emissioni evitate dovute alla produzione di energia elettrica bisogna tener presente dell'energia necessaria che andrebbe utilizzata se non venisse utilizzato il gas di *casing*. Questo fabbisogno energetico sarebbe soddisfatto mediante utilizzo di energia dalla rete elettrica. Energia resa disponibile da centrali termoelettriche che utilizzano combustibili fossili ed emettono anidride carbonica. Per il calcolo di queste emissioni si deve moltiplicare l'energia elettrica prodotta per le emissioni specifiche di una centrale termoelettrica, " kg CO₂/MJ_{elettrico}". Questo rapporto pari a 0.16 kg CO₂/MJ_{elettrico} è calcolato tramite il rendimento del 38% della media *OECD* (*Organisation for Economic Co-operation and Development*) delle centrali termoelettriche, ipotizzando un fattore di utilizzo pari a 8000

h/anno.

Per i due scenari di produzione di potenza si ottengono i seguenti valori di emissioni evitate annualmente:

Tabella 6.7: Emissioni di anidride carbonica nei diversi casi

	Most-likely case	Worst case
Awa Paloukou	293	16691
Terminal Djenò	276	15733

7. STIMA COSTI

La stima dei costi caratterizza un aspetto molto importante per lo studio di prefattibilità in oggetto, in quanto costituisce una delle maggiori discriminanti, insieme con un'approfondita analisi delle difficoltà tecniche, per operare la scelta dello scenario di sfruttamento del giacimento. In questa fase dello studio, chiamata Concept Selection, Eni stabilisce precisamente che il valore finale dei costi può avere una variabilità massima del 40%. Si tratta di un margine di stima dei costi piuttosto ampio, ma che è in linea con il grado di dettaglio tecnico che è previsto nella fase di prefattibilità.

7.1. Stima dei CAPEX

Con l'acronimo CAPEX si intende la *Capital Expenditure* del progetto, ossia tutti quegli investimenti che vengono effettuati dall'azienda per aumentare la propria capacità produttiva; annoverano quindi, le spese per l'acquisto di *asset* durevoli e le spese legate all'ingegneria, sia quella interna all'azienda e sia quella affidata a società di progettazione esterne.

In questo studio si sono stimati i CAPEX per ognuno dei quattro scenari di sviluppo considerati, gli scenari comprendenti l'impiego del compressore sono stati a loro volta studiati nelle due diverse casistiche di *worst case* e *most-likely case*.

Sono stati suddivisi e valutati il peso di ogni singola voce di costo. Alcune di esse sono comuni a tutti gli sviluppi analizzati, altre invece, sono ovviamente diverse per la natura differente degli scenari di sviluppo considerati.

Nella stima dei costi è stato utilizzato un approccio di tipo analitico, basato sulla disaggregazione e valorizzazione delle singole risorse che intervengono nella realizzazione di una data attività, ed anche un approccio fattoriale dove non è stato possibile utilizzare un approccio analitico come nel caso dei materiali bulk (tubazioni, cavi elettrici) e nel caso delle voci di costo non materiali, questo approccio fattoriale è basato sull'impiego di fattori additivi e percentuali da applicare a costi precedenti e già disponibili. Le voci di costo sono valutate in dollari statunitensi (USD) considerando il cambio di 1 € = 1,34 \$ e nel caso della stima analitica sono state utilizzati degli opportuni *cost drivers* che si riferiscono alla durata, al peso e alle quantità, avendo a disposizione il valore unitario e la quantità di ciascuna voce di costo.

Le voci principali sono:

- Approvvigionamento dei materiali e degli impianti:

Questa voce comprende tutti i costi dei materiali direttamente impiegati in fase di costruzione e degli impianti acquistati dai contractors, è stata fatta

un'ulteriore suddivisione in base alla categoria di appartenenza che sono:

- Impianti
- Tubazioni
- Strumentazioni
- Materiale elettrico
- Strutture
- Equipaggiamento HSE (*Health and Safety Environment*), ovvero tutte quelle apparecchiature necessarie per garantire la sicurezza degli operatori.

- Assemblaggio dei materiali e degli impianti

Questa voce comprende principalmente il costo degli operatori specializzati addetti alla costruzione e all'assemblaggio dei materiali e dei macchinari necessari a queste attività.

- Trasporto

Questa voce comprende tutti i costi di noleggio e gestione delle imbarcazioni (*supply vessel* oppure rimorchiatori e chiatte) necessari per trasportare in loco le attrezzature e le apparecchiature, nonché utilizzati per il trasporto degli operai e degli ingegneri.

- Allacciamento ed avviamento

Questa voce comprende tutti i costi di allacciamento e avviamento offshore delle attrezzature ed apparecchiature. Comprende i test volti a verificare le prestazioni ed il corretto funzionamento delle modifiche apportate.

- Project management ed ingegneria

Questa voce comprende i costi riguardanti i processi gestionali e operativi che permettono la gestione del progetto dalla realizzazione dello studio di fattibilità fino al *commissioning* dell'opera, sono qui inclusi i costi di ingegneria di base e di dettaglio, sia che siano effettuati internamente e sia che vengano commissionati a contrattisti esterni.

- Assicurazioni e certificazioni

Questa voce comprende una somma di denaro a copertura delle spese assicurative e per l'utilizzo di specifiche certificazioni durante lo svolgimento dei lavori. Non è stato considerato alcun costo riguardante le certificazioni mentre si è calcolato un costo pari al 4,00% del totale (escluso la *contingency*) per quanto riguarda le spese assicurative.

- *Contingencies*

Questa voce comprende la riserva a copertura di eventuali imprevisti nelle diverse fasi del progetto, si tratta di eventualità di vario tipo quali: metereologiche, errori di progettazione ed incidenti. A seconda del grado di incertezza riguardo le voci sopraelencate le spese di *contingency* possono variare dal 15 al 30% del costo totale del progetto. Nel caso in esame è stato assunto un valore pari al 15,00% del totale.

Le diverse stime di costo vengono di seguito riportate.

Tabella 7.1: Costo soluzione 1 - Eiettore gas-gas con compressore

EIETTORE GAS-GAS CON COMPRESSORE				Worst case	Most-likely
TOTAL COST	US Dollars			2920361	2215486
EQUIPMENT	Procured from: European Market				
	Unit of Measure	QUANTITY	UNIT RATE	COST	COST
Compressor skid	na	1		670000	114000
Gas-gas Ejector skid	na	1		62000	62000
Control and communications	na			15000	15000
Sub Total				747000	191000
Freight		6,00%		44820	11460
Total Equipment			\$	791820	202460
MATERIALS	Procured from: European Market				
	Unit of Measure	QUANTITY	UNIT RATE	COST	COST
Primary steel		0		0	0
Secondary steel		0		0	0
Piping	m	70	36,22 \$/m	2535	2535
Electrical	m	150	0,7 \$/m	105	105
Instruments	kg	100	58 \$/kg	5800	5800
Sub Total				8440	8440
Freight		6,00%		506	506
Total Materials			\$	8947	8947
FABRICATION	Location: Offshore Congo				
	Unit of Measure	QUANTITY	UNIT RATE	COST	COST
Primary steel		0		0	0
Secondary steel		0		0	0
Piping	m	70	44 \$/m	3080	3080
Electrical	m	150	0,77 \$/m	116	116
Instruments	kg	100	8 \$/kg	800	800
Sub Total				3996	3996
Loadout and seafasten		5,00%		200	200
Total Fabrication			\$	4195	4195
INSTALLATION	Location: Offshore Congo				
	Unit of Measure	QUANTITY	UNIT RATE	COST	COST
Supply vessel	day	75	7000 \$/day	525000	525000
Total Installation			\$	525000	525000
HOOK-UP & COMMISSIONING	Location: Offshore Congo				
	Unit of Measure	QUANTITY	UNIT RATE	COST	COST
Atshore HUC	mhr	1932	84 \$/mhr	162288	162288
Offshore HUC	mhr	1435	208 \$/mhr	298480	298480
Total Hook-up and commissioning				460768	460768

DESIGN & PROJECT MANAGEMENT		European			
	Unit of Measure	QUANTITY	UNIT RATE	COST	COST
Design		2560	168 \$/mhr	430080	430080
Project management		1000	307 \$/mhr	307000	307000
Total Design & project management			\$	737080	737080
INSURANCE & CERTIFICATION		European			
	Unit of Measure	QUANTITY	UNIT RATE	COST	COST
Certification		0,00%		0	0
Insurance		4,00%		80112	56538
Total Insurance & certification			\$	80112	56538
CONTINGENCY		European			
	Unit of Measure	QUANTITY	UNIT RATE	COST	COST
Contingency		15,00%		312438	220498
Total Contingency			\$	312438	220498

Tabella 7.2: Costo soluzione 2 – Eiettore olio-gas

EIETTORE OLIO-GAS				
TOTAL COST	US Dollars	1388298		
EQUIPMENT	Procured from: European Market			
	Unit of Measure	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Oil gas ejector	na	1		95000
Control and communications	na			5000
Sub Total				100000
Freight		6,00%		6000
Total Equipment			\$	106000
MATERIALS	Procured from: European Market			
	Unit of Measure	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Primary steel	kg	0		0
Secondary steel	kg	0		0
Piping	m	45	36,22 \$/m	1630
Electrical	m	50	0,7 \$/m	35
Instruments	kg	100	58 \$/kg	5800
Sub Total				7465
Freight		6,00%		448
Total Materials			\$	7913
FABRICATION	Location: Offshore Congo			
	Unit of Measure	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Primary steel	kg	0		0
Secondary steel	kg	0		0
Piping	m	45	44 \$/m	1980
Electrical	m	50	0,77 \$/m	38,5
Instruments	kg	100	8 \$/kg	800
Sub Total				2819
Loadout and seafasten		5,00%		141
Total Fabrication			\$	2959
INSTALLATION	Location: Offshore Congo			
	Unit of Measure	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Supply vessel	day	75	7000 \$/day	525000
Total Installation			\$	525000
HOOK-UP & COMMISSIONING	Location: Offshore Congo			
	Unit of Measure	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Atshore HUC	mhr	1288	84 \$/mhr	108192
Offshore HUC	mhr	955	208 \$/mhr	198640
Total Hook-up and commissioning			\$	306832

DESIGN & PROJECT MANAGEMENT		European		
	Unit of Measure	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Design	mhr	2560	168 \$/mhr	430080
Project anagement	mhr	1000	307 \$/mhr	307000
Total Design & project management			\$	737080
INSURANCE & CERTIFICATION		European		
	Unit of Measure	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Certification	na	0,00%		0
Insurance	na	4,00%		46431
Total Insurance & certification			\$	46431
CONTINGENCY		European		
	Unit of Measure	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Contingency	na	15,00%		181082
Total Contingency			\$	181082

Tabella 7.3: Costo soluzione 3 – Eiettore acqua-gas

EIETTORE ACQUA-GAS				
TOTAL COST	US Dollars			1419769
EQUIPMENT	Procured from: European Market			
	Unit of Measure	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Water-gas ejector	na	1		95000
Separator vessel	na	1		21000
Control and communications	na	na		5000
Sub Total				121000
Freight		6,00%		7260
Total Equipment			\$	128260
MATERIALS	Procured from: European Market			
	Unit of Measure	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Primary steel	kg	0		0
Secondary steel	kg	0		0
Piping	m	92	36,22 \$/m	3332
Electrical	m	100	0,7 \$/m	70
Instruments	kg	100	58 \$/kg	5800
Sub Total				9202
Freight		6,00%		552
Total Materials			\$	9754
FABRICATION	Location: Offshore Congo			
	Unit of Measure	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Primary steel	kg	0		0
Secondary steel	kg	0		0
Piping	m	92	44 \$/m	4048
Electrical	m	100	0,77 \$/m	77
Instruments	kg	100	8 \$/kg	800
Sub Total				4925
Loadout and seafasten		5,00%		246
Total Fabrication			\$	5171
INSTALLATION	Location: Offshore Congo			
	Unit of Measure	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Supply vessel	day	75	7000 \$/day	525000
Total Installation			\$	525000
HOOK-UP & COMMISSIONING	Location: Offshore Congo			
	Unit of Measure	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Atshore HUC	mhr	1288	84 \$/mhr	108192
Offshore HUC	mhr	955	208 \$/mhr	198640
Total Hook-up and commissioning			\$	306832

DESIGN & PROJECT MANAGEMENT	European			
	Unit of Measure	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Design	mhr	2560	168 \$/mhr	430080
Project anagement	mhr	1000	307 \$/mhr	307000
Total Design & project management			\$	737080
INSURANCE & CERTIFICATION	European			
	Unit of Measure	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Certification	na	0,00%		0
Insurance	na	4,00%		47484
Total Insurance & certification			\$	47484
CONTINGENCY	European			
	Unit of Measure	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Contingency	na	15,00%		185187
Total Contingency			\$	185187

Tabella 7.4: Costo soluzione 4 – Compressore a vite oil-injected

COMPRESSORE A VITE				Worst case	Most-likely
TOTAL COST		US Dollars		1958746	1507423
EQUIPMENT		Procured from: European Market			
	Unit of Measure	QUANTITY	UNIT RATE	COST	COST
Compressor skid	na	1		388000	32000
Control and communications	na	1		15000	15000
Sub Total				403000	47000
Freight		6,00%		24180	2820
Total Equipment				\$ 427180	49820
MATERIALS		Procured from: European Market			
	Unit of Measure	QUANTITY	UNIT RATE	COST	COST
Primary steel		0		0	0
Secondary steel		0		0	0
Piping	m	65	36,22 \$/m	2354	2354
Electrical	m	150	0,7 \$/m	105	105
Instruments	kg	100	58 \$/kg	5800	5800
Sub Total				8259	8259
Freight		6,00%		496	496
Total Materials				\$ 8755	8755
FABRICATION		Location: Offshore Congo			
	Unit of Measure	QUANTITY	UNIT RATE	COST	COST
Primary steel		0		0	0
Secondary steel		0		0	0
Piping	m	65	44 \$/m	2860	2860
Electrical	m	150	0,77 \$/m	116	116
Instruments	kg	100	8 \$/kg	800	800
Sub Total				3776	3776
Loadout and seafasten		5,00%		189	189
Total Fabrication				\$ 3964	3964
INSTALLATION		Location: Offshore Congo			
	Unit of Measure	QUANTITY	UNIT RATE	COST	COST
Supply vessel	day	75	7000 \$/day	525000	525000
Total Installation				\$ 525000	525000
HOOK-UP & COMMISSIONING		Location: Offshore Congo			
	Unit of Measure	QUANTITY	UNIT RATE	COST	COST
Atshore HUC	mhr	1932	84 \$/mhr	162288	162288
Offshore HUC	mhr	1435	208 \$/mhr	298480	298480
Total Hook-up and commissioning				\$ 460768	460768

DESIGN & PROJECT MANAGEMENT	European				
	Unit of Measure	QUANTITY	UNIT RATE	COST	COST
Design	mhr	2560	168 \$/mhr	430080	430080
Project management	mhr	1000	307 \$/mhr	307000	307000
Total Design & project management				\$	737080
INSURANCE & CERTIFICATION					
European					
	Unit of Measure	QUANTITY	UNIT RATE	COST	COST
Certification		0,00%		0	0
Insurance		4,00%		65510	50415
Total Insurance & certification				\$	65510
CONTINGENCY					
European					
	Unit of Measure	QUANTITY	UNIT RATE	COST	COST
Contingency		15,00%		255489	196620
Total Contingency				\$	255489

Una stima dei Project Economics finalizzata al calcolo dell'economicità di un progetto non è stata possibile in quanto questo progetto non è legato ad un aumento della produzione di petrolio. Volendo dare una visione dell'economicità del progetto si è calcolato il costo medio del metro cubo di gas recuperato in un periodo indicativo di 10 anni. Il costo così ottenuto può essere confrontato con quello del metro cubo di gas disponibile sul mercato. Questa analisi si prefigge di dare un numero facilmente confrontabile nonostante le forti ipotesi alla base dei ragionamenti. L'ipotesi di vendita del gas sul mercato risulta difficilmente attuabile nel contesto considerato, non essendo disponibile una rete di vendita e distribuzione del gas nel mercato congolese; il confronto tra l'ipotetico prezzo ottenibile ed il prezzo attualmente presente sul mercato italiano risulta di per sé fuorviante a causa dei diversi contesti ma permette di avere una visione generale della soluzione.

$$Q_{gas\ 10\ anni} = 369,9 \times 365 \times 10 = 1350135\ Sm^3$$

$$Costo\ medio\ gas\ Italia = 0,6571 \frac{\$}{Sm^3}$$

Tabella 7.5: Costo medio gas per le diverse soluzioni

Soluzione	Costo medio gas @10 anni [\$/Sm³]
Eiettore gas-gas + compressore	1,6409
Eiettore olio-gas	1,0282
Eiettore acqua-gas	1,0515
Compressore	1,1164

8. GANTT DI PROGETTO

Il diagramma di Gantt è uno strumento che evidenzia, in maniera più o meno dettagliata, le tempistiche delle varie attività coinvolte in un progetto. Le attività costituenti un determinato progetto vengono rappresentate come barre di lunghezza proporzionale alla durata stimata, disposte lungo l'asse orizzontale, indicante il tempo, cioè il calendario.

Il diagramma di Gantt sintetizza tutte le relazioni di precedenza temporale tra le attività pur non esplicandole dal punto di vista grafico, questo permette di valutare il peso di ogni singola attività, di individuare la data di inizio e fine lavori e le relazioni che ci sono tra esse. Il diagramma è sia uno strumento di pianificazione che di controllo. Sul diagramma, infatti, possono essere riportate anche le barre relative alla situazione effettiva delle attività. Diventa così possibile confrontare, considerando una linea verticale rappresentante il *time now*, l'avanzamento pianificato e quello effettivo delle attività. Il pregio principale di questo strumento di *scheduling* riguarda l'immediatezza grafica. Tramite il diagramma di Gantt, utilizzando questi dati è possibile fasare gli investimenti effettuati durante gli e dopo aver valutato i costi operativi (OPEX) durante tutto l'arco della vita utile e i costi di *decommissioning* a fine vita, si è finalmente in grado di valutare l'economicità del progetto in analisi.

8.1. Attività previste

Di ogni scenario è stato prodotto il diagramma di Gantt, articolato in diverse voci rappresentanti le principali attività del progetto, la maggior parte delle quali sono comuni a tutti gli scenari.

1. INGEGNERIA & PROJECT MANAGEMENT

È la fase in cui il progetto è definito in modo coerente e con un grado di dettaglio via via crescente tutti i sottosistemi degli impianti che lo compongono. Si procede nel definire inizialmente le caratteristiche dei sistemi funzionali e solo successivamente le specifiche dei componenti. L'ingegneria si articola nelle due fasi fondamentali di ingegneria di base e ingegneria di dettaglio e successivamente, in modo particolare in questa tipologia di progetti, nell'ingegneria di campo. La prima è finalizzata a definire una configurazione globale del progetto con un basso grado di definizione, la seconda è finalizzata allo sviluppo in dettaglio delle specifiche dei componenti necessari mentre la terza segue tutti i dettagli tecnici da

definire in corso d'opera e le eventuali variazioni sempre in corso d'opera. In questa fase è incluso anche il project management, ovvero tutti quei processi gestionali e organizzativi che permettono la gestione ottimizzata di un progetto, consistente nel coordinamento di più attività tra loro interconnesse e integrate. I processi gestionali riguardano il coordinamento del progetto sulla base del piano di realizzazione mentre i processi organizzativi riguardano la gestione delle risorse umane.

Queste fasi durano per tutto l'arco del progetto fino alla fine dello start up.

2. APPROVVIGIONAMENTO

È quella fase che si occupa dell'acquisto dei materiali necessari per la realizzazione dell'impianto, il principale output di questa fase è l'ordine destinato al fornitore e la successiva consegna dei materiali poi disponibili per essere utilizzati in cantiere. È la voce più importante per quanto riguarda l'impatto economico finanziario.

3. COSTRUZIONE AL CANTIERE NAVALE

È la fase che ha inizio quando l'ingegneria di dettaglio è già in una fase avanzata e sono già ampiamente disponibili i materiali ordinati. È il momento in cui si mobilita il massimo livello di risorse umane e tecnologiche. Questa fase si sviluppa principalmente presso i cantieri navali in Europa e nella Repubblica del Congo.

4. TRASPORTO E INSTALLAZIONE

È la fase che si occupa del trasporto delle strutture e degli item realizzati sulla terra ferma per poi essere installati offshore mediante mezzi speciali. È in assoluto la fase con il più alto margine di rischio di tutto il progetto in quanto gli operatori che partecipano direttamente a questa fase sono altamente specializzati e remunerati, ma soprattutto i mezzi operativi noleggiati in questa fase sono molto costosi ed un ritardo nell'installazione in mare aperto potrebbe comportare degli aggravii di costo, che talvolta possono incidere negativamente sulla effettiva economicità del progetto.

La fase inizia verso la fine della costruzione al cantiere ed evolve insieme alla fase di costruzione fino al completamento della stessa per poi terminare successivamente.

5. ALLACCIAMENTI

È la fase in cui gli operatori specializzati collegano le diverse apparecchiature in piattaforma andando ad effettuare i primi test ed analisi. È la fase che precede immediatamente la fase di commissioning e start up.

6. COMMISSIONING E START UP

È l'ultima fase del progetto, qui il contrattista che ha realizzato il progetto deve provvedere all'avviamento dell'impianto e alla consegna finale dello stesso funzionante al cliente che ha commissionato l'opera. In questa fase si eseguono i test definitivi a garanzia del funzionamento e delle performance dell'impianto.

8.2. Diagramma di Gantt

Si riportano ora i diagrammi di Gantt per i diversi scenari analizzati in questo studio di prefattibilità. In relazione alla soluzione 1 e alla soluzione 4, dove è stata prevista l'installazione di un compressore, sono state calcolate le tempistiche riguardanti il *most-likely case*, tralasciando il meno probabile *worst case*.

Activities	Duration	1												2							
		M-1	M1	M2	M3	M4	M5	M6	M7	M8	M9	M10	M11	M12	M13	M14	M15	M16	M17	M18	M19
SOLUTION 1: COMPRESSOR + GAS-GAS EJECTOR	12 mesi	[Gantt bar from M-1 to M12]																			
ENGINEERING	8 mesi	[Gantt bar from M-1 to M8]												ENGINEERING							
PROCUREMENT	7 mesi	[Gantt bar from M-1 to M12]												PROCUREMENT							
PREFABRICATION/ERECTION AT YARD	3 mesi	[Gantt bar from M4 to M7]												PREFABRICATION/ERECTION AT YARD							
HOOK-UP	1 mese	[Gantt bar from M8 to M9]												HOOK-UP							
COMMISSIONING & START-UP	1 mese	[Gantt bar from M11 to M12]												COMMISSIONING & START-UP							

Figura 8.1: Soluzione 1 – Eiettore gas-gas con compressore

Activities	Duration	1												2							
		M-1	M1	M2	M3	M4	M5	M6	M7	M8	M9	M10	M11	M12	M13	M14	M15	M16	M17	M18	M19
SOLUTION 2: OIL-GAS EJECTOR	9 mesi	[Gantt bar from M-1 to M9]																			
ENGINEERING	6 mesi	[Gantt bar from M-1 to M6]												ENGINEERING							
PROCUREMENT	4 mesi	[Gantt bar from M-1 to M12]												PROCUREMENT							
PREFABRICATION/ERECTION AT YARD	3 mesi	[Gantt bar from M4 to M7]												PREFABRICATION/ERECTION AT YARD							
HOOK-UP	1 mese	[Gantt bar from M8 to M9]												HOOK-UP							
COMMISSIONING & START-UP	1 mese	[Gantt bar from M11 to M12]												COMMISSIONING & START-UP							

Figura 8.2: Soluzione 2 – Eiettore olio-gas

Activities	Duration	1												2								
		M-1	M1	M2	M3	M4	M5	M6	M7	M8	M9	M10	M11	M12	M13	M14	M15	M16	M17	M18	M19	M20
SOLUTION 3: WATER-GAS EJECTOR	9 mesi																					
ENGINEERING	6 mesi																					
PROCUREMENT	4 mesi																					
PREFABRICATION/ERECTION AT YARD	3 mesi																					
HOOK-UP	1 mese																					
COMMISSIONING & START-UP	1 mese																					

Figura 8.3: Soluzione 3 - Eiettore acqua-gas

Activities	Duration	1												2								
		M-1	M1	M2	M3	M4	M5	M6	M7	M8	M9	M10	M11	M12	M13	M14	M15	M16	M17	M18	M19	M20
SOLUTION 4: OIL-INJECTED SCREW COMPRESSOR	12 mesi																					
ENGINEERING	8 mesi																					
PROCUREMENT	7 mesi																					
PREFABRICATION/ERECTION AT YARD	3 mesi																					
HOOK-UP	1 mese																					
COMMISSIONING & START-UP	1 mese																					

Figura 8.4: Soluzione 4 - Compressore a vite oil-injected

BIBLIOGRAFIA

- [1] *"Jet pumps and ejectors"*, A.J.Green, 2011
- [2] *"Surface jet Pumps (SJPs) for Enhanced Oil & Gas Production"*, N.Beg, D.Hoon, S.Sarshar, 2011, Caltec
- [3] *"Application of jet pump technology to enhance production from gas fields"*, S.Sarshar, N.Beg, 2009
- [4] *"Ejectors technology – Design and Applications"*, A.Vignali, 2009, TEA sistemi
- [5] *"Gas to Wire (GTW) System for Developing "Small Gas Field" and Exploiting "Associated Gas" "*, T.Watanabe et all., SPE 103746, 2006
- [6] *"Offshore Gas-to-Solids Technology"*, A.Fitzgerald, SPE 71805, 2001
- [7] *"Evaluation of LNG, CNG, GTL, and NGHs for Monetization of Stranded Gas With the incentive of Carbon Credit"*, R.Khalilpour, I.A.Karimi, 2009
- [8] *"Global flaring data"*, GGFR, 2010
- [9] *"GGFR presentation brochure"*, GGFR, 2009.
- [10] *"Efforts to reduce flaring and venting of natural gas world-wide"*, R.D.Andersen et all., NTNU, 2012
- [11] *"Modern petroleum technology, upstream volume"*, R.G.Cranmore 2000, Dawe RA
- [12] *"Awa Paloukou development project – Project basic design description"*, 2006, Documentazione interna Eni E&P
- [13] *"Offshore Congo – Zero Torchage Project"*, 2013, Documentazione interna Eni E&P
- [14] *"Produzione di energia elettrica ed emissioni di gas serra (Strategie di mitigazione delle emissioni)"*, A.Caputo,
- [15] *"Le regolamentazioni ed i fattori limitanti"*, A.Romano, F.Perrone, 2011, TRR s.r.l.
- [16] *"Gas Flaring and Venting: Extent, Impacts, and Remedies"*, B.Buzcu-Guven, R.Harris, D.Hertzmark, 2010, Energy Forum of the J.A.Baker III Institute for Public Policy
- [17] *"Produced and Processed Natural Gas"*, J.S.Gudmundsson, 2010, Department of Petroleum Engineering and Applied Geophysics – NTNU
- [18] *"Enciclopedia degli idrocarburi"*, 2005, Eni-Treccani
- [19] *"World Energy Outlook 2010"*, International Energy Agency, 2010
- [20] *"LNG – Fundamental Principles"*, Jostein Pettersen, 2010
- [21] *"Typical Flare Gas Recovery Equipment"*, Documentazione Hamworthy Oil & Gas Systems
- [22] *"Gestione dei grandi progetti di ingegneria. Il project management in*

- azione”, F. Caron, 2009*
- [23] *Carlo Piccinelli (2010-2011). Tesi Di Laurea Magistrale: “ Gas Flaring Reduction: Utilizzi Del Gas Associato E Valorizzazione Tramite Generazione Di Potenza”*
 - [24] *Petrucci Stefano (2011-2012). Tesi Di Laurea Magistrale: “Progetto Monte Grosso 2: Valutazione Dei Possibili Scenari Di Sviluppo Per L’entrata In Produzione Di Nuovi Giacimenti Ad Olio Nel Nord Della Basilicata “ Milano: Politecnico Di Milano*
 - [25] *Colombo Lucia (2010-2011). Tesi Di Laurea Magistrale: “Sfruttamento Di Un Giacimento A Gas Offshore Isolato”. Milano: Politecnico Di Milano*
 - [26] *“Richardson estimating standards”, 1998, Richardson Engineering Services*
 - [27] *“Richardson estimating standards”, 2012, Richardson Engineering Services*
 - [28] *“MS5001 Gas Turbine brochure”, GE*
 - [29] *“Centaur 40 Gas Turbine brochure”, Solar Turbines*