



Politecnico di Torino

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Meccanica

A.a. 2023/2024

Sessione di Laurea dicembre 2024

**Analisi e Miglioramento  
delle performance di macchine  
rotanti utilizzate all'interno della  
Raffineria Petrolifera di Taranto**

Relatore:

**Prof. Mirko Baratta**

Laureanda:

**Valeria Peluso**

Tutor aziendale:

**Ing. Maicol Pignalberi**



# Ringraziamenti

*Ricordo ancora il primo giorno in cui arrivai a Torino...era una mite giornata di settembre e tutto attorno sembrava più grande di me, che ero solo una ragazzina di 19 anni, che dopo la maturità aveva deciso di inseguire i propri sogni lontano da Taranto. Sapevo che non sarebbe stato facile, perché tra quella che sarebbe diventata la mia seconda casa e la mia città natia, lì dove risiedevano tutte le mie certezze e i miei punti di riferimento, correvano 1000 km. Davanti alle difficoltà avrei dovuto rimboccarmi le maniche e farmi coraggio, perché non c'era nessuno pronto ad aiutarmi e perché l'ultima cosa che volevo era destare preoccupazioni ai miei genitori. Di momenti complicati, durante gli anni universitari, ce ne sono stati molti, spesso causati dalla convinzione che non ce l'avrei fatta. Ma sono state proprio quelle circostanze che mi hanno fatto crescere e mi hanno resa più forte.*

*È in questa occasione che vorrei ringraziare i miei genitori, Giulia e Giancarlo, e mio fratello Andrea per avermi sempre sostenuta e per aver creduto in me, anche quando io stessa non ci credevo. Mi hanno lasciata libera di decidere per il mio futuro, augurandomi che questa esperienza potesse solo regalarmi gioie e soddisfazioni.*

*Ringrazio il mio fidanzato Andrea, che fin dall'inizio del percorso universitario mi ha sempre incoraggiata e mi ha strappato un sorriso ogni qualvolta mi mostravo preoccupata per un esame. La sua leggerezza, il suo modo di vedere le cose e la fiducia che ha riposto in me sono stati fondamentali in questi anni.*

*Ringrazio Martina, quella persona straordinaria che fin da subito si è rivelata essere come una sorella per me. Con lei ho avuto la fortuna di condividere momenti indelebili che porterò sempre nel cuore. Martina è sempre stata al mio fianco, mi ha supportato nei periodi difficili e mi ha compresa quando ne avevo bisogno. Per me è stata la colonna portante di questi anni trascorsi insieme.*

*Ringrazio Nicola, un amico speciale sul quale ho sempre potuto contare. Ci siamo supportati l'un l'altro durante il periodo universitario e insieme abbiamo gioito per le vittorie e i traguardi raggiunti reciprocamente. Tutt'ora ci sosteniamo e ci "sopportiamo" a vicenda nonostante ci siano 1000 km a separarci.*

*Ringrazio tutti gli amici con cui a Torino ho avuto la possibilità di condividere momenti meravigliosi e che hanno contribuito a scrivere una pagina importante della mia vita. Le esperienze vissute assieme sono state contraddistinte da attimi di spensieratezza e felicità, ma anche da momenti difficili, che con l'aiuto reciproco sono stati superati. Il mio pensiero va a voi: Davide Di Mare, Federica Rota, Francesco Vocino, Francesco Frascella, Simona Gemmano, Marco Mansolillo, Giuseppe Campisi, Lorenzo Lucà e altri. Vi voglio bene.*

*Ringrazio tutti i colleghi della Raffineria di Taranto per avermi accolta e per avermi messa nelle condizioni di sentirmi subito a mio agio. Nonostante l'esperienza vissuta durante il tirocinio sia stata la prima in ambito lavorativo, non ho riscontrato la minima difficoltà nell'approcciarmi con questa nuova realtà e ad integrarmi con le persone che*

*vi lavorano. In particolare, vorrei ringraziare tutti i colleghi di HSE, HR, Fabio Quarta, Davide Patella e tutta la squadra di Manutenzione dei Servizi Tecnici per l'immenso aiuto e la disponibilità dimostratami durante la stesura della tesi.*

*Infine, vorrei ringraziare tre persone dal grande spessore umano che ho avuto la fortuna di incontrare durante questo percorso: Federica Lo Duca, Maicol Pignalberi e Giovanni Pignatale. Per me sono stati di fondamentale importanza in quanto fin da subito mi hanno incoraggiata, hanno creduto nelle mie capacità e mi hanno guidata fino alla fine della mia esperienza presso la Raffineria. Sono sicura che i loro preziosi consigli, che seguirò senza ombra di dubbio, contribuiranno alla formazione della mia figura professionale e alla crescita della mia persona.*

# Indice

Introduzione .....	1
1. Industria della raffinazione: aspetti generali .....	4
1.1 Storia e sviluppo della raffinazione .....	4
1.2 Schemi di raffinazione .....	6
1.3 Assetto e complessità delle raffinerie .....	13
1.4 Servizi ausiliari.....	16
1.5 Off-sites .....	20
1.6 Prodotti di raffinazione .....	21
2. Raffineria Eni di Taranto .....	26
2.1 Nascita e sviluppo del Sito di Taranto .....	26
2.2 Struttura organizzativa del personale .....	27
2.3 Struttura organizzativa dell'esercizio .....	28
2.4 Processo produttivo .....	29
2.4.1. Impianti e tecnologie di base adottate durante il processo.....	30
2.4.2. Movimentazione delle materie prime e dei prodotti .....	32
2.5 Parco macchine della Raffineria .....	35
3. Politica Manutentiva .....	37
3.1 Introduzione .....	37
3.2 Manutenzione: definizione e strategie .....	37
3.2.1 Manutenzione a guasto (correttiva).....	38
3.2.2 Manutenzione preventiva .....	39
3.2.3 Manutenzione migliorativa .....	40
3.3 Asset Integrity .....	40
3.4 Strategia manutentiva per pompe, compressori e soffianti .....	41
3.4.1 Compressori alternativi .....	41
3.4.2 Turbocompressori di processo.....	41
3.4.3 Pompe.....	41
3.4.4 Ventilatori e compressori aria.....	42
4. Oggetto tesi.....	44
4.1 K-2901- Compressore centrifugo (Unità 2900) .....	44
4.1.1 Fotografia di impianto.....	44
4.1.2 Caratteristiche progettuali .....	45
4.1.3 Problematiche riscontrate .....	51
4.1.4 Analisi di guasto .....	51

4.1.5. Possibili soluzioni .....	59
4.1.6. Miglioramenti futuri implementabili .....	60
4.2 P-2006- Pompa centrifuga (Unità 2000) .....	61
4.2.1 Fotografia di impianto.....	61
4.2.2 Caratteristiche progettuali .....	63
4.2.3 Problematiche riscontrate .....	66
4.2.4 Analisi di guasto .....	68
4.2.5 Possibili soluzioni .....	71
4.2.6 Miglioramenti futuri implementabili .....	71
4.3 P-3290- Pompa centrifuga (Unità 3200) .....	72
4.3.1 Fotografia di impianto.....	72
4.3.2 Caratteristiche progettuali .....	74
4.3.3 Problematiche riscontrate .....	77
4.3.4 Analisi di guasto .....	78
4.3.5 Possibili soluzioni .....	87
4.3.6 Miglioramenti futuri implementabili .....	89
4.4 TK-4122 e K-4122- Turbina a vapore e compressore centrifugo (Unità 4100) .....	91
4.4.1 Fotografia di impianto.....	91
4.4.2 Caratteristiche progettuali .....	93
4.4.3 Problematiche riscontrate .....	103
4.4.4 Analisi di guasto .....	105
4.4.5 Possibili soluzioni .....	108
4.4.6 Miglioramenti futuri implementabili .....	108
4.5 K-4121- Compressore alternativo (Unità 4100) .....	110
4.5.1 Fotografia di impianto.....	110
4.5.2 Caratteristiche progettuali .....	111
4.5.3 Analisi di performance.....	116
4.5.4 Problematiche riscontrate .....	121
4.5.5 Possibili soluzioni .....	122
4.5.6 Miglioramenti futuri implementabili .....	122
Conclusioni.....	128
Bibliografia .....	131

# Introduzione

La stesura della seguente tesi è volta alle analisi e al miglioramento delle performance di macchine rotanti utilizzate all'interno della Raffineria Petrolifera di Taranto. In tale realtà produttiva i suddetti item vengono impiegati per scopi differenti e hanno come obiettivo comune quello di garantire il corretto funzionamento degli impianti di processo, atti alla lavorazione e alla trasformazione dei prodotti idrocarburici. Attualmente, nonostante l'attenzione si stia spostando sempre più verso la transizione energetica con l'obiettivo di ridurre le emissioni in atmosfera, il settore petrolifero continua a ricoprire una posizione rilevante sul mercato mondiale, mostrandosi come uno dei più redditizi. Anzi, secondo le stime dell'Opec (Organizzazione dei Paesi esportatori di petrolio), il mercato petrolifero è destinato a crescere grazie all'incremento della domanda di prodotti combustibili destinati al settore del trasporto stradale e aeronautico. Al contempo, oltre a vantare dimensioni notevoli, il mercato del petrolio esercita un'influenza economica e geopolitica significativa tra i vari produttori a livello mondiale. Alla luce di ciò, ne deriva che il corretto funzionamento delle macchine presenti all'interno di una raffineria rappresenta una condizione imprescindibile, affinché il sito produttivo possa continuare ad essere redditizio e profittevole. Inoltre, vi sono anche altri tre aspetti da considerare, ben più importanti di quello economico: la protezione della salute umana, della sicurezza e il rispetto dell'ambiente. Infatti, il regolare esercizio delle macchine presenti in un contesto industriale garantisce, innanzitutto, che non vengano violate le condizioni necessarie per la tutela dei lavoratori e dell'ambiente circostante. Pertanto, l'eventuale verificarsi di un guasto di un item presente nel parco macchine della raffineria deve essere inevitabilmente attenzionato, analizzato e risolto nel minor tempo possibile, per quelle che sono le disponibilità strumentali, conoscitive ed economiche dell'azienda.

Per quanto concerne, invece, l'ambito degli studi compiuti durante il mio percorso universitario, il focus su cui l'elaborato pone l'attenzione risulta essere coerente e in linea con lo studio delle macchine rotanti affrontato in ambito accademico. Anzi, potrebbe perfino aggiungere un 'quid' in più al percorso formativo intrapreso, in quanto la tesi ha come oggetto l'analisi di macchine rotanti applicate in un contesto industriale, in cui difficilmente possono essere applicate delle ipotesi semplificative. Inoltre, è bene specificare che tali item non sempre lavorano nelle condizioni di massimo rendimento previste in fase di progetto, in quanto, spesso, vengono impiegate in impianti differenti da quelli previsti originariamente o perché il fluido esercito o le richieste del processo cambiano continuamente. Ne deriva che, analizzare il comportamento delle macchine rotanti in condizioni differenti da quelle di progetto, potrebbe rivelarsi un aspetto altrettanto interessante ai fini della stesura della tesi in ambito meccanico e ingegneristico.

Volendo approfondire maggiormente gli obiettivi del seguente elaborato sarebbe opportuno specificare che l'attenzione è stata posta non solo sull'analisi del guasto delle macchine e sulla ricerca delle relative soluzioni, ma anche sui futuri miglioramenti implementabili in modo tale da ottimizzare l'esercizio degli stessi item. Le problematiche riscontrate sono state di diversa natura, ovvero idraulica, meccanica ed elettrica e ognuna di essa è stata esaminata grazie all'aiuto di ingegneri e di operatori specializzati del reparto di Manutenzione della Raffineria di

Taranto. I parametri rilevati al momento della comparsa dell'anomalia di funzionamento delle macchine sono stati perlopiù variabili di processo, tra cui rientrano la pressione in aspirazione e mandata, la temperatura in ingresso e uscita, la portata e la densità del fluido esercito, la tensione e la corrente assorbita dal motore elettrico di compressori e pompe. In aggiunta, per avere un quadro più chiaro dell'entità del guasto verificatosi, sono state effettuate altre misurazioni tramite rilievi vibrometrici, termografie e ispezioni di componenti meccanici danneggiati. L'acquisizione dei parametri di interesse è avvenuta tramite i dispositivi installati in campo (ad es. termometri, manometri, ecc.), tramite il DCS (Distributed Control System) della sala controllo, i datasheet delle macchine (presenti presso l'archivio della raffineria), la documentazione fornita da aziende terze e la documentazione interna all'azienda (OPI MAN e Manual book delle macchine). Inoltre, è bene specificare che, poiché le variabili di processo non sono mai costanti, in quanto dipendenti da fattori atmosferici esterni e dalla richiesta dell'impianto, le misurazioni che sono state effettuate durante il corretto funzionamento della macchina sono da considerarsi rappresentative di una condizione di lavoro *media* e non specifica.

Per rendere più scorrevole e accessibile la lettura del seguente elaborato viene di seguito mostrata una panoramica generale della struttura della tesi. Quest'ultima si articola in quattro capitoli i cui titoli e argomenti affrontati sono:

- 1) *Industria della raffinazione: aspetti generali*- in questa sezione viene data una visione d'insieme del processo di raffinazione, dell'assetto e della complessità di un sito produttivo petrolifero e dei prodotti di raffinazione;
- 2) *Raffineria Eni di Taranto*- in questo capitolo viene posta particolare attenzione sulla Raffineria presso la quale ho avuto la possibilità di svolgere il tirocinio ai fini della stesura della tesi. Viene illustrato come si articola l'organizzazione del personale e dell'intero processo produttivo;
- 3) *Politica manutentiva*- in tale sezione viene riportata la politica di manutenzione che la Raffineria di Taranto è tenuta a seguire, al fine di assicurare il corretto funzionamento delle macchine presenti presso il Sito produttivo. Ogni item è caratterizzato da una propria strategia manutentiva, che prevede specifiche azioni da mettere in atto, in un determinato arco di tempo;
- 4) *Oggetto della tesi*- in quest'ultimo capitolo vengono esaminati 5 item appartenenti al Parco macchine della Raffineria di Taranto. Ognuno di essi è stato trattato sviluppando 6 punti, che aiutano a definire l'impianto di appartenenza delle stesse, le loro caratteristiche costruttive, le anomalie di funzionamento riscontrate, le soluzioni adottate e le possibili migliorie implementabili in futuro. Le 6 parti in cui si articola la descrizione di ogni item sono le seguenti:
  - Fotografia di impianto
  - Caratteristiche progettuali
  - Problematiche riscontrate
  - Analisi di guasto



- Possibili soluzioni
- Miglioramenti futuri implementabili

Nello specifico le macchine di cui sono state esaminate le prestazioni e le eventuali migliorie sono:

- il K-2901 A, un compressore centrifugo dell'Unità 2900 (Claus)
- la P-2006 A, una pompa centrifuga dell'Unità 2000 (Recupero Zolfo)
- la P-3290 A, una pompa centrifuga dell'Unità 3200 (Area Serbatoi Bitume)
- il K-4122 e la TK-4122, un compressore centrifugo e la relativa turbina a vapore dell'Unità 4100 (RHU)
- il K-4121 A, un compressore alternativo dell'Unità 4100 (RHU)

L'elaborato si conclude con la stesura delle conclusioni, in cui vengono riepilogati i risultati ottenuti dall'analisi del guasto o dall'analisi di performance delle macchine esaminate e le eventuali migliorie che sono state proposte, al fine di ottimizzare le prestazioni degli item e del processo.

# 1. Industria della raffinazione: aspetti generali

L'industria della raffinazione affonda le proprie radici a partire dalla seconda metà del XIX secolo, quando, un'analisi condotta su un campione di greggio evidenzia come la lavorazione di quest'ultimo, mediante procedimenti semplici e poco costosi, dà origine ad un prodotto di grande valore economico ed energetico. Unitamente a ciò, la scoperta del primo giacimento petrolifero in Pennsylvania ha dato il via allo sviluppo del settore petrolifero, che, sul mercato, ricopre un importante ruolo a livello economico e strategico.

In passato, l'industria della raffinazione costituiva il sito produttivo ove si svolgevano le lavorazioni sul greggio al fine di trasformarlo, a seguito di un primo processo di distillazione ed eventuale trattamento chimico, in cherosene, unico prodotto utilizzato derivante dal petrolio. Successivamente, a seguito dello sviluppo tecnologico, le suddette industrie iniziarono ad avviare anche altri processi di lavorazione del greggio con l'obiettivo di dare origine a nuovi prodotti, anche intermedi, da poter introdurre sul mercato. Il loro utilizzo non richiede particolari proprietà chimiche, ma solo determinate caratteristiche merceologiche. Ciò ha permesso che l'industria della raffinazione potesse avere un ventaglio più ampio di lavorazioni petrolifere e un margine di elasticità maggiore, distinguendosi dall'industria petrolchimica che produce solo composti puri di formula definita. Nel tempo le due tipologie di industrie si sono integrate portando anche alla produzione di idrogeno, MTBE (metil ter-butiletere) e olefine.

I prodotti della raffinazione possono essere classificati nel modo seguente:

- a) combustibili industriali e domestici (gasoli, oli combustibili, GPL)
- b) carburanti per autotrazione (benzine, diesel, cherosene, GPL)
- c) basi per l'industria chimica e petrolchimica (virgin naphtha, GPL, olefine)
- d) altri prodotti (oli lubrificanti, bitumi, paraffine, solventi, zolfo).

## 1.1 Storia e sviluppo della raffinazione

I risultati ottenuti dall'analisi del campione di greggio, effettuata dal professore di chimica Benjamin Silliman jr., mostrarono l'elevato potenziale economico e strategico che la semplice lavorazione di distillazione del petrolio avrebbe avuto sul mercato. A favorire la nascita dell'industria della raffinazione contribuì la scoperta del giacimento di petrolio, dalle ottime qualità, in Pennsylvania. Esso si presentava come: paraffinico, leggero, con minima percentuale di zolfo e ricco della frazione di cherosene. Verso la fine del XIX secolo l'industria petrolifera risultava già fiorente, con circa 150 raffinerie.

Il processo principale dei primi siti produttivi, sul quale si pose maggiore attenzione per un sostanziale sviluppo tecnologico, fu quello della distillazione. Quest'ultima costituisce la prima lavorazione del greggio, da cui si ottengono dei prodotti dalla struttura molecolare più semplice, che, a seguito di ulteriori trattamenti chimici, possono essere commercializzati. La distillazione avveniva per mezzo di distillatori collegati in serie che separavano via via le frazioni più pesanti. Inoltre, gli impianti più avanzati prevedevano anche una fase di preriscaldamento del greggio, perché ciò favoriva il frazionamento successivo. Infine, il prodotto che ne derivava era il

cherosene, unico combustibile impiegato con l'avvento dell'industria petrolifera. Questo veniva poi trattato con acido solforico e con soda caustica per essere successivamente lavato con acqua e ridistillato con vapore vivo.

Alla fine del 1800 la varietà dei greggi lavorati aumentò estendendosi anche a quelli con un contenuto di zolfo maggiore rispetto al petrolio estratto dai giacimenti in Pennsylvania. Questo fu possibile grazie all'ossido di rame che addolciva la frazione impiegata per il cherosene.

A cavallo del XX secolo l'introduzione sul mercato dei primi veicoli con motori a combustione interna portò ad una domanda crescente di benzina e, contemporaneamente, ad un calo drastico della richiesta di cherosene. Alla luce di ciò, nacque la necessità di ottenere un quantitativo maggiore di benzina dalla lavorazione del greggio e, di conseguenza, anche l'esigenza di migliorare il processo di raffinazione. Unitamente, si comprese che alte temperature e alte pressioni favorivano il frazionamento delle molecole pesanti del petrolio, condizioni che posero le basi per la nascita del processo di *cracking termico* grazie a William M. Burton.

Un notevole progresso tecnologico si ebbe nel primo decennio del Novecento con l'introduzione dei forni a tubi, che facilitarono la diffusione della distillazione continua e consentirono un controllo della temperatura del greggio.

Le basi della moderna industria della raffinazione, invece, furono poste durante il secondo decennio del XX secolo grazie alla diffusione dei trasporti motorizzati (automobili e aeroplani) e delle applicazioni dei motori diesel, a seguito dell'inizio della Prima Guerra Mondiale.

Presto i limiti relativi al processo di cracking si manifestarono, costringendo la fermata dell'impianto e dell'intera linea di lavorazione. Questo era dovuto all'eccessiva deposizione di carbone che ostruiva i condotti di passaggio del greggio lavorato. Carbon Petroleum Dubbs, pioniere dell'industria petrolifera, perfezionò il processo di cracking riscaldando il petrolio in un forno a serpentino per poi inviarlo in una camera ove si depositava il carbone. Questa soluzione consentiva la pulizia della suddetta camera evitando l'interruzione della linea e garantendo la continuità dell'intero processo. Le innovazioni di Dubbs segnarono l'inizio della moderna industria della raffinazione e ad esse seguì un periodo di continuo sviluppo tecnologico relativo alla distillazione: venne introdotta la distillazione sottovuoto per aumentare la resa in distillati e per produrre bitume, e venne introdotto il processo di *reforming termico*, che migliorò il numero di ottano e, quindi, la qualità della benzina.

Agli inizi degli anni Trenta del Novecento, il presagio dello scoppio della Seconda Guerra Mondiale, fece nascere la necessità di produrre più benzina ad altissimo numero di ottano, in modo da rendere più performanti i velivoli militari da combattimento. Questa circostanza favorì l'avvento dei processi catalitici in grado di accelerare selettivamente le reazioni chimiche e, quindi, di indirizzare nel senso voluto determinati processi chimici. Nell'industria della raffinazione, grazie a Eugene Houdry, venne introdotto dapprima il *cracking catalitico*, che permise di produrre più benzina e di qualità migliore e, successivamente, si diffuse anche il *reforming catalitico*, con il quale fu possibile aumentare il numero di ottano e produrre aromatici. Per quanto concerne quest'ultimo processo, i sottoprodotti che ne derivavano risultavano preziosi per ulteriori trasformazioni chimiche. In particolare, l'idrogeno ottenuto a seguito del reforming catalitico iniziò ad essere impiegato per

la desolforazione, consentendo di mettere in commercio anche prodotti più in linea con la crescente sensibilità ecologica.

Durante la seconda metà del Novecento il settore della raffinazione attraversò due fasi che contribuirono allo sviluppo dei processi di lavorazione e delle tecnologie. La prima fase può ricondursi al decennio 1970-1980, in cui si verificò la cosiddetta 'crisi petrolifera'. Quest'ultima portò l'industria della raffinazione ad ottimizzare tutti i processi (soprattutto quello della distillazione), che comportavano un notevole dispendio di energia, al fine di ridurre i consumi tramite un recupero energetico più accurato. Ma non solo. La razionalizzazione comportò anche la chiusura degli stabilimenti che si mostravano meno efficienti dal punto di vista tecnologico ed energetico.

La seconda fase, invece, che riguardò il trentennio successivo al 1980, fu interessata da interventi messi in atto per la salvaguardia dell'ambiente. Questi possono così riassumersi:

- a. riduzione del residuo con conseguente aumento dei prodotti distillati, soprattutto gasolio e diesel;
- b. ulteriore riduzione di zolfo nei combustibili e necessità di desolfurare una maggior quantità di prodotti;
- c. eliminazione del piombo nelle benzine;
- d. riduzione dei composti aromatici nei carburanti.

La concomitanza della richiesta sempre più incessante di un maggior quantitativo di benzina e di una maggiore desolforazione portarono al potenziamento dell'unità di desolforazione spinta. Questo ebbe come conseguenza l'aumento del numero degli impianti a monte e a valle di tale processo. Infatti, si ebbe un incremento delle unità di produzione dell'idrogeno, necessario per l'idrodesolforazione catalitica, e un incremento del numero degli impianti per la trasformazione dell'acido solfidrico in zolfo solido.

Negli ultimi decenni, l'industria della raffinazione ha subito un forte sviluppo relativo alle metodologie quantitative (modelli delle reazioni cinetiche, ingegneria delle reazioni, automazione e controllo, ecc.), che hanno comportato un miglioramento dei processi e della qualità dei prodotti. L'elevata flessibilità e il continuo progresso delle tecnologie impiegate consentono tuttora all'industria della raffinazione di soddisfare la continua variazione della domanda e le numerose esigenze di qualità dei prodotti.

## **1.2 Schemi di raffinazione**

Uno stabilimento di una raffineria petrolifera rappresenta una realtà complessa costituita da vari impianti che concorrono alla raffinazione del greggio. Le unità di processo, per mezzo delle quali avviene la lavorazione del petrolio non raffinato, possono essere suddivise nelle seguenti tipologie:

- a) unità di separazione, dalla quale si ottengono diverse frazioni, a partire dal petrolio greggio, destinate a lavorazioni successive; tale separazione avviene soprattutto per mezzo dei processi di distillazione e altri processi di tipo fisico;

- b) unità di conversione (*cracking*) delle frazioni pesanti in frazioni più leggere, al fine di aumentare la resa di determinati prodotti (per esempio, benzina);
- c) unità per migliorare la qualità di alcuni tagli, mediante azioni sulla composizione chimica dei loro costituenti;
- d) unità per la rimozione dei componenti indesiderati (per esempio, zolfo);
- e) unità per la produzione degli oli lubrificanti (presenti solo in un numero limitato di raffinerie).

Le unità di miscelazione (*blending*) dei vari tagli e di additivazione non sono considerate unità di processo, ma costituiscono una sezione del sito produttivo altrettanto importante per la realizzazione dei prodotti finiti.

### **Unità di separazione**

L'unità di separazione rappresenta l'unità di processo tramite cui il greggio subisce la prima lavorazione. La più importante è quella di distillazione atmosferica (distillazione primaria o *topping*), che suddivide il greggio in varie frazioni con diverso intervallo di ebollizione.

Ogni raffineria possiede almeno una unità di distillazione atmosferica a cui fa seguito quella di distillazione sottovuoto (*vacuum*), tramite la quale, dal residuo del *topping*, avviene il recupero di ulteriori distillati senza incrementare le temperature. L'intero impianto di distillazione primaria e sottovuoto risulta complesso, nonostante il processo fisico sia elementare; questo è dovuto a tutta una serie di recuperi termici e anche alla presenza di una sezione di dissalazione del greggio.

Mediante altri processi di separazione (lavaggio con ammine o altri solventi) si estrae solfuro di idrogeno dai gas di raffineria per poi inviarlo all'impianto per la produzione dello zolfo.

### **Unità di conversione**

Presso l'unità di conversione avviene il processo di *cracking*, tramite il quale le frazioni più pesanti vengono trasformate in frazioni più leggere. Il *cracking* può essere termico o catalitico, a seconda della tecnologia utilizzata e del prodotto lavorato. Il primo riguarda i distillati (*thermal cracking*) o i residui della distillazione (unità di *visbreaking* o *coking*), mentre il secondo riguarda le frazioni più pesanti o i residui ottenuti dalla distillazione sottovuoto. Anche il processo di *hydrocracking*, variante del *cracking* catalitico, rientra nell'unità di conversione e, grazie alle nuove tecnologie adottate, a partire dai residui o dai distillati, permette di ottenere miscele di idrocarburi saturi la cui composizione dipende dalle condizioni del processo. I residui lavorati possono essere utilizzati anche come oli combustibili o bitumi.

Recentemente, anche il gas ottenuto dai residui ha trovato largo impiego come combustibile da poter utilizzare soprattutto per la produzione di energia elettrica. Questo ha fatto sì che venissero introdotti anche processi di gassificazione che sfruttano vapore e ossigeno per trasformare gli idrocarburi pesanti in idrogeno e ossido di carbonio.

### **Unità di miglioramento dei distillati**

L'unità di miglioramento dei distillati comprende diversi impianti che concorrono a perfezionare la qualità dei tagli modificandone la composizione chimica. La prima unità, ma anche la più nota, è quella del *reforming catalitico*, il cui scopo è quello di migliorare il numero di ottano delle frazioni più pesanti della benzina, incrementando gli idrocarburi aromatici e isoparaffinici. Le altre unità che possono trovarsi presso

un sito produttivo sono, invece, le seguenti: *l'unità di isomerizzazione*, alimentata con frazioni paraffiniche di virgin naphtha leggera per trasformarle in isoparaffine; *l'unità di alchilazione*, che tratta le frazioni olefiniche C<sub>3</sub> e C<sub>4</sub> per trasformarle in componenti C<sub>7</sub> e C<sub>8</sub> ad alto numero di ottano; *l'unità di polimerizzazione*, che combina frazioni gassose di minor pregio e quelle di eterificazione per la produzione di componenti alto-ottanici.

### **Unità per la rimozione dei componenti indesiderati**

I componenti indesiderati presenti nel greggio alterano la qualità dello stesso e le sue proprietà chimiche. Per tale motivo, tra le fasi di lavorazione del petrolio, viene inclusa anche la rimozione dei componenti indesiderati tramite apposite unità. Quest'ultime sfruttano una tecnologia differente a seconda degli elementi da rimuovere, che, nel greggio, si presentano come sali, composti solforati e azotati, e metalli. I sali vengono rimossi dall'unità di dissalazione, inserita nell'impianto di topping, sciogliendoli nell'acqua emulsionata con il petrolio; l'unità di idrodesolforazione rimuove lo zolfo trasformandolo in solfuro di idrogeno e agisce anche sulle molecole contenenti azoto, ossigeno e metalli pesanti; il solfuro di idrogeno formatosi viene poi rimosso tramite il trattamento idrogenante, che lo trasforma in zolfo solido.

Le frazioni leggere, invece, vengono lavorate non con idrogeno, bensì con trattamenti differenti meno aggressivi, al fine di ottenere composti meno corrosivi e odoriferi.

### **Unità per la produzione degli oli lubrificanti**

Le unità di produzione degli oli lubrificanti non sono presenti in tutte le raffinerie a causa della domanda ridotta dei lubrificanti stessi. Quest'ultimi rientrano tra i prodotti più sofisticati e ad alto valore aggiunto della raffinazione e derivano dalla lavorazione di alcuni tagli laterali e dal residuo della distillazione sottovuoto. Successivamente, le frazioni vengono trattate in una serie di unità apposite al fine di migliorarne l'indice di viscosità, il comportamento a basse e ad alte temperature, il colore, la stabilità ed altre proprietà. La miscelazione e l'additivazione costituiscono le fasi finali.

### **Cicli di raffinazione**

Gli schemi di raffinazione sui quali si basa la lavorazione del greggio presso un sito produttivo possono essere di tipo semplice (hydroskimming) o di tipo complesso; in questa seconda tipologia possiamo includere sia le raffinerie di conversione termica e/o catalitica sia quelle più articolate di conversione spinta (deep conversion). Nonostante la varietà degli schemi di raffinazione, si può tentare una suddivisione dei cicli di lavorazione nel modo seguente:

- a) ciclo semplice (hydroskimming);
- b) ciclo di conversione termica: schema con visbreaking (e thermal cracking) e schema con coking;
- c) ciclo di conversione catalitica: schema con cracking e schema con hydrocracking (HDC);
- d) ciclo di conversione spinta: schema con idroconversione dei residui e schema con deasphalting e gassificazione;
- e) produzione di lubrificanti.

Non è insolito trovare presso una raffineria diverse tipologie di schemi. Infatti, molti siti produttivi presentano sia l'unità di visbreaking o di coking (conversione termica) sia l'unità di conversione catalitica.

Di seguito, in modo semplice e sintetico, vengono illustrati i vari cicli di raffinazione.

Le raffinerie a *ciclo semplice* sono dotate di impianti di distillazione del greggio, di unità di desolforazione dei distillati e di impianti, soprattutto reforming, per innalzare il numero di ottano delle benzine. L'idrogeno per la idrodesolforazione viene fornito dal reforming, mentre l'acido solfidrico prodotto viene separato tramite unità apposite. Al giorno d'oggi, questo ciclo, rappresentato in Fig. 1.2.1, è raramente praticato in un paese industrializzato per via della bassa efficienza complessiva in termini di qualità dei prodotti ottenuti.

Il *ciclo di conversione termica*, in aggiunta agli impianti dello schema hydroskimming, prevede anche una unità di visbreaking e cracking termico (fig.1.2.2) o di coking (fig.1.2.3). Questi ultimi ricoprono un ruolo fondamentale in quanto sono in grado di trattare in modo piuttosto semplice ed economico i residui della distillazione, sia atmosferica che sottovuoto. Le rese e la qualità dei prodotti non sono elevate, soprattutto nel caso del visbreaking, ma permettono comunque un aumento dei distillati medi e leggeri. Così come il ciclo semplice, anche il ciclo di conversione termica non riesce a soddisfare le esigenze qualitative e ambientali di un paese all'avanguardia; infatti, al giorno d'oggi, questa tipologia di ciclo di lavorazione risulta potenziata con altri processi di raffinazione, dando luogo a schemi di distillazione più complessi, ma che garantiscono una resa e una qualità migliore dei prodotti petroliferi. Ne sono un esempio i cicli di lavorazione illustrati di seguito.

I cicli di *conversione catalitica* comprendono, oltre ai tradizionali impianti di hydroskimming, anche quelli di cracking catalitico (o FCC) e/o hydrocracking (figg. 1.2.4 e 1.2.5). Spesso a valle dell'unità di cracking catalitico vi è anche l'impianto di alchilazione, che impiega i sottoprodotti gassosi dell'FCC, mentre l'hydrocracking necessita di appositi impianti per la produzione di idrogeno (steam reforming) installati a monte della stessa unità. Quest'ultima si è diffusa solo successivamente a quella del cracking catalitico e, tutt'oggi, costituisce la base di molti cicli moderni di raffinazione.

Il *ciclo di conversione spinta* comprende gli impianti di upgrading atti a convertire i residui per renderli più ecocompatibili e per massimizzare la produzione di distillati e prodotti leggeri. Questo schema di raffinazione può assumere diverse configurazioni, che sono riportate nelle figg. 1.2.6 e 1.2.7. A valle del coking può essere effettuato anche un processo di gassificazione, usando il coke prodotto, per trasformare il residuo.

In aggiunta agli impianti già presenti e menzionati pocanzi è possibile trovare specifiche unità impiegate per la *produzione dei lubrificanti*. Vengono impiegati prodotti ottenuti dalla distillazione sottovuoto per ottimizzare la qualità e la resa e per minimizzare i tagli intermedi. Una rappresentazione di tale schema è riportata nella fig. 1.2.8.

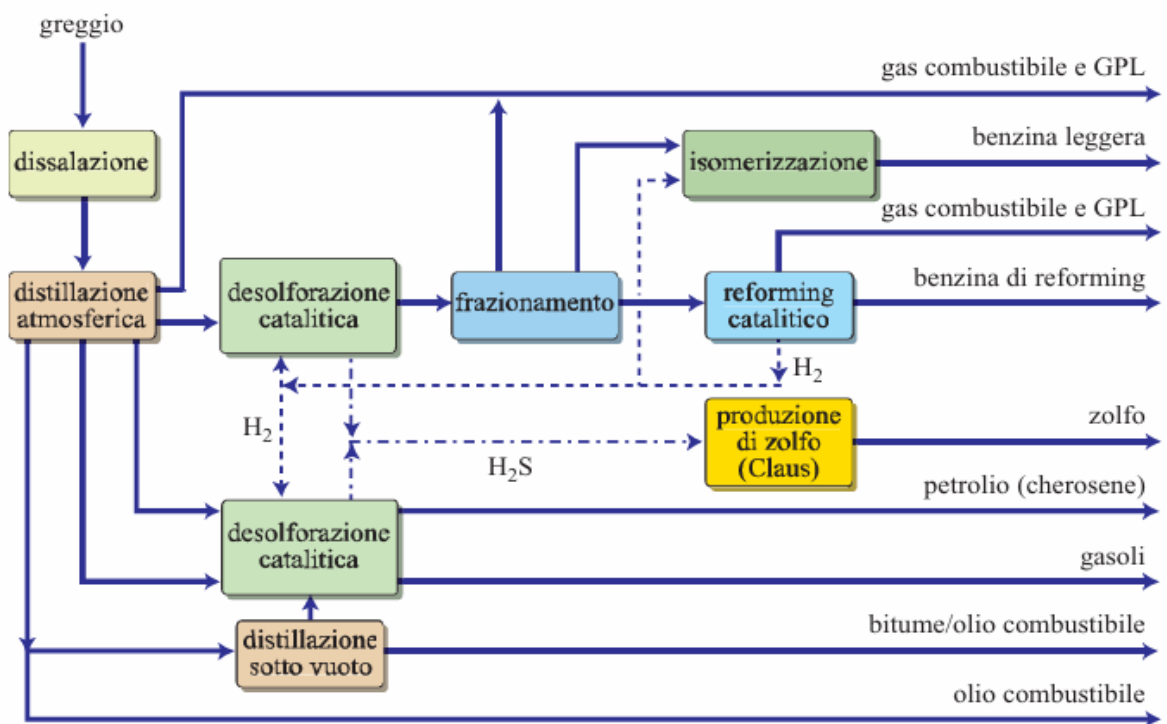


Fig. 1.2.1 Ciclo semplice (hydroskimming)

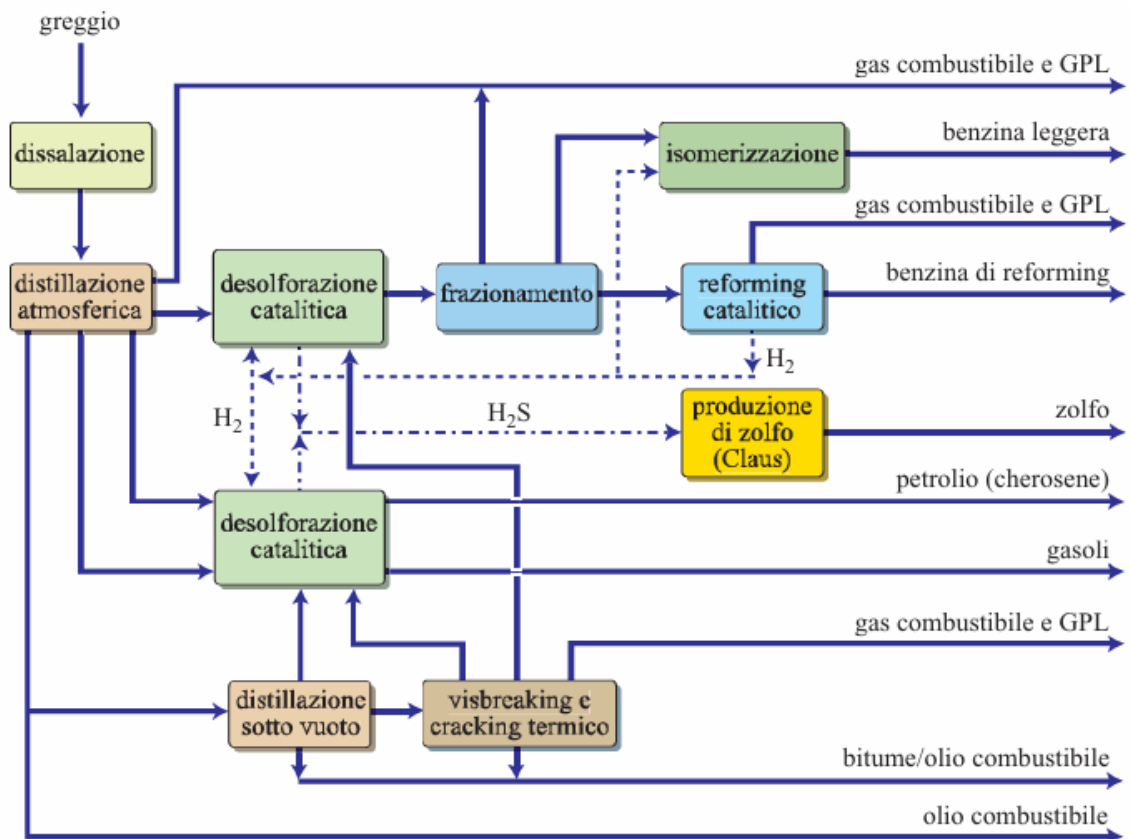


Fig. 1.2.2 Ciclo di conversione termica con visbreaking e cracking termico



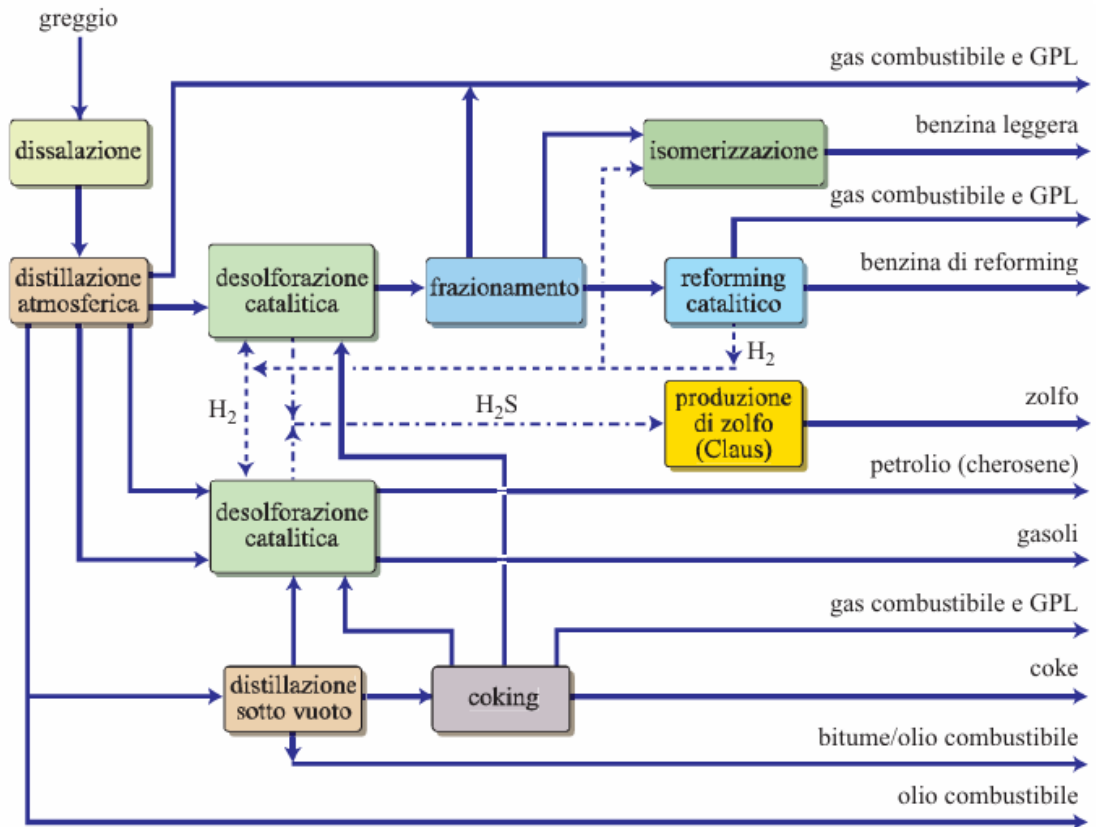


Fig. 1.2.3 Ciclo di conversione termica con coking

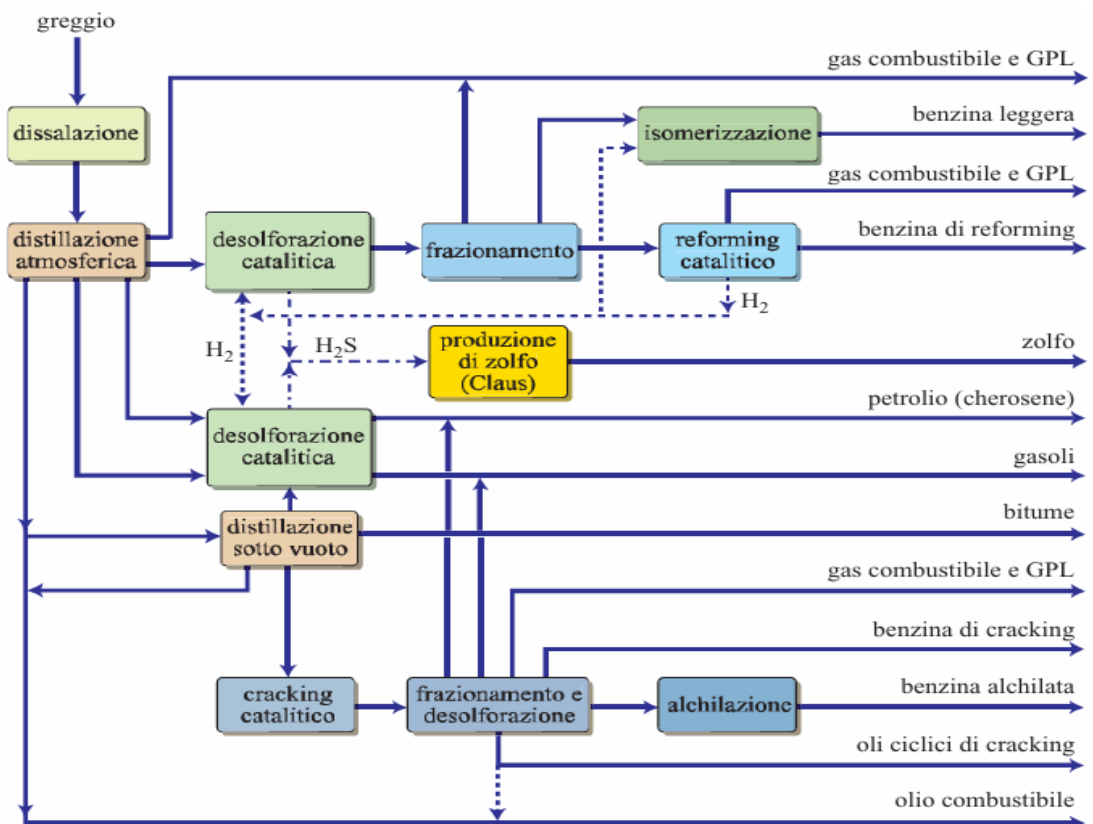


Fig. 1.2.4 Ciclo di conversione catalitica con cracking catalitico

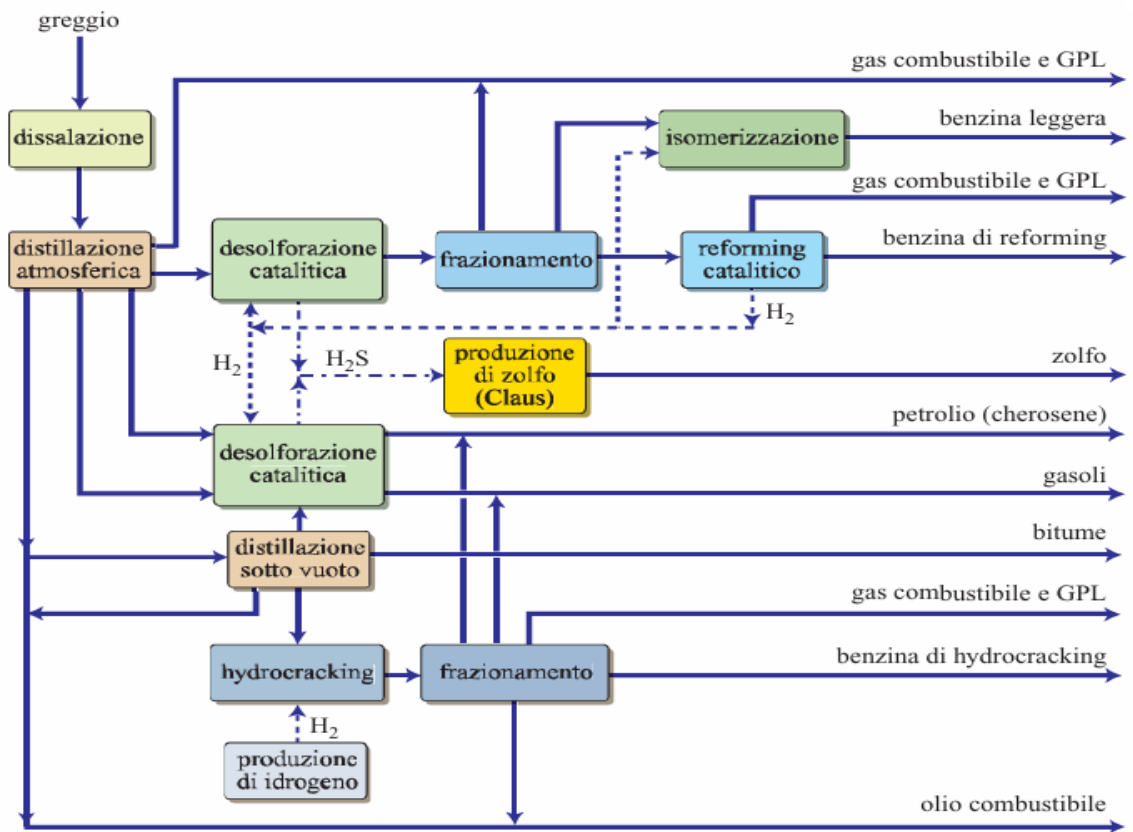


Fig. 1.2.5 Ciclo di conversione catalitica con hydrocracking

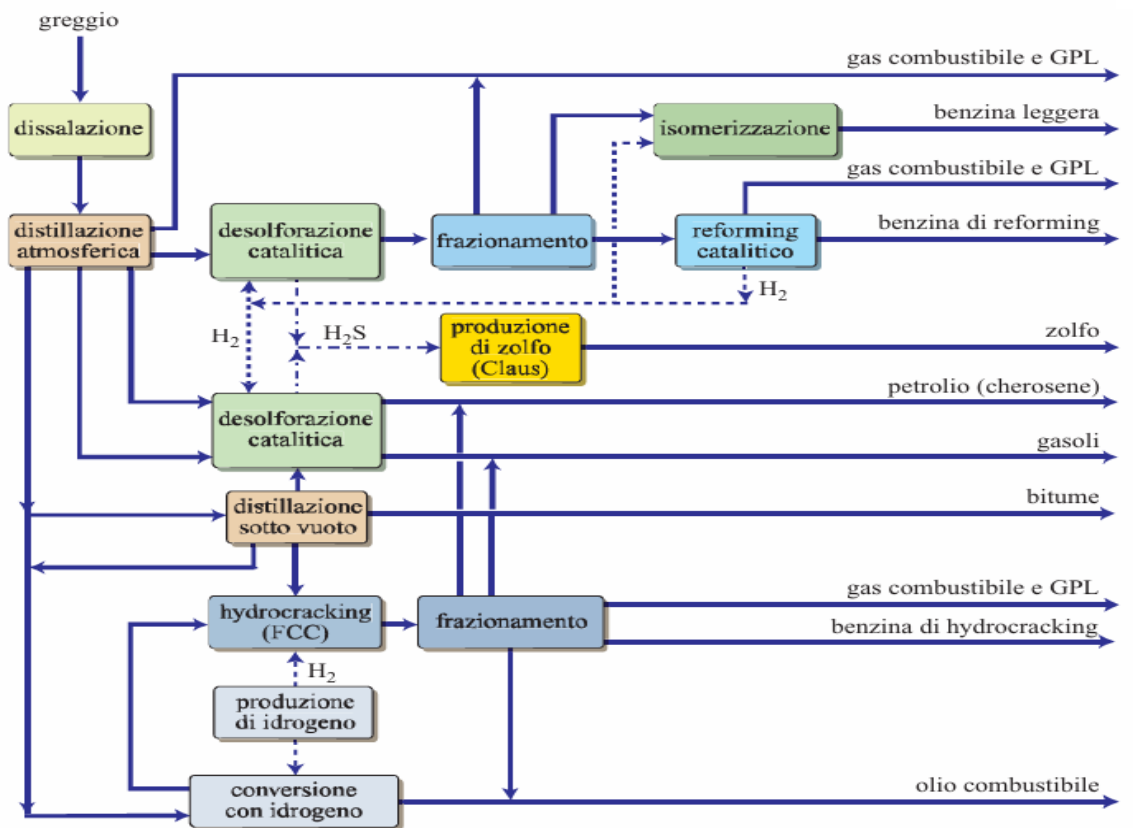


Fig. 1.2.6 Ciclo di deep conversion tramite processi di hydroconversion

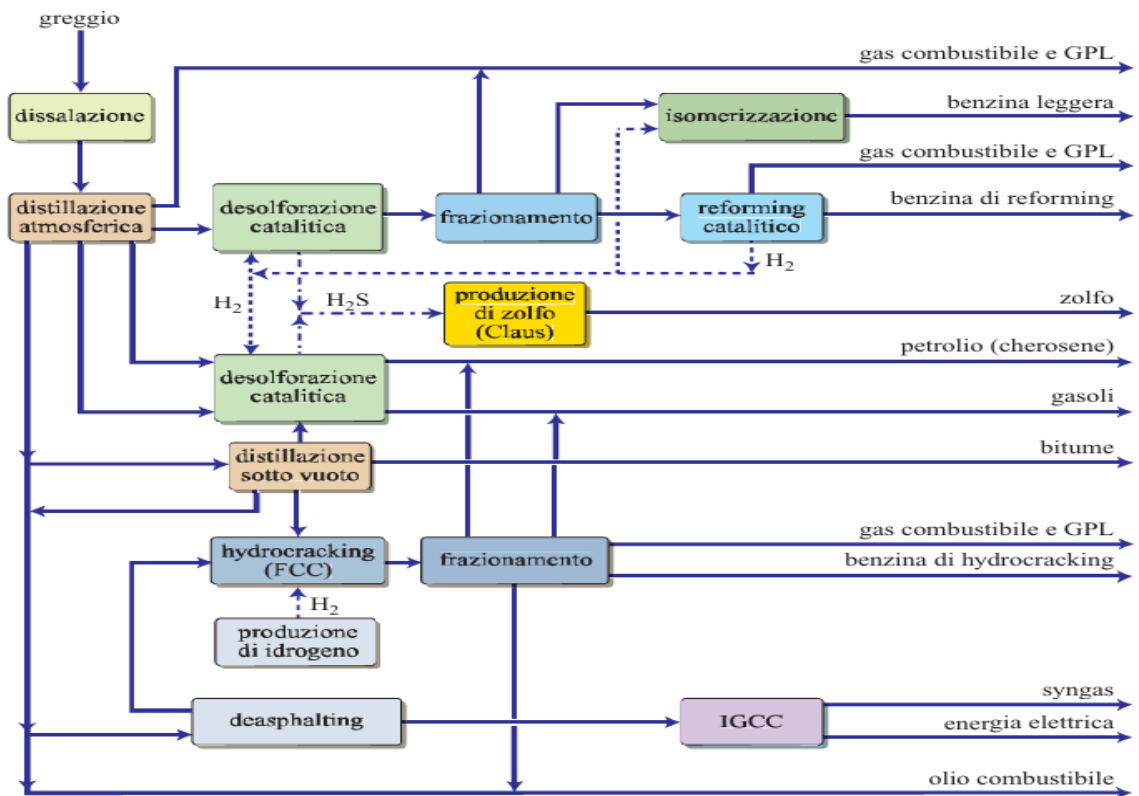


Fig. 1.2.7 Ciclo di deep conversion con desphalting (precipitazione di asfalteni con solvente)

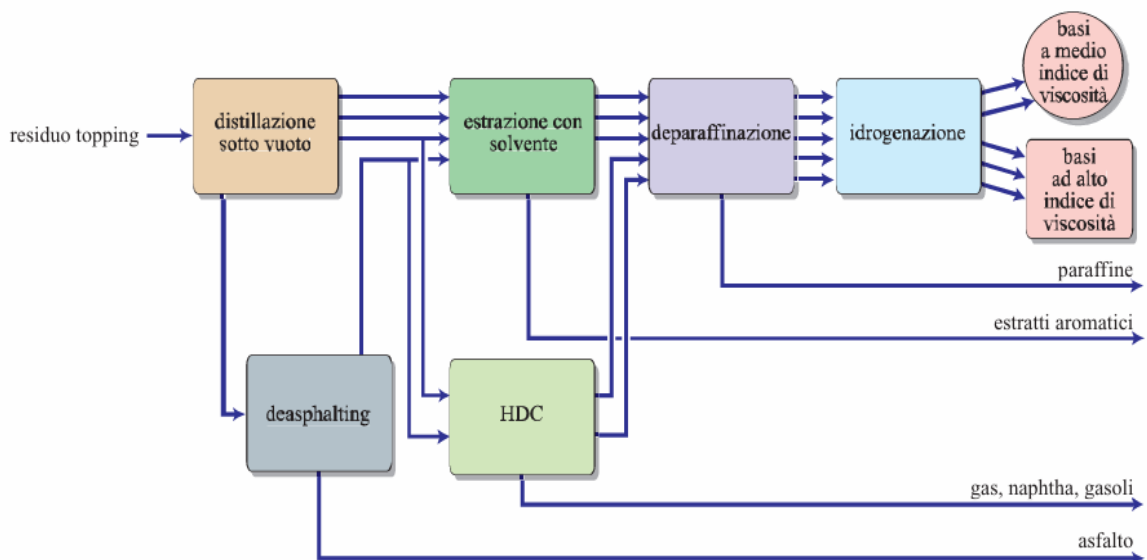


Fig. 1.2.8 Ciclo di produzione degli oli lubrificanti in una raffineria dotata di hydrocracking (HDC)

### 1.3 Assetto e complessità delle raffinerie

Le raffinerie rappresentano i siti produttivi ove viene lavorato il greggio al fine di ottenere dei tagli di qualità migliore da poter utilizzare. Oltre ai vari impianti, che processano il petrolio, vi sono anche ulteriori servizi e strutture che concorrono a rendere l'intero sito una realtà complessa. Non esistono due raffinerie che lavorino

in modo del tutto identico, perchè ciò dipende dalle condizioni di mercato dei prodotti e dalle caratteristiche della materia prima. Nonostante ciò, all'interno di ogni sito produttivo e in linea generale, è possibile distinguere le seguenti unità:

- a) impianti di processo;
- b) servizi ausiliari, per generare e distribuire energia elettrica, vapore, acqua depurata, aria compressa, azoto, combustibili per uso interno, ecc.;
- c) serbatoi per il greggio, per gli intermedi e per i prodotti finiti;
- d) sistemi per movimentare il greggio, gli intermedi e i prodotti finiti.

A partire dalla seconda metà del Novecento, l'esigenza di lavorare più greggio, a causa della domanda crescente di prodotti, portò ad una riorganizzazione più funzionale delle raffinerie. Le modifiche che si apportarono sono le seguenti:

- a) creazione di più aree per i serbatoi separate dagli impianti;
- b) creazione di un'area dedicata al ciclo di lavorazione che possa prevedere anche un eventuale sviluppo;
- c) raggruppamento degli impianti in un'unica zona, ma su varie aree, con un'unica sala di controllo;
- d) concentrazione della produzione di vapore e di energia elettrica in un unico impianto;
- e) centralizzazione dell'organizzazione di manutenzione;
- f) concentrazione dei sistemi di trattamento degli effluenti in siti appositi;
- g) predisposizione di aree di ampliamento e sviluppo, sia per gli impianti sia per i serbatoi.

L'assetto appena descritto tutt'oggi è ancora presente in molte raffinerie. Uno schema planimetrico di un tipico sito produttivo ancora attuale viene mostrato nella fig. 1.3.1:



Fig. 1.3.1 Tipica disposizione planimetrica di una raffineria della seconda metà del Novecento

È possibile notare come lo stabilimento sia suddiviso in 'isole', che sono separate da percorsi di viabilità essenziali per la sicurezza del sito e per l'esercizio. Ognuna di queste isole ospita uno o più impianti e sono distanziate dai serbatoi, raggruppati in zone distinte.

L'eventuale vicinanza in riva al mare può avvantaggiare la raffineria nella movimentazione via mare dei prodotti petroliferi, grazie alla possibilità di avere a disposizione un pontile di ormeggio per la ricezione e la spedizione.

Alcuni fondamentali criteri di progettazione e gestione derivano da normative e imposizioni legali dettate da una maggior sensibilità nei confronti della sicurezza e dell'ambiente. Così sono state adottate delle misure opportune relativamente alla predisposizione dei vari ambienti del sito produttivo in modo tale che avessero specifici requisiti. Ad esempio, le vecchie sale di controllo, dotate di vetrate e prima situate al centro della zona impianti, sono state sostituite da veri e propri bunker in cemento armato, resistenti a scoppi e incendi, dai quali è possibile vedere gli impianti solo attraverso la strumentazione di controllo ed eventuali telecamere.

Per quanto concerne lo sviluppo dei processi tecnologici, questo è stato dettato dalle esigenze sociali e ambientali. Come conseguenza, l'attuale struttura dei cicli, e quindi degli impianti, tiene conto della necessità di convertire i residui per una

maggior produzione di distillati e/o idrogeno. Alla luce di ciò, non si esclude che possibili scenari futuri possano determinare un'evoluzione non trascurabile della struttura della raffineria, dovuta alla variazione del costo del petrolio, agli aspetti legati alla riduzione di CO<sub>2</sub>, all'evoluzione dei carburanti per l'autotrazione (da benzine a gasolio e idrogeno), allo sviluppo delle biotecnologie e altri ancora.

## 1.4 Servizi ausiliari

L'esercizio di una raffineria non è garantito solo dalle unità di processo, ma anche dalle unità di servizio, che forniscono l'energia elettrica e i fluidi ausiliari necessari agli impianti di produzione, provvedendo anche al trattamento degli effluenti. I servizi ausiliari (utilities) più importanti e necessari al funzionamento di un sito produttivo sono: a) olio combustibile per forni e caldaie; b) gas di raffineria (e/o metano) per forni e caldaie; c) coke (combustibile) se disponibile; d) acqua di raffreddamento; e) acqua per altri usi (potabile, di processo, per le caldaie, antincendio); f) aria compressa per la strumentazione di controllo; g) azoto per le bonifiche e altri servizi; h) ossigeno, se necessario (per esempio, per IGCC); i) vapore di processo, a pressioni diverse; l) vapore come fluido motore per le turbine; m) energia elettrica.

Di seguito è riportato uno schema generale dei principali servizi ausiliari di una raffineria.

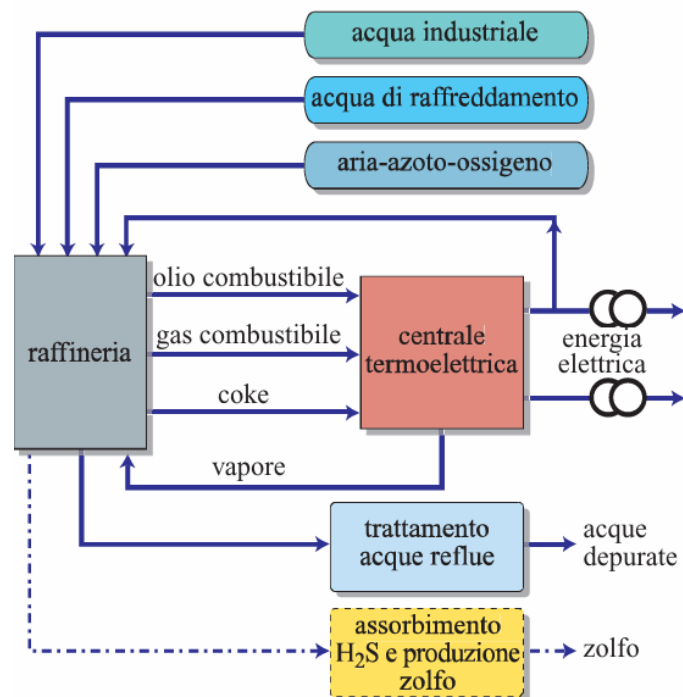


Fig. 1.4.1 Schema generale dei principali servizi ausiliari di una raffineria

Gli effluenti da trattare, derivanti dai vari processi della raffineria, sono sia liquidi (acque reflue), sia solidi (fanghi), sia gassosi. Vengono lavorati in impianti appositi che li trasformano in sostanze non nocive per la salute ambientale e dell'uomo, e, se possibile, li rendono anche riutilizzabili. Anche il sistema che convoglia gli scarichi in fiaccola, e la fiaccola stessa, sono inclusi nei servizi ausiliari o, in alcuni casi, negli off sites.

Un'eccezione vale, invece, per gli effluenti gassosi, i cui impianti di trattamento rientrano nei servizi di processo, come, ad esempio, l'unità di assorbimento di H<sub>2</sub>S per la riduzione degli ossidi di zolfo.

### **Centrale termoelettrica**

La centrale termoelettrica rappresenta l'unità di servizio più importante della raffineria, in quanto essa garantisce la fornitura di vapore ed energia elettrica, fondamentali per l'esercizio dello stesso sito produttivo. A sua volta necessita di fluidi di servizio sotto forma di combustibili e acqua trattata.

Un sistema di produzione di energia elettrica tradizionale è costituito da una caldaia a fuoco diretto, da una turbina a contropressione, da un riduttore e da un generatore di elettricità. La caldaia è alimentata dal combustibile prodotto in raffineria (olio combustibile, gas o coke), che, bruciando, produce energia termica per trasformare l'acqua di processo in vapore. Quest'ultimo, fortemente surriscaldato, viene elaborato dalla turbina a vapore, la quale produce energia meccanica, che, successivamente, viene ceduta all'alternatore per la produzione di energia elettrica. Per aumentare il livello di tensione si ricorre ai trasformatori elevatori che collegano la centrale alla rete di alta tensione. Infine, il vapore, dopo aver ceduto il suo contributo energetico alla turbina, viene scaricato dalla stessa nella rete di bassa pressione (BP), nel caso di turbine a contropressione, o condensato e ricondotto in caldaia come fase liquida (turbine a condensazione).

Una raffineria possiede solitamente due reti di vapore di servizio: una di media pressione (MP, circa 10-15 bar) per le unità processo e altri servizi, e una di bassa pressione (BP, circa 2-5 bar) per il riscaldamento.

In molte raffinerie, per motivi di sicurezza e affidabilità, alcune macchine di particolare importanza sono alimentate da turbine a vapore MP, anziché da motori elettrici. Ne sono un esempio il compressore di ricircolo del reforming e il compressore ad aria del cracking catalitico.

Un altro sistema di generazione di energia elettrica e vapore è quello costituito da turbine a gas. In questo caso l'energia meccanica prodotta viene trasformata in energia elettrica tramite un generatore disposto a valle della turbina a gas, mentre i gas di scarico (fumi) prodotti da quest'ultima vanno ad alimentare la caldaia a recupero.

I due sistemi di turbina a vapore e turbina a gas possono essere combinati come mostrato nella fig. 1.4.2.

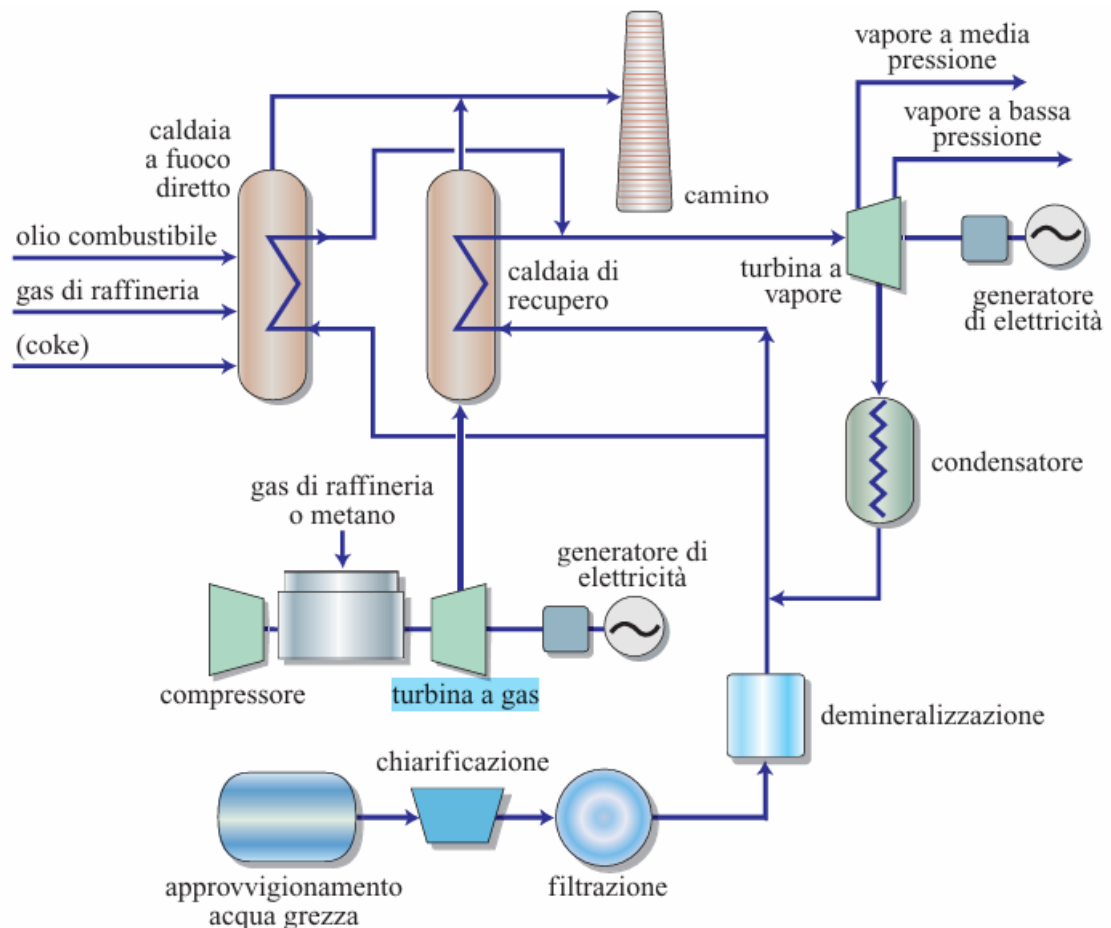


Fig. 1.4.2 Schema generale di una centrale termoelettrica dotata di caldaia a fuoco diretto e di caldaia a recupero

Non tutte le raffinerie ricorrono all'autoproduzione di energia elettrica, nonostante questo comporti un vantaggio economico, ma potrebbe essere buona prassi non disperdere il vapore a media e bassa pressione, disponibile per gli impianti di processo, per trasformarlo in energia elettrica, anche se in quantità minore. Viceversa, se si optasse per l'autoproduzione, sarebbe opportuno mantenere ugualmente un collegamento, seppur minimo, con la rete esterna, alla quale si deve poter ricorrere in caso di emergenza della centrale.

### Circuito dell'acqua di raffreddamento

I vari processi impiegati durante la lavorazione del greggio implicano l'impiego di calore, che deve essere smaltito tramite scambio termico e refrigerazione con aria e/o acqua di raffreddamento. Per garantire ciò, presso ogni impianto della raffineria, sono stati disposti dei circuiti appositi. L'acqua utilizzata viene prelevata dal mare, dai fiumi o laghi e trattata opportunamente, in modo tale da renderla demineralizzata e non corrosiva per le condutture degli impianti. Una volta utilizzata, essa viene raffreddata, o con ulteriore acqua di mare o tramite torri di refrigerazione, e scaricata nuovamente.

### Acqua antincendio

L'acqua antincendio serve alla formazione delle schiume estinguenti e come mezzo refrigerante preventivo contro l'estensione di un incendio in atto. Alla rete d'acqua antincendio sono collegati anche i sistemi di raffreddamento a pioggia predisposti



per il raffreddamento delle pareti verticali dei serbatoi, al fine di proteggerli dalle eccessive temperature in caso di incendio adiacente. La rete antincendio deve anche poter funzionare in modo completamente autonomo da ogni fonte di energia esterna o centralizzata.

### **Aria compressa e azoto**

Nelle raffinerie, generalmente, esistono due sistemi di aria compressa: uno viene utilizzato per l'alimentazione degli strumenti e per il comando delle valvole regolatrici (aria strumenti) e l'altro per servizi vari, tra cui l'alimentazione degli utensili mobili (aria servizi).

L'aria strumenti deve essere priva di polveri, ossidi, oli e umidità, a differenza dell'aria servizi che non richiede particolari cure. Entrambe vengono pressurizzate alla pressione di 4-8 bar, in modo che possano essere interscambiabili in caso di emergenza.

### **Trattamento degli effluenti liquidi**

L'impianto di trattamento degli effluenti liquidi convoglia tutte le acque provenienti dai vari punti della raffineria, per depurarle e, successivamente, scaricarle. Nella rete fognaria (predisposta per raccogliere i residui oleosi) vengono raccolte le acque originate da: a) accumulatori di riflusso delle colonne; b) dissalatore del greggio; c) condense delle apparecchiature; d) spurghi del circuito di raffreddamento; e) spurghi delle caldaie; f) circuito antincendio (in inverno, per prevenire il congelamento); g) acque meteoriche della raffineria; h) acqua di risulta del trattamento fanghi; i) vari utilizzi (lavaggi, flussaggi, ecc.).

La rete fognaria, inoltre, a differenza di quella urbana, grazie a pozzetti sifonati, impedisce la propagazione di un eventuale incendio lungo la linea.

Le acque oleose convogliate, in primo luogo, vengono fatte sedimentare per favorire la separazione tra olio e acqua, e, successivamente, l'acqua viene chiarificata e subisce un trattamento biologico, mentre l'olio viene recuperato.

Un sistema di trattamento delle acque reflue di una raffineria potrebbe comprendere anche l'unità di *sour water stripper*, dove vengono inviate le correnti ricche di  $H_2S$  e  $NH_3$ , prodotte da unità di distillazione, hydrocracking, idrodesolforazione, trattamento gas, rigenerazione ammine, zolfo e coking. I vapori che si liberano in testa alle colonne di stripping vengono inviati all'impianto zolfo.

### **Distribuzione dei combustibili**

I combustibili prodotti presso una raffineria vengono utilizzati in minima percentuale per l'esercizio degli impianti dello stesso sito produttivo. Quelli più impiegati sono l'olio combustibile e il gas a cui vi si aggiunge il gas naturale, acquistato dall'esterno, e il coke, se la raffineria è dotata di impianto di coking.

Il gas utilizzato è costituito da componenti leggeri, che sono in parte contenuti nel greggio e in parte ottenuti da processi di pirolisi e cracking.

L'olio combustibile, invece, deriva dai residui dei vari trattamenti di lavorazione del petrolio; tra questi si tende ad utilizzare quelli più viscosi e con minor valore commerciale.

I bruciatori dei forni presenti in raffineria sono predisposti per la combustione sia dell'olio combustibile sia del gas. In mancanza di questi ultimi due o per problemi ambientali viene utilizzato il gas naturale.

### **Fiaccola e sistema blow-down**

Le fiaccole (o torce) presenti in raffineria costituiscono un sistema di sicurezza per l'intero sito, in quanto permettono di controllare le irregolari immissioni di vapori di idrocarburi, dovute sia alle emergenze che agli scarichi dalle valvole degli impianti. Le torce sono composte da una canna verticale di altezza elevata, da una guardia idraulica alla base, per impedire rientri di aria, e da un bruciatore pilota sempre acceso, che innesca la combustione degli idrocarburi scaricati. Bruciando i vapori accidentalmente emessi, si evitano fuoriuscite dirette nell'atmosfera che comporterebbero problemi di sicurezza e ambientali. Anche per tale motivo, esse vengono disposte lontano dalle unità di processo. In aggiunta, una quantità controllata di vapore acqueo viene inviata alle fiaccole per ridurre la fumosità e migliorare la dispersione dei prodotti di combustione.

## **1.5 Off-sites**

Con il termine 'Off-sites' si indicano tutte le strutture adibite alla ricezione, allo stoccaggio e alla spedizione dei prodotti di una raffineria. L'Off-sites costituisce una regione del sito produttivo molto importante poiché ricopre una superficie molto ampia. Esso garantisce: a) la ricezione e lo stoccaggio delle materie prime; b) l'alimentazione necessaria agli impianti di processo; c) la ricezione dei prodotti provenienti dagli impianti; d) la preparazione, lo stoccaggio e la spedizione dei prodotti finiti.

I prodotti provenienti dagli impianti di lavorazione sono quasi sempre dei semilavorati, che diventano prodotti finiti a seguito di miscelazione e additivazione.

### **Serbatoi**

I serbatoi vengono classificati come segue:

- a) serbatoi per prodotti a bassa tensione di vapore: vengono impiegati per oli combustibili residui o distillati e per i bitumi. Hanno forma cilindrica con pareti di lamiera di acciaio saldata e tetto conico fisso; alla base presentano serpentini di riscaldamento e, per i prodotti più viscosi, hanno coibentazione completa su tutta la superficie esposta;
- b) serbatoi per prodotti a media tensione di vapore: vengono impiegati per il greggio e per i distillati leggeri. Anch'essi hanno forma cilindrica, ma un tetto galleggiante che impedisce la formazione di gas e di aria sopra l'idrocarburo liquido;
- c) serbatoi per prodotti ad alta tensione di vapore: sono destinati a contenere prodotti in forma gassosa in condizioni normali di pressione, come il propano e il butano che costituiscono il GPL. Generalmente sono sferici per il butano e il GPL e cilindrici per il propano.

### **Preparazione dei prodotti finiti**

I prodotti derivanti dalle lavorazioni sono generalmente semilavorati. Affinché essi possano avere i requisiti fisici e chimici per poter essere commercializzati è necessario che subiscano un processo di miscelazione e, se opportuno, anche di additivazione. Questi ultimi ne migliorano la qualità e permettono di ottenere prodotti differenti.

I sistemi di miscelazione possono essere di due tipi: discontinui e continui in linea. I primi (*batch*) miscelano gli idrocarburi in un serbatoio, mentre i secondi (*continuous*

*in-line blending*) li miscelano direttamente nella tubazione, consentendo di avere dei prodotti conformi alle specifiche in ogni momento e che possono essere prelevati dalla linea stessa.

### **Movimentazione dei prodotti**

Il greggio e i prodotti finiti vengono movimentati tramite oleodotti, navi cisterna, cisterne ferroviarie e autobotti.

Le raffinerie situate in prossimità del mare sono dotate di strutture apposite (pontili e isole artificiali) per il caricamento e la ricezione. Le grandi navi petroliere ormeggiano presso apposite boe o isole artificiali galleggianti appoggiate sul fondale. I prodotti 'neri' (greggio, olio combustibile, bitume) e quelli 'bianchi' (gasoli, benzine, ecc.) vengono trasportati mediante tubazioni distinte per mezzo degli oleodotti. Questi ultimi costituiscono un mezzo di trasporto efficace ed economico e sono preferibili rispetto al trasporto su gomma.

## **1.6 Prodotti di raffinazione**

I vari tagli, con diverso intervallo di distillazione, e i relativi residui costituiscono i prodotti intermedi o semilavorati ottenuti dalle lavorazioni del greggio. Per poter essere immessi sul mercato necessitano di ulteriori processi e/o di miscelezioni, additivazioni, ecc. (specifici per ogni taglio), che li rendono prodotti finiti.

Tutti gli idrocarburi destinati alla vendita devono possedere delle caratteristiche qualitative che li rendano conformi alle specifiche di mercato. Ciò significa che devono avere dei requisiti minimi tali per cui possano essere messi in commercio. Tali requisiti sono riportati in un documento che li prescrive e che li definisce come una serie di proprietà, metodi di prova e limiti, che hanno origine e finalità diverse per ogni prodotto petrolifero. Di seguito vengono richiamate le caratteristiche più importanti:

- a) *caratteristiche applicative o di impiego*: garantiscono la prestazione del prodotto presso l'utente finale e sono richieste dai costruttori di motori, di impianti di combustione o di macchinari industriali. Di solito i limiti di specifica sono concordati tra industria petrolifera e costruttori. Essi vengono prevalentemente definiti dagli enti di normazione (ISO, CEN) in cui sono rappresentate tutte le parti coinvolte;
- b) *caratteristiche di movimentazione*: sono tese a garantire l'assenza di problemi durante il trasporto, lo stoccaggio e la consegna del prodotto;
- c) *caratteristiche ambientali*: derivano da norme finalizzate alla difesa dell'ambiente e della salute, pubblicate negli ordinamenti legislativi internazionali e nazionali; un esempio è il tenore di zolfo dei carburanti;
- d) *caratteristiche doganali e fiscali*: consentono la distinzione tra classi merceologiche dei prodotti, ai fini della determinazione delle varie eventuali imposte;
- e) *caratteristiche di sicurezza*: sono stabilite da autorità nazionali oppure da organismi internazionali preposti alla sicurezza di trasporto (IMO, IATA, ecc.) e alla sicurezza di stoccaggio per la scelta dei serbatoi (API, BSI, DIN, ecc.); un esempio è il punto di infiammabilità.

- f) *caratteristiche legali*: sono quelle stabilite in leggi e decreti validi nei singoli paesi;
- g) *ripetibilità*: è il valore al di sotto del quale ci si aspetta di trovare, con una probabilità pari al 95%, la differenza, in valore assoluto, fra due singoli risultati ottenuti con lo stesso metodo sull'identico materiale, nelle stesse condizioni (stesso operatore, stessa apparecchiatura, stesso laboratorio e a breve intervallo di tempo);
- h) *riproducibilità*: è il valore al di sotto del quale ci si aspetta di trovare, con una probabilità pari al 95%, la differenza, in valore assoluto, fra due singoli risultati ottenuti con lo stesso metodo sull'identico materiale, in condizioni differenti (differenti operatori, differente apparecchiatura, differenti laboratori e/o differenti tempi).

Per ogni prodotto di raffinazione viene riportata di seguito una breve descrizione dei relativi impieghi e delle proprietà fisiche e chimiche, che li contraddistinguono. Essi sono menzionati in ordine crescente di complessità molecolare e rapporto C/H.

### **Gas di Petrolio Liquefatto (GPL)**

Il GPL è costituito prevalentemente da una miscela di idrocarburi paraffinici con tre o quattro atomi di carbonio (propano, butano e isobutano). Si ottiene per estrazione del gas naturale o nelle raffinerie dai processi di lavorazione del petrolio greggio. Dopo gli opportuni trattamenti viene odorizzato per renderlo rilevabile olfattivamente, perché a rischio esplosione in luoghi chiusi. Alle normali condizioni di temperatura ambiente ha una tensione di vapore al quanto bassa, che ne consente la compressione e lo stoccaggio in fase liquida. Così il trasporto risulta facilitato, perché il GPL viene pressurizzato in recipienti (bombole) o in serbatoi e poi movimentato.

Il GPL ha un NO (Numero di Ottano) tale per cui il suo potere antidetonante risulti idoneo per i motori a combustione comandata e non deve presentare H<sub>2</sub>S, perché altamente corrosivo.

Gli impieghi di tale prodotto petrolifero sono molteplici e tra questi si annoverano: l'autotrazione, la combustione in caldaia per il riscaldamento e la produzione di acqua calda, e la combustione per usi domestici.

### **Benzine**

La benzina è una miscela di idrocarburi relativamente leggeri contenenti da 4 a 12 atomi di carbonio e aventi un intervallo di distillazione tipico da 30 °C a 220 °C circa. Eventualmente combinata con altri prodotti di origine non petrolifera è usata come combustibile per l'alimentazione dei motori a combustione interna ad accensione comandata. La benzina viene prodotta in qualità diverse in modo da soddisfare le varie esigenze dei consumatori, a seconda del tipo di motore, delle condizioni climatiche e delle abitudini di guida. Alla benzina frequentemente vengono addizionati anche particolari prodotti chimici in quantità molto piccole, i cosiddetti additivi, con lo scopo di migliorare alcuni aspetti delle sue prestazioni.

La benzina viene prodotta in raffineria miscelando opportunamente varie frazioni idrocarburiche ottenute applicando le tecnologie disponibili e facendo anche ricorso eventualmente ad altri prodotti di differente origine (come gli ossigenati e gli additivi), avendo cura di rispettare l'insieme dei requisiti minimi di qualità prestabiliti.

Gli idrocarburi presenti in maggiore quantità sono i cosiddetti BTX: Benzene, Toluene e Xilene.

Per quanto concerne le proprietà fisiche, la benzina deve apparire limpida e 'brillante', cioè non deve contenere impurezze solide o liquide sospese, in quanto potrebbero sporcare il sistema di alimentazione, oppure impedire il corretto flusso del combustibile attraverso filtri o dispositivi dosatori di benzina nella camera di combustione.

La tensione di vapore deve essere superiore a un valore minimo per assicurare la partenza a freddo del veicolo, ma inferiore a un valore massimo per contenere le perdite evaporative di benzina da depositi, serbatoi, impianti di rifornimento e di alimentazione. L'evaporazione è responsabile dei 'cali' di prodotto e anche di problemi ambientali, con l'emissione di composti organici volatili (VOC, Volatile Organic Compounds) e la conseguente formazione di ozono atmosferico nelle città, specie nel periodo estivo.

### **Solventi idrocarburici**

I solventi idrocarburici costituiscono una classe di composti derivanti dal petrolio greggio.

Alcuni solventi sono composti chimici definiti, altri sono miscele di idrocarburi. Le miscele vengono di solito distinte sulla base dell'intervallo di distillazione.

A differenza degli altri prodotti petroliferi i solventi sono spesso classificati in base alle applicazioni industriali (solventi per protettivi, per inchiostri, per pitture e vernici, per adesivi, per aerosol, per estrazioni, per pulizia, come mezzo di reazione). Per questo motivo non esistono delle specifiche di riferimento per i solventi, ma ogni settore industriale formula richieste qualitative in funzione dell'applicazione.

A un buon solvente industriale vengono richieste anche queste ulteriori proprietà: essere limpido, senza colore e sufficientemente volatile da poter essere rimosso senza lasciare residui, non reagire chimicamente con la sostanza in soluzione, avere un odore accettabile, proprietà fisiche costanti, bassa tossicità ed ecotossicità e buona biodegradabilità.

### **Cheroseni**

Il cherosene è una miscela di idrocarburi, caratterizzati da 9-16 atomi di carbonio, con un intervallo di distillazione tipico da 180 °C a 280 °C. Si ottiene dalla lavorazione del petrolio greggio, essenzialmente da processi di distillazione a pressione atmosferica; si tratta di un distillato intermedio tra benzina e gasolio. Il cherosene è utilizzato prevalentemente come combustibile per alimentare i motori a turbina che vengono largamente utilizzati per la propulsione di aeroplani, elicotteri e altri veicoli. Sugli aeroplani svolge anche le funzioni di fluido idraulico e di raffreddamento.

La classificazione qualitativa dipende dal settore d'impiego del prodotto. Il cherosene utilizzato in aviazione è generalmente denominato Jet Fuel: i prodotti più diffusi sono quelli utilizzati negli aeroplani per il trasporto civile (Jet A-1) e militare (JP-5 e JP-8). Questi combustibili, generalmente, oltre alla frazione idrocarburica contengono elevate quantità di additivi. Il settore del Jet Fuel, a causa della delicatezza dell'impiego del prodotto, è stato tra i primi a introdurre accurate procedure di controllo qualità. Inoltre, tutta la movimentazione del prodotto, dalla raffineria sino alla consegna all'aereo, è soggetta a prestabilite regole e procedure, con controlli intermedi di qualità. La miscela finale è assoggettata, prima dell'uso, a processi di desolforazione in cui vengono rimossi i composti solforati.

All'esame visivo il prodotto deve essere limpido, 'brillante' e non deve mostrare presenza di contaminanti, in modo da assicurare l'assenza di appariscenti problemi qualitativi.

### **Gasoli**

Il gasolio è una miscela complessa di idrocarburi caratterizzati da 13-20 atomi di carbonio e aventi un intervallo di distillazione tipico da 160 °C a 380 °C. È usato come combustibile per l'alimentazione dei motori a combustione interna ad accensione spontanea (ciclo diesel). La combustione in impianti termici per il riscaldamento è un altro impiego molto diffuso del gasolio. Le specifiche del gasolio, in rapporto al tipo d'impiego, sono molto diverse. Quelle per l'impiego in autotrazione (diesel) sono molto più severe rispetto a quelle per l'uso in impianti di riscaldamento o produzione di energia, perciò devono essere esaminate separatamente. Vi sono anche gasoli usati come combustibili per i motori marini oppure per l'alimentazione di turbine stazionarie per la produzione di energia elettrica. Con lo scopo di migliorare alcuni aspetti delle sue prestazioni, quasi sempre vengono addizionati al gasolio anche particolari prodotti chimici in quantità molto piccole, gli additivi.

La produzione del gasolio, come di tutti gli altri prodotti di origine petrolifera, avviene avendo cura di rispettare l'insieme di requisiti minimi di qualità prestabiliti.

Il gasolio non deve contenere impurezze solide o liquide sospese, cioè deve apparire limpido e 'brillante'. La presenza delle suddette impurezze, infatti, potrebbe bloccare il sistema di alimentazione oppure impedire il corretto flusso del combustibile attraverso filtri, iniettori, ecc.

Il contenuto di zolfo totale è una caratteristica composizionale legata al tipo di greggio e alle lavorazioni di raffineria. Limitando lo zolfo nel gasolio si prevengono le emissioni di alcune specie di inquinanti.

### **Oli lubrificanti**

I lubrificanti finiti vengono ottenuti da miscele di oli base e di additivi; ogni formulazione viene studiata e definita in modo da garantire in esercizio un livello di prestazioni adeguato al campo d'utilizzo a cui il lubrificante è destinato. Gli oli base rappresentano il componente preponderante nella grande maggioranza dei lubrificanti; è quindi evidente che dalla loro qualità dipende quella dell'olio finito. Accanto agli oli base minerali, ottenuti dalla lavorazione del greggio, acquistano sempre maggior importanza le basi non convenzionali e quelle sintetiche.

### **Paraffine**

Quando un fluido di origine petrolifera contiene idrocarburi della serie paraffinica in quantità comprese tra 50 e 100%, si presenta in forma di gel semisolido o solido a temperatura e pressione ambiente. Questi gel sono denominati paraffine o anche cere da petrolio (Petroleum wax) per il loro aspetto e perché trovano uso nelle stesse applicazioni industriali delle cere di origine vegetale, animale e sintetiche.

Le paraffine si ottengono in genere durante la raffinazione degli oli base paraffinici, ma quelle a più elevato peso molecolare sono prodotte anche mediante la lavorazione dei residui decantati nei serbatoi di stoccaggio dei greggi paraffinici e, in piccole quantità, dallo sfruttamento dei depositi di ozocerite presenti soprattutto in Ucraina e in Asia.

### **Oli combustibili**

L'olio combustibile è una miscela di idrocarburi pesanti che si ottiene partendo da un residuo di lavorazione ad alta viscosità e diluendolo con un distillato a più bassa viscosità (detto flussante), in modo da ottenere prodotti con viscosità adatta per essere impiegati in impianti per la produzione di energia termica, per ottenere calore oppure elettricità, o per alimentare i grandi motori diesel in marina.

L'olio combustibile viene generalmente classificato in funzione dell'impiego e delle caratteristiche, con particolare riferimento alla viscosità e al tenore in zolfo. Le varie tipologie di prodotto commerciale vengono usualmente denominate 'gradi'.

Gli oli combustibili vengono prodotti in raffineria miscelando i residui pesanti dei vari processi, avendo cura di rispettare le specifiche di riferimento che, anche in questo caso, sono liste di caratteristiche, limiti e metodi di prova, intesi a definire i requisiti minimi di qualità.

### **Bitumi**

I bitumi sono materiali solidi o semisolidi a temperatura ambiente, hanno colore che va dal nero al bruno scuro e comportamento termoplastico. Sono materiali utilizzati principalmente per la realizzazione delle pavimentazioni stradali e, in un'ampia varietà di applicazioni, dove siano richieste caratteristiche di adesione e di impermeabilità. Possono trovarsi in giacimenti naturali, ma sono comunemente ottenuti durante la raffinazione dalla lavorazione del petrolio greggio.

## 2. Raffineria Eni di Taranto

### 2.1 Nascita e sviluppo del Sito di Taranto

La costruzione della Raffineria di Taranto risale al 1964, anno in cui si avviò la realizzazione del Parco Serbatoi e l'edificazione dei primi impianti di lavorazione su iniziativa della società "Shell Italiana", al fine di coprire il fabbisogno del Sud Italia. Nel corso degli anni la gestione del Sito produttivo di Taranto è mutata fino a concludersi con l'attuale Eni S.p.A.

A partire dal 1975 la Raffineria passa sotto il controllo nazionale dell'Eni, con il marchio societario di "Industria Italiana Petroli" (IP), controllata da Agip Petroli e per piccola parte da Snam. Nel 1987, la gestione delle Raffinerie IP in Italia passa sotto la società Agip Raffinazione e nel 1995, la fusione AgipPlas - AgipRaffinazione completa il passaggio di tutte le Raffinerie Eni, Taranto compresa, sotto l'AgipPetroli. Nel 2001, gli impianti legati alla Centrale Termoelettrica operante all'interno del sito sono stati conferiti ad un'altra società del Gruppo Eni, l'Enipower, ed inoltre è stato assorbito all'interno della Raffineria il Deposito Interno ("Deint") confinante; le attività del Deint sono confluite, a far data dal 12/10/2001, all'interno di una Struttura Operativa Integrata della Raffineria. Nel gennaio 2003, la Società AgipPetroli è divenuta Eni S.p.A. – Divisione Refining & Marketing. Nel marzo 2007 la Direzione della Centrale Termoelettrica di Taranto è divenuta indipendente da quella di Raffineria, con la nomina di un nuovo Responsabile di Stabilimento Enipower diverso da quello di Raffineria. A partire della seconda metà del 2007 il confinante Stabilimento GPL di Eni è stato integrato alla Raffineria, e pertanto le sue attività sono confluite all'interno dell'HUB SE MOV TA. L'attività è stata completata nel 2011.

Nel corso del 2010/2011 sono stati completati gli avviamenti dei nuovi impianti:

- unità di Hydrocracking HDC
- nuovo impianto di recupero zolfo CLAUS
- nuova unità di produzione idrogeno.

A partire dal 2014 Eni S.p.A. ha adottato una nuova struttura organizzativa superando il precedente modello individuale. A seguito di tale cambiamento le attività della Raffineria di Taranto, precedentemente inquadrata nella Divisione R&M, sono confluite nella Linea di Business BU (Business Unit) Refining & Marketing and Chemicals (R&MC). Successivamente, vista la separazione della parte Chemicals, la linea di business di cui oggi la Raffineria di Taranto fa parte è Refining & Marketing. I diversi impianti di produzione presenti presso la raffineria sono stati progettati e realizzati da diverse società di progettazione "leader nel campo internazionale" e pertanto non è identificabile un unico responsabile della progettazione esecutiva. Relativamente all'ex Stabilimento GPL, l'impianto (la cui costruzione risale agli inizi degli anni '70) è stato progettato dall'ufficio tecnico della società CovenGas S.p.A. (all'epoca proprietaria dello Stabilimento) con il supporto della Società SHELL. A partire dal mese di dicembre 2018 l'Oleodotto Viggiano – Taranto è confluito nella Linea Datoriale della Raffineria di Taranto con la conseguente gestione dell'Asset.



Attualmente la società possiede cinque stabilimenti di raffinazione petrolifera in tutta Italia, tra i quali vi sono lo stabilimento di Taranto, Gela (CL), Livorno, Venezia e Sannazzaro de' Burgondi (PV).

La Raffineria di Taranto è collegata direttamente ai giacimenti in Basilicata attraverso un oleodotto che parte dal Centro Oli Val d'Agri (COVA) di Viggiano, da cui proviene quasi la metà degli idrocarburi prodotti in Italia. Dopo un primo trattamento al COVA, gli impianti di Taranto compiono la raffinazione vera e propria per ricavare carburanti e combustibili di vario tipo: gasoli, Jet fuel, benzine, nafta, oli combustibili, bitumi e Gas di Petrolio Liquefatto (GPL). I prodotti finiti vengono spediti via mare, attraverso l'area pontile, oppure via terra, utilizzando l'area caricamento. Taranto contribuisce anche alla produzione di carburanti sostenibili per l'aviazione ed è coinvolta in un progetto per la produzione di idrogeno verde. Tale stabilimento rappresenta un sito produttivo fondamentale per l'economia del Meridione e del Paese.

## 2.2 Struttura organizzativa del personale

L'organizzazione direzionale, operativa e gestionale della Raffineria evidenzia i ruoli e i legami funzionali e gerarchici delle persone che lavorano in azienda e attribuisce ad esse precise responsabilità e compiti.

Il personale del Sito produttivo di Taranto è organizzato come segue:

- un Team Direzionale, composto dal Responsabile di Sito e dai Responsabili di Unità/Funzione (Operation (REOP), Pianificazione Esercizio, Programmazione e Analisi di Performance (PPF), Salute, Sicurezza e Ambiente (HSE), Servizi Tecnici (SERTEC), Tecnologico e Controllo (TECON)).

Il Team Direzionale:

- definisce gli indirizzi strategici e le linee guida produttive, assicurando le opportune azioni di controllo delle attività;
- assicura il collegamento con le preposte funzioni di sede, con il circuito esterno aziendale e con il territorio;
- definisce le azioni volte allo sviluppo e al miglioramento di medio periodo;
- tre Strutture Operative alle dipendenze della funzione REOP: SOI 1 (Impianti di distillazione primaria e Centrale Termoelettrica), SOI 3 (impianti di conversione termica, catalitica e ancillari), MSP TA (movimentazione e spedizione), corrispondenti alle aree operative di Raffineria, che prevedono i rispettivi Team Gestionali (composti da RSOI, RMOV TA, RTO, TPS, RMS e TMS) e Team Operativi (RTO, Consollisti, operatori di processo).

Il Team Gestionale SOI:

- assicura il conseguimento delle performance e dei obiettivi definiti;
- promuove le attività volte al miglioramento continuo del rispetto dei vincoli di sicurezza e ambientali.

Il tema Operativo SOI:

- provvede alla conduzione degli impianti e alla prevenzione delle varianze;
- provvede all'attuazione delle opportune azioni volte all'implementazione del miglioramento continuo;

- un'unità di Gestione Spedizioni, alle dipendenze della funzione MSP.

Presso la Raffineria operano regolarmente anche Ditte Terze, quali Ditte di manutenzione e/o cantieristica, servizio di vigilanza interno, ditte addette al servizio mensa aziendale e ai servizi di pulizia.

Di seguito si riporta un estratto della struttura organizzativa (fig. 2.2.1).

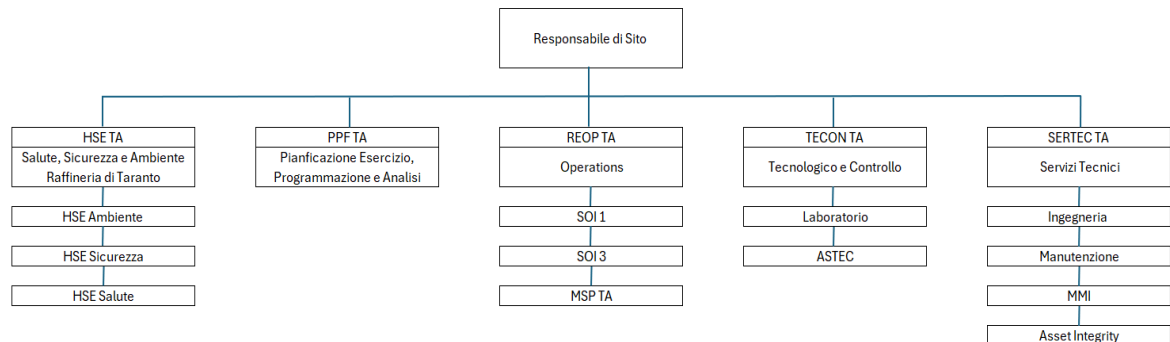


Fig. 2.2.1 Organigramma della Raffineria di Taranto

## 2.3 Struttura organizzativa dell'esercizio

Dal punto di vista dell'esercizio, la Raffineria di Taranto è organizzata secondo le seguenti funzioni di linea:

- REOP – Responsabile Operations +CdT
- SOI 1 – Struttura Operativa Integrata 1
- SOI 3 – Struttura Operativa Integrata 3
- SOI MSP – Struttura Operativa Movimentazione e Spedizione

dove:

- SOI 1: Impianti di prima Distillazione, Trattamenti primari e Centrale Termoelettrica
- SOI 3: Impianti di Conversione termica, catalitica e ancillari
- SOI MSP: Impianti di Movimentazione, Blending e spedizione prodotti.

Ogni Struttura Operativa Integrata possiede una propria sala controllo (DCS) nella quale sono monitorati tutti gli impianti di rispettiva appartenenza.

Al contempo, è possibile suddividere lo Stabilimento in Aree di Competenza, così come segue:

- Area di Competenza REOP: SOI 1 (verde), SOI 3 (celeste), MSP (giallo);
- Area di Competenza SERTEC: aree imprese subappaltatrici, magazzini, infermeria, cabine elettriche, viabilità esterna impianti (in rosso);
- Area di Competenza TECON: laboratorio chimico (blu).

Nell'Area di Competenza REOP (MSP) rientrano anche il pontile, utilizzato per l'attracco delle navi cisterne, e il Campo Boe Marittimo dove avviene il carico/scarico del greggio attraverso un oleodotto sotterraneo collegato direttamente con la Raffineria di Taranto.

Nella fig. 2.3.1 è riportata la planimetria della Raffineria di Taranto suddivisa in isole.

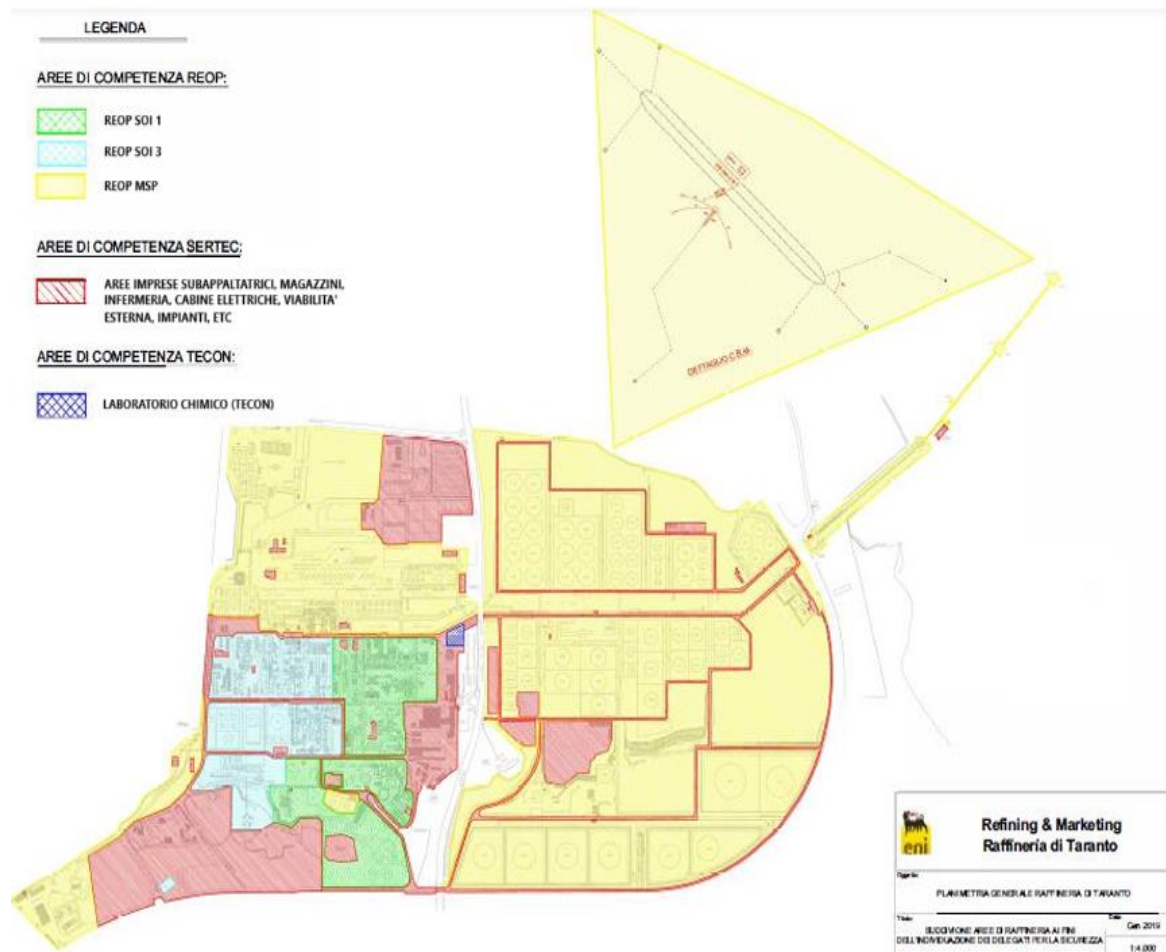


Fig. 2.3.1 Planimetria della Raffineria di Taranto

## 2.4 Processo produttivo

La Raffineria di Taranto si compone delle principali unità di processo:

- Distillazione a due stadi (atmosfera e sottovuoto)
- Desolforazione nafta
- Desolforazione gasoli e cheroseni
- Idroconversione dei distillati pesanti
- Conversione termica a due stadi dei residui
- Trattamento e frazionamento GPL
- Isomerizzazione benzine
- Reforming benzine
- Impianti di trattamento acque acide
- Impianti recupero zolfo
- Impianti di lavaggio amminico
- Produzione idrogeno e purificazione idrogeno
- Hot oil
- Stazione di riduzione e distribuzione metano
- Sistemi di blow down e torce

- Trattamento acque effluenti
- Stabilimento GPL
- Centrale termoelettrica
- Pontile e campo boe
- Pensiline di carico prodotti
- Oleodotti
- Serbatoi di stoccaggio

La struttura impiantistica della Raffineria è, infine, completata da una serie di servizi ausiliari necessari per l'esercizio degli impianti di processo:

- Rimessa antincendio, operativa h24
- Infermeria, operativa h24, con annessa rimessa dell'autoambulanza
- Laboratorio chimico presso il quale avviene il controllo dei campioni d'effluenti liquidi e la valutazione qualitativa dei prodotti finiti e dei semilavorati provenienti dai processi
- Magazzini dove sono stoccati i materiali ed i ricambi necessari alla manutenzione e riparazione da parte delle ditte appaltatrici
- Uffici della Direzione, dei Servizi del Personale, dell'Amministrazione, del Tecnologico, dell'Esercizio, dei Servizi Tecnici e del Servizio Prevenzione, Protezione ed Antincendio
- Centro Elaborazione Dati (CED)
- Guardiania
- Uffici spedizione, dove vengono elaborate le pratiche relative al carico e trasporto dei prodotti via terra, via mare e via oleodotto
- Fabbricato mensa e spogliatoi.

#### **2.4.1. Impianti e tecnologie di base adottate durante il processo**

Le tecnologie di base adottate durante il processo di lavorazione del greggio sono quelle relative alla unità presenti nello stabilimento:

- frazionamento (atmosferico e sottovuoto)
- cracking (termico e catalitico)
- isomerizzazione
- reforming catalitico
- desolforazione
- lavaggio gas
- produzione zolfo

Di seguito (tab. 2.4.1 e 2.4.2) sono riportati gli impianti di produzione, movimentazione e spedizione della Raffineria di Taranto con la relativa sigla identificativa e il numero di unità di appartenenza.

IMPIANTI DI PRODUZIONE		
N. UNITA'	DENOMINAZIONE	SIGLA
100/500	DISTILLAZIONE A DUE STADI (ATMOSFERICA E SOTTO VUOTO)	CDU/HVU
200	DESOLFORAZIONE BENZINE	HDT
300	REFORMING CATALITICO BENZINE (PLATFORMER)	PLAT
400/1600	DESOLFORAZIONE KERO/ GASOLI	HDS1/HDS2
1300	FRAZIONAMENTO GPL	LPG
1400	CONVERSIONE TERMICA A DUE STADI DEI RESIDUI	TSTC
1500	CONCENTRAZIONE GAS	GAS CON
2200	PRODUZIONE IDROGENO 1	HGU
2500	PRODUZIONE IDROGENO 2	HMU
2400	ISOMERIZZAZIONE BENZINE	TIP
4100/4200/4300	RESIDUE HYDROCONVERSION/HYDROCRACKER ED UNITA' ASSOCIATE	RHU/HDC
9000	IMPIANTO CDP/EST	CDP/EST
9400	PRODUZIONE PURIFICAZIONE IDROGENO	H <sub>2</sub>
4400	PRODUZIONE IDROGENO	

IMPIANTI DI TRATTAMENTO, SMALTIMENTO E ABBATTIMENTO		
N. UNITA'	DENOMINAZIONE	SIGLA
800/1700	LAVAGGIO AMMINICO 1 E 2	TA1/TA2
1100/2300/2600	STRIPPER ACQUE ACIDE	SWS1/SWS2/SW S3
1200	STOCCAGGIO E TRASFERIMENTO SODA	NaOH
1800	TRATTAMENTO MEROX GPL	MEROX GPL
1900	TRATTAMENTO MEROX C5/C6	MEROX C5/C6
2000/2100	RECUPERO ZOLFO	SRU 2/3
2700-2750	RECUPERO ZOLFO -TRATTAMENTO GAS DI CODA	SRU 4/SCOT
2800	TRATTAMENTO SODE ESAUSTE	TRATT. SODE
2900-2950	RECUPERO ZOLFO -TRATTAMENTO GAS DI CODA	SRU 5/HCR
6100/6200/6700	SISTEMA DI BLOW DOWN E TORCE	TORCE
6000	TRATTAMENTO ACQUE EFFLUENTI (A/B/C)	TAE (A/B/C)
6400	WATER REUSE	---
--	RECUPERO VAPORI DI BITUME	URV
--	RECUPERO VAPORI DI OLIO COMBUSTIBILE	---
--	RECUPERO VAPORI DI BENZINA	---
--	RECUPERO VAPORI DA PONTILE	---
--	IMPIANTO DI TRATTAMENTO CHIMICO FISICO EX STAB. GPL CON ANALIZZATORE IN CONTINUO TOC	TAE EX STAB GPL

IMPIANTI AUSILIARI		
N. UNITA'	DENOMINAZIONE	SIGLA
2800	ACQUA TEMPERATA COMPLESSO 2	TW2
5000	DISSALAGGIO ACQUA DI MARE	
5200-2800	SISTEMA FUEL GAS (GAS COMBUSTIBILE)	FG
5200	SISTEMA FUEL OIL (OLIO COMBUSTIBILE)	FO
5700	SISTEMA ACQUA CALDA E TEMPERATA	HW/TW
5800	SISTEMA HOT OIL	HO
7500	CENTRALE TERMOELETTRICA	CTE
	PRODUZIONE AZOTO (P.S.A.)	N <sub>2</sub>

Tab. 2.4.1.1 Impianti di produzione e impianti ausiliari

IMPIANTI DI MOVIMENTAZIONE E SPEDIZIONE	
UNITA'	DENOMINAZIONE
CARICAMENTO RETE CARICAMENTO EXTRA RETE BLENDING PONTILE	SERBATOI DI STOCCAGGIO
	PIATTAFORMA DI MISCELAZIONE (BLENDING)
	OLEODOTTI DI TRASFERIMENTO PRODOTTI FINITI
	PENSILINE DI CARICO AUTOBOTTI E DISCARICA GREGGIO
	CARICO E SCARICO VIA MARE (PONTILE) DISCARICA GREGGIO VIA MARE (CAMPO BOE)
	STOCCAGGIO OSSIGENO (O <sub>2</sub> )

Tab. 2.4.1.2 Impianti di movimentazione e spedizione

## 2.4.2. Movimentazione delle materie prime e dei prodotti

Il greggio viene approvvigionato tramite oleodotto dal Centro Oli Eni S.p.A. di Val d'Agri situato in località Viggiano (PZ); la proprietà dell'oleodotto è di SOM S.p.A. (Società Oleodotti Meridionali), società partecipata Eni e SHELL, mentre la gestione operativa è a carico della linea Datoriale della Raffineria. Quota parte del greggio viene utilizzato dalla Raffineria di Taranto per la produzione dei prodotti finiti e una parte viene trasferita via mare, per conto di SHELL, per essere lavorato in altre Raffinerie.

Altro greggio viene approvvigionato tramite Navi Cisterne dal Pontile Petroli e dal campo boe della Raffineria e da qui conferito tramite pipe-line di sito ai serbatoi di stoccaggio dedicati. Inoltre, una minima parte di greggio viene conferita alla Raffineria via autobotte. Per la produzione dei prodotti finiti la Raffineria di Taranto riceve anche prodotti intermedi, che vengono lavorati negli impianti di processo di Raffineria, o solo miscelati.

La movimentazione delle materie prime e dei prodotti è schematizzata come di seguito riportato (fig.2.4.2.1).



Fig. 2.4.2.1 Schema della movimentazione delle materie prime e dei prodotti petroliferi

Le tabelle seguenti (tabb. 2.4.2.1 e 2.4.2.2) riportano il quantitativo, in kilotonnellate (kt), del movimentato della Raffineria in ingresso e uscita e, separatamente, il quantitativo dei prodotti finiti movimentati relativamente all'ex Stabilimento GPL di Taranto.

<b>MOVIMENTATO IN INGRESSO</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>
RAFFINERIA DI TARANTO*	5.187	5.263	4.826
STABILIMENTO GPL TARANTO**	6,12	3,85	0
<b>TOTALE</b>	<b>5.193</b>	<b>5.267</b>	<b>4.826</b>

Tab. 2.4.2.1 Movimentato in ingresso Raffineria di Taranto ed ex Stabilimento GPL Taranto (kt)

<b>MOVIMENTATO IN USCITA</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>
RAFFINERIA DI TARANTO*	4.878	4.992	4.323
EX STABILIMENTO GPL TARANTO	6,37	4,13	0
<b>TOTALE</b>	<b>4.884</b>	<b>4.996</b>	<b>4.323</b>

Tab. 2.4.2.2 Movimentato in uscita Raffineria di Taranto ed ex Stabilimento GPL Taranto (kt)

Nella tab. 2.4.2.3 sono rappresentati i dati di lavorazione delle materie prime in Raffineria. A tal proposito si evince come nel corso dell'anno 2022 sia stata lavorata una quantità di greggio e di semilavorati poco inferiore al 2021, per un valore complessivo di 3.873 kt. Il trend di lavorazione è confermato dai dati riportati nella tabella seguente:

<b>CARICA IMPIANTI - (kt)</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>
GREGGIO	3.749	3.384	3.604
SEMILAVORATI A LAVORAZIONE	245	611	269
<b>TOTALE MATERIE LAVORATE*</b>	<b>3.993</b>	<b>3.995</b>	<b>3.873</b>
SEMILAVORATI A MISCELAZIONE	167	264***	159
<b>TOTALE MATERIE PRIME</b>	<b>4.161</b>	<b>4.260</b>	<b>4.032</b>
<b>TOTALE PRODOTTI FINITI</b> (RESA DI PROCESSO)	<b>3.829</b>	<b>3.923</b>	<b>3.688</b>
<b>TOTALE CONSUMI E PERDITE**</b>	<b>332</b>	<b>327</b>	<b>344</b>

Tab. 2.4.2.3 Trend di lavorazione

Nelle Tabelle successive (tabb. 2.4.2.4 e 2.4.2.5) si rappresentano le modalità di trasferimento delle materie prime e prodotti finiti della Raffineria di Taranto. In particolare, si osserva che nel 2022 le materie prime /semilavorati sono stati introdotti in Sito principalmente via oleodotto (77%) e via mare (21%) e, per una quota minoritaria, via autobotte (1%).

I prodotti finiti sono stati esitati principalmente via mare (54%), via ATB (44%), in minima parte via oleodotto (inteso come oleodotto per il trasferimento bunker) (2%).

	<b>2020</b>			<b>2021</b>			<b>2022</b>		
	N° mezzi	kt	%	N° mezzi	kt	%	N° mezzi	kt	%
VIA MARE	46	464	9	75	1.040	20	75	995	21
VIA STRADA (ATB)	1816	51	1	1.710	48	1	1.737	49	1
VIA OLEODOTTO <sup>1</sup> (OMAT)		4.672	90		4.175	79		3.872	77
<b>TOTALE</b>		<b>5.187*</b>	<b>100</b>		<b>5.263*</b>	<b>100</b>		<b>4.826*</b>	<b>100</b>

Tab. 2.4.2.4 Materie movimentate in ingresso Raffineria di Taranto (kt)

	<b>2020</b>			<b>2021</b>			<b>2022</b>		
	N° mezzi	Kt	%	N° mezzi	kt	%	N° mezzi	Kt	%
VIA MARE**	246	3.204	56	165	3.067	51	164	2.353	54
VIA STRADA (ATB)	56.111	1.571	41	65.017	1.820	46	67.322	1.885	44
VIA OLEODOTTO (BKR) <sup>2</sup>		103	3		105	3		85	2
<b>TOTALE</b>		<b>4.878*</b>	<b>100</b>		<b>4.992*</b>	<b>100</b>		<b>4.323*</b>	<b>100</b>

Tab. 2.4.2.5 Materie movimentate in uscita dalla Raffineria di Taranto (kt)

I consumi interni e le perdite di lavorazione (tab. 2.4.2.6), nonché il delta stoccaggio dei prodotti semilavorati, sono i fattori che determinano le differenze tra le materie in ingresso e il prodotto in uscita. Per quanto concerne i prodotti "finiti" (resi) della



Raffineria di Taranto, ottenuti cioè dalla lavorazione delle materie prime (greggio e semilavorati a lavorazione/miscelazione), di seguito è rappresentata la tabella riepilogativa delle quantità registrate nel triennio 2020 – 2022. I quantitativi dei volumi prodotti sono influenzati dalle richieste del mercato.

	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>
GPL	30	9	3
VIRGIN NAFTA	747	673	501
BENZINE	260	286	313
PETROLI E JET FUEL	91	81	124
GASOLI	1.569	1.662	1.519
OLIO COMBUSTIBILE	52	25	23
FUEL GAS	0	0	0
BITUMI	424	419	399
GASOLIO PESANTE DA VACUUM E ALTRI	593	688	734
ZOLFO	62	79	73
<b>TOTALE*</b>	<b>3.829</b>	<b>3.923</b>	<b>3.688</b>

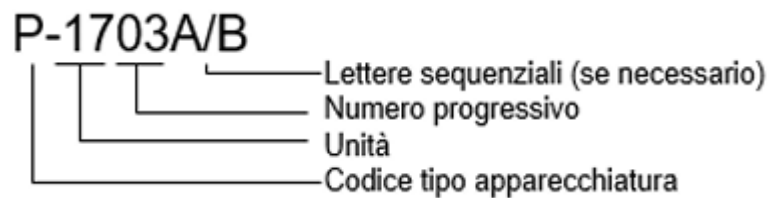
Tab. 2.4.2.6 Principali prodotti finiti (kt)

## 2.5 Parco macchine della Raffineria

Il parco macchine della Raffineria vanta la presenza di più di 2000 item installati all'interno delle 3 isole che la costituiscono (SOI 1, SOI 3 e MSP TA) e rappresentano la parte vitale della Raffineria in quanto grazie a loro è possibile lo svolgimento del processo di raffinazione del greggio in tutti i suoi prodotti semilavorati o finiti. Le macchine più numerose presenti in raffineria sono naturalmente le pompe, tutte almeno affiancate da una o più "spare" (item con le stesse caratteristiche in riserva), le quali hanno il fondamentale compito di incrementare l'energia cinetica del fluido (incomprimibile) che le attraversa in modo tale da poter trasferire lungo tutte le piping lines i prodotti da lavorare all'interno dei vari impianti. Vi è la presenza di pompe di differenti tipologie e dimensioni, e possono essere suddivise in centrifughe e volumetriche. A loro volta esse possono differenziarsi in pompe assiali, verticali, a sbalzo e a doppio supporto. Altre macchine di fondamentale importanza sono i compressori, che possono essere alternativi o centrifughi, in base al ruolo svolto e al fluido (in questo caso comprimibile) che devono lavorare. Essi hanno il compito di innalzare la pressione del fluido mediante l'impiego di energia meccanica, che viene trasformata in energia potenziale o energia di pressione. Le soffianti sono comunque dei compressori con la differenza che esse prelevano aria dall'atmosfera per alimentare i forni di alcuni impianti e non hanno bisogno di incrementare di molto la pressione del gas che esercitano. All'interno della Raffineria vi è la presenza di molti Air Cooler, i quali possono essere a trasmissione diretta o a cinghia, e hanno il compito di raffreddare, attraverso la messa in moto delle ventole, il prodotto che attraversa il sistema piping sul quale sono stati installati, o sul sistema piping all'uscita dei forni degli impianti. Altre macchine presenti in Raffineria sono i Mixer, che, come gli Air Cooler, possono essere a trasmissione diretta o a cinghia. Il compito dei Mixer è quello di miscelare il prodotto situato all'interno dei serbatoi di stoccaggio, evitando

così l'eventuale posa delle frazioni più pesanti sul fondo o l'eventuale stratificazione dei vari prodotti. L'alimentazione elettrica di tutta la Raffineria e lo smistamento del vapore alle varie utilities degli impianti sono resi possibili grazie alla presenza di una Turbogas (presente nell'isola SOI 1), la quale fa parte appunto della Centrale Termoelettrica (CTE) della Raffineria di Taranto. Infine, all'interno della Raffineria, vi è la presenza di macchinari quali Turbine, Turbopompe e Turbocompressori. Ogni apparecchiatura possiede una sigla identificativa che indica:

- il codice tipo apparecchiatura (ad esempio la "P" sta ad indicare una Pompa, "K" un Compressore, "E" uno Scambiatore di calore, "F" un Forno a combustione, "C" una Colonna, "R" un Reattore, "V" un Serbatoio a pressione);
- l'unità di appartenenza (ad esempio "41" indica l'unità 4100, "29" l'unità 2900, "17" l'unità 1700, etc.);
- il numero progressivo all'interno dell'impianto di appartenenza;
- lettere sequenziali che indicano la presenza di più apparecchiature uguali tra loro.



## 3. Politica Manutentiva

### 3.1 Introduzione

L'industria della Raffinazione rappresenta una realtà molto complessa, per la quale una corretta politica di manutenzione risulta fondamentale ai fini della sua regolare continuità produttiva. Le rilevanti implicazioni economiche della Manutenzione presso una raffineria, in termini di capitali, spese e forza lavoro -oltre al suo valore in termini di sicurezza, salute e beni aziendali- comportano la necessità di adottare una gestione strategica della Manutenzione stessa. Quest'ultima garantisce non solo la conservazione degli Asset Aziendali ma anche il miglioramento continuo dell'"affidabilità".

Nel presente capitolo si riportano le strategie generali di manutenzione e quelle specifiche adottate presso la Raffineria di Taranto per ogni classe di item considerato.

### 3.2 Manutenzione: definizione e strategie

La manutenzione può essere definita come la "*combinazione di tutte le azioni tecniche, amministrative e gestionali previste durante il ciclo di vita di un'entità, destinate a mantenerla o riportarla in uno stato in cui possa eseguire la funzione richiesta*" (Norma UNI EN 13306). Una corretta attività di manutenzione ha come obiettivo primario quello di salvaguardare la sicurezza e la salute dei lavoratori e dell'ambiente. Essa viene programmata sulla base di un progetto che tenga conto della legislazione vigente e delle Norme sulla manutenzione stessa, che racchiude un bagaglio di esperienze e conoscenze ampliate nel corso degli anni.

La scelta della politica di manutenzione è dettata da tre criteri:

- relazione tra frequenza e gravità dei guasti
- fattibilità tecnica dell'ispezione
- convenienza economica.

Le criticità che possono presentarsi in una realtà industriale possono essere molteplici e differenti e, a seconda dell'entità, possono essere adottate diverse strategie di manutenzione. È anche possibile applicare un mix di politiche manutentive che, nel suo insieme, costituisce la politica aziendale.

In generale, ogni impianto di produzione necessita di interventi di manutenzione che possono essere raggruppati in tre categorie:

- *manutenzione non programma o "a guasto"*, che comprende tutti quegli interventi di manutenzione che devono essere eseguiti a fronte di un guasto improvviso per ripristinare la funzionalità dell'impianto e/o apparecchiatura;
- *manutenzione programma o "preventiva"* (ciclica, on condition, predittiva), che comprende gli interventi di manutenzione che vengono eseguiti al fine di impedire l'insorgenza dei guasti;
- *manutenzione migliorativa*, che comprende tutti gli interventi di miglioramento o piccola modifica che non incrementano il valore patrimoniale dell'impianto e/o apparecchiatura.

Al contempo, per scegliere il giusto mix di politiche è necessario effettuare anche delle valutazioni economiche andando ad analizzare i seguenti costi:

- sostenuti per effettuare una certa politica manutentiva
- indotti dalla manutenzione
- indotti dal guasto.

Di seguito è riportato uno schema (fig. 3.2.1) rappresentativo delle tre tipologie di interventi manutentivi in funzione della gravità e della frequenza dei guasti.



Fig. 3.2.1 Tipologie di interventi manutentivi in funzione della frequenza dei guasti e della gravità

### 3.2.1 Manutenzione a guasto (correttiva)

La norma UNI 10147 definisce la manutenzione a guasto come “*manutenzione eseguita a seguito della rilevazione di una avaria e volta a riportare l'impianto nello stato in cui possa eseguire una data funzione richiesta*”.

Questa strategia operativa si rivela vantaggiosa per i beni a bassissima criticità il cui eventuale guasto non comporta costi elevati, né danni alla continuità produttiva. Può risultare, invece, dispendiosa per quegli item il cui esercizio è fondamentale per la produttività della linea. Una manutenzione “a guasto” necessita di una elevata reattività nell'organizzazione dell'intervento, che comporta costi elevati, relativi alla pianificazione dell'attività, accantonamenti di scorte, reperibilità di ricambi e messa a disposizione di personale specializzato in grado di intervenire rapidamente. Per limitare l'incidenza economica dell'intervento manutentivo occorre ridurre al minimo i tempi che intercorrono tra il momento in cui si verifica il guasto e quello in cui si interviene per la manutenzione. Questi possono variare a seconda della tipologia di guasto, delle attrezzature necessarie per la sua risoluzione, dell'organizzazione dell'attività e dell'addestramento del personale incaricato.

### 3.2.2 Manutenzione preventiva

La Management System Guideline di manutenzione definisce la manutenzione preventiva come la *“manutenzione eseguita ad intervalli predeterminati o in base a criteri prescritti e volta a ridurre la probabilità di guasto o il degrado del funzionamento di un item”*. La manutenzione preventiva si differenzia in tre categorie:

- manutenzione ciclica
- manutenzione su condizione
- manutenzione predittiva.

#### **Manutenzione ciclica**

La norma UNI 1014 7 definisce la manutenzione ciclica come *“manutenzione preventiva eseguita periodicamente secondo intervalli o cicli di utilizzo predeterminati e volta a ridurre la probabilità di guasto o la degradazione del funzionamento dell'impianto”*.

La manutenzione ciclica avviene sulla base della conoscenza statistica di guasto di una macchina e/o apparecchiatura, per definire il momento più opportuno dell'intervento, in funzione della vita residua attesa. Questa politica manutentiva risulta fondamentale per la continuità produttiva dell'impianto e per l'onere economico ad essa legato, in quanto, con la sostituzione di un componente nuovo, evita il verificarsi di un guasto improvviso che comporterebbe l'interruzione della linea e costi maggiori. La programmabilità dell'intervento consente una migliore organizzazione del lavoro di manutenzione e garantisce la possibilità di gestire la fermata della macchina nella maniera più conveniente.

#### **Manutenzione su condizione**

La norma UNI 10147 definisce la manutenzione secondo condizione come *“manutenzione preventiva subordinata al raggiungimento di un valore limite predeterminato”*.

Questa politica manutentiva tende a individuare lo stato di un componente che potenzialmente potrebbe subire un guasto. Una manutenzione basata sul monitoraggio può consentire quindi di:

- ridurre i costi di manutenzione
- aumentare la disponibilità operativa delle macchine
- migliorare la sicurezza
- ridurre la quantità e la gravità dei guasti in esercizio.

#### **Manutenzione predittiva**

La norma UNI 10147 definisce come manutenzione predittiva come *“la manutenzione preventiva effettuata a seguito dell'individuazione e della misurazione di uno o più parametri e dell'estrapolazione, secondo i modelli appropriati, del tempo residuo prima del guasto”*.

Essa viene attuata per quegli item il cui degrado risulta lento e progressivo e per i quali è possibile stimare la vita residua solo sulla base di un intervento manutentivo di tipo predittivo, che si basa sull'evoluzione del deterioramento constatato.

### 3.2.3 Manutenzione migliorativa

La norma UNI 10147 definisce la manutenzione migliorativa come *"insieme delle azioni di miglioramento o piccola modifica che non incrementano il valore patrimoniale dell'impianto stesso"*.

La manutenzione migliorativa non aumenta la produttività nominale dell'impianto o dell'apparecchiatura, ma ne prolungano la vita utile, migliorando l'efficienza, l'affidabilità, la manutenibilità o l'ispezionabilità. Tale politica incide in maniera rilevante sui valori del tasso di guasto ed elimina o riduce la necessità di manutenzione preventiva.

## 3.3 Asset Integrity

A tutte le apparecchiature e gli impianti di Sito è applicata l'attività di *Asset Integrity*, che ha come scopo quello di assicurarne l'affidabilità al fine di raggiungere gli obiettivi di business e la tutela delle persone, dell'ambiente, dell'Asset e della reputazione della società. La valutazione del rischio viene condotta tramite l'identificazione degli ICE (Integrity Critical Elements), ovvero gli item significativi per la prevenzione/mitigazione di incidenti rilevanti e che garantiscono la produttività prevista e la tutela del valore patrimoniale e reputazionale dell'azienda. L'identificazione degli ICE è realizzata tramite la seguente classificazione:

- SCE: elementi critici per la sicurezza, il cui disservizio produce un impatto sulla sicurezza;
- ECE: elementi critici per l'ambiente, il cui disservizio produce un impatto sull'ambiente;
- OCE: elementi critici per l'operatività, il cui disservizio produce un impatto sull'impianto di appartenenza. I criteri, le regole e i flussi di lavoro da seguire per l'identificazione degli OCE rispondono a quanto segue:
  - perdita critica di produzione
  - impatto sui costi Asset
  - effetti critici sulla reputazione della società.

Una particolare categoria di elementi OCE è rappresentata dai "Bad Actors", identificati dal Sito di Taranto come quegli item che presentano un elevato numero di interventi manutentivi o costi ad essi relativi.

Per tali item sono previste azioni volte a preservarne l'integrità e la funzionalità e a diminuire gli sprechi energetici ripristinandone la corretta efficienza. Nel caso in cui questo non sia possibile, viene effettuata una valutazione per la sostituzione dell'apparecchiatura con relativo eventuale aumento del suo rendimento energetico.

Il piano di *Asset Integrity* per gestire le eventuali problematiche va di pari passo con tale istruzione operativa: il sistema di gestione di *Asset Integrity* assicura l'integrità degli Asset avvalendosi delle attività di ispezione e manutenzione preventiva, che permettono di individuare le eventuali problematiche correlate all'invecchiamento degli item.

## **3.4 Strategia manutentiva per pompe, compressori e soffianti**

Sulla base di quanto descritto nel precedente paragrafo è stata eseguita una classificazione degli item del Sito definendo per ogni classe la strategia di manutenzione prevista. In particolare, le classi di item di nostro interesse sono quelle relative alle macchine analizzate in questa tesi, ovvero:

- compressori alternativi
- turbocompressori
- pompe
- ventilatori e compressori aria

### **3.4.1 Compressori alternativi**

Per la manutenzione dei compressori alternativi presenti in Sito ci si affida ad una politica manutentiva di tipo preventiva ciclica.

Al fine di limitare il numero degli interventi cui sono oggetto i compressori alternativi si eseguono dei controlli per il rilevamento dell'usura, monitorando il funzionamento degli stessi (manutenzione predittiva). Tale attenzione permette di conciliare gli interventi programmati con i piani di fermata del Sito.

Il piano di manutenzione suggerito per tutti i compressori alternativi prevede due fermate in un ciclo di funzionamento della durata di 32.000 ore.

In particolare, si prevede:

- revisione parte gas 16.000 ore di funzionamento;
- revisione generale a 32.000 ore di funzionamento.

### **3.4.2 Turbocompressori di processo**

Per i turbocompressori si prevede una strategia manutentiva di tipo preventiva sia ciclica che predittiva.

In particolare, per i turbocompressori sono previste:

- revisione di estremità ogni 16.000-20.000 ore di funzionamento;
- revisione generale ogni 32.000-34.000 ore di funzionamento.

La politica di manutenzione preventiva predittiva si avvale del monitoraggio di:

- parametri di funzionamento del turbocompressore, attraverso apposita strumentazione installata in campo (misurazione in continua);
- analisi tribologiche sull'olio di lubrificazione (frequenza mai superiore ai sei mesi).

Le analisi devono fornire un'indicazione sullo stato di salute del macchinario in esame e sui quantitativi di inquinanti presenti nell'olio e sui limiti da non superare.

### **3.4.3 Pompe**

La strategia manutentiva relativa alle pompe varia in funzione della criticità e della rilevanza strategica degli item. È possibile individuare tra tutte le pompe installate due classi:

- pompe dette SCE (Safety Critical Elements), il cui disservizio produce un impatto sulla sicurezza;

- pompe dette ECE (Environment Critical Elements), il cui disservizio produce un impatto sull'ambiente;
- pompe dette OCE (Operation Critical Elements), di "rilevanza strategica", il cui disservizio produce un impatto sull'impianto di appartenenza.

Per questi item è prevista una politica manutentiva di tipo misto basata sulla combinazione di manutenzione programmata e predittiva.

Si possono distinguere due interventi di manutenzione programmata *ciclica*:

- ispezione/ revisione di estremità: per pompe volumetriche alternative e centrifughe orizzontali a doppio supporto ogni 9000 ore di marcia;
- revisione generale:
  - ogni 32.000 ore di marcia per pompe volumetriche alternative e rotative e pompe centrifughe orizzontali a doppio supporto;
  - revisione generale ogni 24.000 ore di marcia per pompe centrifughe verticali e pompe centrifughe orizzontali a sbalzo.

Inoltre, è prevista una manutenzione di tipo *predittiva*:

- rilievo delle vibrazioni;
- lubrificazione.

Per le pompe che non fanno parte del tipo "critiche" e di "rilevanza strategica" si esegue una politica manutentiva di tipo "a guasto", attuando in ogni modo il piano di lubrificazione secondo uno scadenziario redatto sulla base di quanto indicato nel manuale della macchina e dell'esperienza consolidata in Sito.

### 3.4.4 Ventilatori e compressori aria

Il Sito utilizza tre principali tipologie di macchine che movimentano aria:

- soffianti ed estrattori caratterizzati da un basso numero di giri e utilizzati principalmente per alimentare i forni. Nella maggior parte dei casi presentano un componente *spare*;
- compressori caratterizzati da un alto numero di giri e utilizzati principalmente per la produzione di aria strumenti ubicati nella CTE (K-5251A/B/C, K-5255, K-5256) e per alimentare i forni degli impianti Claus (K-2004, K-2104, K-2701A/B, K-2901A/B). Dispongono di un componente *spare* e prevedono una manutenzione preventiva ciclica atta ad evitare eventuali disservizi che sarebbero inevitabilmente caratterizzati da costi molto elevati per il ripristino delle corrette funzionalità.

Per tali compressori sono previsti i seguenti controlli:

- revisione minore ogni 8.000 - 12.000 ore di funzionamento con lo scopo di valutare il mantenimento del corretto funzionamento dei sistemi di lubrificazione, filtraggio e regolazione, in particolare svolgendo pulizia ed eventuale sostituzione dei sistemi di filtraggio e un controllo della funzionalità della valvola d'aspirazione e della valvola di by-pass del compressore;
- revisione generale ogni 36.000 - 48.000 ore di funzionamento.



- compressori aria strumenti volumetrici siti presso il Pontile Petroli, il deposito rete e il deposito GPL, che prevedono i seguenti controlli:
  - revisione minore ogni 8.000 - 12.000 ore di funzionamento con lo scopo di valutare il mantenimento del corretto funzionamento dei sistemi di lubrificazione, filtraggio e regolazione, in particolare svolgendo pulizia ed eventuale sostituzione dei sistemi di filtraggio e pulizia degli scarichi di condensa e dei separatori;
  - revisione generale ogni 36.000 - 48.000 ore di funzionamento.

## 4. Oggetto tesi

### 4.1 K-2901- Compressore centrifugo (Unità 2900)

#### 4.1.1 Fotografia di impianto

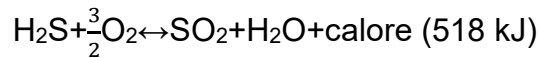
Il tag K-2901 A/B indica due compressori centrifughi che appartengono all'Unità 2900 presso la quale avviene il recupero di zolfo (tramite processo Claus) e il trattamento dei gas di coda. Essi hanno le stesse caratteristiche geometriche e fluidodinamiche e la loro duplice presenza risulta necessaria, in quanto assicura la continuità di funzionamento dell'intero impianto. Infatti, la fermata di uno dei due compressori, dovuta a guasto o a manutenzione, non comporta l'interruzione del processo, perché la disponibilità della seconda macchina ne garantisce la continuità. Per semplicità di trattazione verrà preso in considerazione solo uno dei due compressori, ovvero quello su cui è stata condotta l'analisi delle problematiche riscontrate, il K-2901 A (Fig.4.1.1.1).



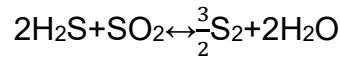
*Fig. 4.1.1.1 Compressore centrifugo K-2901 A*

Il compressore K-2901 A elabora aria comburente aspirata dall'ambiente con l'obiettivo di aumentarne la pressione per poter vincere la resistenza del forno (F-2901) del relativo impianto. Qui l'aria subirà un aumento di temperatura in modo tale da poter raggiungere le condizioni ideali per l'inizio del processo di ossidazione del solfuro di idrogeno ( $H_2S$ ), proveniente dalla colonna C-1702, presso il reattore F-

2901. Questa fase di trattamento per il recupero dello zolfo prende il nome di processo Claus, che avviene in due stadi. Nel primo stadio (*stadio termico*), condotto ad una temperatura di circa 1400°C, un terzo di H<sub>2</sub>S viene ossidato in SO<sub>2</sub> con aria e ossigeno stechiometrico:

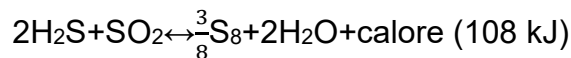


Successivamente, l'H<sub>2</sub>S incombusto reagisce con SO<sub>2</sub> formando vapori di zolfo elementare:



Durante lo stadio termico avviene circa il 60-70% della conversione di H<sub>2</sub>S in zolfo elementare.

Nel secondo stadio (*stadio catalitico*) il processo continua in una serie di reattori catalitici a letti fissi e a temperature comprese tra 190-360°C mediante la reazione del SO<sub>2</sub> generato e del H<sub>2</sub>S non convertito:



Per condensare e separare lo zolfo elementare si utilizzano appositi condensatori posti dopo la zona termica e dopo ciascun reattore catalitico.

Nell'immagine seguente (fig. 4.1.1.2) viene rappresentato lo schema di un tipico processo Claus a doppio stadio.

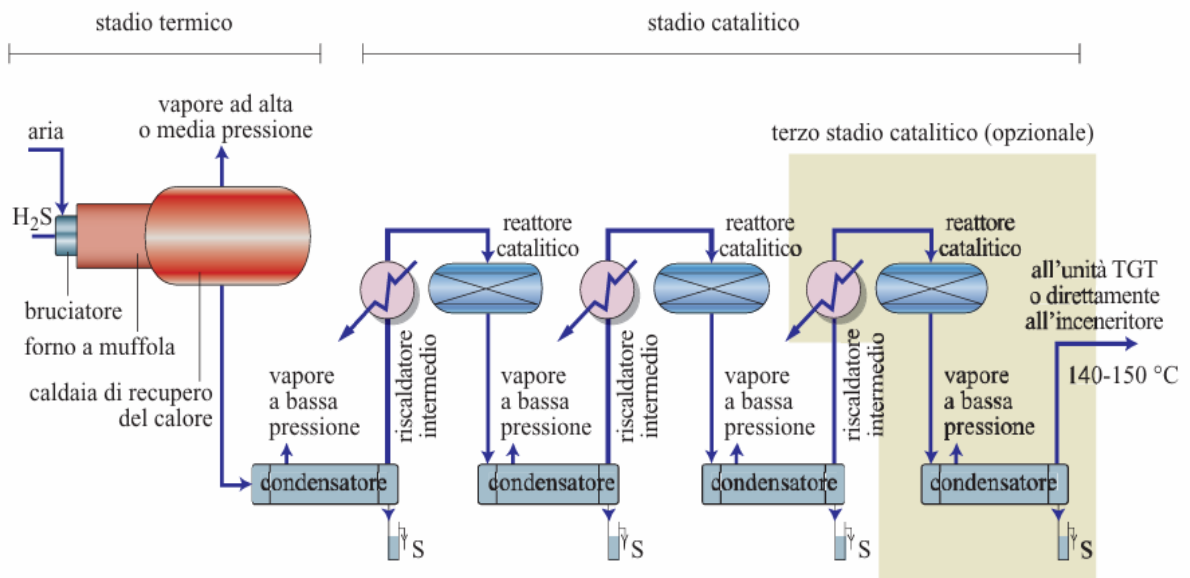


Fig. 4.1.1.2 Schema di un tipico processo Claus a doppio stadio

La fermata del compressore K-2901 A, al momento in marcia, comporterebbe il blocco dell'intero impianto 2900, in quanto verrebbe a mancare l'aria comburente necessaria per il processo di rimozione dello zolfo dal gas acido. Di conseguenza, in atmosfera si avrebbe l'emissione di gas ricchi di solfuro di idrogeno, prodotti dai vari trattamenti dei distillati, determinando un impatto a livello ambientale.

#### 4.1.2 Caratteristiche progettuali

Il compressore K-2901 A è collegato in ingresso con la valvola IGV (Inlet Guide Vanes) e in uscita con il forno F-2901 e la valvola BOV (Blow-Off Valve).

Tramite la valvola IGV (fig. 4.1.2.1 a sinistra) viene regolata la portata d'aria in aspirazione alla macchina (a seconda della richiesta dell'utenza), mentre la BOV (fig. 4.1.2.1 a destra) funge da valvola di sicurezza evitando che il compressore ricada nella condizione di pompaggio.

Il pompaggio è un fenomeno che interessa le turbomacchine (ossia turbine e compressori) e che si cerca in ogni modo di evitare, poiché le porterebbe a lavorare in una condizione di instabilità funzionale. Esso si verifica quando si richiede alla macchina di elaborare una portata d'aria inferiore al suo valore minimo costruttivo, definito come *limite di pompaggio* o *surge limit*. Come conseguenza di tale fenomeno si ha la propagazione di onde di pressione, che potrebbero mandare in risonanza alcune parti strutturali della macchina stessa e causare importanti danni a livello meccanico.

Per tale motivo sul compressore è installato un sistema di antipompaggio (*anti-surge*), che, ad una minore richiesta di portata da parte del processo (ovvero l'utenza), apre automaticamente la valvola di sfiato (BOV) collocata sulla mandata del compressore per smaltire la quota-parte di aria non richiesta. La logica antisurge, dunque, assieme all'IGV e alla BOV, assicura che il compressore continui a lavorare nella zona di stabilità.

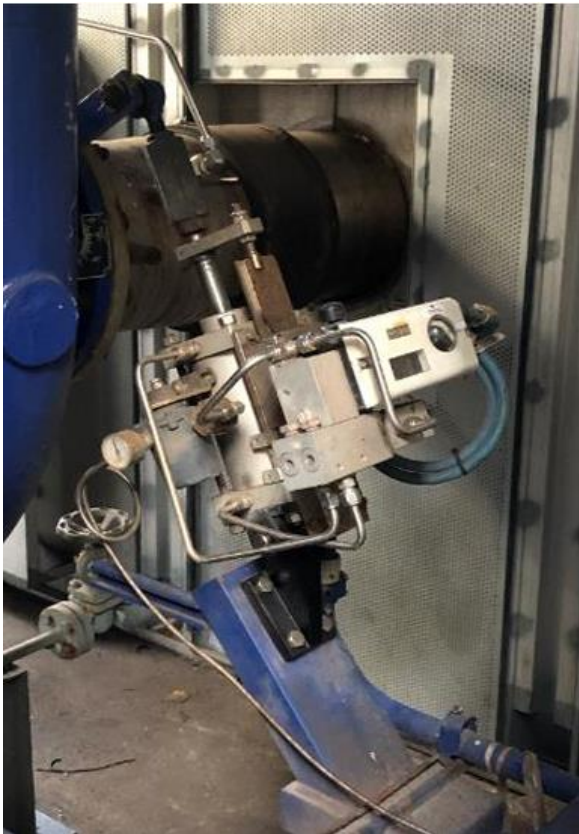


Fig. 4.1.2.1 Valvola IGV con sistema di regolazione (a sinistra); valvola BOV (a destra)

Di seguito sono riportate le caratteristiche progettuali di ogni item menzionato pocanzi.

## K-2901 A- Compressore centrifugo

La macchina K-2901 A è un compressore centrifugo monostadio utilizzato per la compressione dell'aria comburente da inviare al forno F-2901, situato a valle della stessa.

Questa tipologia di macchina viene impiegata spesso nelle applicazioni di processo e per applicazioni in cui si vuole evitare la contaminazione del gas elaborato con altre sostanze. Per tale motivo, l'item in oggetto viene utilizzato per la rimozione dello zolfo dall' $H_2S$ , in quanto l'aria comburente necessaria al processo deve essere priva di sostanze contaminanti.

A livello strutturale il compressore K-2901 A risulta abbastanza semplice, in quanto presenta un singolo stadio costituito da una girante con pale svergolate, non intervallate da 'false pale', e da un diffusore non palettato. Il singolo stadio è dovuto al fatto che la macchina esercita una portata d'aria non particolarmente elevata e per la quale è richiesto solo un modesto salto di pressione. Di conseguenza, la configurazione multistadio sarebbe risultata inidonea per il processo per il quale è stato impiegato il compressore K-2901 A. Inoltre, alla portata d'aria elaborata dalla macchina in oggetto non si richiede una elevata velocità allo scarico della girante, per cui sarà sufficiente avere un diffusore non palettato che non recuperi il contributo di energia cinetica all'uscita del rotore.

Nella fig. 4.1.2.2 è riportato il disegno tecnico del compressore K-2901 A in sezione laterale.

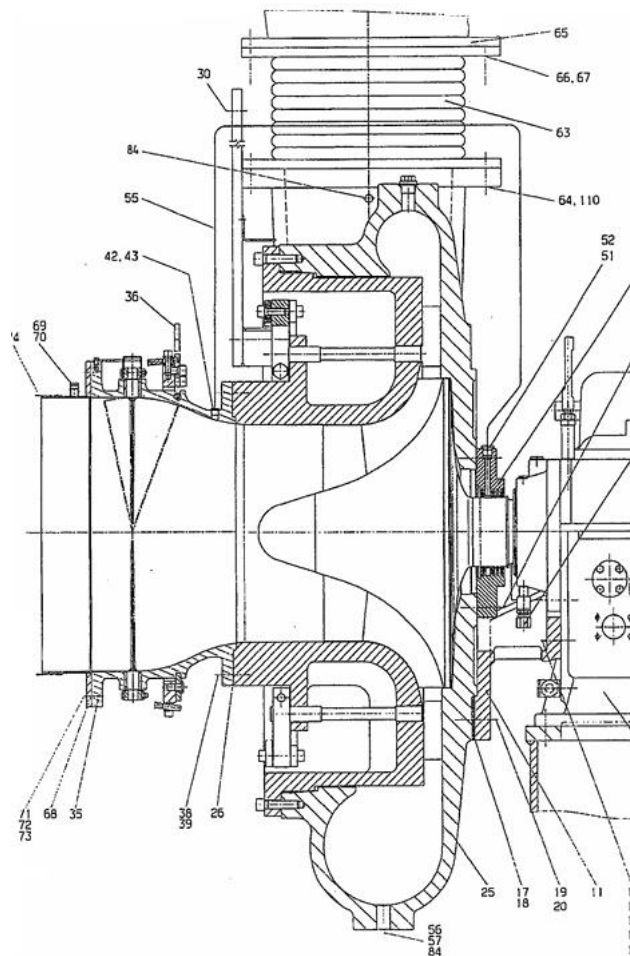


Fig. 4.1.2.2 Compressore centrifugo K-2901 A

### **Inlet Guide Vanes (IGV)**

La valvola IGV (Inlet Guide Vanes) è collegata a monte del compressore, ovvero in aspirazione, e ha il compito di regolare la portata d'aria in ingresso. La regolazione avviene mediante l'apertura o la chiusura delle pale, come mostrato in fig. 4.1.2.3, consentendo di far passare più o meno aria a seconda della richiesta da parte dell'impianto. Le massime angolazioni raggiungibili dalle palette della valvola sono  $-90^\circ$  e  $15^\circ$ , che permettono, rispettivamente, una completa chiusura e apertura della stessa IGV. La regolazione della valvola avviene tramite un sistema elettropneumatico, che converte i segnali di corrente ricevuti in input in movimenti del relativo pistone annesso. Questo, a sua volta, regola la rotazione delle cerniere disposte radialmente sull'IGV, che, meccanicamente, portano all'apertura o alla chiusura delle pale.



*Fig. 4.1.2.3 Palettatura della valvola IGV: apertura con angolo di  $-90^\circ$  (a sinistra) e chiusura con angolo di  $15^\circ$  (a destra)*

### **Blow-Off Valve (BOV)**

La valvola BOV (Blow-Off Valve) è una valvola di scarico situata in corrispondenza della mandata del compressore. Essa, in base ai parametri in ingresso ricevuti dal sistema *anti-surge*, assicura lo smaltimento della quota parte d'aria in eccesso quando l'impianto richiede una portata molto bassa, evitando che il compressore vada in pompaggio. La BOV è comandata dall' *anti-surge controller*, che, sulla base dei parametri in input ricevuti dal sistema, aziona la chiusura o l'apertura della stessa in caso di necessità.

## Condizioni di progetto

Le condizioni di progetto, secondo le quali il compressore lavora per garantire il corretto funzionamento dell'impianto, sono variabili nel tempo, in quanto la portata d'aria richiesta dal processo e i parametri in ingresso alla macchina non sono costanti. Ne deriva che per poter effettuare un confronto tra progetto e fuori progetto risulterà necessario prendere in considerazione un singolo punto di lavoro, che sarà rappresentativo delle condizioni di esercizio del compressore. Infatti, poiché le variabili in gioco, in un arco di tempo moderatamente lungo (30 giorni) e nello stesso periodo stagionale (primaverile), non subiscono variazioni rilevanti, risulterebbe superfluo calcolare una media dei loro valori. Questo aspetto è possibile notarlo nella fig. 4.1.2.4 in cui è mostrato il trend dei parametri nelle condizioni di esercizio della macchina. È bene precisare che il fondo scala del diagramma è ampio, per cui le oscillazioni delle variabili appaiono ben più grandi di quanto lo siano realmente.



Fig. 4.1.2.4 Trend dei parametri di progetto del compressore

Nel caso in esame la fermata degli impianti è avvenuta nel mese di maggio 2024, per cui il punto di lavoro della macchina è stato individuato nei giorni precedenti, precisamente il 15 maggio 2024. Nella fig. 4.1.2.5 è rappresentata la caratteristica del compressore con il punto di lavoro nelle condizioni di stabilità, mentre i relativi parametri di progetto sono riportati nella tabella 4.1.2.1.

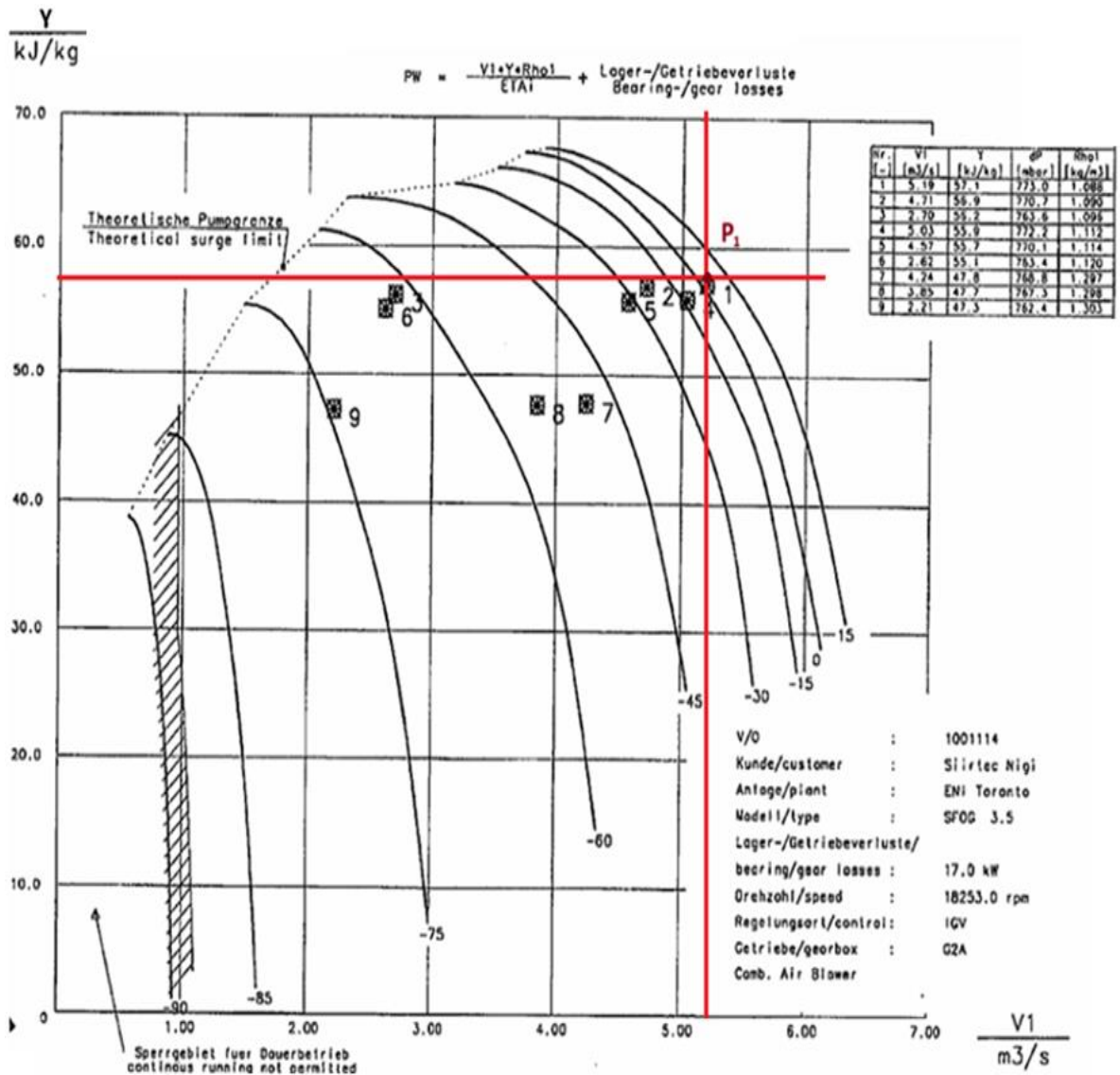


Fig. 4.1.2.5 Caratteristica del compressore con punto di lavoro in progetto

Parametri di progetto	Valore
Pressione IN [mbar]	963
Temperatura IN [°C]	33
Portata IN [m³/s]	5,20
Pressione OUT [mbar]	1736
Temperatura OUT [°C]	103

Tab. 4.1.2.1 Parametri di progetto del compressore

Le variabili soprastanti sono state rilevate utilizzando la strumentazione installata in campo (manometri, amperometri e termometri) e visionati al DCS nella sala controllo. Anche la documentazione fornita dall'archivio macchine della Raffineria (datasheet) è risultata fondamentale per ricavare le specifiche tecniche di progettazione della macchina in oggetto.



### 4.1.3 Problematiche riscontrate

Le problematiche riscontrate hanno portato il compressore ad entrare nella condizione di pompaggio, ovvero a lavorare non più secondo i parametri di progetto, ma secondo quelli di fuori progetto e nel campo di instabilità. Questo fenomeno ha fatto sì che forti onde di pressione, generatesi all'uscita della girante, mettessero in vibrazione l'intera macchina, rischiando di mandarla in risonanza con le altre componenti meccaniche del sistema portandola a rottura. Ciò che ha evitato che questo accadesse è stato il sistema di sicurezza associato al compressore, che, nel momento in cui ha rilevato eccessive vibrazioni ha mandato in arresto la macchina.

### 4.1.4 Analisi di guasto

Per comprendere meglio la causa che ha portato all'instabilità del compressore sarebbe opportuno introdurre la logica secondo la quale opera il sistema di antipompaggio.

#### Sistema antisurge

In controllo anti-surge è sviluppato secondo lo schema in fig. 4.1.4.1.

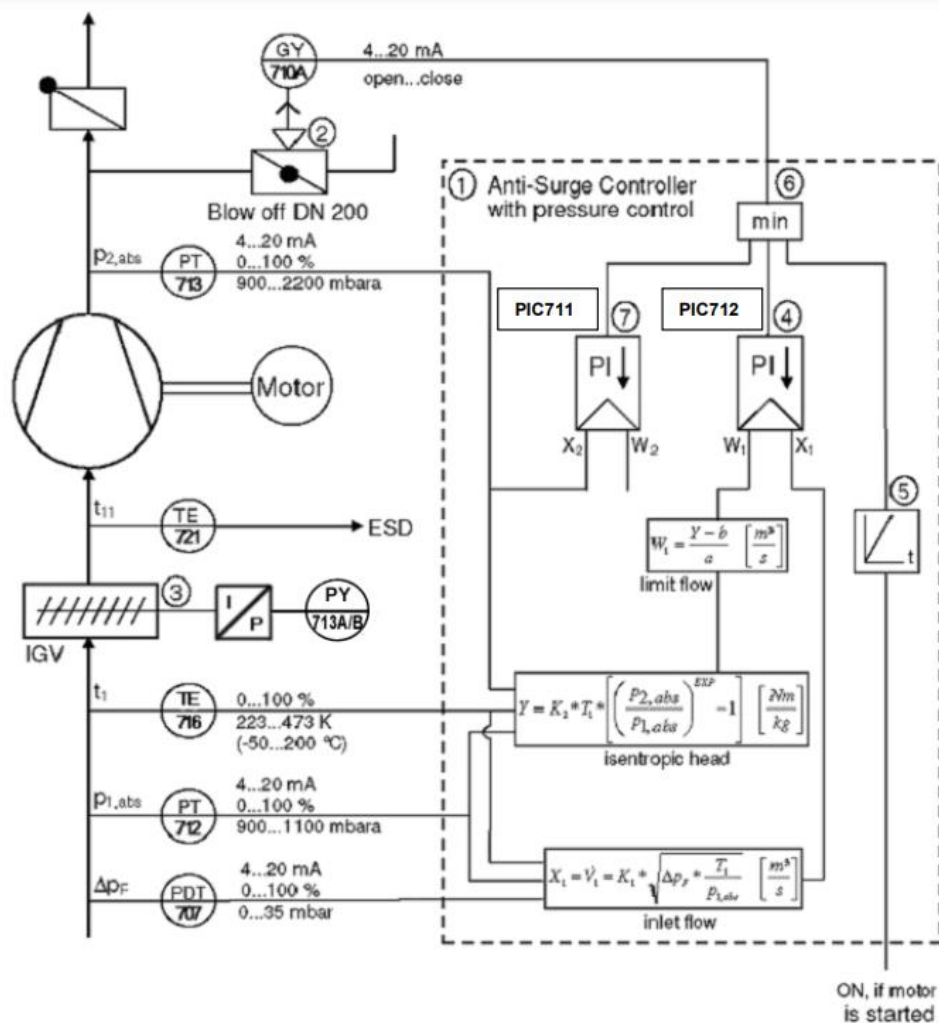


Fig. 4.1.4.1 Logica di controllo del sistema anti-surge

È composto da un controllore capace di monitorare e calcolare tutte le variabili (segnali di output) e di posizionare la valvola di sfogo in accordo alle esigenze di processo. La BOV si apre totalmente in assenza di controllo oppure di tensione (in caso di guasto o blackout).

Le formule implementate nella logica di antipompaggio e che permettono di calcolare la corrente di setpoint sono le seguenti:

portata volumica in ingresso  $X_1 = \dot{V}_1 = K_1 * \sqrt{\Delta p_F \frac{T_1}{p_{1abs}}} \left[ \frac{m^3}{s} \right]$  con  $T_1 = t_1 + 273,15 [K]$

lavoro specifico isentropico  $Y = K_2 * T_1 * \left( \frac{p_{2abs}^{EXP}}{p_{1abs}} - 1 \right) \left[ \frac{kJ}{kg} \right]$  con  $T_1 = t_1 + 273,15 [K]$

dove:

$T_1$  = è la temperatura in ingresso al compressore

$p_{1abs}$  = è la pressione in ingresso al compressore (diversa da quella atmosferica)

$p_{2abs}$  = è la pressione all'uscita del compressore

$\Delta p_F$  = è la differenza di pressione tra quella atmosferica e quella all'uscita del filtro che precede la IGV

$K_1, K_2$  = sono due costanti

La portata volumica  $\dot{V}_1$  è data in input al controllore PI come valore reale  $X_1$ , mentre il setpoint di portata  $W_1$  è determinato in conformità con la curva del *diagramma di performance* secondo la formula seguente:

$$W_1 = \frac{Y-b}{a} \left[ \frac{m^3}{s} \right] \quad \text{setpoint di portata}$$

con:

a = pendenza della curva limite

b = dislivello della curva limite

Il setpoint di portata  $W_1$  è diviso in due parti:

- $W_1 a$  per l'area A: valido nell'area  $X_1 \leq \dot{V}_{1lim} \left[ \frac{m^3}{s} \right]$
- $W_1 b$  per l'area B: valido nell'area  $X_1 > \dot{V}_{1lim} \left[ \frac{m^3}{s} \right]$

Affinché la BOV resti chiusa durante la marcia del compressore a regime e si apra in caso di pompaggio è necessario che vengano rispettate le seguenti condizioni:

se  $X_1 > W_1$  la valvola di sfogo resta chiusa;

se  $X_1 < W_1$  la valvola di sfogo è parzialmente aperta per ottenere  $X_1 = W_1$  (sulla curva limite).

I valori dei parametri introdotti nelle formule precedenti sono riportati di seguito:

Parametri	
$K_1 [-]$	1,70
$K_2 [-]$	1025
$W_2 [mbar]$	1810
t [s]	30
EXP [-]	0,284
$\dot{V}_{1lim} [m^3/s]$	2,172

	AREA A	AREA B
a [ $Y/\dot{V}_1$ ]	16667	2857
b [kJ/kg]	20000	50000

Per quanto concerne il funzionamento dell'*anti-surge control* in accoppiamento col compressore, esso può essere descritto prendendo in considerazione il *diagramma di performance* in fig. 4.1.4.2

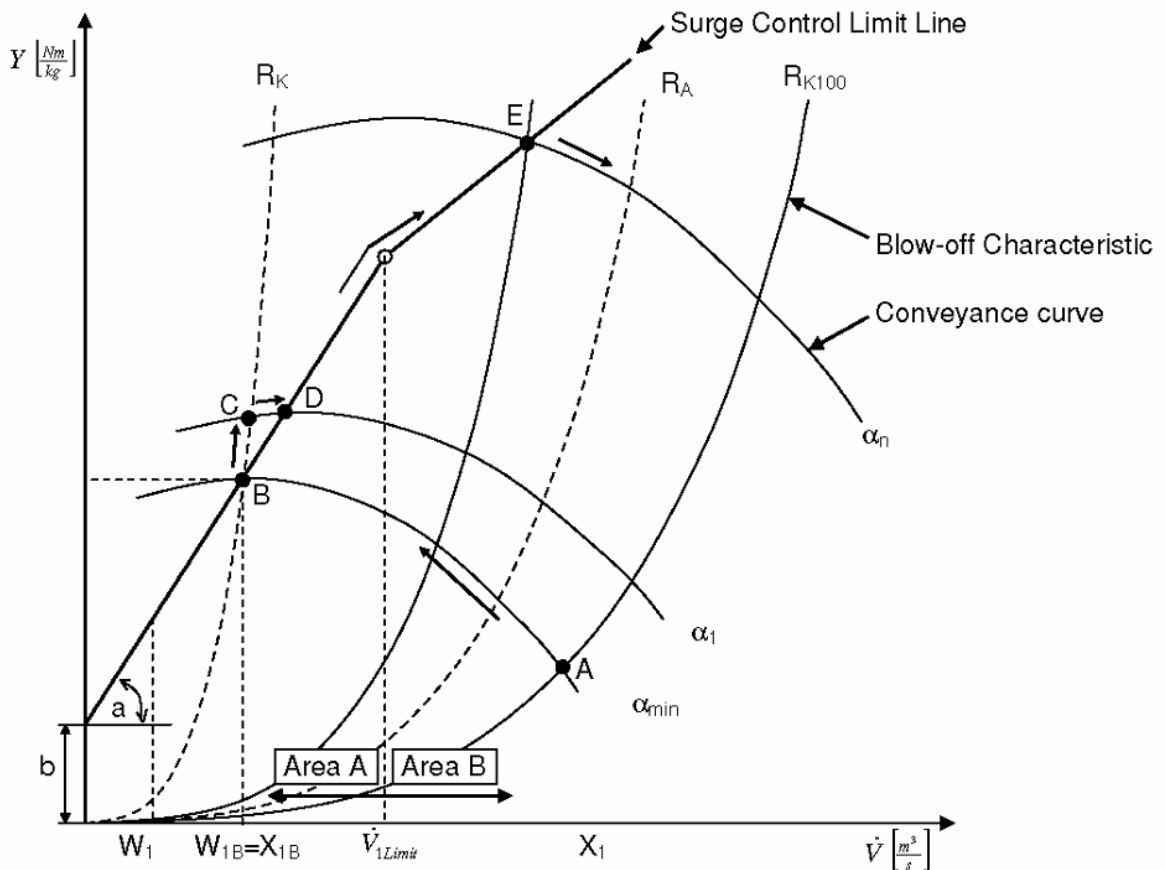


Fig. 4.1.4.2 Diagramma di performance

$R_K$  = resistenza curva valvola di sfogo (Blow-Off Valve)

$R_A$  = resistenza sistema

A, B, C, D = punti di lavoro

$X_1$  = valore reale anti-surge controller

$W_1$  = valore massimo per controllare anti-surge

Durante l'avviamento del compressore l'IGV (3) è in posizione minima ( $\alpha_{min}$ ) e la valvola di sfogo (2) è aperta. Il primo punto di lavoro (A) viene raggiunto dopo l'accelerazione del compressore ad una velocità di  $n=18253$  rpm. Il controllo anti-surge (1) è attivato e una funzione temporale (5) è avviata. Questa funzione regolabile temporale (rampa) permette l'opportuna chiusura della valvola di sfogo (non troppo veloce) da parte del controllore (4) attraverso la selezione **min** (6).

Quando la valvola di sfogo si chiude, la resistenza del sistema per il compressore aumenta. Questo comporta un cambiamento del punto di lavoro dell'IGV ( $\alpha_{min}$ ) lungo la curva "conveyance" del *diagramma di performance* fino al punto B. A

questo punto il controllore (4) prende il comando della valvola di sfogo e la funzione temporale (5) diventa inefficace attraverso la selezione min (6). Quando l'IGV si apre da  $\alpha_{min}$  a  $\alpha_1$ , ad esempio, considerando costante la curva della resistenza  $R_K$ , il punto di lavoro B si sposta su C. Eccedere la curva limite porterebbe il controllore (4) ad agire sulla BOV (2) aprendola e questo comporterebbe uno spostamento del punto di lavoro in D sulla *Surge control limit line*. Questa procedura ripete ulteriori aperture dell'IGV sino a quando la valvola di non ritorno si apre verso il sistema (punto di lavoro E), cambiando la curva della resistenza ( $R_A$ ) verso destra. Il controllo anti-surge è costantemente pronto ad agire sulla valvola di sfogo quando il compressore è in funzione, mentre è disattivato quando la macchina non è in esercizio. In questo caso la valvola di sfogo si apre automaticamente. La pressione assoluta  $p_{2,abs}$  sulla mandata è limitata dal controllore (7) che, in caso di una minore richiesta di portata da parte del processo, apre la BOV.

Sulla base della logica del funzionamento del sistema antipompaggio è possibile risalire alle cause che hanno determinato le problematiche riscontrate. Il compressore è entrato in condizione di pompaggio in quanto la BOV non è stata più in grado di comunicare con la IGV, a causa di una variazione del valore di setpoint di pressione ( $W_2$ ) del controllore.

Probabilmente questo è avvenuto, in quanto, in occasione della fermata dell'anno corrente, non è stata effettuata la revisione generale della macchina, durante la quale il compressore viene riportato nelle condizioni di lavoro di progetto e i parametri della logica anti-surge vengono resettati. Per cui, al riavvio, l'item non ha presentato la stessa efficienza originaria, ovvero la stessa per la quale è tenuto a lavorare il sistema antipompaggio. Ciò ha portato quest'ultimo a non attivarsi correttamente, in quanto il valore di setpoint di pressione a cui faceva riferimento non era in linea con le reali condizioni di esercizio della macchina.

Nella tabella seguente (tab. 4.1.4.1) sono riportati i valori di progetto secondo i quali l'intero sistema IGV-compressore-BOV lavorava prima della fermata.

Parametri di progetto	
% di apertura dell'IGV	63,90
% di apertura della BOV	1
$W_1$ [m <sup>3</sup> /s]	2,51
$W_2$ [mbar]	1810
$K_1$ [-]	1,70
$K_2$ [-]	1025
$t_1$ [°C]	33
$T_1$ [K]	306,15
EXP [-]	0,284
$p_{2,abs}$ [mbar]	1736
$p_{1,abs}$ [mbar]	963
$Dp_F$ [mbar]	29,44
$X_1$ [m <sup>3</sup> /s]	5,20
$\dot{V}_1$ lim [m <sup>3</sup> /s]	2,172
$a$ [Y/ $\dot{V}_1$ ]	2857
$b$ [Nm/kg]	50000
$Y$ [kJ/kg]	57,17

Tab. 4.1.4.1 Valori di progetto della logica anti-surge e di apertura dell'IGV e della BOV

Il problema si è verificato allo spunto della macchina, ovvero quando la pressione alla mandata è maggiore rispetto a quella richiesta dal processo. Essendo cambiato il setpoint  $W_2$ , la BOV non è stata più in grado di regolare, in modo da raggiungere la  $p_{2,abs}$  voluta, perché si è aperta totalmente e non parzialmente facendo scaricare tutta la portata all'atmosfera. A questo punto, il compressore, non potendo mandare al forno l'aria necessaria, ha iniziato a richiedere più portata comportando un'apertura maggiore dell'IGV. Contemporaneamente, la BOV ha iniziato a chiudersi, mentre il compressore continuava a mandare in avanti. Questa scorretta comunicazione tra la valvola di Blow-Off e la valvola IGV ha portato la macchina ad entrare in pompaggio, in quanto la BOV non riusciva più a soddisfare la sua richiesta. Tale condizione è mostrata nella figura seguente (fig. 4.1.4.3), in cui risulta evidente come la valvola di sfogo (in rosa) non 'segua' più la valvola di regolazione (in azzurro).

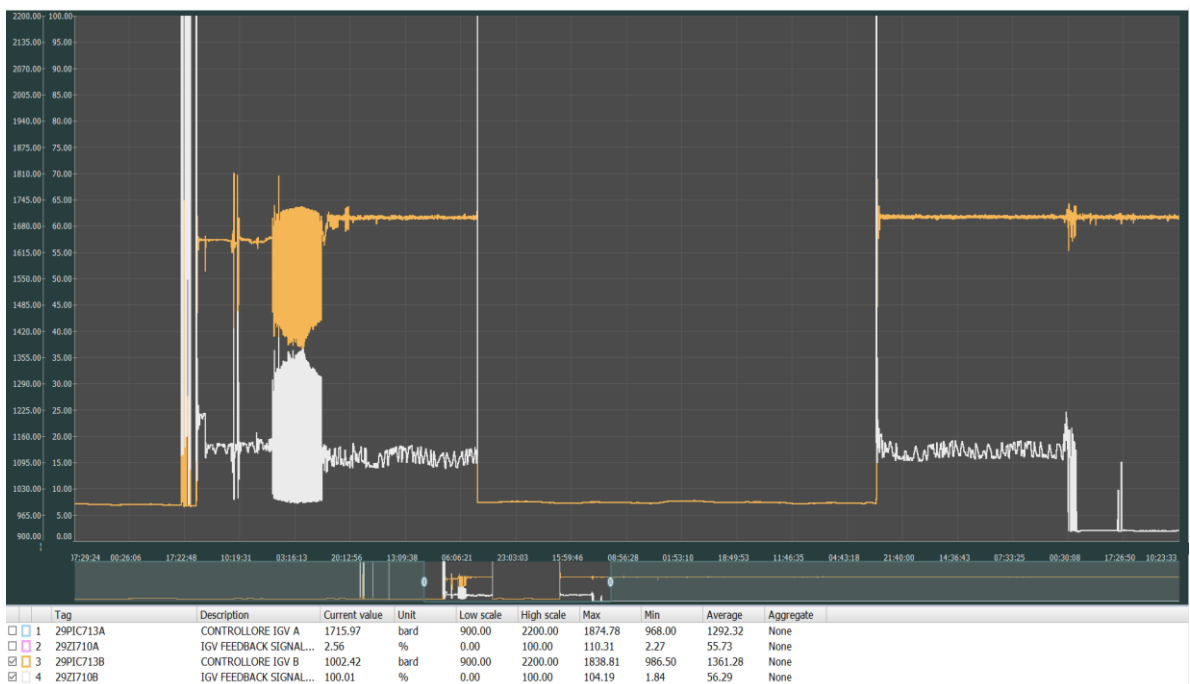


Fig. 4.1.4.3 Trend dell'IGV e della BOV durante il pompaggio

Inoltre, questo fenomeno non si è verificato in una sola occasione, bensì ogni qual volta si cercava di riavviare il compressore anche nei giorni successivi. E, poiché la logica non seguiva più i parametri iniziali per i quali era stata impostata, la BOV e la IGV continuavano a lavorare in maniera irregolare e variabile, come mostrato nella fig. 4.1.4.4.



Fig. 4.1.4.4 Comportamento variabile del punto operativo del K-2901 A

Pertanto, le condizioni di pompaggio si sono verificate molteplici volte (ad ogni riavvio della macchina) e sarebbe inesatto identificare un singolo punto operativo che possa rappresentare il momento in cui il compressore è divenuto instabile. Ne deriva che nell'arco di 30 minuti circa sono stati considerati 3 punti di lavoro del K-2901 A (fig. 4.1.4.5), che potessero descrivere questa condizione. Le relative variabili rilevate al DCS e la raffigurazione del punto operativo sulla caratteristica del compressore (rispetto alla condizione di progetto iniziale,  $P_1$ ) sono riportati rispettivamente nella tab. 4.1.4.2 e nella fig. 4.1.4.6.

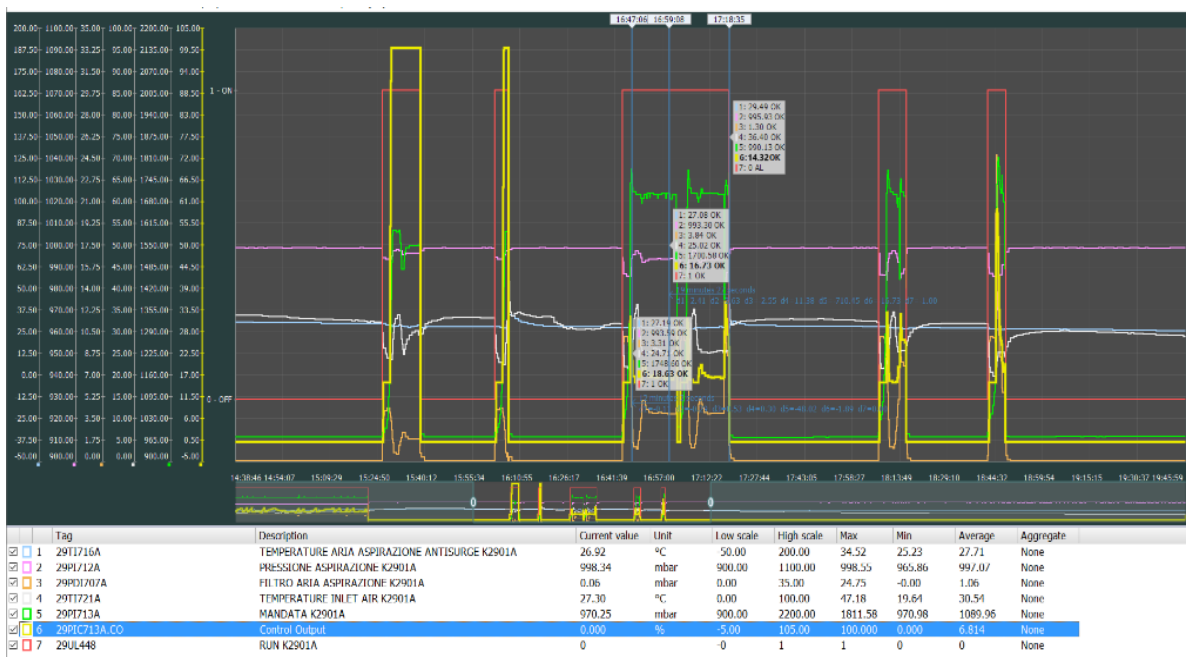


Fig. 4.1.4.5 Tre punti di lavoro del compressore nelle condizioni di pompaggio

Parametri di fuori progetto	A	B	C
% di apertura dell'IGV	18,63	16,73	14,32
% di apertura della BOV	38,21	19,74	31,84
$W_1$ [m <sup>3</sup> /s]	2,02	1,83	2,11
$W_2$ [mbar]	1810	1810	1810
$K_1$ [-]	1,7	1,7	1,7
$K_2$ [-]	1025	1025	1025
$t_1$ [°C]	27,19	25,02	36,40
$T_1$ [K]	300,34	298,17	309,55
EXP [-]	0,284	0,284	0,284
$p_{2,abs}$ [mbar]	1748,60	1700,58	1752
$p_{1,abs}$ [mbar]	993,60	993,30	995,93
$Dp_F$ [mbar]	3,31	3,84	1,30
$X_1$ [m <sup>3</sup> /s]	1,70	1,83	1,08
$\dot{V}_{1lim}$ [m <sup>3</sup> /s]	2,172	2,172	2,172
$a$ [Y/ $\dot{V}_1$ ]	16667	16667	16667
$b$ [Nm/kg]	20000	20000	20000
$Y$ [kJ/kg]	53,61	50,42	55,21

Tab. 4.1.4.2 Parametri di fuori progetto nei punti A, B e C

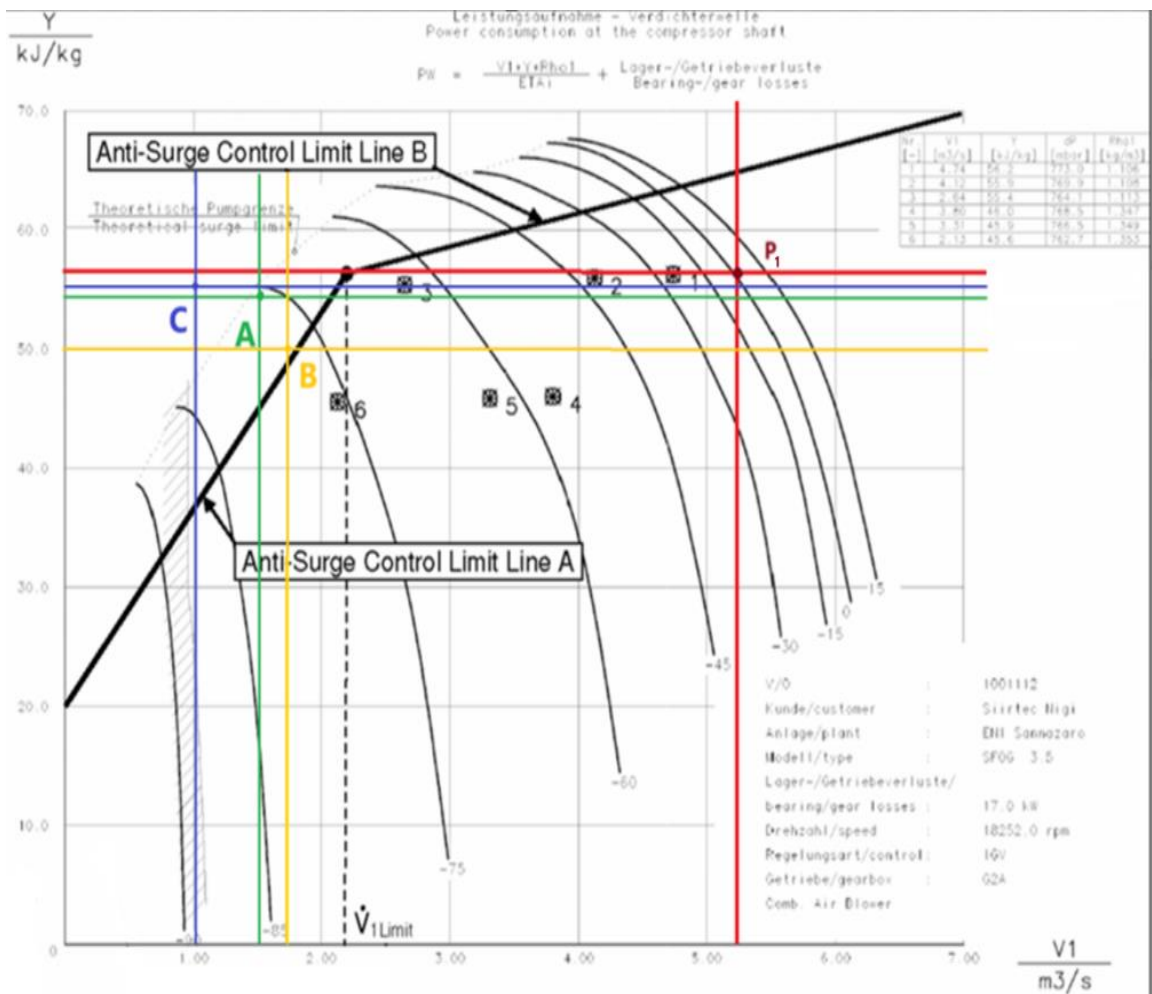


Fig. 4.1.4.6 Punti di lavoro di fuori progetto del compressore

A seguito del verificarsi della condizione di pompaggio, il sistema di sicurezza collegato alla macchina si è attivato mandando in blocco il compressore. Questo è avvenuto in quanto le sonde vibrometriche hanno rilevato eccessive vibrazioni dovute alle onde di pressione generate e propagate all'interno del fluido.

Le sonde vibrometriche sono cinque, di cui quattro sono disposte radialmente (in direzione 'x' e 'y') sui due cuscinetti dell'albero e una è disposta assialmente (in direzione 'z') sul mozzo del compressore.

Di seguito (tab. 4.1.4.3) sono riportati gli scostamenti rilevati prima della fermata (in progetto) e durante il pompaggio (in fuori progetto).

Vibrazioni	Progetto	Fuori progetto
X <sub>1</sub> [μm]	11,85	22,26
Y <sub>1</sub> [μm]	11,85	34,35
X <sub>2</sub> [μm]	19,7	50,24
Y <sub>2</sub> [μm]	10,68	20,82
Z [mm]	-0,18	0,17

Tab. 4.1.4.3 Valori in progetto e in fuori progetto delle vibrazioni rilevate

Dopo essere stati acquisiti, i valori delle vibrazioni vengono messi a schermo sul DCS, sul quale è possibile visualizzare anche il loro andamento nel tempo, come appare nell'immagine seguente (fig. 4.1.4.7).

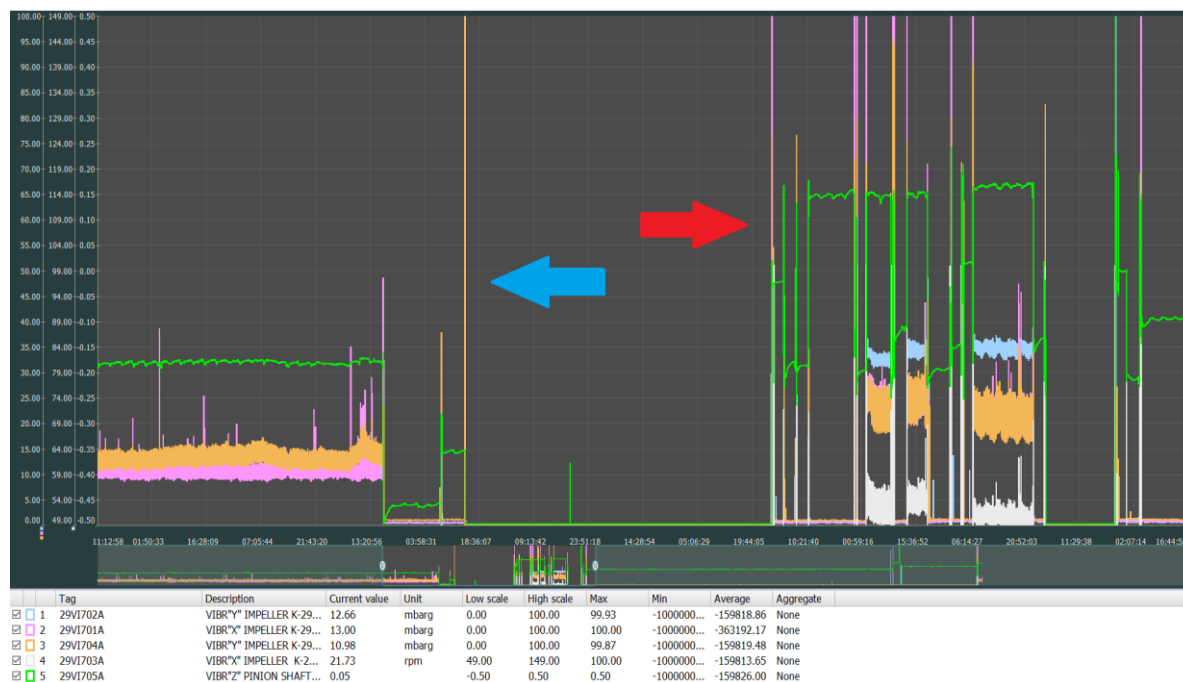


Fig. 4.1.4.7 Vibrazioni in normale esercizio e in pompaggio

È evidente che le vibrazioni dovute al fenomeno del pompaggio (freccia rossa) siano molto maggiori rispetto a quelle che interessano il compressore durante il normale esercizio (freccia blu).



#### 4.1.5. Possibili soluzioni

Inizialmente, la fermata dell'item è stata attribuita ad un guasto del sensore di rilevazione delle vibrazioni e non al cambio di setpoint  $W_2$  del controllore. Di conseguenza, prima di procedere su quest'ultimo sono state condotte delle indagini sugli accelerometri posizionati in corrispondenza della macchina, ma queste hanno dato esito negativo. I sensori in oggetto erano perfettamente funzionanti. Questo ha portato ad intervenire sulla logica del sistema anti-surge per controllare che non ci fossero state variazioni dei relativi parametri settati.

Per verificare ciò è stato modificato il valore di setpoint al controllore del sistema antipompaggio, ponendolo pari a:

$$W_2 = 1750 \text{ [mbar]}$$

Al riavvio, il compressore ha ripreso a lavorare nella zona di stabilità, non andando più in pompaggio e regolando correttamente secondo la pressione di mandata richiesta dal processo. Questo è dovuto al fatto che la BOV aveva ripreso a comunicare correttamente con l'IGV, in quanto il valore limite di riferimento  $W_2$  era cambiato ed era in linea con le esigenze dell'impianto.

Per avere ulteriore conferma del fatto che le problematiche riscontrate erano state dovute alla variazione del setpoint, è stato riportato il  $W_2$  al valore originario e riavviato il compressore. La macchina nuovamente è andata in pompaggio facendo attivare il sistema di sicurezza. Per cui si è riportato il setpoint al nuovo valore impostato precedentemente e l'item è stato messo in marcia definitivamente. Ora in nuovi parametri di progetto relativi all'esercizio del compressore, all'apertura dell'IGV e della BOV e ai valori della logica anti-surge sono i seguenti (tab. 4.1.5.1):

Nuovi parametri di progetto	
% di apertura dell'IGV	43
% di apertura della BOV	2
$W_1$ [m <sup>3</sup> /s]	2,15
$W_2$ [mbar]	1750
$K_1$ [-]	1,70
$K_2$ [-]	1025
$t_1$ [°C]	29,90
$T_1$ [K]	303,05
EXP [-]	0,284
$p_{2,abs}$ [mbar]	1703
$p_{1,abs}$ [mbar]	955
$Dp_F$ [mbar]	16,35
$X_1$ [m <sup>3</sup> /s]	3,87
$\dot{V}_{1um}$ [m <sup>3</sup> /s]	2,17
$a$ [Y/ $\dot{V}_1$ ]	2857
$b$ [Nm/kg]	50000
$Y$ [kJ/kg]	55,46

Tab. 4.1.5.1 Nuovi parametri di progetto del compressore, della logica anti-surge e di apertura dell'IGV e della BOV

Il grafico sottostante, invece, riportato nella fig. 4.1.5.1, mostra il nuovo punto di lavoro sulla caratteristica del compressore.

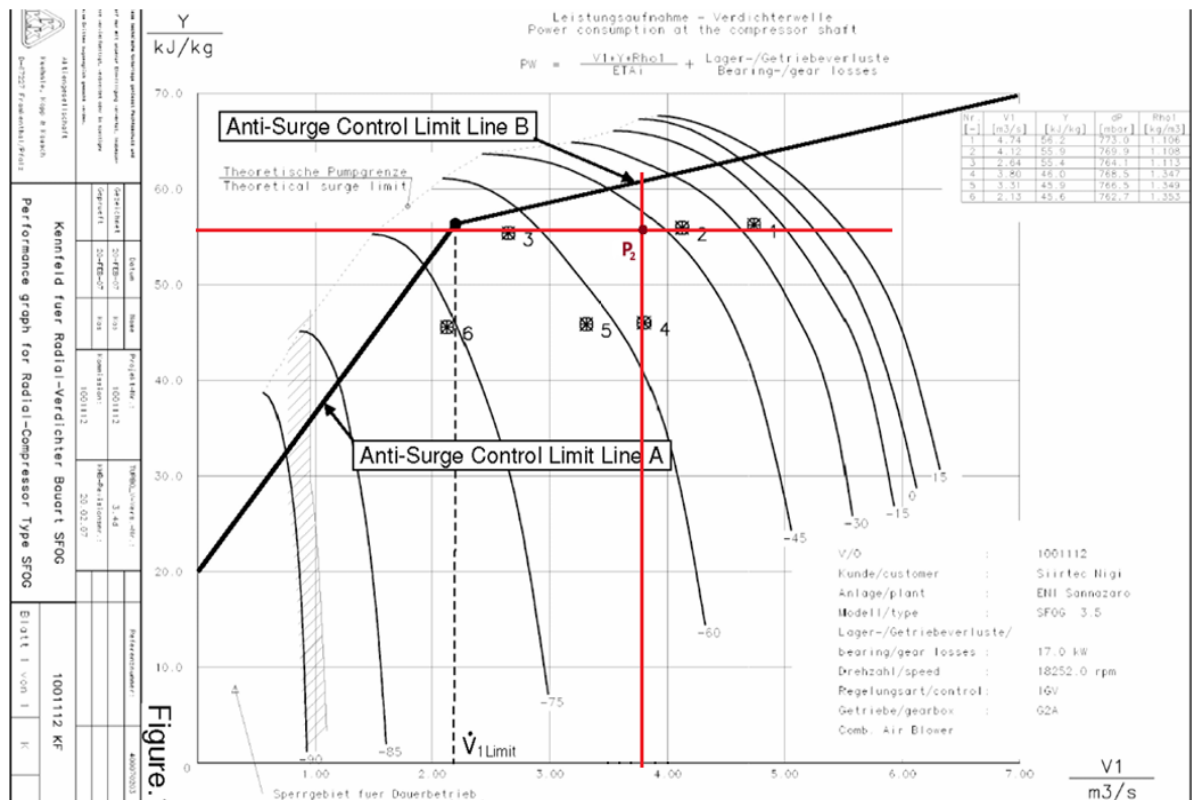


Fig. 4.1.5.1 Caratteristica del compressore con il nuovo punto di lavoro in progetto

#### 4.1.6. Miglioramenti futuri implementabili

Al fine di evitare che le problematiche riscontrate possano ripresentarsi in futuro, inficiando sull'efficienza dell'impianto, si potrebbero valutare delle migliorie da apportare al sistema.

Una soluzione potrebbe essere quella di rendere la logica anti-surge dinamica e non statica, in modo tale che il valore di setpoint  $W_2$  non venga impostato necessariamente dall'operatore, ma cambi automaticamente in base alle condizioni di lavoro del compressore. Questa modifica alla logica del sistema di antipompaggio risulterebbe fondamentale in quanto, stando alla politica manutentiva dei compressori centrifughi a cui si attiene la Raffineria di Taranto, sulla macchina in questione non viene effettuata una revisione generale annuale e quindi in occasione di ogni MTA (Maintenance TurnAround), al riavvio della macchina, si presenterebbe lo stesso problema. Invece, adottando tale soluzione la logica si adatterebbe alle condizioni di esercizio dell'item, aggiornando automaticamente il parametro di setpoint all'ultimo valore registrato. Questo farebbe sì che il sistema antipompaggio, al riavvio del compressore, regoli correttamente anche con una minore efficienza della macchina dovuta alla mancata revisione.

## 4.2 P-2006- Pompa centrifuga (Unità 2000)

### 4.2.1 Fotografia di impianto

Con il tag P-2006 A/B si indicano due pompe di processo centrifughe situate presso l'Unità 2000 ove avviene il recupero di zolfo tramite il processo Claus, visto durante la trattazione dell'item precedente. Le due pompe A e B presentano le stesse caratteristiche geometriche e fluidodinamiche, in quanto facenti parte di quegli item che dispongono di un componente *spare* da mettere in esercizio in caso di necessità (guasto o intervento di manutenzione programmato). Esse sono installate a valle dei serbatoi di stoccaggio di zolfo liquido (T-2002 A/B/C), per movimentare quest'ultimo verso ditte terze, ubicate al di fuori del perimetro della Raffineria, secondo accordi commerciali concordati da parte di Eni S.p.A. Per cui le due macchine in oggetto vengono impiegate in un circuito che può essere considerato aperto.

Nello schema seguente (fig. 4.2.1.1) vengono rappresentate le due pompe P-2006 A/B (evidenziate in rosso) installate presso il loro impianto di appartenenza, ovvero l'Unità 2000/2100.

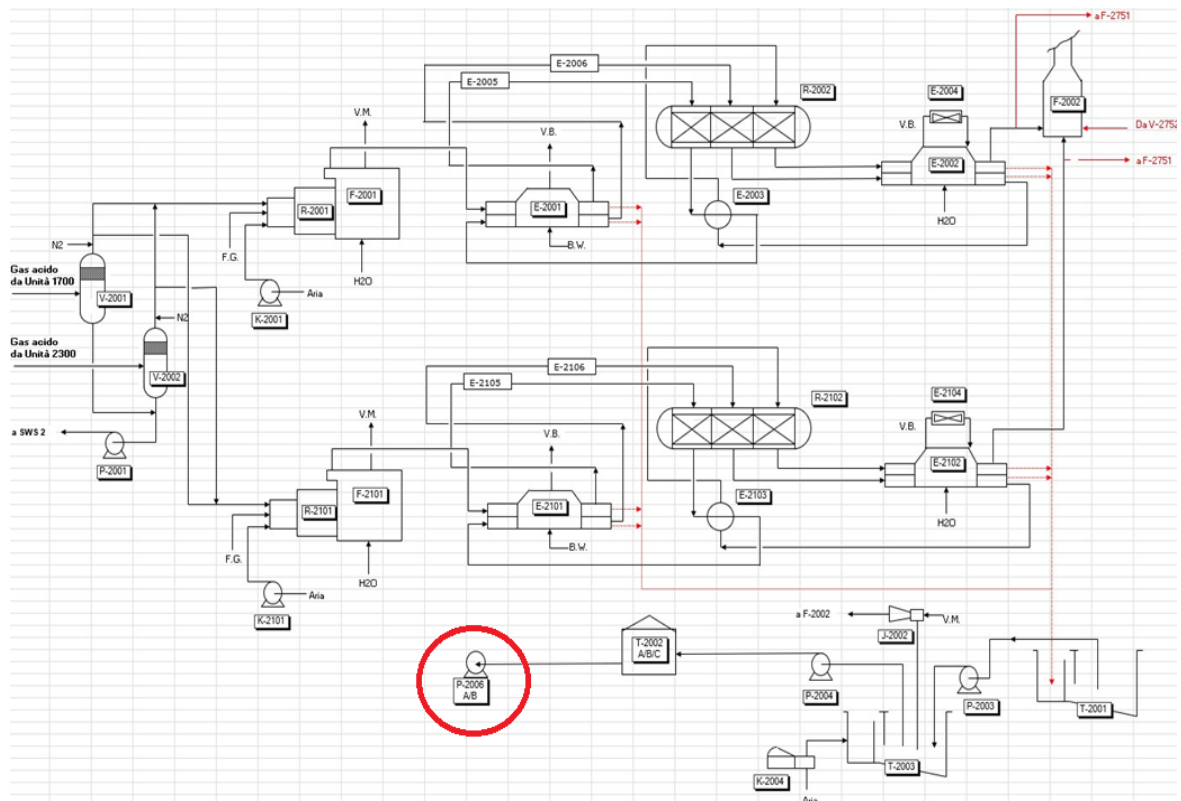
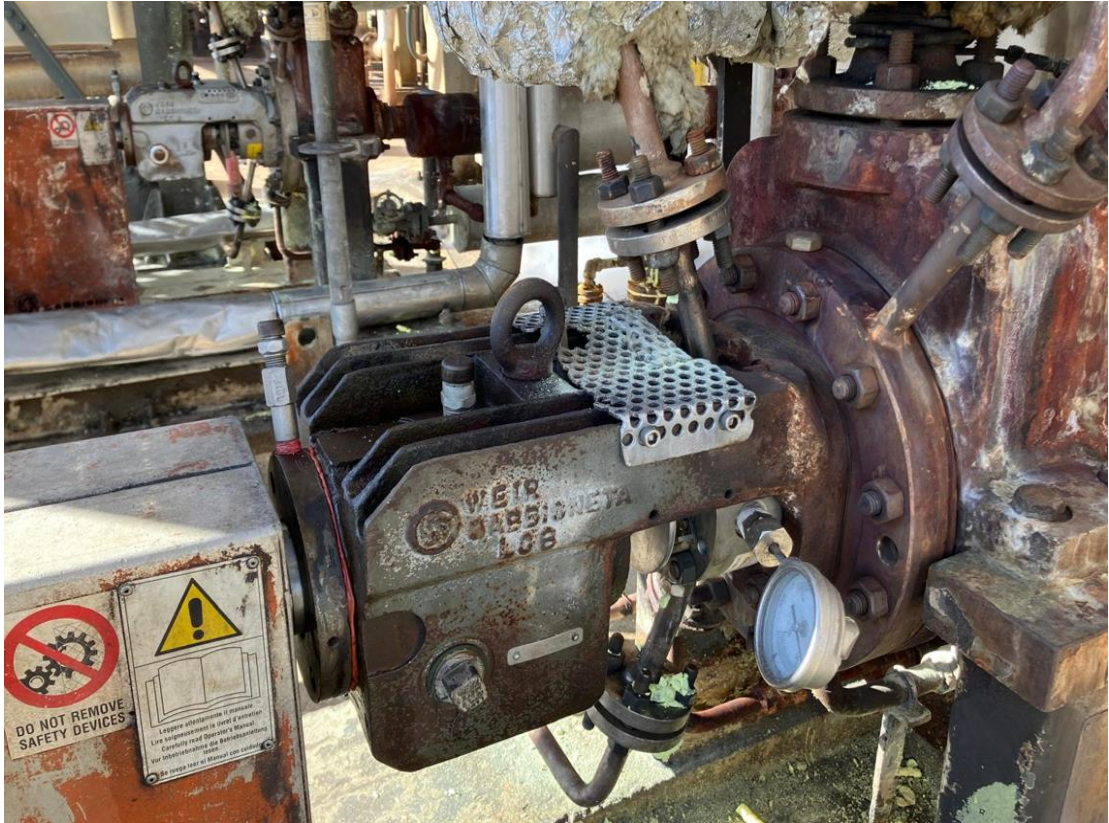


Fig. 4.2.1.1 Pompa P-2006 A/B installate presso l'Unità 2000/2100

Nelle immagini seguenti, invece, (fig. 4.2.1.2 a, b e c) è rappresentata la P-2006 A assieme al suo motore elettrico e alla linea di trasmissione.



a)



b)



c)

Fig. 4.2.1.2 Pompa P-2006 A: a) corpo pompa; b) linea di trasmissione; c) motore elettrico

#### 4.2.2 Caratteristiche progettuali

Le P-2006 A/B sono due pompe di processo centrifughe orizzontali e a sbalzo impiegate per servizi pesanti di raffineria e petrolchimici. Appartengono alla famiglia delle pompe R, che sono progettate per poter lavorare ad alte temperature, fino a 450°C e nella maggior parte dei casi senza raffreddamento ad acqua, e pressioni di lavoro massime di 210 bar. Le bocche di aspirazione e di mandata sono orientate rispettivamente secondo l'asse e verso l'alto, ma su richiesta possono essere fornite con diverso orientamento. Il corpo pompa può essere dotato anche di volute doppie (per bocche di mandata >2"), che consentono di ridurre al minimo i carichi radiali e le frecce dell'albero, a favore della vita della tenuta meccanica. Le pompe R sono dotate di una girante a singola aspirazione e sono caratterizzate da bassi valori di NPSH (Net Positive Suction Head), normalmente richiesti per il tipo di applicazione per il quale sono utilizzate. Il rotore è supportato da cuscinetti a rotolamento e gli alberi sono progettati in modo che la prima velocità critica del rotore sia notevolmente superiore alla velocità di rotazione, in un ampio campo di portate. Nella fig. 4.2.2.1 è riportato il disegno tecnico degli item P-2006 A/B con il corpo pompa indicato in rosso. La tab. 4.2.2.1, invece, mostra i parametri di design e il punto nominale in corrispondenza del quale le pompe P-2006 A/B dovrebbero lavorare esercendo zolfo liquido. Operando in tale punto si verificherebbero le condizioni ottimali di funzionamento che assicurerebbero la stabilità operativa. Tuttavia, è possibile che la macchina possa lavorare anche in un punto differente,

esercendo una portata maggiore o minore rispetto a quella nominale, secondo la curva caratteristica rappresentata nella fig. 4.2.2.2.

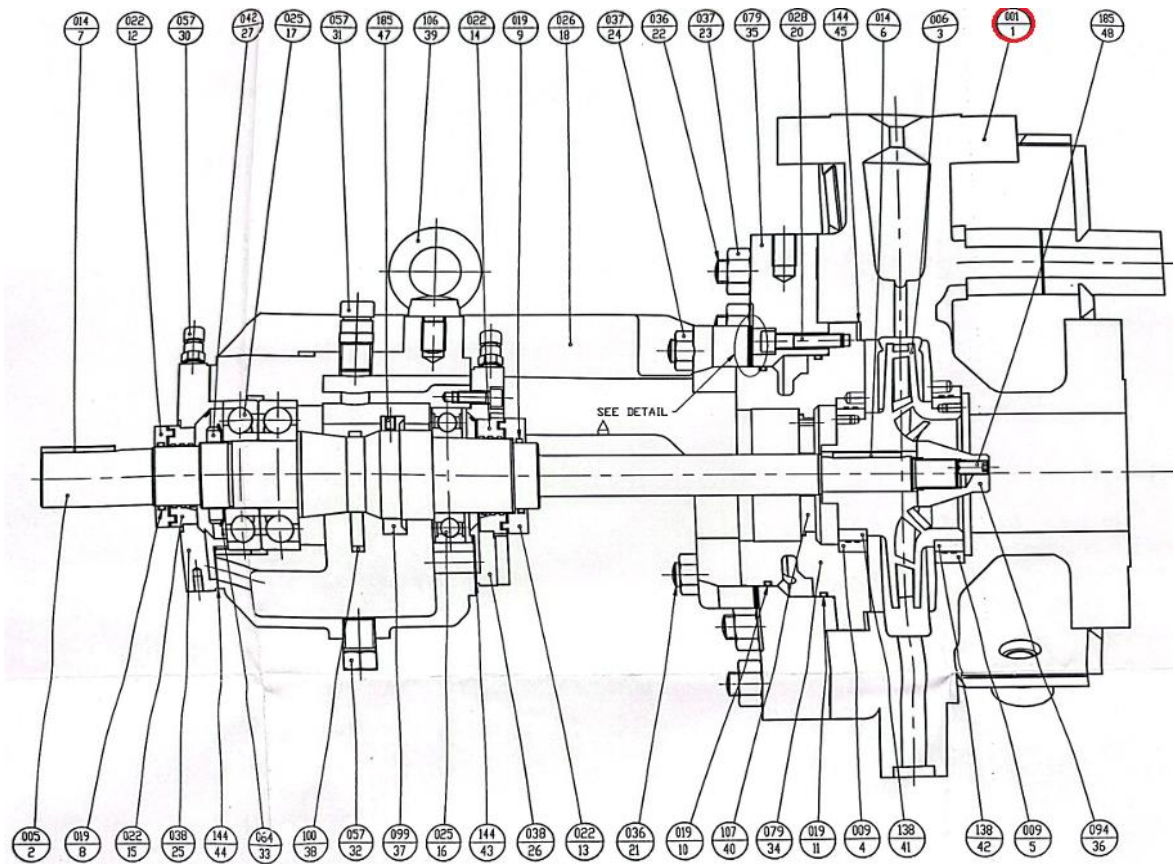


Fig. 4.2.2.1 Disegno tecnico delle pompe P-2006 A/B

DATI GENERALI				
SERVIZIO	Trasferimento zolfo liquido		<input type="checkbox"/> VERTICALE <input checked="" type="checkbox"/> ORIZZONTALE <input type="checkbox"/> IN LINEA	
N° RICHIESTO	2		PESO NETTO POMPA+MOTORE+BASE	Kg
IN SERVIZIO	1 TIPO MOTRICE	Motore elettrico	ISTALLAZIONE OUTDOOR	SI
DI RISERVA	TIPO MOTRICE	....	CODE	API 610 last ed.
CONDIZIONI DI FUNZIONAMENTO				
LIQUIDO POMPATO	Zolfo(1)	PORTATA	m <sup>3</sup> /h MIN. NORM. 21 PROG. 26	
CORROS.	H <sub>2</sub> S(2)	NPSHr	2,2 RIFERITO A TUB. ASP. Φ LUNGH.	
SOLIDI	NO	PRESS. ASPIR. Kg/cm <sup>2</sup>	MIN 0,9 MAX 2,7	
TEMPERATURA DI ESERCIZIO	°C	148	PRESS. MAND. / SHUT OFF NORM	kg/cm <sup>2</sup> 7,6
TEMPERATURA DI PROGETTO	°C	180	PRESSIONE DIFFERENZIALE NORM	kg/cm <sup>2</sup> 6,7
VISCOSITA' ALLA T.E.	cP	6,80	PREVALENZA	m 38,1
MASSA VOL. NORM/MAX	kg/m <sup>3</sup>	1760	PRESSIONE DI PROGETTO MIN.	kg/cm <sup>2</sup> 30barG@180°C
TENSIONE DI VAPORE ALLA T.E.	kg/cm <sup>2</sup> abs	Trasc	PRESS. IDROSTATICA COLLAUDO CASSA	kg/cm <sup>2</sup> 52 barG
NPSH DISPONIBILE	m	>7	MIN. FLUSSO CONTINUO	m <sup>3</sup> /h Fornitore
HYDRAULIC PERFORMANCE				
	Rated	Tested	Actual Deviation +/- %	Acceptance Tol. +/- %
Flow [m <sup>3</sup> /h]	26	25.96	-0.17	-
Head [m]	38.1	38.87	2.01	-2 +5
Power [kW]	8	7.92	-0.98	+4
NPSHR 3% [m]	2.2			+0
Shut Off Head [m]	42.5	42.95	1.07	-10 +10
Speed [rpm]	2930	2935	0.17	-3 +3

Tab. 4.2.2.1 Punto nominale della pompa P-2006 A/B

Pump Serial No.	83237 A	Pumped Liquid	ZOLFO	Curve No.	152709
Size and Type	R 175/38 GN1	Density	1.760 [kg/dm <sup>3</sup> ]	Rated Point	
No. of Stages	1	Temperature	180.0 [°C]	Flow [m <sup>3</sup> /h]=	26.0
Speed, RPM	2930	Viscosity	6.9 [cP]	Head [m]=	38.1
Impeller No.	37005.GN	Impeller Eye Diameter	74 [mm]	NPSHR [m]=	2.2
				Power [kW]=	8.0
				Calculated Efficiency %:	59.37

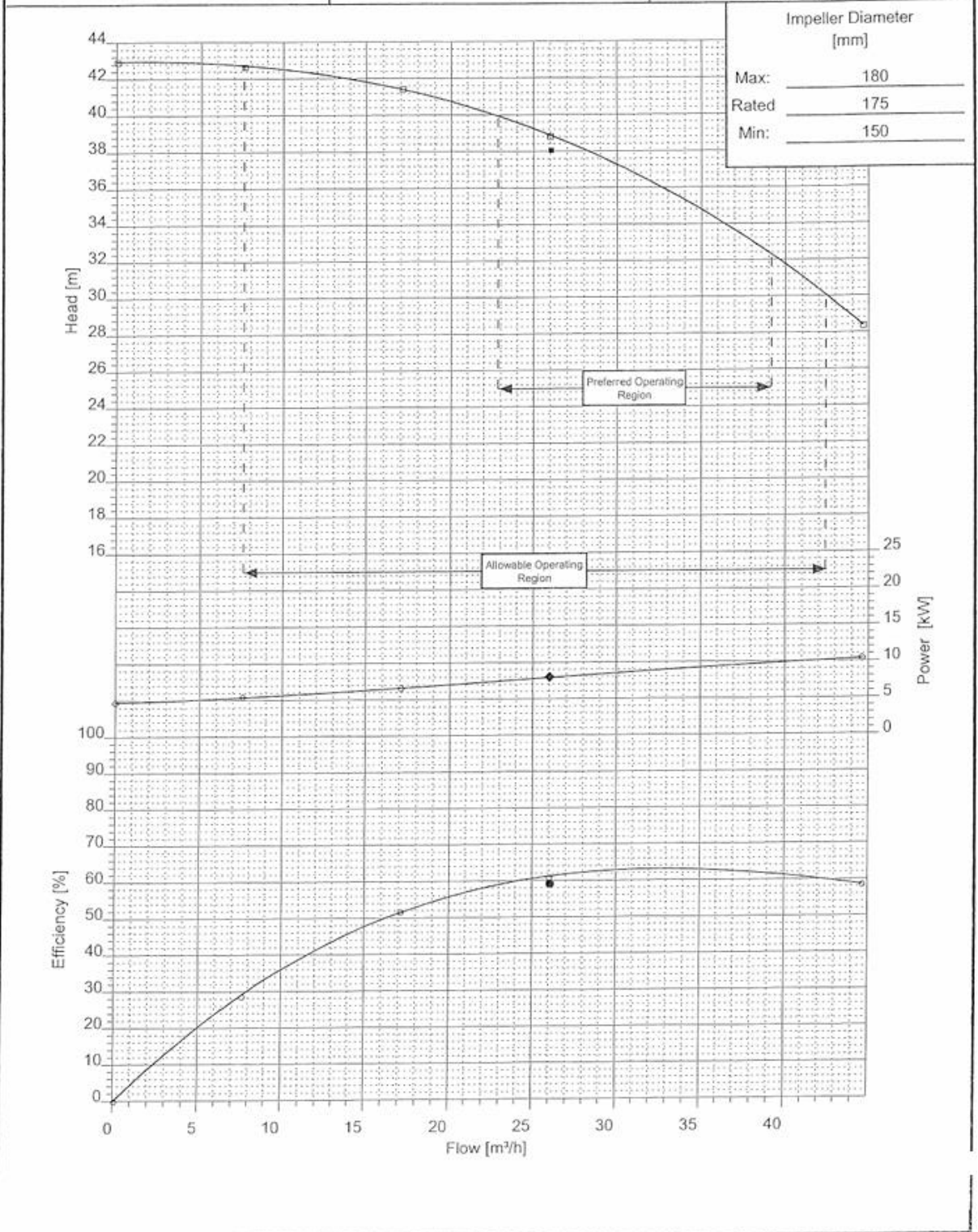


Fig. 4.2.2.2 Curva caratteristica delle pompe P-2006 A/B centrifughe

### 4.2.3 Problematiche riscontrate

Le problematiche che sono state riscontrate, che hanno comportato l'arresto della macchina e il conseguente intervento manutentivo, hanno interessato l'item A. Per cui la trattazione della pompa P-2006 farà riferimento all'item pocanzi citato. Ciò che è stato inizialmente rilevato è una copiosa perdita di zolfo allo stato liquido tra le facce della tenuta (fig. 4.2.3.1), con conseguente solidificazione in loco dello stesso prodotto.

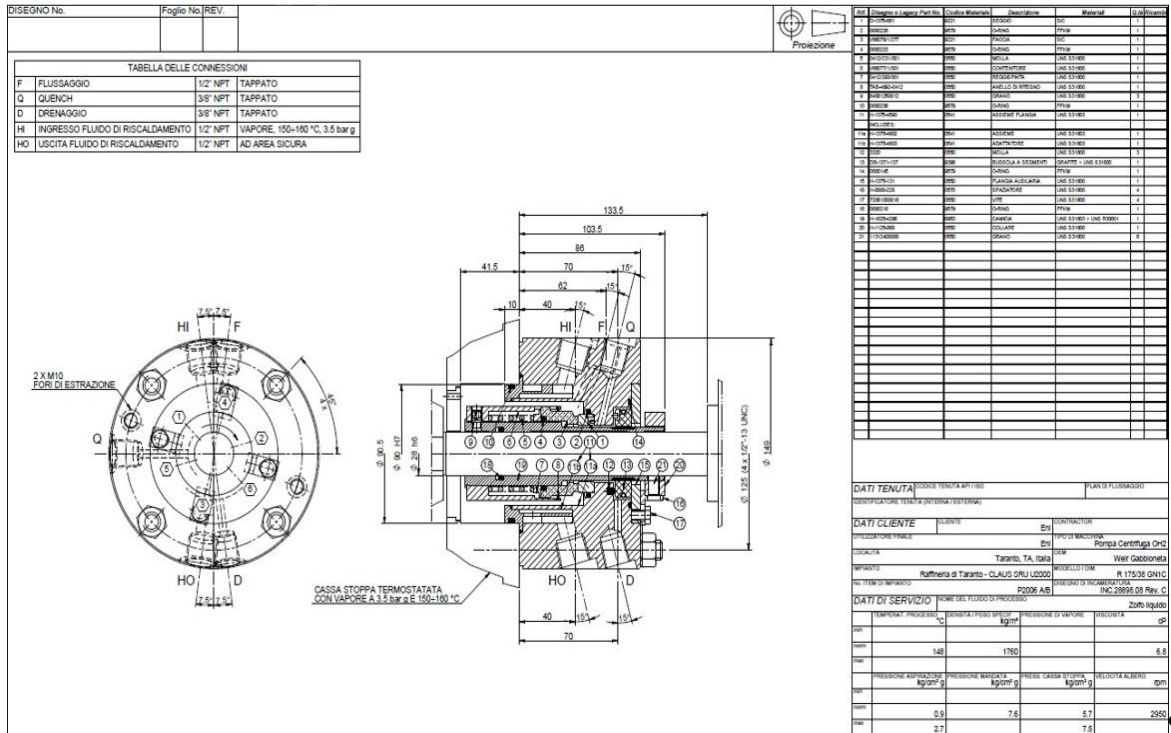


Fig. 4.2.3.1 Tenuta della pompa P2006 A

Per tale motivo, la pompa è stata subito arrestata e isolata dal circuito dell'impianto (chiudendo la valvola di intercetto in aspirazione e mandata) ed è stato messo in marcia l'item spare (P-2006 B). Dopodiché, prima di estrarre il corpo pompa per sottoporlo a manutenzione sono stati drenati i residui di prodotto depositatisi al suo interno.

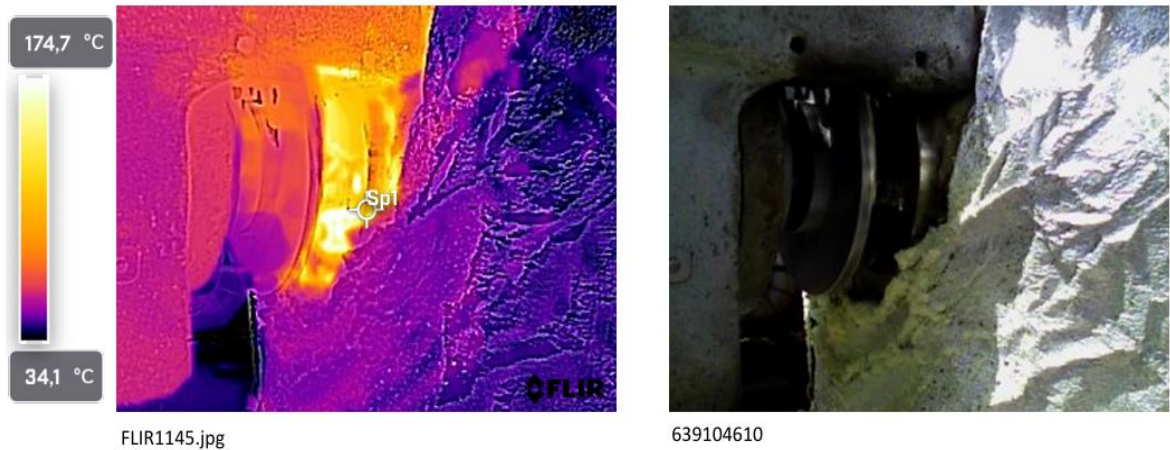
- Gli interventi che sono stati eseguiti sono i seguenti:
- la tenuta è stata revisionata dal costruttore della stessa ed è stato installato un termometro al fine di monitorare la temperatura dello zolfo all'interno della macchina;
  - sulle tubazioni di mandata di entrambe le pompe A/B sono stati sostituiti i manometri per avere il monitoraggio corretto dei parametri dei due item.

Infine, l'item A è stato rimesso in marcia.

- Dopo circa 24h la pompa ha presentato le seguenti anomalie:
- sovra potenza assorbita dalla pompa pari a 11 kW contro gli 8kW previsti in condizioni di normale funzionamento (dati di design);



- oscillazione della pressione in mandata dai 3 ai 6 bar contro i 6 bar previsti da datasheet;
- fuoriuscita di prodotto tra le facce della tenuta;
- temperatura del corpo pompa superiore ai 180°C massimi previsti in condizioni di progetto. Di seguito è riportata l'immagine (fig. 4.2.3.2) della termografia effettuata sul corpo pompa, che mostra la temperatura raggiunta dalla macchina in corrispondenza della tenuta.



Parameters		File information		Camera information	
Emissività	0,95	Nome file	FLIR1145.jpg	Modello termocamera	FLIR E8xt Wifi
Distanza	1,00 m	Dimensioni file	194 KB	Obiettivo	FOL7
Temp. riflessa	23,0 °C	Larghezza	320	Numero di serie della termocamera	639104610
Temp. atmosferica	20,0 °C	Altezza	240	Filtra	
Umidità relativa	50,0%	Temp. minima	31,3 °C	Intervallo max.	250,0 °C
Temp. ottiche esterne	20,0 °C	Temp. massima	184,6 °C	Intervallo min.	-20,0 °C
Trasm. ottiche	1,00			Campo visivo	44,98

*Fig. 4.2.3.2 Termografia che indica una temperatura in corrispondenza della tenuta superiore a 180°C*

Le problematiche sono state riscontrate in quanto lo zolfo è un prodotto molto difficile da gestire a causa del suo ristretto intervallo di temperatura utilizzabile. Il suo punto di fusione è di 119°C, ma per poter sfruttare le migliori condizioni di viscosità, che lo rendono più facile da gestire, è necessario riscaldarlo ad una temperatura compresa tra i 132°C e i 146°C, con un range ottimale di 138-140°C, che assicuri un certo margine di sicurezza. Al di sopra di 149°C la viscosità dello zolfo allo stato liquido tende ad aumentare e a temperature superiori ai 158°C cresce esponenzialmente come è mostrato nella tab. 4.2.3.2.

Table 1 Molten Sulfur Viscosity

°C	°F	cP
123	253.4	10.94
135.5	275.9	8.66
149.5	301.1	7.09
156.3	313.3	7.19
158.8	317.8	7.59
159.2	318.6	9.48
159.5	319.1	14.45
160	320	22.83
160.3	320.5	77.32
165	329	500
171	339.8	4500
184	363.2	16000
190.5	374.9	19700
197.5	387.5	21300
200	392	21500
210	410	20500
217	422.6	19100
222	431.6	18600
121	249.8	9.94
Note 1		9.92
Note 2		11.4
Note 3		10.27

Note 1 – after 1 hour standing at 249.8°F

Note 2 – after many hours standing at 392°F and cooled to 249.8°F

Note 3 – after further standing 1 hour at 249.8°F

Tab. 4.2.3.2 Viscosità dello zolfo in funzione della temperatura

A valle delle varie anomalie verificatesi, la pompa è stata nuovamente arrestata, ma questa volta l'attenzione non è stata più posta su eventuali problematiche meccaniche, bensì sulle linee di aspirazione e mandata della pompa e sulle linee di tracciatura del vapore di bassa pressione (pressione vapore: 3,5 bar; temperatura vapore: 200°C). Queste ultime assicurano il mantenimento della temperatura ideale dello zolfo liquido (con viscosità tra i 6,9-7,9 cP) all'interno delle tubazioni, al fine di evitare problemi legati alla resistenza del prodotto dovuta ad una viscosità maggiore di quella ottimale.

#### 4.2.4 Analisi di guasto

A seguito dell'analisi effettuata sulle linee di aspirazione e mandata della pompa (tramite radiografia) è stata riscontrata un'ostruzione nel condotto di mandata dovuta alla solidificazione e alla sedimentazione dello zolfo in loco. Pertanto, è stata condotta un'analisi più approfondita per indagare sulle cause che hanno portato il prodotto a solidificare, al fine di evitare che tale problema si potesse ripresentare in futuro.

Ne è emerso che la causa è da attribuire allo scorretto allineamento delle linee di media e bassa pressione, che vengono utilizzate per riscaldare lo zolfo e mantenerlo ad una temperatura tale da avere la giusta viscosità. Nello specifico, tali linee vengono regolate tramite delle valvole di intercetto che vengono aperte o

chiuso a seconda della direzione in cui si vuole far convogliare il vapore di media o bassa pressione. Solitamente, la linea di bassa pressione viene utilizzata per riscaldare lo zolfo lungo i condotti di passaggio e nel corpo pompa, mentre la linea di media pressione viene impiegata per riscaldare i serbatoi di stoccaggio dello stesso prodotto. Si evince che l'ostruzione del condotto di mandata della macchina sia avvenuta a causa dell'apertura della linea di media pressione, che ha fatto riscaldare eccessivamente il prodotto, portandolo alla solidificazione.

Questo ha comportato un'oscillazione della pressione in mandata, ma soprattutto ha creato un rallentamento del fluido, portandolo a permanere per più tempo all'interno del corpo pompa con conseguente ulteriore innalzamento della temperatura (maggiore di  $200^{\circ}\text{C}$ ) (fig. 4.2.4.1). Questo ha provocato il danneggiamento e la rottura definitiva della tenuta (fig. 4.2.4.2), e, di conseguenza, una copiosa perdita di zolfo. Allo stesso tempo, il riscaldamento eccessivo del prodotto ha determinato un aumento della sua viscosità (basti pensare che a  $150^{\circ}\text{C}$  la viscosità dello zolfo è pari a 7.09 cP mentre a  $200^{\circ}\text{C}$  la viscosità raggiunge i 21500 cP), al punto da rendere più faticoso il pompaggio e determinando una maggiore potenza assorbita dalla pompa.



*Fig. 4.2.4.1 Termometro installato sulla flangia della tenuta per misurare la temperatura dello zolfo*



*Fig. 4.1.4.2 Rottura della tenuta (della guarnizione in alto e dell'anello in basso)*

#### **4.2.5 Possibili soluzioni**

Alla luce delle problematiche presentatesi, le soluzioni adottate sono state molteplici. Innanzitutto, il condotto di mandata della pompa è stato ripristinato, ovvero è stato rimosso il residuo di zolfo che comportava l'ostruzione dello stesso canale.

In secondo luogo, è stata ispezionata nuovamente tutta la linea di tracciatura del vapore e quella di bassa pressione è stata allineata correttamente con la linea dell'item. Infine, è stata sostituita anche la tenuta della macchina con una non ammalorata e la pompa è stata rimessa in marcia. Questi interventi manutentivi hanno eliminato il problema dell'oscillazione della pressione di mandata e della fuoriuscita di prodotto dalle facce della tenuta.

Tuttavia, nonostante siano stati adottati tutti i dovuti accorgimenti, la temperatura del corpo pompa e la potenza assorbita dalla macchina risultavano ancora piuttosto elevati. Tali problemi sono da ricondursi al fatto che riscaldare lo zolfo fino ad una temperatura ottimale, risulta un'operazione alquanto difficile da portare a termine, sia perché è molto sensibile alle variazioni di temperatura esterna e sia perché il range che conferisce allo zolfo la migliore viscosità è molto ristretto.

Alla luce di ciò, sono stati eseguiti altri due interventi: onde evitare che la tenuta appena sostituita potesse danneggiarsi e rompersi nuovamente è stata rimossa la coibentazione della pompa, in modo tale da far disperdere il calore in eccesso generato dal fatto che la macchina lavorava con maggiore difficoltà il prodotto più solido; in secondo luogo, per facilitare l'esercizio della pompa, è stato installato un motore elettrico che fornisce una maggiore potenza (15 kW contro gli 11 kW richiesti dall'item), evitando anche l'attivazione del relé magnetotermico.

Attualmente lo zolfo raggiunge una temperatura di 130°C e, nonostante non rientri nel range ottimale di lavorazione, le soluzioni che sono state adottate risultano efficaci. Infatti, la temperatura del corpo pompa si è abbassata, riducendo il rischio di rottura della tenuta con conseguente fuoriuscita di zolfo, e il motore elettrico riesce a fornire alla macchina la potenza necessaria per lavorare il prodotto, malgrado la sua densità sia sfavorevole per la lavorazione.

#### **4.2.6 Miglioramenti futuri implementabili**

Poiché la pompa P-2006 esercisce un prodotto difficile da gestire, si potrebbe pensare di attuare delle migliorie da implementare in futuro, che possano assicurare la continuità di funzionamento della macchina e dell'intera linea di movimentazione dello zolfo.

Il primo intervento che si potrebbe realizzare è quello di sostituire la tenuta attualmente installata sulla P-2006 A (R 175/38 GN1) con una più idonea all'esercizio di un fluido viscoso. La R 175/38 GN1 è una tenuta singola non particolarmente adatta per essere impiegata nelle pompe che eserciscono zolfo, a causa della tendenza di quest'ultimo a solidificare facilmente. Per tale motivo, potrebbe essere sostituita con una tenuta le cui caratteristiche costruttive più si prestano a far lavorare la macchina con prodotti viscosi, evitando che essa possa raggiungere temperature elevate, che porterebbero alla rottura dei componenti

meccanici più fragili. Tuttavia, la tenuta sostituita quella attualmente installata è ancora oggetto di studio.

La seconda soluzione che si potrebbe adottare è quella di installare un circuito olio, mantenuto ad una specifica temperatura, che possa riscaldare lo zolfo in maniera più fine e controllata. Questo sistema andrebbe a sostituire e quindi a modificare l'attuale linea di tracciamento vapore utilizzata per il medesimo scopo, comportando costi notevoli per la realizzazione. Pertanto, prima di attuare tale soluzione bisognerebbe effettuare un'analisi di fattibilità tecnica ed economica per valutare se il progetto sia effettivamente realizzabile, sia dal punto di vista tecnico che economico.

Diversamente da quest'ultimo, meno dispendioso risulta il terzo intervento migliorativo che si è pensato di effettuare. Questo consiste nell'inserimento di un sistema di regolazione del flusso e della temperatura del vapore all'ingresso della tenuta, tramite una valvola automatica di regolazione (quindi sostituendo le attuali valvole manuali), in modo tale che possano essere raggiunte le condizioni ottimali per riscaldare lo zolfo fino alla temperatura ideale (138-140°C). Ciò eviterebbe che il prodotto solidifichi causando problemi all'intero corpo pompa e, nello specifico, alla tenuta.

## 4.3 P-3290- Pompa centrifuga (Unità 3200)

### 4.3.1 Fotografia di impianto

Il tag P-3290 A/B/C indica tre pompe centrifughe situate presso l'Unità 3200 (Area Serbatoi Bitume) dove vengono stoccati i residui delle lavorazioni di greggio, per poi essere lavorati ulteriormente presso altre unità. Le tre pompe A/B/C sono uguali dal punto di vista fluidodinamico e geometrico, ma solo una delle tre funge da componente *spare*, in quanto le altre due sono impiegate contemporaneamente (in parallelo) per la movimentazione dei residui verso unità differenti. Le P-3290 hanno la possibilità di trasportare due prodotti diversi: il residuo vacuum (RV) in carica all'RHU (alla colonna di distillazione C-4142) e il residuo atmosferico (RA) in carica alla CDU (alla colonna di distillazione primaria C-101). In termini di viscosità i due prodotti sono abbastanza dissimili, per cui, onde evitare che si verifichi uno scorretto funzionamento di una delle due pompe impiegate, a causa del diverso fluido elaborato rispetto a quello definito in fase di progetto, sarebbe opportuno in futuro differenziare le pompe che trasferiranno solo RA da quelle che movimenteranno solo RV.

Di seguito si riportano alcune informazioni relative all'esercizio delle pompe e dell'impianto correlato:

- P-3290 per movimentazione di RV:
  - in ingresso all'RHU la viscosità massima del fluido deve essere inferiore a 1000°E;
  - la portata massima di design dell'impianto RHU è pari a 160 t/h, corrispondente a circa 160 m<sup>3</sup>/h (considerando una densità media di 1000

kg/m<sup>3</sup> del RV), per cui, in futuro, difficilmente potrà essere richiesto alle pompe in oggetto di esercire oltre tale capacità;

- P-3290 per movimentazione di RA:
  - la portata massima di residuo all'ingresso del CDU è pari a 104 m<sup>3</sup>/h.

Di seguito (fig. 4.3.1.1) viene riportato lo schema dell'Unità 3200 in cui sono installate le pompe P-2006 A/B/C, mentre nell'immagine successiva (fig. 4.3.1.2) è raffigurato l'item A che ha presentato l'anomalia di funzionamento.

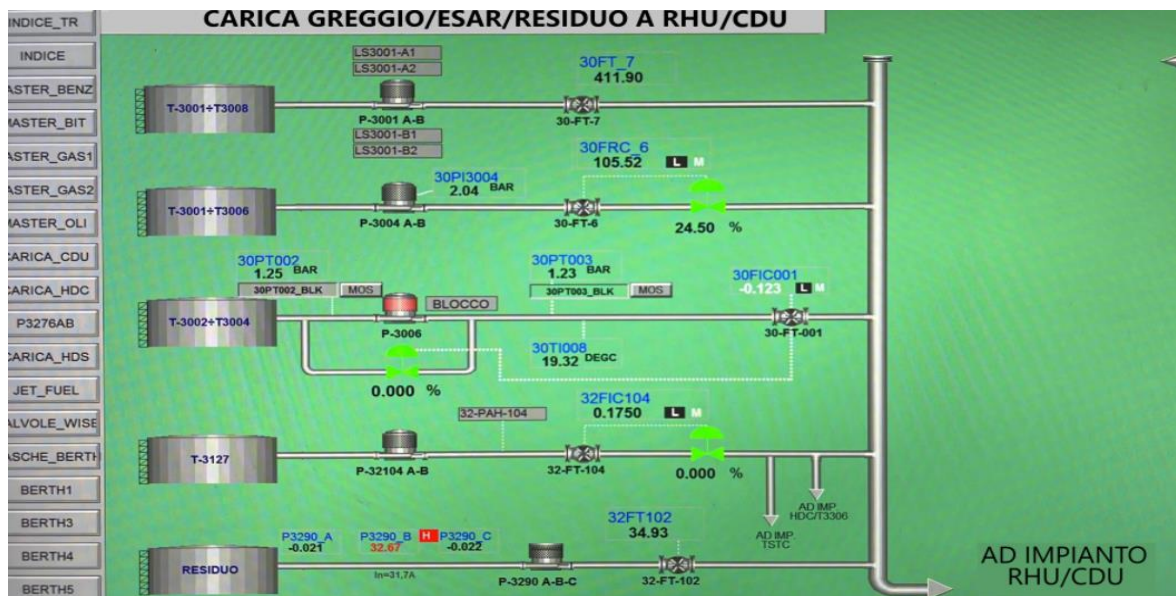


Fig. 4.3.1.1 Schema di impianto dell'Unità 3200 con P-3290 A/B/C



Fig. 4.3.1.2 Pompa P-3290 A (motore elettrico a sinistra e corpo pompa al centro e a destra)

### 4.3.2 Caratteristiche progettuali

Le P-3290 A/B/C sono tre pompe centrifughe orizzontali a singolo stadio e con albero a sbalzo sovradimensionato, che sono state progettate appositamente per servizi pesanti di raffineria, processi chimici, petrolchimici e servizi di acqua surriscaldata. Le suddette pompe

sono del tipo HNI, con diametro della girante pari a 358 mm, e con aspirazione assiale e mandata rivolta verso l'alto.

Un aspetto interessante delle P-3290 A/B/C è la presenza di un *inducer* in corrispondenza della bocca di aspirazione. Questo elemento costruttivo è costituito da una girante ad elica inserita in serie alla pompa, il cui scopo è quello di avvitare e guidare il flusso verso le palette mobili della macchina, impedendo che si verifichi il fenomeno della cavitazione. Infatti, l'installazione di un inducer rientra tra i miglioramenti costruttivi adottati per diminuire il  $NPSH_{min}$  richiesto dalla pompa, in modo che sia minore rispetto al  $NPSH_{disp}$  imposto dal circuito. La condizione  $NPSH_{disp} > NPSH_{min}$  deve essere necessariamente rispettata al fine di evitare che si verifichi il fenomeno della cavitazione. Quest'ultimo consiste nel passaggio di stato da liquido a vapore del prodotto esercito dalla pompa, con formazione di bolle (cavità), che implodono causando danni strutturali alle componenti della macchina (ad es. le pale della girante). Poiché tale fenomeno comporta un importante impatto a livello economico per l'eventuale intervento manutentivo o per la sostituzione del componente danneggiato, si cerca di adottare delle soluzioni migliorative per evitare che esso si verifichi. Nella fig. 4.3.2.1 è rappresentata la variazione del  $NPSH_{min}$  di una pompa nel caso in cui questa presenti o meno l'Inducer.

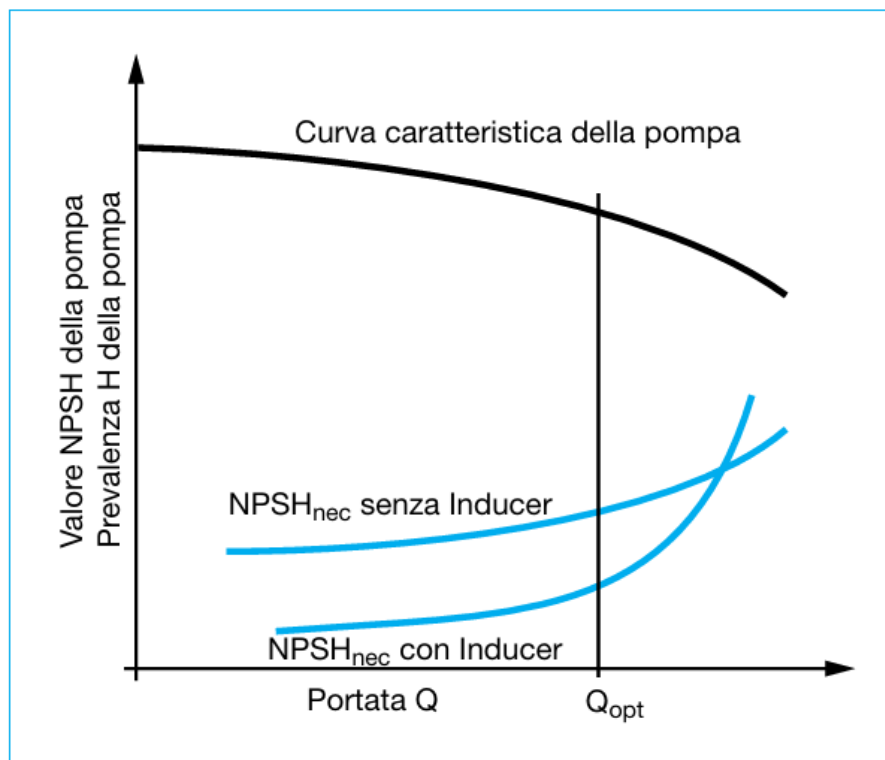


Fig. 4.3.2.1 Influsso di un Inducer (girante in serie) su  $NPSH_{min}$

Nella fig. 4.3.2.2, invece, è riportato il disegno tecnico degli item P-3290 A/B/C in cui è possibile distinguere l'Inducer (in viola) in serie alla bocca di aspirazione



assiale, la girante (in verde) e il diffusore con la bocca di mandata verso l'alto (in giallo).

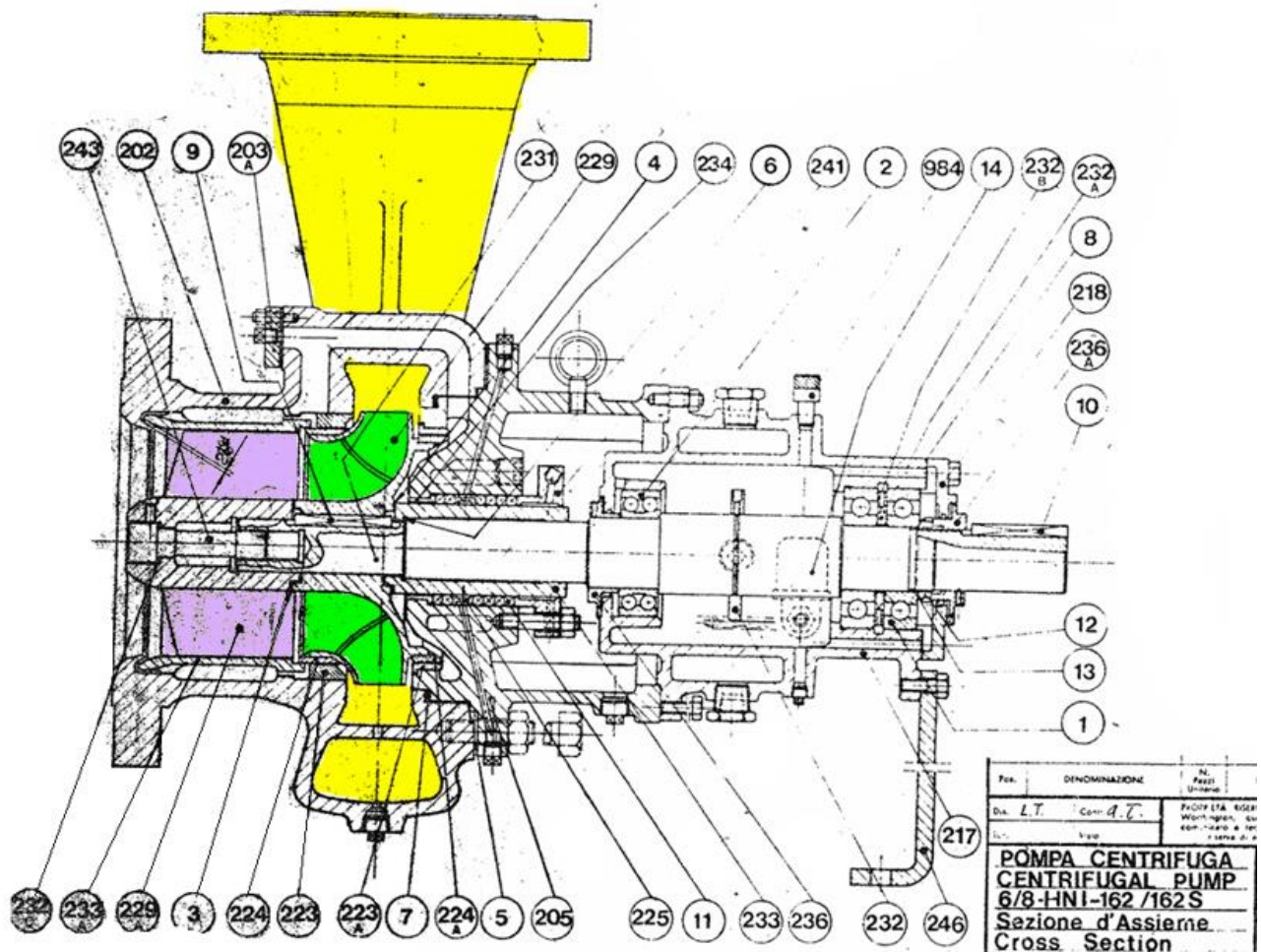


Fig. 4.3.2.2 Disegno tecnico delle pompe P-3290 A/B/C

Le pompe in oggetto sono state progettate per lavorare esclusivamente secondo i dati di design previsti dalla casa costruttrice e riportati nella fig. 4.3.2.3. Questi comprendono specifici limiti di portata, velocità, pressione e temperatura per i quali si hanno le condizioni di funzionamento ottimali delle pompe per lavorare la tipologia di prodotto considerato (olio combustibile denso). Lavorare oltre tali limiti sottoporrebbe le macchine a sforzi e sovraccarichi, che esse non sarebbero in grado di sopportare, portandole alla messa fuori servizio e ad una eventuale rottura delle componenti più fragili (ad es. le tenute).

Tuttavia, le pompe sono macchine che spesso sono tenute a lavorare in condizioni differenti rispetto a quelle nominali e lo fanno adattandosi al circuito presso il quale vengono installate.

Pertanto, sulla curva di funzionamento della macchina si avrà un diverso punto di lavoro, dato dall'intersezione della caratteristica della pompa con la curva propria del circuito. Nel caso in esame, quest'ultima non è nota, ma è possibile risalire al punto operativo sul diagramma della prevalenza conoscendo la portata volumetrica richiesta dall'impianto. Inoltre, le curve fornite dalla casa costruttrice sono solo quelle relative all'acqua come fluido esercito dalla pompa, mentre quelle

corrispondenti ad un diverso fluido viscoso sono ottenibili da parametri di funzionamento rilevabili durante l'esercizio della macchina.

Nella fig. 4.3.2.4 sono rappresentate le curve caratteristiche delle P-3290 A/B/C relative alla potenza assorbita, al rendimento e alla prevalenza considerando come fluidi eserciti sia l'acqua sia un fluido più viscoso. Per entrambi i prodotti elaborati viene raffigurata la zona di lavoro ottimale entro la quale le P-3290 A/B/C garantiscono le migliori prestazioni per la tipologia di prodotto elaborato.


 <b>WORTHINGTON NORD</b> SPA DESIO		CLIENTE - CUSTOMER: <u>INDUSTRIA ITALIANA PETROLI</u> Ubicazione impianto - Plant location: <u>TARANTO</u>	
CARATTERISTICHE PRINCIPALI - MAIN SPECIFICATIONS			
<b>POMPA - PUMP</b>			
Tipo (Type) <u>8 HNI 162</u>		Matricola (Serial No.) <u>D.42968 +70</u>	
Servizio (Service) <u>OLIO COMBUSTIBILE DENSO A SERBATOIO</u>		Contrassegno (Item) <u>P3290 A/B/C</u> Commessa (Order) <u>10-10639</u>	
DATI DI PROGETTO - DESIGN DATA			NOTE
Fluido pompato (Liquid handled) <u>OLIO COMBUST. DENSO</u>			
Temperatura esercizio (Operating temperature) _____ °C		<u>65</u>	
Viscosità max. (Max viscosity) _____ cs.		<u>180</u>	
Peso specifico (Specific weight) _____ Kg/dm <sup>3</sup>		<u>0,85</u>	
Pressione aspirazione (Suction pressure) _____ m.		<u>9,6</u>	
Pressione mandata (Discharge pressure) _____ m.		<u>148,9</u>	
Prevalenze man. totale (Total dynamic head) _____ m.		<u>139,3</u>	
Portata contrattuale (Capacity) _____ m <sup>3</sup> /h		<u>450</u>	
N.P.S.H. A/R _____ m.		<u>9,6/3</u>	
Velocità (Speed R.P.M.) _____ giri/l'		<u>2950</u>	
Potenza assorbita (Input HP) _____ HP		<u>350</u>	
Potenza motore elettrico (Driver HP) _____ HP		<u>380</u>	
<b>COMANDO - DRIVER</b> <u>MOTORE ELETTRICO "ANSALDO" TIPO EA 355 L/2</u>			
<b>TENUTE - MECH. SEAL</b>			
Meccanica (Mech. seal) <u>BORG WARNER U 2875 - 5H4 A.</u>	(- Lato comando (Driver side)		Lato opposto (Opposed side)
A bozze (Gasket type) _____			
<b>GIUNTO ACCOPPIAMENTO - COUPLING</b> <u>"TAKE" TIPO SBZ 80</u>			
<b>LUBRIFICAZIONE - LUBRICATION</b>			
Caratteristiche olio (Oil viscosity) <u>4,5+5,5</u> °E a 50 °C		Quantitativo primo riempimento (Oil filling) <u>lt. 1</u>	
<b>CUSCINETTI - BEARINGS</b>			
Lato comando (Driver side) _____		<u>SKF 7313 - BG</u>	
Lato opposto (Opposed side) _____		<u>SKF 3214</u>	
<b>ALLEGATI - ENCLOSED</b>			
Disegno ingombro (Dimensional drawing) _____		<u>CM 026416</u>	
Disegno in sezione (Sectional drawing) _____		<u>BM 112262</u>	
Curve caratteristica (Performance curve) _____		<u>C25984 - C25986 - 25985</u>	
Elenco parti ricambio (List of spare parts) _____			
Disegno tenuta meccanica (Mech. seal drawing) _____		<u>A2N 00857</u>	
Bollettino istruzioni (Instruction book) _____		<u>WM 2148/A</u>	

Fig. 4.3.2.3 Dati di design delle pompe P-3290 A/B/C

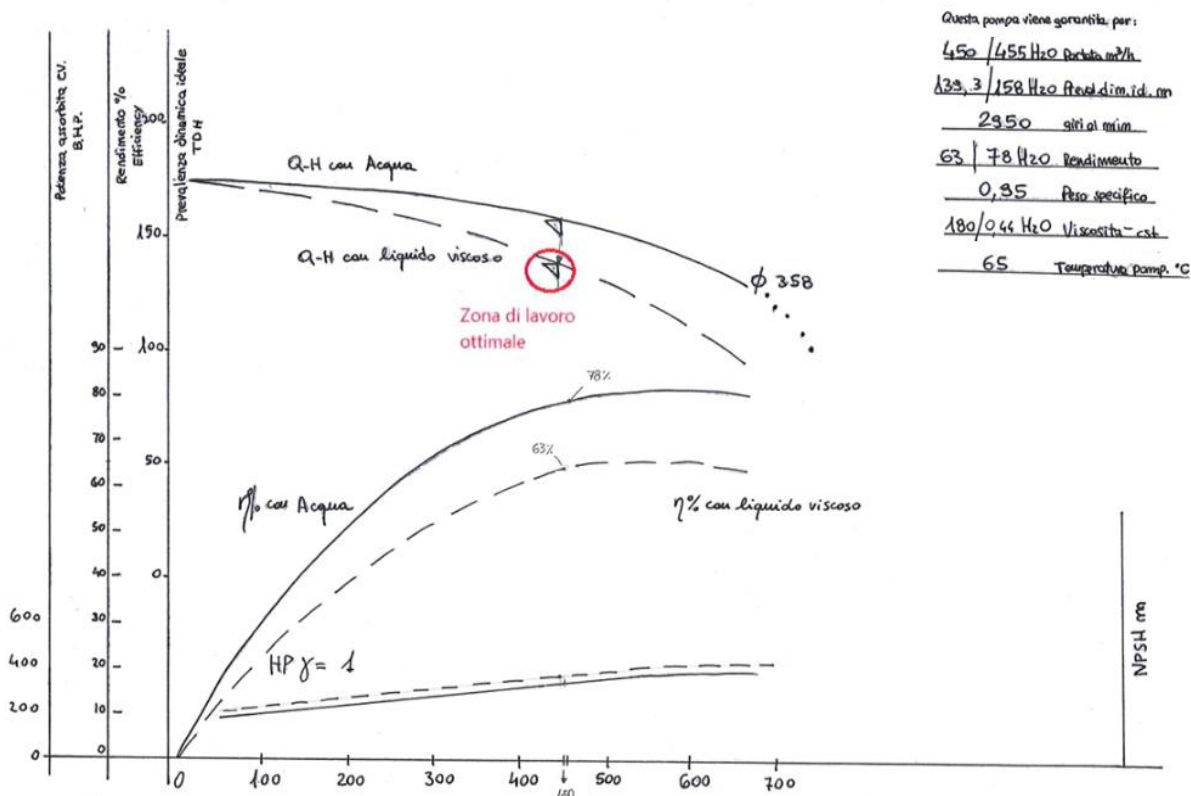


Fig. 4.3.2.4 Curve caratteristiche delle pompe P-3290 A/B/C e punto di funzionamento

### 4.3.3 Problematiche riscontrate

Le pompe P-3290 A/B/C sono classificate come macchine OCE, e, specificatamente, presso il Sito di Taranto, sono considerate anche “Bad Actors”. Questa identificazione è dovuta al fatto che le numerose problematiche riscontrate su tali macchine nell’arco di 12 mesi hanno portato ad altrettanti interventi manutentivi, comportando non solo un impatto sull’impianto di appartenenza, ma anche a livello economico. In questo paragrafo verranno illustrati gli ultimi due casi in cui le pompe hanno mostrato un malfunzionamento, che ne hanno determinato l’arresto.

Come anticipato precedentemente, solo due delle tre pompe P-3290 A/B/C presenti in Raffineria sono in esercizio: una movimentata il residuo atmosferico (item B) e l’altra il residuo vacuum (item A). Tra queste, quella che sarà analizzata è la macchina che manda in carica il residuo vacuum all’impianto RHU.

Il primo caso di disservizio della pompa P-3290 A è avvenuto in occasione di uno scorretto funzionamento della stessa, che l’ha portata a lavorare non più secondo le condizioni di design, ma in condizioni di instabilità, determinando un assorbimento di potenza maggiore di quello stabilito in fase di progetto. Di conseguenza, anche la potenza richiesta al motore elettrico è aumentata, superando il limite del valore nominale e facendo attivare il magnetotermico, nonché il dispositivo di protezione che interviene in caso di sovracorrente. Ciò ha comportato l’arresto del motore elettrico e della relativa pompa alimentata. A seguito del primo intervento manutentivo la pompa è stata rimessa in marcia.

Il secondo caso di malfunzionamento della P-3290 A, invece, si è verificato poco dopo il riavvio della macchina e ciò che ne è emerso è stata la rottura della tenuta meccanica con conseguente sversamento del residuo esercito. In questa circostanza, la pompa è stata arrestata, isolata ed estratta dal circuito ed è stata effettuata una più attenta valutazione della soluzione definitiva da adottare affinché essa potesse continuare a lavorare correttamente.

#### 4.3.4 Analisi di guasto

La causa principale che accomuna le due problematiche presentatesi è da ricondursi alla diversa viscosità del prodotto esercito dall'item A, rivelatasi differente rispetto a quella del fluido per il quale la suddetta macchina era stata progettata. Questo è dovuto al fatto che il greggio importato presso la Raffineria di Taranto non presenta caratteristiche fisiche costanti, bensì variabili a seconda delle condizioni di pressione e temperatura presenti nei giacimenti petroliferi.

Nello specifico, ciò che si è verificato è stato un aumento della viscosità del residuo esercito, che ha portato la pompa P-3290 A a lavorare con un rendimento inferiore e ad assorbire, di conseguenza, una potenza maggiore all'albero. Questo è dovuto alle maggiori perdite per attrito che si sono sviluppate all'interno della macchina stessa e del circuito, che hanno reso più difficoltoso il pompaggio del fluido. Infatti, l'aumento di viscosità del residuo ha determinato anche un aumento della prevalenza richiesta dalla pompa, definita come l'energia necessaria che la macchina deve conferire al fluido per mandarlo dal serbatoio a monte del circuito fino al serbatoio di valle.

Alla luce della problematica presentatasi, per consentire alla macchina di esercire nel modo corretto, si è pensato di attuare una riduzione della portata elaborata strozzando la valvola di laminazione alla mandata. Così facendo si introducono nel circuito delle perdite di carico concentrate, che portano la caratteristica dell'impianto a spostarsi verso sinistra, come mostrato nella figura 4.3.4.1.

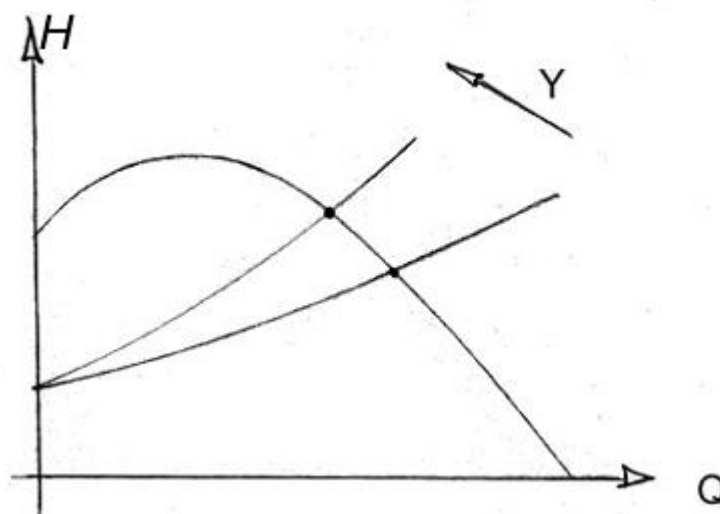


Fig. 4.3.4.1 Aumento delle perdite di carico del circuito esterno in seguito alla regolazione per la inazione alla mandata

Di conseguenza, la potenza assorbita dalla macchina -se centrifuga- diminuisce e il rendimento varia rispetto alle condizioni di progetto. La correlazione tra i vari fattori che influiscono sulla potenza assorbita dalla pompa è mostrata dalla formula seguente:

$$P_{ass} = \frac{\rho g Q H}{\eta_p} \quad (1)$$

dove:

$P_{ass}$ =potenza assorbita dalla pompa [W]

$\rho$ =densità [kg/m<sup>3</sup>]

$g$ = accelerazione di gravità [m/s<sup>2</sup>]

$\eta_p$ =rendimento della pompa

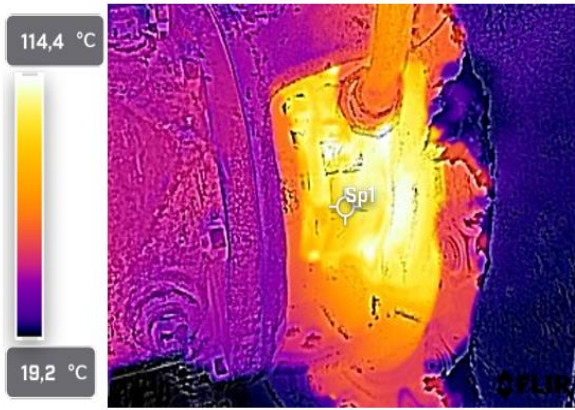
$Q$ =portata volumetrica [m<sup>3</sup>/s]

$H$ =prevalenza [m]

Dalla formula (1) appare evidente come una riduzione della portata comporti una diminuzione della potenza assorbita e una variazione del rendimento con cui lavora la macchina.

Tuttavia, nonostante sia stato adottato uno dei metodi previsti per la regolazione di portata di una pompa (la laminazione alla mandata), questa strategia non ha sortito gli effetti sperati a causa della elevata viscosità del fluido esercito, ben oltre i limiti consentiti, che ha comportato ugualmente *un'eccessiva potenza assorbita al motore elettrico*. Inoltre, in concomitanza di ciò, la strozzatura della valvola di mandata ha generato ulteriori problemi, che si sono configurati con lo sviluppo di *ricircoli* all'interno della macchina, causati dalla difficoltà di pompaggio incontrata dal fluido per via dell'elevata viscosità. Tali ricircoli hanno causato non solo elevate vibrazioni, che si sono propagate sull'intera macchina, ma hanno anche portato il fluido a permanere più a lungo all'interno del corpo pompa, causando un aumento della temperatura del prodotto stesso e delle componenti meccaniche. Queste condizioni di lavoro sfavorevoli hanno portato alla rottura della tenuta meccanica della pompa, causata da un eccessivo riscaldamento e da una scarsa lubrificazione tra l'anello stazionario e l'anello mobile. L'unico aspetto positivo riscontrato in tale situazione è che, potendo assumere il residuo come un fluido newtoniano, la sua viscosità diminuisca per via dell'eccessivo riscaldamento. Questo facilita il pompaggio del fluido con una pompa centrifuga, nonostante un prodotto con una viscosità così elevata debba essere esercito da una pompa volumetrica.

Nelle immagini seguenti (fig. 4.3.4.2) sono riportati i risultati ottenuti dalla termografia effettuata sulla macchina per valutare le temperature raggiunte. Dal primo fotogramma è possibile notare come la sede della tenuta abbia raggiunto una temperatura massima (117,3°C) troppo elevata, rispetto alle normali condizioni di funzionamento. Ciò giustifica la rottura della guarnizione della tenuta stessa, essendo questa composta da materiale polimerico poco resistente alle elevate temperature. Allo stesso tempo, anche i fotogrammi successivi mostrano un riscaldamento eccessivo dalle parti meccaniche della pompa. Basti osservare come la bocca di mandata abbia raggiunto una temperatura fin troppo elevata per poter consentire alla macchina di lavorare nelle condizioni ottimali. Difatti, questa zona è quella in corrispondenza della quale hanno avuto origine i cosiddetti 'ricircoli' menzionati precedentemente.



FLIR1121.jpg



639104610

**Parameters**

Emissività	0,95
Distanza	1,00 m
Temp. riflessa	23,0 °C
Temp. atmosferica	20,0 °C
Umidità relativa	50,0%
Temp. ottiche esterne	20,0 °C
Trasm. ottiche	1,00

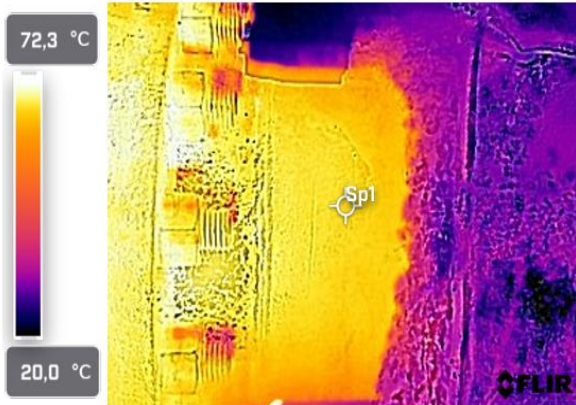
**File information**

Nome file	FLIR1121.jpg
Dimensioni file	201 KB
Larghezza	320
Altezza	240
Temp. minima	0,9 °C
Temp. massima	117,3 °C

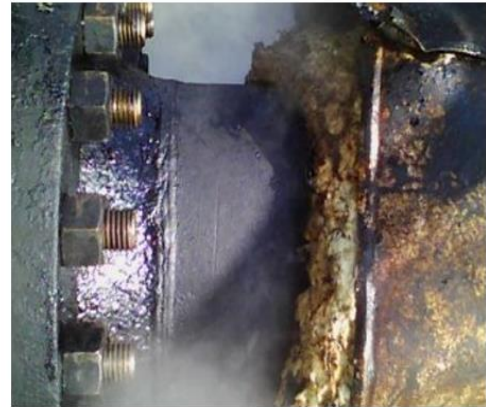
**Camera information**

Modello termocamera	FLIR E8xt Wifi
Obiettivo	FOL7
Numero di serie della termocamera	639104610
Filtra	
Intervallo max.	250,0 °C
Intervallo min.	-20,0 °C
Campo visivo	44,98

a)



FLIR1123.jpg



639104610

**Parameters**

Emissività	0,95
Distanza	1,00 m
Temp. riflessa	23,0 °C
Temp. atmosferica	20,0 °C
Umidità relativa	50,0%
Temp. ottiche esterne	20,0 °C
Trasm. ottiche	1,00

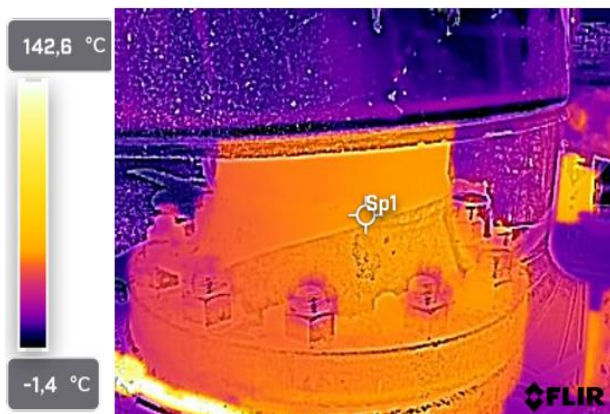
**File information**

Nome file	FLIR1123.jpg
Dimensioni file	188 KB
Larghezza	320
Altezza	240
Temp. minima	11,6 °C
Temp. massima	102,3 °C

**Camera information**

Modello termocamera	FLIR E8xt Wifi
Obiettivo	FOL7
Numero di serie della termocamera	639104610
Filtra	
Intervallo max.	250,0 °C
Intervallo min.	-20,0 °C

b)



FLIR1125.jpg



639104610

**Parameters**

Emissività	0,95
Distanza	1,00 m
Temp. riflessa	23,0 °C
Temp. atmosferica	20,0 °C
Umidità relativa	50,0%
Temp. ottiche esterne	20,0 °C
Trasm. ottiche	1,00

**File information**

Nome file	FLIR1125.jpg
Dimensioni file	190 KB
Larghezza	320
Altezza	240
Temp. minima	-18,7 °C
Temp. massima	147,5 °C

**Camera information**

Modello termocamera	FLIR E8xt Wifi
Obiettivo	FOL7
Numero di serie della termocamera	639104610
Filtra	
Intervallo max.	250,0 °C
Intervallo min.	-20,0 °C
Campo visivo	44,98

c)

Fig. 4.3.4.2 Termografia effettuata sulla pompa ((a) tenuta; b) aspirazione; c) mandata))

A seguito dello sversamento del residuo esercito per via della frattura della tenuta, la pompa è stata arrestata, isolata ed estratta dal circuito per poter essere manutenzionata.

I dati rilevati in sede di intervento manutentivo sono riportati nella tabella seguente (tab. 4.3.4.1), in cui sono mostrati anche quelli di progetto secondo i quali la macchina avrebbe dovuto lavorare:

	<i>Dati di progetto</i>	<i>Dati rilevati</i>
<i>Liquido pompato</i>	<i>Olio Combustibile Denso</i>	<i>Residuo</i>
<i>Pressione di aspirazione</i>	<i>9.6 m</i>	<i>Non rilevabile</i>
<i>Pressione di Mandata</i>	<i>148.9 m</i>	<i>Non rilevabile</i>
<i>Pressione in Tenuta</i>	<i>1.1 barg</i>	<i>Non rilevabile</i>
<i>Prevalenza</i>	<i>139,5 m</i>	<i>Non rilevabile</i>
<i>NPSH A/r</i>	<i>9.6 / 3</i>	<i>Non rilevabile</i>
<i>Viscosity</i>	<i>180 cs</i>	<i>5300 cs</i>
<i>Specific Gravity</i>	<i>0.95</i>	<i>1.030</i>
<i>Temperature</i>	<i>65°C</i>	<i>47°C</i>
<i>Portata</i>	<i>450 mc/h</i>	<i>Circa 65</i>
<i>Assorbimento elettrico</i>		<i>31 Amp</i>
<i>Tensione di Alimentazione</i>	<i>6000V</i>	<i>6000V</i>

Tab. 4.3.4.1 Dati di progetto e dati rilevati a seguito della rottura della tenuta della pompa

È possibile notare come la viscosità del prodotto elaborato dalla pompa sia circa 30 volte maggiore rispetto a quella del fluido per il quale era stata progettata e che l'assorbimento di corrente eccessivo (31 A) determini una potenza al motore più alta di quella nominale. Inoltre, anche la portata esercita a seguito della laminazione della valvola di mandata (circa 65 m<sup>3</sup>/h) risulta inferiore di circa 7 volte rispetto alla capacità di progetto (450 m<sup>3</sup>/h).

Nelle immagini seguenti viene mostrato lo stato in cui versava la tenuta meccanica (fig. 4.3.4.3) e i suoi vari componenti (guarnizione e anelli nella fig. 4.3.4.4 a, b e c).



*Fig. 4.3.4.3 Tenuta completa con sversamento di residuo molto viscoso*





a)



b)



c)

*Fig. 4.3.4.4: a) anello stazionario con rottura nella zona del pin antirotazione e danneggiamento della faccia con scheggiatura; b) anello rotante con presenza di tracce violacee di surriscaldamento; c) guarnizione (u-cup ring) che ha perso elasticità per via della scarsa lubrificazione ed eccessiva temperatura*

Ad avvalorare la tesi secondo la quale le condizioni di lavoro inidonee hanno portato al failire della tenuta meccanica, è il diagramma H-Q sottostante (fig. 4.3.4.5), che mostra le varie problematiche che possono interessare una pompa quando lavora in zone diverse da quella di progetto.

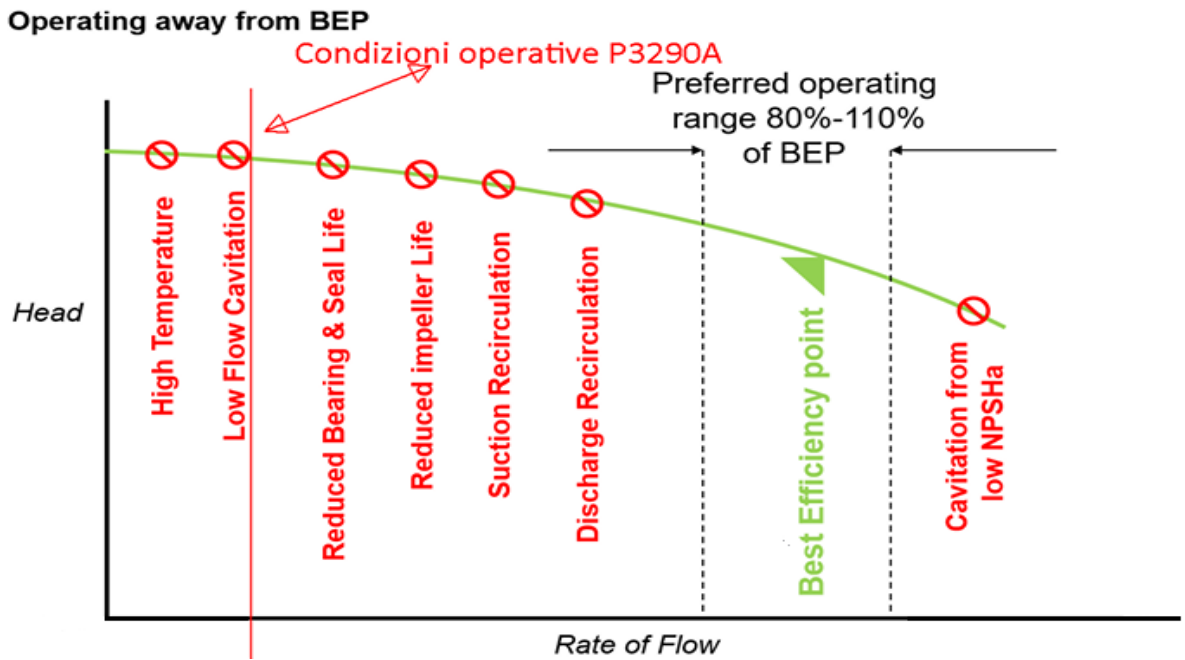


Fig. 4.3.4.5 Diagramma H-Q con rappresentazione delle zone operative delle pompe

Le pompe centrifughe utilizzate nel settore petrolchimico e Oil & Gas sono normate secondo lo Standard Internazionale API 610, che specifica i requisiti che esse devono avere per poter operare in tale ambito. Secondo quanto riportato nell'API 610, affinché le pompe centrifughe possano lavorare in condizioni ottimali di affidabilità ed efficienza il punto di funzionamento deve rientrare in un range pari all'80%-110% del cosiddetto BEP (Best Efficiency Point). In corrispondenza del BEP si ha una combinazione di portata e prevalenza per la quale si ha il massimo rendimento della pompa. Al di fuori del range previsto dallo Standard Internazionale la macchina inizia a lavorare in condizioni di instabilità e a presentare diverse complicazioni. Per valori inferiori all'80% del BEP si hanno problemi di ricircolo, di aumento di temperatura e di riduzione della vita utile dei componenti meccanici della pompa. Per valori superiori al 110% del BEP si hanno problemi di cavitazione dovuti ad un minor  $NPSH_{disp}$  del circuito.

Nel caso in esame, la P-3290 A lavorava al di fuori del range ottimale già prima che si verificasse il disservizio, in quanto le macchine presenti in Raffineria sono sovradimensionate, affinché possano soddisfare un eventuale aumento di portata richiesta dal circuito presso il quale sono installate e al fine di poter essere riutilizzate per impianti che richiedono una capacità maggiore. Per cui, la pompa in oggetto si trovava ad esercire una portata inferiore rispetto a quella ottimale e l'ulteriore laminazione della valvola di mandata ha portato la macchina a lavorare in una zona critica, in cui la temperatura del corpo pompa aumenta e la vita utile dei cuscinetti e delle tenute si riduce. Infatti, a causa delle elevate vibrazioni, dell'aumento della temperatura e della scarsa lubrificazione le tenute sono giunte a rottura. Esse rappresentano i componenti meccanici più fragili di una pompa, a causa delle elevate sollecitazioni a cui sono sottoposte e al materiale di cui sono costituite (fluoroelastomero per le guarnizioni e carburo di silicio per gli anelli). Per tale motivo, per poter essere impiegate nel settore petrolchimico e di Oil & Gas esse devono rispettare i requisiti stabiliti dalla loro normativa di riferimento, ovvero la API 682.

### 4.3.5 Possibili soluzioni

A seguito della rottura della tenuta meccanica, essa è stata sostituita e, successivamente, è stata valutata un'altra soluzione da adottare per fare in modo che la potenza assorbita dalla macchina potesse diminuire. Poiché la laminazione della valvola di mandata non aveva mostrato i risultati sperati si è pensato di ridurre la portata in un modo alternativo, ovvero tornendo gradualmente la girante della pompa fino ad arrivare ad un valore accettabile che potesse garantirne la stabilità di funzionamento. Infatti, in fase di progetto, le pompe vengono concepite per poter lavorare in diverse condizioni di H e Q modificando il diametro della girante, a partire da un valore massimo fino ad un valore minimo. Così facendo, invece di variare il punto operativo della macchina in funzione del tipo di circuito a cui è collegata, viene modificata la curva caratteristica della pompa, aumentando le probabilità che il punto di lavoro rientri nel range del BEP.

Tuttavia, prima di effettuare realmente la tornitura della girante sono state effettuate delle simulazioni tramite un software specifico. Grazie a quest'ultimo è stato possibile individuare la dimensione esatta del diametro della girante e ricavare le curve previsionali di funzionamento di prevalenza, efficienza e potenza assorbita dalla pompa in funzione della portata. I valori in input implementati corrispondono alle condizioni operative limite in cui la pompa potrebbe trovarsi a lavorare essendo installata presso l'impianto RHU. Tali parametri sono: una viscosità massima ammessa dal software pari a 700°E, che ben rappresenta quella del residuo esercito; una portata di 160 m<sup>3</sup>/h, corrispondente alla capacità massima dell'impianto RHU; una prevalenza di 109,5 m, corrispondente a quella iniziale, e un numero di giri della pompa pari a 2950 rpm.

Dai risultati ottenuti (fig. 4 3.5.1) è stato riscontrato che la pompa P-3290 A del tipo 8 HNI 162 A, con una girante tornita fino al valore minimo di 310 mm, sarebbe in grado di esercire un residuo con una viscosità molto più elevata di quella stabilita a progetto, assorbendo una potenza inferiore e con un rendimento accettabile. Ne deriva che la modifica costruttiva ipotizzata porterebbe la macchina a lavorare in un punto operativo migliore, limitando i problemi di vibrazione e riscaldamento dovuti ai ricircoli.

Alla luce di ciò, la girante è stata effettivamente tornita e la pompa è stata messa in marcia. A seguire, è stato effettuato un test finalizzato a verificare la massima portata, la pressione di mandata e lo stato vibrazionale della macchina. Inizialmente, il test è stato condotto con la valvola di mandata aperta al 100% e, successivamente, aperta al 23%. Nel primo caso è stato riscontrato che la pompa lavorava in condizioni ottimali, secondo la nuova curva di prevalenza, assorbendo una corrente di 26 A ed esercendo una portata di circa 160 m<sup>3</sup>/h ad una pressione di 12 bar. Inoltre, i valori vibrazionali erano molto più bassi rispetto al precedente monitoraggio, durante il quale è avvenuta la rottura della tenuta. Con un'apertura della valvola di laminazione al 23%, invece, la corrente assorbita era di 24 A, la portata era di circa 63 m<sup>3</sup>/h e la pressione pari a 15 bar, ma lo stato vibrazionale della macchina non risultava idoneo per un funzionamento in sicurezza della stessa.

La laminazione della valvola di mandata è un intervento di regolazione necessario da effettuare al fine di garantire una potenza assorbita dalla pompa sufficientemente più bassa rispetto al valore nominale del motore elettrico e per soddisfare le

richieste del processo in caso di una portata minore. Onde evitare che la macchina fosse soggetta a vibrazioni eccessivamente elevate sono state eseguite molteplici prove con diversi gradi di apertura della valvola regolatrice, a seguito delle quali è stato rilevato che con un'apertura maggiore del 40% la macchina lavora in curva ed è soggetta ad uno stato vibrazionale considerato accettabile.

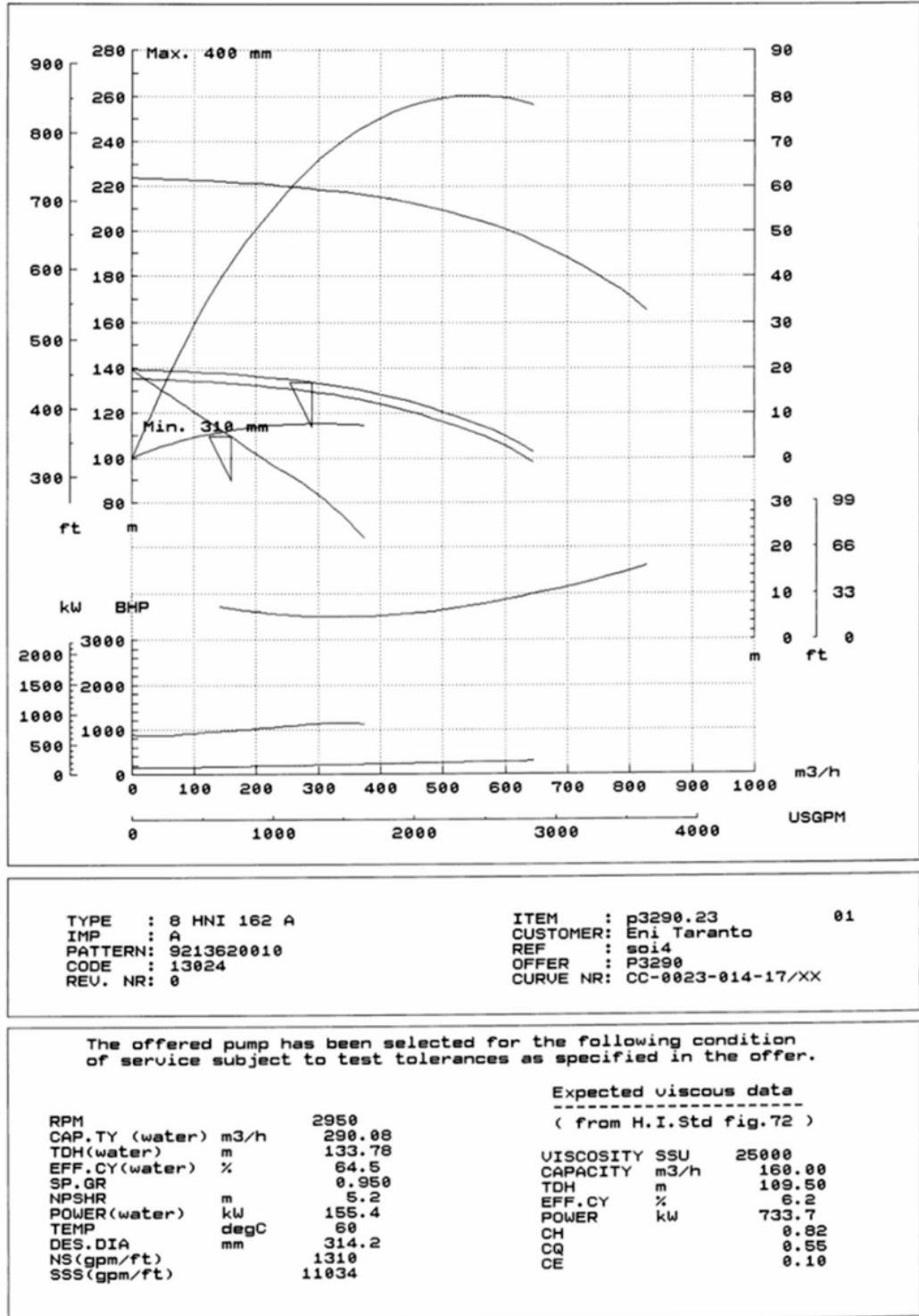


Fig. 4.3.5.1 Curve caratteristiche della pompa P-3290 A con diametro pari 310 mm

Allo stato attuale la pompa P-3290 A lavora con un'apertura della valvola di mandata pari al 40% (corrispondente ad una portata esercita di 110 m<sup>3</sup>/h) e richiede al motore

elettrico una potenza pari a 224,47 kW. Tutti i parametri relativi al funzionamento della macchina e rilevati al DCS sono riportati nella tabella seguente (tab. 4.3.5.1).

	Dati attuali acquisiti
Tensione di alimentazione	6000 V
Assorbimento elettrico	24 A
cosφ	0,9
Potenza motore elettrico	224,47 kW
Portata	110 m <sup>3</sup> /h
Prevalenza	119 m
Viscosità	5300 cS
Densità	1030 kg/m <sup>3</sup>

Tab. 4.3.5.1 Dati attuali acquisiti

Il valore della potenza assorbita dalla pompa nelle condizioni operative attuali lo si può calcolare tramite la formula (2), considerando un rendimento meccanico pari al 92%.

$$P_{ass} = \eta_m P_{mot} \quad (2)$$

dove:

$P_{ass}$  = potenza assorbita dalla pompa [W]

$P_{mot}$  = potenza fornita dal motore elettrico [W]

$\eta_m$  = coefficiente meccanico

Il rendimento meccanico è stato valutato considerando la potenza massima fornita dal motore elettrico e quella richiesta dalla macchina, secondo i dati di design. Esso lo si può assumere costante anche a seguito della tornitura della girante. Il valore della potenza assorbita dalla macchina risulta pari a 206,51kW ed è da considerarsi accettabile se confrontato con il valore massimo di design pari a 257 kW. Inoltre, conoscendo tale parametro e i valori di portata esercita, prevalenza e densità del residuo è possibile calcolare anche il rendimento con cui lavora la pompa sfruttando la relazione (1).

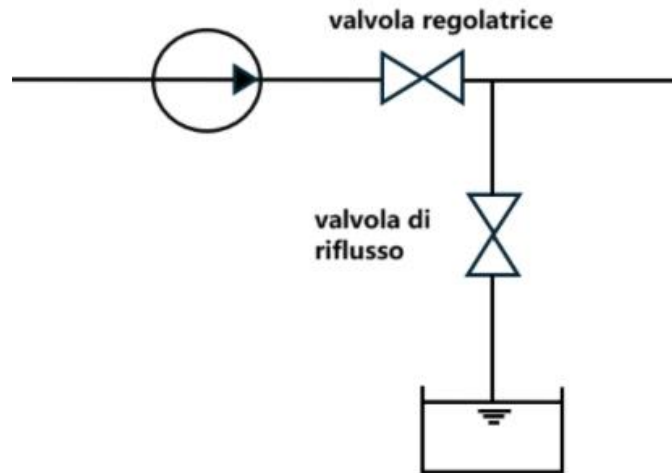
$$\eta_p = \frac{\rho g Q H}{P_{ass}} = 17,80 \%$$

Poiché la viscosità del residuo è molto elevata e la capacità elaborata dalla P-3290 A è notevole, a fronte di una potenza assorbita di 206,51 kW, il rendimento con cui la pompa viene esercita può considerarsi ammissibile.

#### 4.3.6 Miglioramenti futuri implementabili

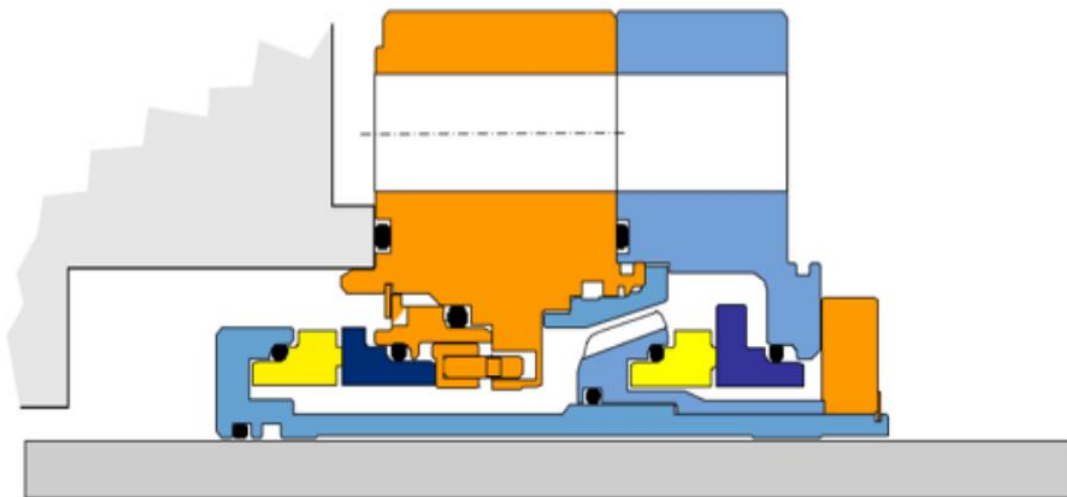
Al fine di incrementare l'affidabilità della P-3290 A si potrebbero valutare delle migliorie da apportare in futuro sia alla macchina stessa che all'intero sistema. Innanzitutto, per ovviare al problema delle vibrazioni, se si vuole esercire la pompa con la valvola regolatrice parzialmente aperta si potrebbe pensare di inserire un riflusso sulla linea di mandata (fig. 4.3.6.1) che smaltisca la portata in eccesso verso il serbatoio. Così facendo, verrebbe garantita una portata minima all'ingresso della macchina e si eviterebbe di strozzare eccessivamente la valvola di laminazione. Di

conseguenza, la pompa lavorerebbe sulla propria curva, evitando vibrazioni anomale che porterebbero al failure della tenuta meccanica.



*Fig. 4.3.6.1 Schema di riflusso*

Il secondo intervento migliorativo, invece, è mirato ad aumentare la vita utile della tenuta nel caso in cui la pompa dovesse lavorare in condizioni anomale. Questo prevede la sostituzione della tenuta singola con una tenuta doppia, ovvero una API PLAN 53B (fig. 4.3.6.2), che avrebbe l'effetto di lubrificare e raffreddare i seggi tramite un liquido barriera, invece che con il fluido di processo. Una tenuta doppia non solo risulterebbe più performante nel caso in cui venga elaborato un prodotto molto viscoso (così come previsto dalla API 682), ma si avrebbe anche un minor impatto a livello ambientale grazie ad un sistema di recupero del liquido di processo allarmizzato a DCS. In questo modo si evita che le eventuali perdite fisiologiche della tenuta vadano a ricadere nell'ambiente circostante.



*Fig. 4.3.6.2 Tenuta doppia API PLAN 53B*

Infine, l'ultima operazione da eseguire andrebbe a migliorare l'affidabilità e l'efficienza dell'intero impianto presso il quale è installata la pompa P-3290 A. Ma, in questo caso, non si tratterebbe di apportare modifiche alla macchina, bensì di



sostituirla con una pompa volumetrica rotante a vite (fig. 4.3.6.3) più idonea ad esercire un fluido molto viscoso. Questo eviterebbe i problemi di ricircolo e di vibrazioni, dovuti proprio all'eccessiva viscosità del residuo lavorato dalla pompa centrifuga.



*Fig. 4.3.6.3 Pompa volumetrica rotante a vite*

## **4.4 TK-4122 e K-4122- Turbina a vapore e compressore centrifugo (Unità 4100)**

### **4.4.1 Fotografia di impianto**

Con i tag K-4122 e TK-4122 si indicano rispettivamente un compressore centrifugo e una turbina a vapore, che appartengono all'Unità 4100 (RHU) presso la quale avviene l'idroconversione dei residui (Residue Hydroconversion). I due item vengono considerati insieme in quanto facenti parte di un unico treno macchina: il compressore centrifugo viene alimentato dalla turbina a vapore, la quale viene prediletta al motore elettrico in quanto garantisce una migliore affidabilità e facilità di regolazione della potenza richiesta tramite la variazione del numero di giri. Entrambe le macchine rappresentano il 'cuore' della Raffineria di Taranto, perché l'impianto di appartenenza costituisce un elemento cardine per la lavorazione dei residui dei distillati. Nell'immagine seguente (fig. 4.4.1.1) viene riportato l'assetto delle macchine in serie: a destra vi è la turbina, coibentata per via delle elevate temperature che raggiunge il vapore processato, e a sinistra il compressore centrifugo che esercisce idrogeno di ricircolo.



*Fig. 4.4.1.1 Turbina a vapore TK-4122 e compressore K-4122*

Presso l'Unità 4100 avviene la conversione delle frazioni pesanti, provenienti dall'unità di distillazione, in prodotti più leggeri, operando contemporaneamente una spinta di desolfurazione, denitrificazione e demetallizzazione. L'Unità RHU è costituita da tre sezioni:

- sezione di reazione
- sezione di separazione gas/liquido
- sezione di frazionamento atmosferico e sottovuoto.

Nello specifico, il compressore K-4122 viene impiegato per comprimere e trasferire ai reattori di reazione la corrente gassosa ricca di idrogeno proveniente dal separatore V-4126. Il disservizio di entrambe le macchine porterebbe all'interruzione del processo di hydrocracking non consentendo la conversione degli oli pesanti in frazioni più leggere (distillati medi, frazioni di benzina e materie prime per oli lubrificanti).

Nell'immagine seguente (fig.4.4.1.2) è riportato uno schema semplificato del processo di idroconversione dei residui, in cui vengono indicati, in modo esemplificativo, sia il compressore K-4122, sia la turbina TK-4122 che lo alimenta.

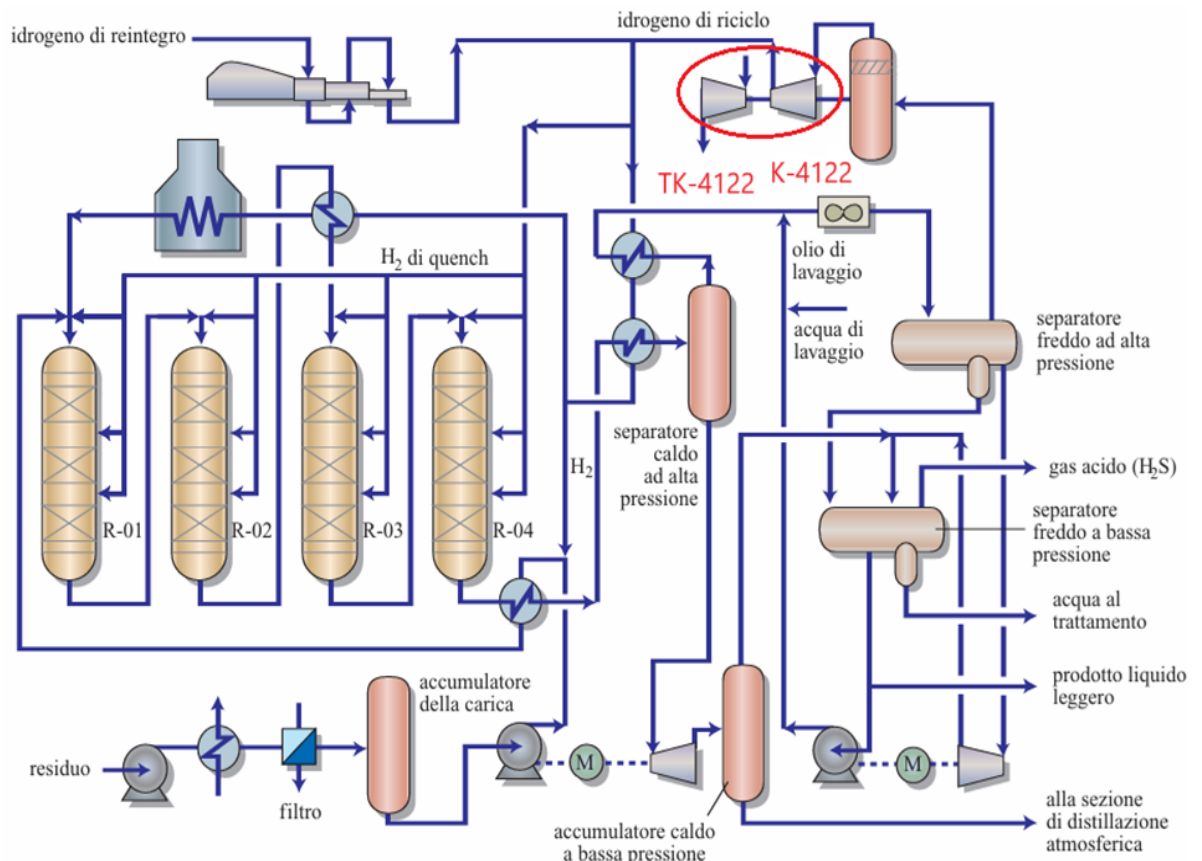


Fig. 4.4.1.2 Schema semplificato del processo di idroconversione dei residui (Unità 4100) con evidenziati il K-4122 e il TK-4122

#### 4.4.2 Caratteristiche progettuali

Il compressore centrifugo K-4122 BCL 306/A è azionato, per mezzo di un giunto, dalla turbina a vapore TK-4122 NG 25/20, la cui portata viene controllata per mezzo di un sistema di regolazione elettroidraulico, che prende il nome di Woodward. Essa permette di variare il numero di giri della turbina e di conseguenza, anche quello del compressore, a seconda della portata di idrogeno richiesta dal processo e delle pressioni che si vogliono raggiungere.

Il sistema di regolazione Woodward si configura come uno dei meccanismi più interessanti e singolari presenti in Raffineria. Tramite esso viene modulato il movimento del pistone dell'attuatore e, di conseguenza, l'apertura o la chiusura della valvola di regolazione della portata vapore in testa alla turbina.

Nella fig. 4.4.2.1 è rappresentata, in modo semplicistico, la disposizione delle macchine collocate in serie sullo stesso basamento. È possibile notare come la turbina a vapore (a sinistra) abbia in testa il sistema di regolazione della portata e, tramite un giunto, sia collegata al compressore che esercisce idrogeno di ricircolo.

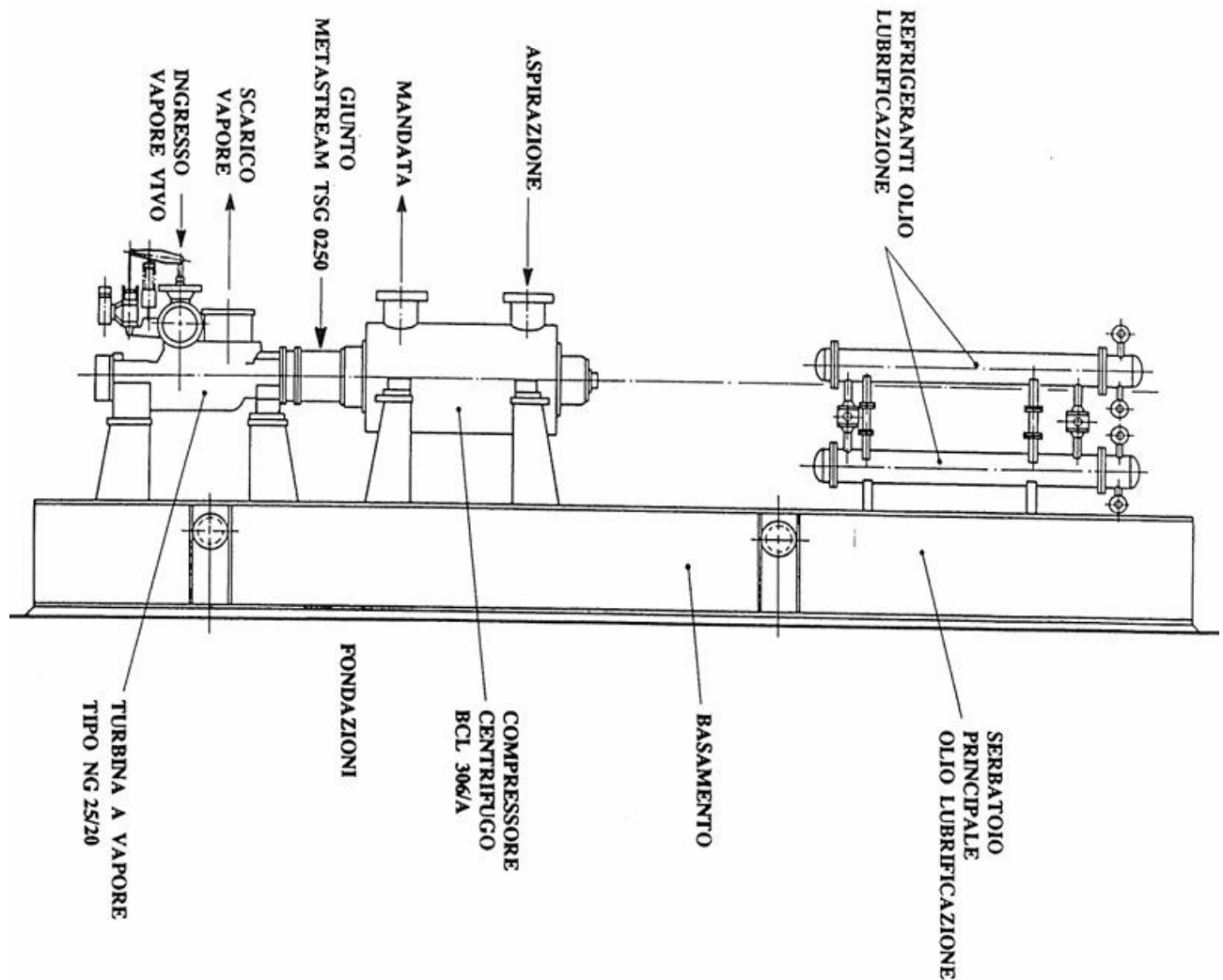


Fig. 4.4.2.1 Disposizione del treno macchine turbina a vapore TK-4122-compressore K-4122

### K-4122

Il K-4122 è un compressore centrifugo, che è stato progettato espressamente per comprimere gas di processo ad alta pressione da 163 a 195 bar. È costituita essenzialmente da un gruppo statorico (cassa, testate, coperchi, diaframmi, tenute e cuscini) e un gruppo rotorico (rotore con albero, giranti e tamburo di bilanciamento). La macchina in oggetto è del tipo BCL 306/A, la cui sigla indica che è costituito da una cassa aperta verticalmente a forma di barile, che ha una "size" nominale di 300 mm e un rotore con sei giranti. Le flange di aspirazione e di mandata sono rivolte entrambe verso l'alto. Il compressore K-4122 viene riportato nell'immagine seguente (fig. 4.4.2.3), nella quale sono ben visibili i condotti di aspirazione e mandata della macchina e il giunto che la collega alla turbina a vapore TK-4122.

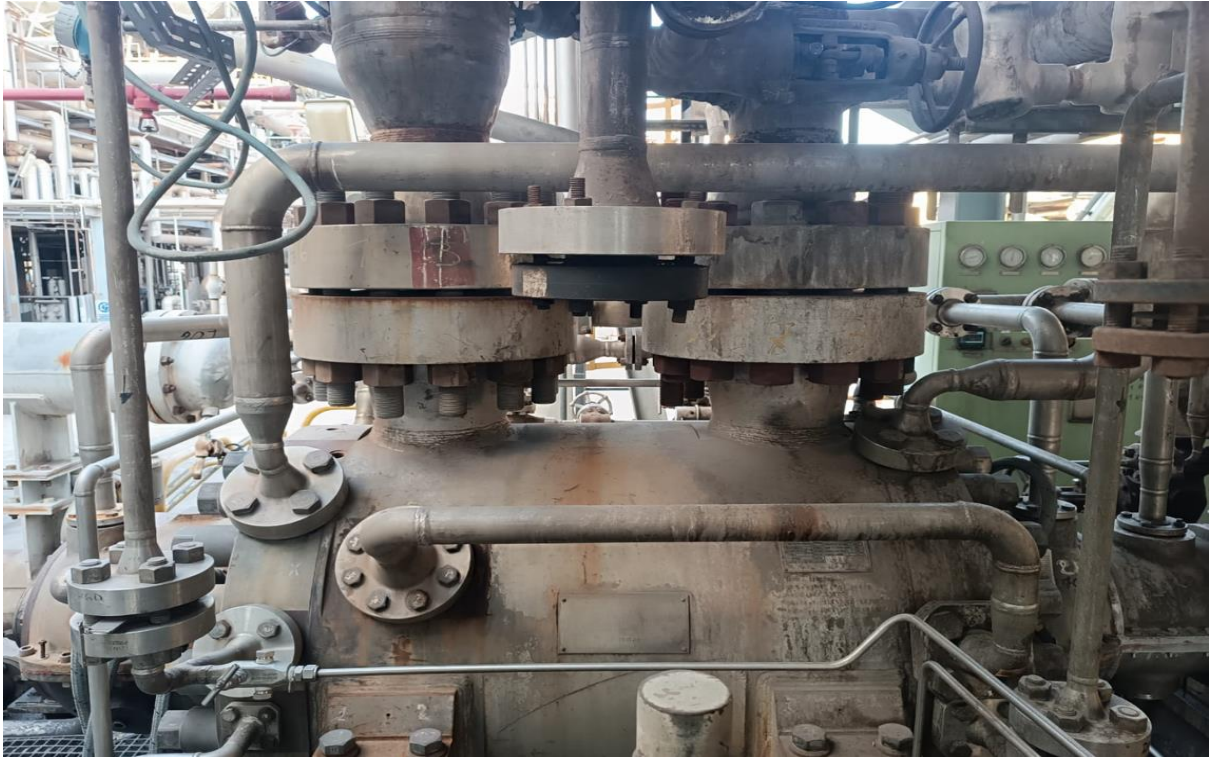


Fig. 4.4.2.3 Compressore centrifugo K-4122

Il disegno semplificato presentato di seguito (fig. 4.4.2.4) aiuta ad avere una visione più chiara della struttura interna del compressore, poiché vengono identificati i componenti principali.

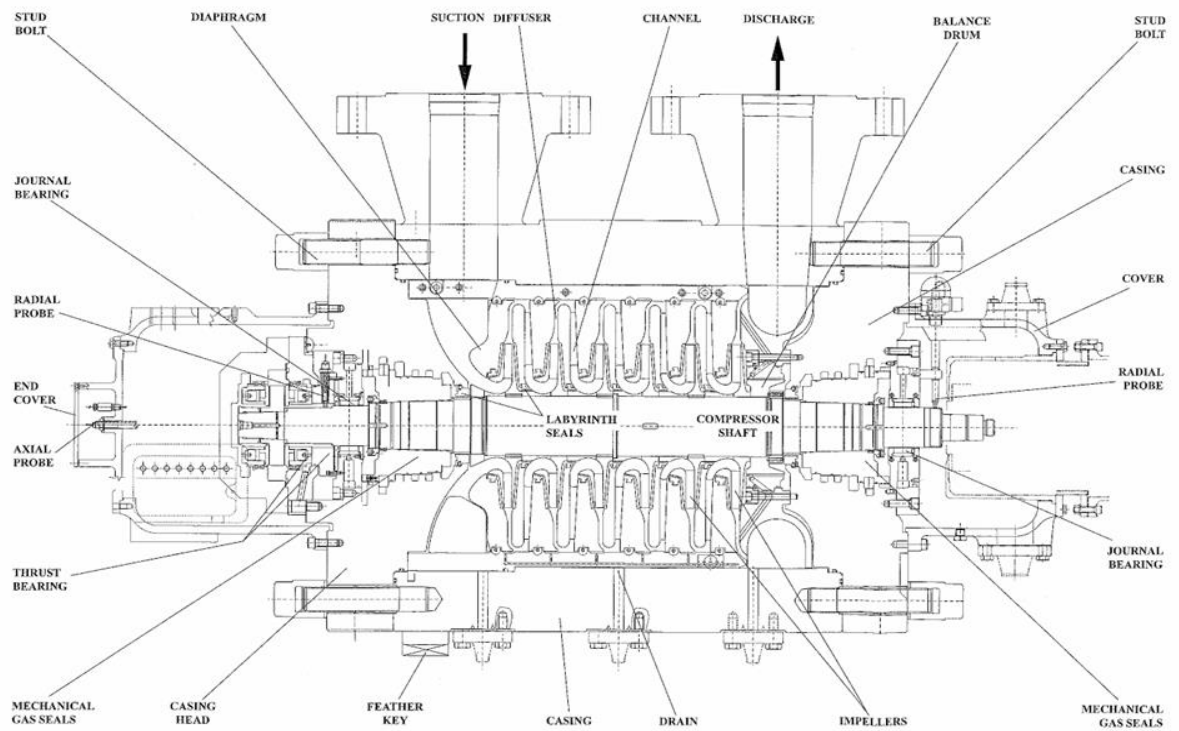


Fig. 4.4.2.4 Disegno semplificato del compressore BCL 306/A

Il rotore della macchina è costituito da un albero su cui sono montate le giranti opportunamente posizionate da anelli distanziatori. Questi sono montati a caldo e impediscono il diretto contatto del gas di processo con l'albero. Le giranti, che conferiscono energia al gas, sono del tipo chiuso con pale rivolte all'indietro, montate a caldo sull'albero e fissate con chiavetta.

Nell'immagine seguente (fig. 4.4.2.5) sono rappresentate la girante e la zona di aspirazione.

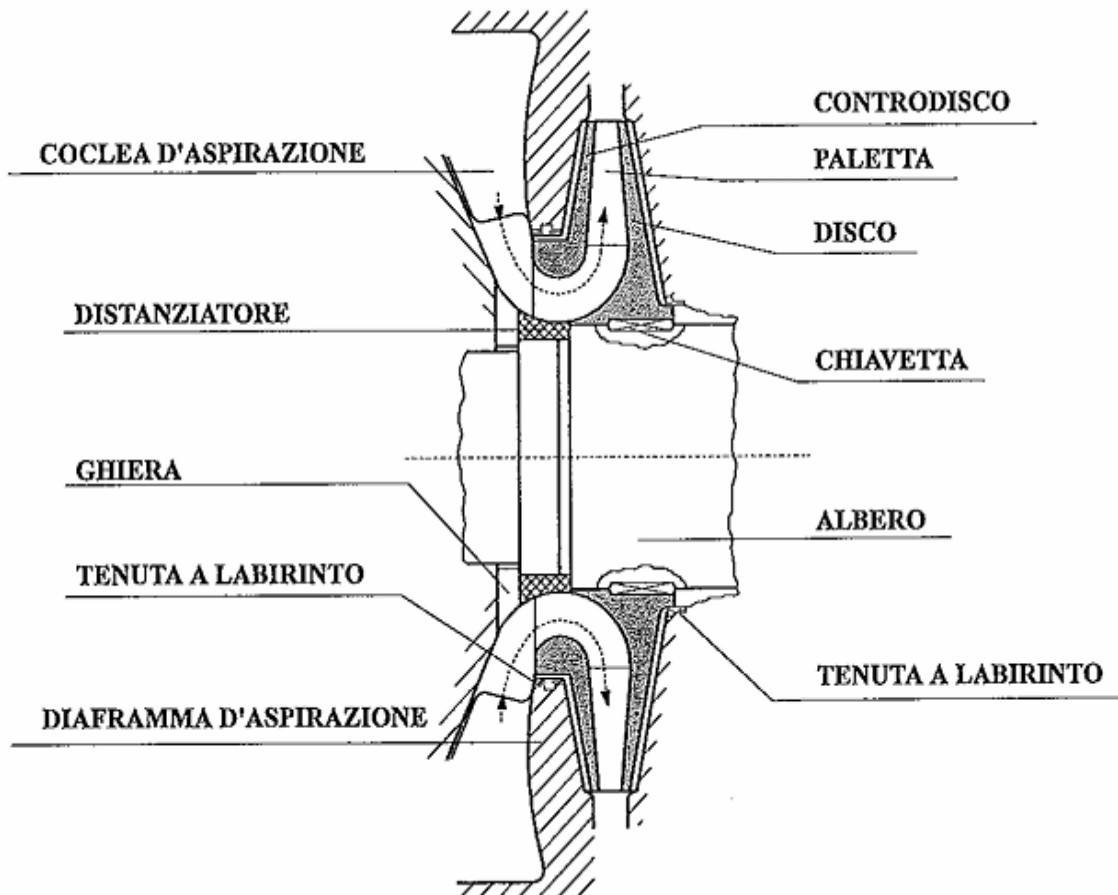


Fig. 4.4.2.5 Girante e zona di aspirazione

Alle due estremità dell'albero sono montate le tenute, ciascuna delle quali è costituita da un gruppo di tenute in tandem, che impediscono la fuoriuscita del gas esercito dal compressore. La parte interna (lato gas) di ogni tenuta meccanica è quella che sopporta la pressione del gas di sbarramento, mentre la parte esterna è in stand-by alla stessa. Oltre a questa disposizione a tandem, la tenuta a gas meccanica ne comprende anche una terziaria. Quest'ultima è utilizzata per evitare l'inquinamento dell'olio lubrificante sulla camera dell'alloggiamento del cuscinetto e la migrazione dell'olio agli anelli di tenuta tandem secondaria. Un disegno tipico di sistemazione di tali componenti sull'albero del compressore è mostrato nella figura seguente (fig. 4.4.2.6).

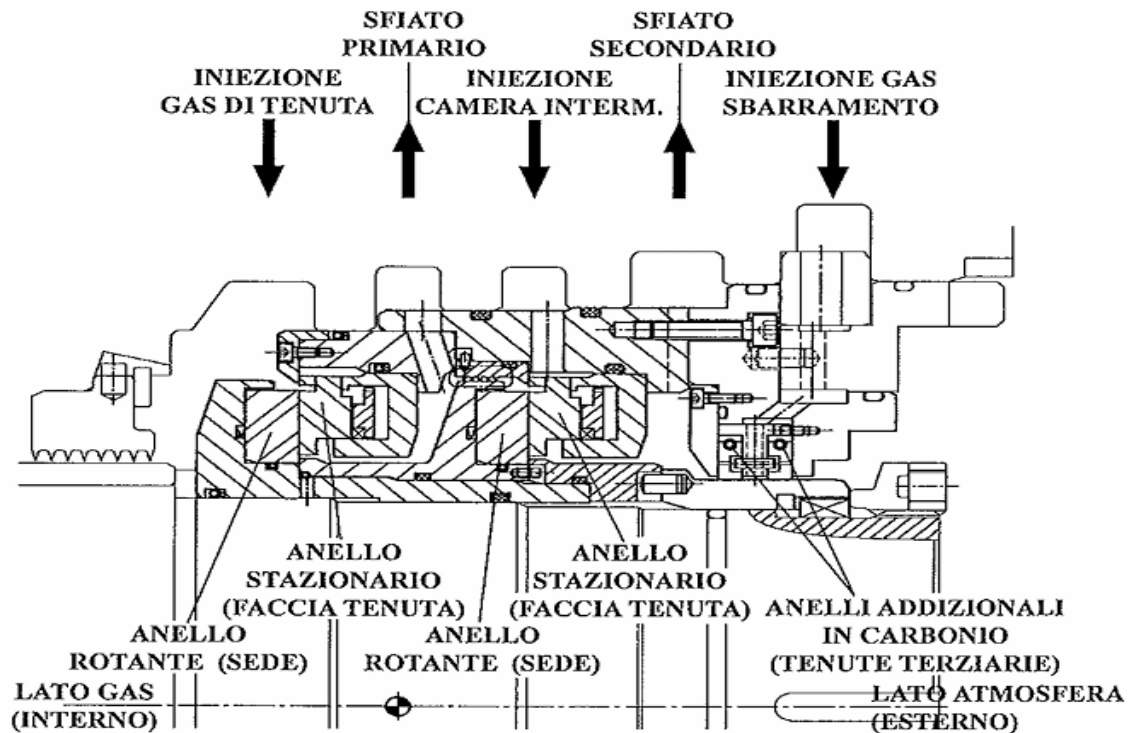



Fig. 4.4.2.6 Disegno tipico di sistemazione tenuta a gas sul K-4122

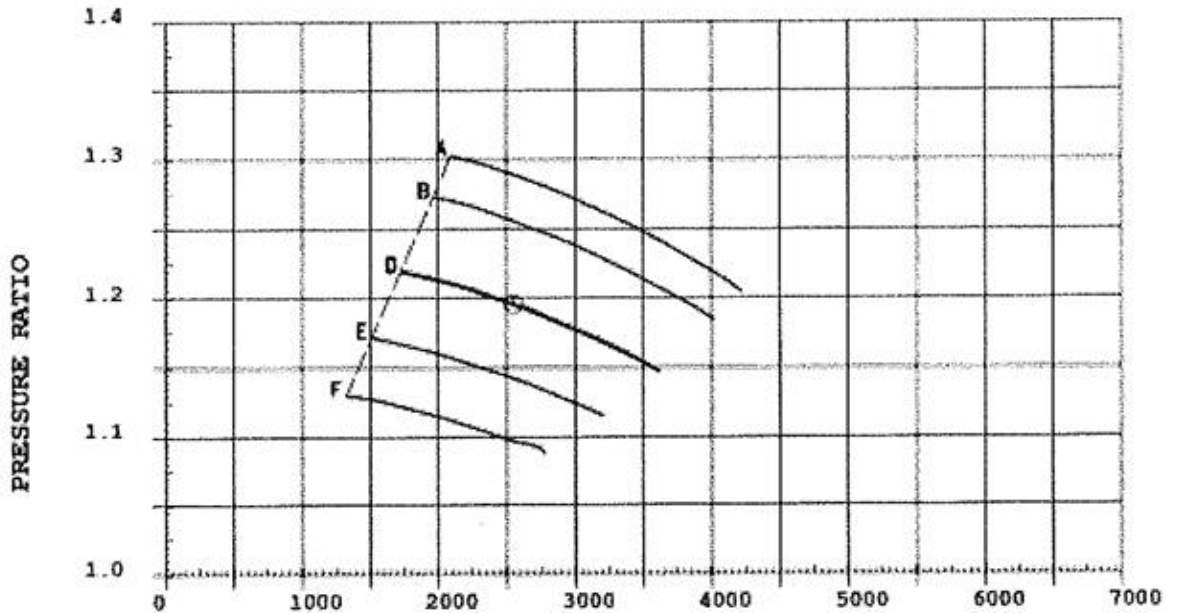
Per quanto concerne le condizioni di esercizio del compressore, quest'ultimo lavora elaborando idrogeno derivante dal processo secondo i parametri di design per i quali è stato progettato. Inoltre, affinché possa essere revisionata e mantenuta correttamente, la macchina, dopo la fermata, viene alimentata con azoto per ripulirla da eventuali residui di idrogeno. Per tale motivo la casa costruttrice fornisce non solo i dati di design relativi al gas di processo normalmente elaborato, ma anche quelli relativi all'azoto. Per di più, le condizioni di progetto del compressore variano a seconda del grado di esaurimento del catalizzatore. Per cui, quando quest'ultimo giunge a fine vita la macchina dovrà lavorare secondo i parametri relativi all' EOR (End of Run), mentre quando il catalizzatore viene sostituito le condizioni di lavoro dovranno rispettare i dati relativi al SOR (Start of Run). I parametri di progetto del K-4122 sono riportati nella tabella seguente (tab. 4.4.2.1), mentre a seguire (fig. 4.4.2.7) sono mostrate le curve del compressore per le condizioni SOR ed EOR, quando esercisce idrogeno, e quelle relative all'elaborazione di azoto.

Nuovo Pignone Tecnologie S.r.l.		FOGLIO DATI COMPRESSORE CENTRIFUGO			
1	APPLICABILE A	<input type="radio"/> OFFERTA <input checked="" type="radio"/> ACQUISTO <input type="radio"/> AS BUILT			
2	CLIENTE	Eni Refining & Marketing and Chemicals			
3	LOCALITA'	TARANTO			
4	SERVIZIO	RECYCLE	QUANTITA'	1	
5	COSTRUTTORE	GE Oil & Gas	TIPO AZION. (1-3.1.1)	TURBINA A VAPORE	
6	MODELLO	BCL306-5/A			
8	INFORMAZIONI DA COMPILARE	<input type="radio"/> DA ACQUIRENTE <input checked="" type="radio"/> DA COSTRUTTORE			
9	CONDIZIONI OPERATIVE		EOR / WORST EOR (1)	SOR	N2
10	TIPO COMPRESSORE		BCL306-5/A	BCL306-5/A	BCL306-5/A
11	<input checked="" type="radio"/> GAS TRATTATO				
12	<input type="radio"/> PROPRIETA' DEL GAS (1-2.1.1.4)				
13	<input checked="" type="radio"/> PORTATA IN VOLUME ALLA FLANGIA @ (1.013 bar, 0°C)	Nm <sup>3</sup> /h	314363	296807	48733
14	<input checked="" type="radio"/> PORTATA IN MASSA ALLA FLANGIA	kg/h	61776	42408	60912
15	CONDIZIONI ASPIRAZIONE				
16	<input checked="" type="radio"/> PRESSIONE	bar-A	163.00	163.00	22.01
17	<input checked="" type="radio"/> TEMPERATURA	C	56.00	55.00	50.00
18	<input type="checkbox"/> UMIDITA' RELATIVA	(%)			
19	<input checked="" type="checkbox"/> PESO MOLECOLARE		4.480	3.199	28.01
20	<input checked="" type="checkbox"/> Cp/Cv		1.369	1.383	1.406
21	<input checked="" type="checkbox"/> COMPRESSIBILITA' (Z <sub>1</sub> )		1.082	1.085	1.000
22	<input checked="" type="checkbox"/> VOLUME ASPIRAZIONE	m <sup>3</sup> /h	2550	2407	2654
23	<input checked="" type="checkbox"/> DENSITA' ASPIRAZIONE	kg/m <sup>3</sup>	24.2	17.6	23.0
24	CONDIZIONI MANDATA				
25	<input checked="" type="checkbox"/> PRESSIONE	bar-A	195.00	192.00	41.00
26	<input checked="" type="checkbox"/> TEMPERATURA	C	78.0	75.7	141.1
27	<input checked="" type="checkbox"/> Cp/Cv		1.364	1.380	1.402
28	<input checked="" type="checkbox"/> COMPRESSIBILITA' (Z <sub>2</sub> )		1.099	1.099	1.013
29	<input checked="" type="checkbox"/> VOLUME MANDATA	m <sup>3</sup> /h	2310.2	2200.4	1849.8
30	<input checked="" type="checkbox"/> DENSITA' MANDATA	kg/m <sup>3</sup>	26.7	19.3	32.9
31	<input checked="" type="checkbox"/> POTENZA GAS	kW	2866	2464	1613
32	<input checked="" type="checkbox"/> POTENZA AL GIUNTO DEL COMPRESSORE	kW	2932	2543	1654
33	<input checked="" type="checkbox"/> POTENZA RICHIESTA - INCLUSE TUTTE LE PERDITE	kW			
34	<input checked="" type="checkbox"/> VELOCITA'	RPM	11450	12478	8998
35	<input type="checkbox"/> TURNDOWN	(%)			
36	<input checked="" type="checkbox"/> PREVALENZA POLITROPICA	kJ/kg	125.50	157.20	68.15
37	<input checked="" type="checkbox"/> RENDIMENTO POLITROPICO	1 fract.	75.16	75.19	71.50
38	<input checked="" type="checkbox"/> PUNTO CERTIFICATO		YES		
39	CODICE CURVE DI PRESTAZIONE	FARE RIFERIMENTO ALLE CURVE DI PRESTAZIONE SOS4572549			
40	REGOLAZIONE DI PROCESSO (1-3.4.2.1)				
41	METODO	<input type="radio"/> STROZZAMENTO ASP.	<input type="radio"/> VARIAZIONE INGR.	<input checked="" type="radio"/> VARIAZIONE VELOCITA'	<input type="radio"/> SPURGO ALLA
42		DA _____ kg/cm <sup>2</sup>	PALETTE VARIAB. (2-3.4.2.2)	DA 70 %	MANDATA
43		A _____ kg/cm <sup>2</sup>		A 105 %	VERSO
44					DA _____
45	<input checked="" type="radio"/> SEGNALE (1-3.4.2.1)				
46	TIPO SEGNALE (ELETTRONICO)	<input type="checkbox"/> PNEUMATICO	<input type="checkbox"/> ALTRO	<input checked="" type="radio"/> ELETTRONICO	<input type="radio"/> PNEUMATICO
47	RANGE SEGNALE (ELETTRONICO)	<input type="checkbox"/> PNEUMATICO	<input type="checkbox"/> ALTRO	4-20 mA	barg
48	<input checked="" type="radio"/> SISTEMA ANTIPOMPAIO (1-3.4.2.2)				
49	NOTE:	NOTA 1: STESSE CONDIZIONI TERMODINAMICHE PER CASO EOR E CASO WORST EOR. PER DIFFERENZE SULLE CONDIZIONI DEL VAPORE VEDERE DATA SHEET TURBINA SOK0936253 Velocità in flangia caso EOR: 40,1 m/s / 36,3 m/s Velocità in flangia caso SOR: 37,8 m/s / 34,6 m/s Velocità in flangia caso N2: 41,7 m/s / 29 m/s			
50	 GE Oil & Gas	TITLE:	FOGLIO DATI COMPRESSORE CENTRIFUGO	DOCUMENT CODE	SOS4572609
51				REVISION	1
52	REVISION DESCRIPTION:			PAGE MARKER	N/A
53	NESSUNA REVISIONE IN QUESTA PAGINA			SECURITY CODE	N
54				ORIGINAL JOB	2843323
55				SIZE	4
56				LANGUAGE	I
57				SHEET	2 / 8

Tab. 4.4.2.1 Dati di design del K-4122



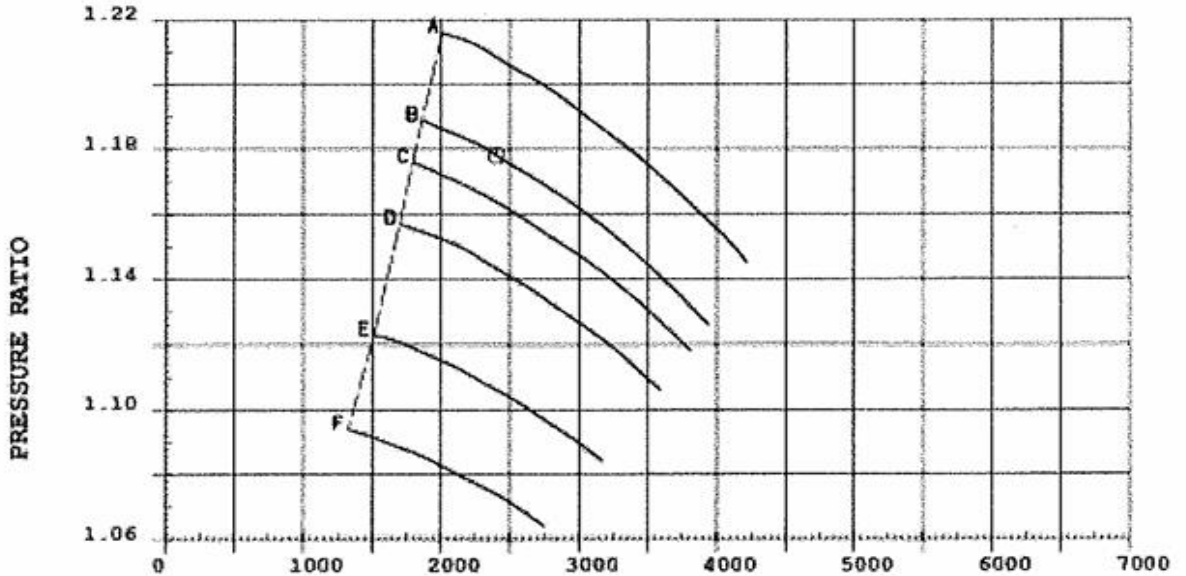
STAGE OVERALL OPERATING POINT EOR



THESE CURVES ARE VALID IN THE FOLLOWING CONDITIONS

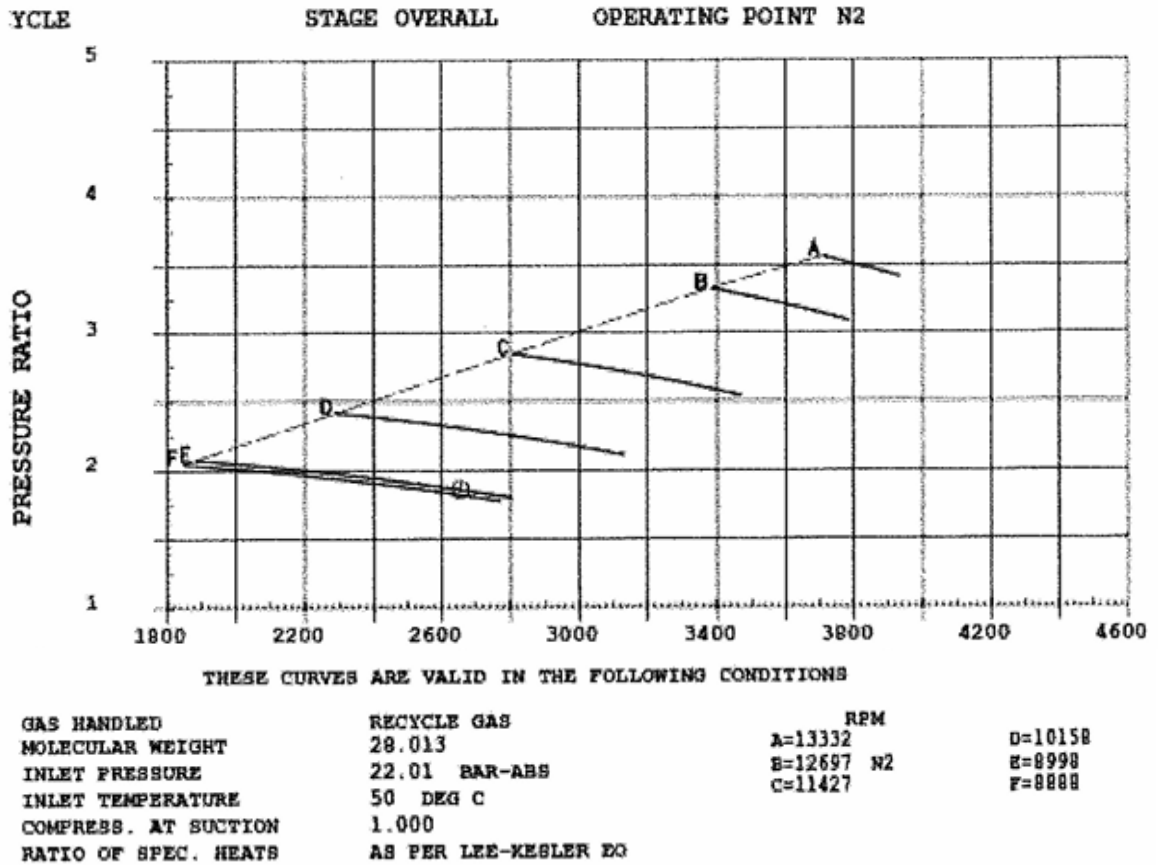
GAS HANDLED	H2 + IDROCARBURI		RPM	
MOLECULAR WEIGHT	4.400	NULL	A=13332	NULL
INLET PRESSURE	162 BARG	NULL	B=12697	NULL
INLET TEMPERATURE	56 C	EOR	C=11450	NULL
COMPRESS. AT SUCTION	1.082			
RATIO OF SPEC. HEATS	EQUAZIONE BWR-LK			

STAGE OVERALL OPERATING POINT SOR



THESE CURVES ARE VALID IN THE FOLLOWING CONDITIONS

GAS HANDLED	RECYCLE GAS		RPM	
MOLECULAR WEIGHT	3.199		A=13332	NULL
INLET PRESSURE	163.01 BAR-ABS	SOR	B=12478	NULL
INLET TEMPERATURE	55 DEG C		C=12062	NULL
COMPRESS. AT SUCTION	1.085			
RATIO OF SPEC. HEATS	AS PER LEE-KESLER EO			



*Fig. 4.4.2.7 Curve del compressore K-4122*

### TK-4122

La TK-4122 è del tipo NG 25/20 ed è stata progettata per esercire vapore ad una pressione in ingresso di 6273 kPag alle normali condizioni di funzionamento. Essa presenta due stadi: il primo corrisponde allo stadio di regolazione della portata vapore ed è di alta pressione (AP) e il secondo è di bassa pressione (BP). Nell'immagine 4.4.2.8 è riportata la turbina a vapore TK-4122 dotata di coibentazione esterna. Quest'ultima non rende visibile il corpo della macchina, ma è possibile notare i due condotti di aspirazione e mandata rivolti verso l'alto.



Fig. 4.4.2.8 Turbina a vapore TK-4122

Le componenti interne della turbina, quali la palettatura fissa e mobile, le tenute, i cuscinetti di supporto all'albero ecc. sono mostrati nella fig. 4.4.2.9, che riporta una rappresentazione semplificata della macchina in sezione con relativo sistema di regolazione.

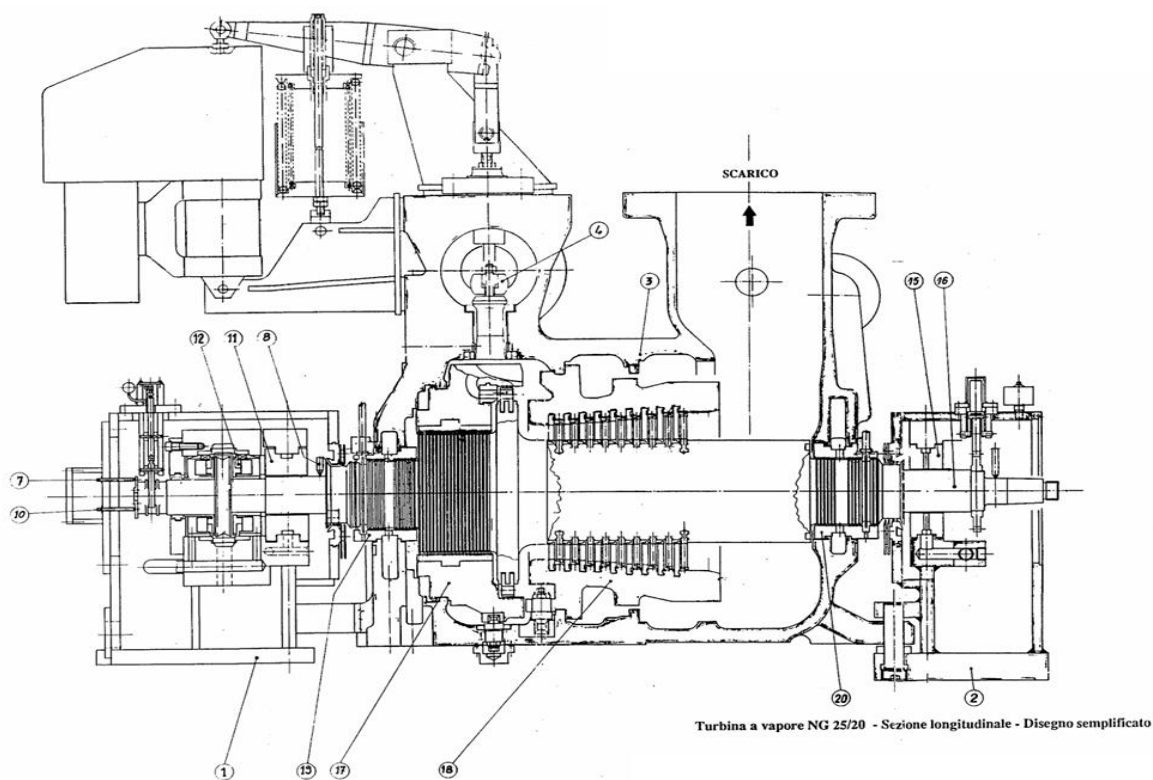


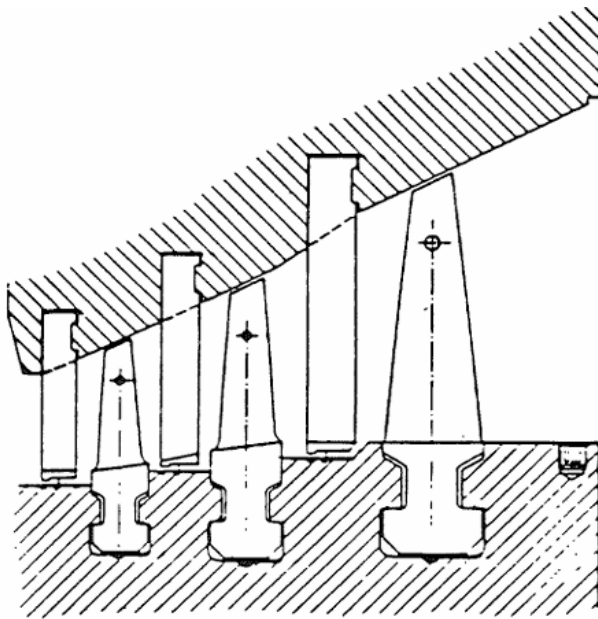
Fig. 4.4.2.9 Disegno semplificato della turbina TK-4122 NG 25/20

La palettatura della turbina riveste un ruolo fondamentale in relazione al rendimento e alla sicurezza di funzionamento della macchina stessa, in quanto tramite essa l'energia termica del vapore viene convertita in energia meccanica. Per tale motivo, gli accorgimenti per garantire la necessaria robustezza meccanica e la finitura superficiale voluta sono particolarmente dispendiosi e il materiale utilizzato è prettamente acciaio inossidabile.

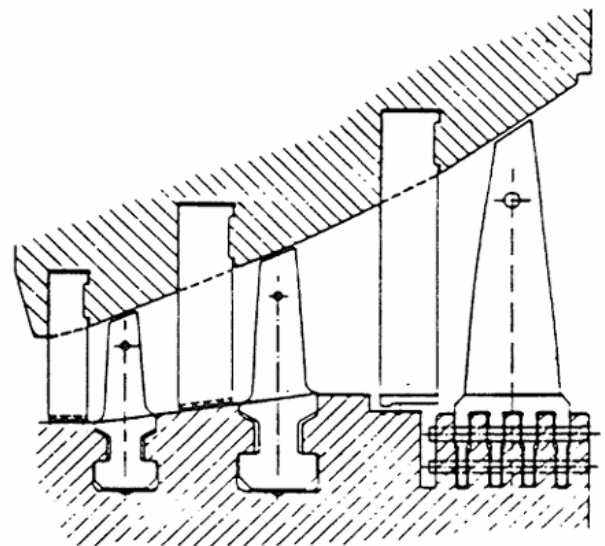
La palettatura dello stadio di regolazione è del tipo ad azione, mentre quella a seguire è del tipo a reazione con il 50% di reazione. Le palette direttrici e quelle mobili hanno lo stesso profilo e la stessa angolazione.

Le superfici di passaggio delle palette fisse e mobili sono state studiate in modo che per la massima portata volumetrica ammissibile e le velocità in uscita dell'ultimo stadio siano accettabili per ottenere basse perdite di carico. L'inconveniente della notevole differenza di velocità periferica fra la base e l'estremità di queste palette mobili è ovviato dal profilo svergolato delle stesse.

Di seguito (fig. 4.4.2.9) è rappresentato lo stadio BP con piede a testa di martello e ad innesto.



**Fig. 5 - Stadio BP con piede a testa di martello**



**Fig. 6 - Stadio BP con piede ad innesto**

*Fig. 4.4.2.9 Stadio BP con piede a testa di martello (a sinistra) e con piede ad innesto (a destra)*

Relativamente alle condizioni di esercizio della turbina a vapore, quest'ultima lavora secondo i parametri di design forniti dalla casa costruttrice. Dovendo alimentare il compressore, la cui portata di idrogeno dipende dalle richieste del processo, la turbina in oggetto regola la portata di vapore in ingresso per fornire la giusta potenza meccanica all'albero. Ma non solo. La turbina deve anche soddisfare e assecondare

le condizioni di lavoro del compressore in corrispondenza dei punti di EOR e SOR e quando esercisce azoto. I parametri di progetto della TK-4122 sono riportati nella tabella seguente (tab. 4.4.2.2).

								Rev.	
1	DATI GENERALI								
2	ALLARMI E BLOCCHI	TK-4122		No. DI UNITA' PRINCIPALE / STAND-BY		1 / --			
3	RECYCLE GAS COMPRESSOR DRIVER								
4	SERVIZIO	(continuo - intermittente - stand-by - emergenza)			continuous				
5	MACCHINA AZIONATA	COMPRESSORE CENTRIFUGO		FOGLIO DATI No.		SOS4572609			
6	CARATTERISTICHE VAPORE								
7	INGRESSO	bara	°C	SCARICO	bara	°C			
8	NORMALE	58,87	475	NORMALE	4,44	216		<1>	
9	MASSIMA	65,54	483	MASSIMA	5,91				
10	MINIMA	54,95	450	MINIMA	3,76				
30	POTENZA ASSORBITA MACCHIBE CONDOTTA : NORMAL / MAX			kW		2932 / 2932			
31	COSTO SPECIFICO DI VAPORE: INGRESSO / ESTRAZIONE / INDUZIONE			USD/kg		/ /			
32	CONSUMO STIMATO VAPORE INGRESSO: NORMALE / NOMINALE			kg/s		6,11 / 6,86			
33	PORTATA ESTRAZIONE (controllata - non controllata)					N/A			
34	PORTATA ALIMENTAZIONE SECONDARIA (controllata - non controllata)					N/A			
35	PRESSIONE OPERATIVA VALVOLA SICUREZZA: INGRESSO / SCARICO			bar(g)		/ 5,7			
36	ESTRAZIONE / ALIMENTAZIONE SEC.			bar(g)		N/A / N/A			
37	RAFFREDDAMENTO INTERMEDIO AUSILIARI (aria - acqua raffreddamento - acqua mare)								
38	RAFFREDDAMENTO INTERMEDIO CONDENSATORI: (aria - acqua raff. - acqua mare- fluido processo)								
39	RAFFREDDAMENTO INTERMEDIO SISTEMA OLIO (aria - acqua raffreddamento - acqua mare)								
40	RISCALDAMENTO OLIO LUBRIFICANTE: (elettrico - vapore)								
41	CONDIZIONE DI INSTALLAZIONE: (interno - esterno)					esterno			
42						non riscaldato /			
43						dangerous area			
11	PRESTAZIONI								
12	PUNTI DI FUNZIONAMENTO DELLA MACCHINA GUIDATA	ALBERO TURBINA		INGRESSO			SCARICO		
13		POTENZA	VELOCITA'	PORTATA	PRESS.	TEMP.	PORTATA	PRESS.	TEMP.
14		kW	r/min	t/h	bar(g)	°C	t/h	bar(g)	°C
15	NOMINALE (SOR)	2543	12478	19,5	59	475	18,62	3,5	217,5
16	NORMALE (EOR)	2932	11450	22	59	475	21,03	3,5	212,6
17	AZOTO	1854	8998	14,5	59	475	13,87	3,5	245,6
18	ALTRO (EOR WORST)	3049	11450	26	55	450	24,84	5,0	217,5
19	ALTRO (SOR WORST)	2543	12478	21,57	55	450	20,38	5,0	205,0

Tab. 4.4.2.2 Dati di design della TK-4122

### 4.4.3 Problematiche riscontrate

Le problematiche emerse sono state riscontrate per via delle vibrazioni che hanno interessato l'asta del pistone dell'attuatore del sistema di regolazione in testa alla turbina. Esse si sono propagate all'intera linea di trasmissione dell'olio, ma, fortunatamente, non si sono diffuse al treno macchina, e, soprattutto, non hanno alterato la regolazione della portata in ingresso alla turbina. Per avere un quadro più chiaro dell'anomalia di funzionamento presentatasi e delle cause che l'hanno generata sarebbe opportuno riportare una breve descrizione del sistema di controllo della portata vapore in entrata alla TK-4122.

#### Sistema di regolazione della portata vapore

Il sistema di regolazione della turbina a vapore NG 25/20 è essenzialmente composto dalle seguenti parti:

- regolatore elettronico della velocità (Woodward tipo 505);
- regolatore elettronico della velocità Woodward (CPC);
- convertitore elettroidraulico (Woodward tipo 9906);

- servocilindro (o turbinetta) con rotore e luci di passaggio dell'olio;
- cilindro idraulico e attuatore per le valvole di regolazione AP;
- valvole di regolazione AP.

Il regolatore elettronico di velocità Woodward 505 controlla la velocità della turbina a vapore tramite il convertitore elettroidraulico di pressione. Esso riceve segnali elettrici dai pick-up di velocità montati sulla turbina a vapore e secondo le esigenze di carico elabora quei dati inviando poi segnali elettrici al convertitore elettroidraulico. Quest'ultimo trasforma i segnali elettrici in segnali idraulici variando la pressione dell'olio in entrata al servomotore. Il servomotore è costituito da due condotti di mandata tramite cui invia olio al cilindro dell'attuatore. La pressione del fluido nell'uno o nell'altro condotto viene modulata a seconda della portata vapore necessaria e quindi a seconda del numero di giri della turbina. La differenza di pressione dell'olio tra la parte superiore e inferiore del pistone va a determinare il movimento di quest'ultimo verso l'alto o verso il basso, comportando la chiusura o l'apertura, tramite un manovellismo, della valvola regolatrice per il passaggio del vapore. Inoltre, il servocilindro è dotato di un rotore che ruota più velocemente quanto più alto è il numero di giri richiesto alla turbina. Sono presenti anche delle viti a brugola trasversali il cui grado di avvitamento determina il livello di apertura delle luci di passaggio dell'olio: più sono avvitate più le luci sono piccole e la pressione dell'olio è alta e viceversa. Infine, vi sono anche un condotto di scarico dell'olio in eccesso, che giunge in un serbatoio di raccolta, e un canale che convoglia il fluido in uno smorzatore ad azoto per attutire gli urti dovuti alle variazioni di pressione. Nell'immagine seguente (fig. 4.4.3.1) è rappresentato il sistema di regolazione Woodward collocato in testa alla turbina a vapore TK-4122. Vengono evidenziati il servocilindro, il cilindro, il manovellismo e la valvola regolatrice di portata vapore.

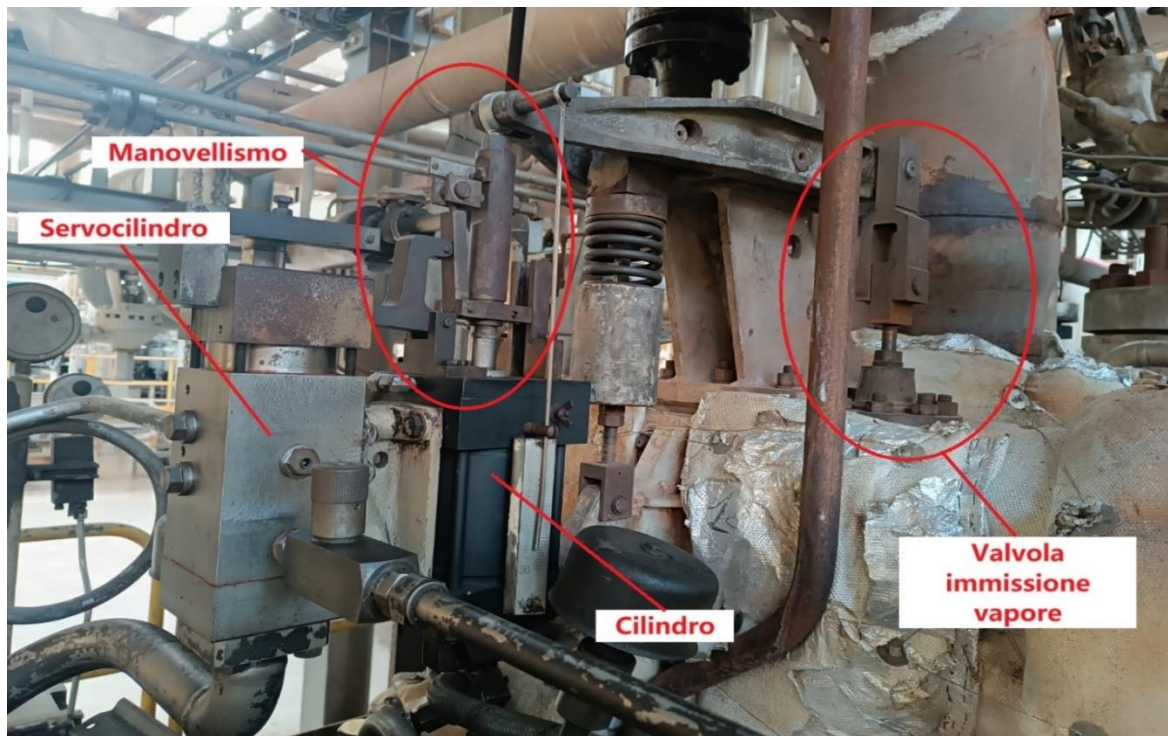


Fig. 4.4.3.1 Sistema di regolazione Woodward della turbina a vapore TK-4122

#### 4.4.4 Analisi di guasto

Le vibrazioni che hanno interessato l'intera linea di trasmissione dell'olio in pressione non sono state rilevate da sonde vibrometriche installate in loco, in quanto quest'ultime sono presenti solo sulle macchine rotanti. Tuttavia, esse erano talmente elevate da essere ben visibili anche ad occhio nudo. A seguito dell'insorgenza di tali oscillazioni si è proceduto con l'analizzare la regione esatta in cui hanno avuto origine e le cause che le hanno determinate. È stato riscontrato che il componente del sistema di regolazione in corrispondenza del quale sono sorte forti vibrazioni è stato l'asta del pistone del cilindro, che, di conseguenza, ha portato in oscillazione anche il regolatore elettronico, la turbinetta e i condotti di mandata dell'olio in pressione. Come già specificato, questo non ha compromesso la corretta regolazione della portata vapore, ma, in futuro, avrebbe potuto portare al danneggiamento delle componenti meccaniche del sistema.

Nella fig. 4.4.4.1 è riportata la rappresentazione dell'attuatore in cui è possibile distinguere il servocilindro, con i due condotti di mandata dell'olio, e il cilindro. Nell'immagine successiva, invece, (fig. 4.4.4.2) è rappresentato più nel dettaglio il solo servocilindro.

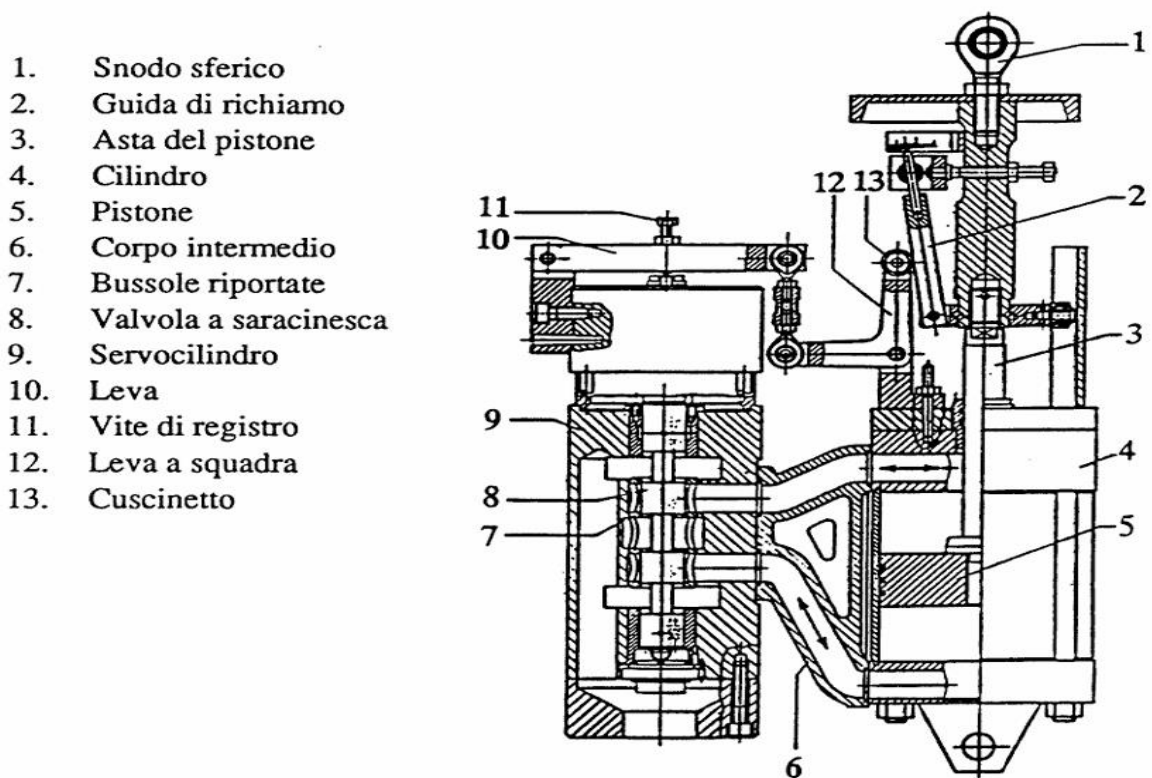
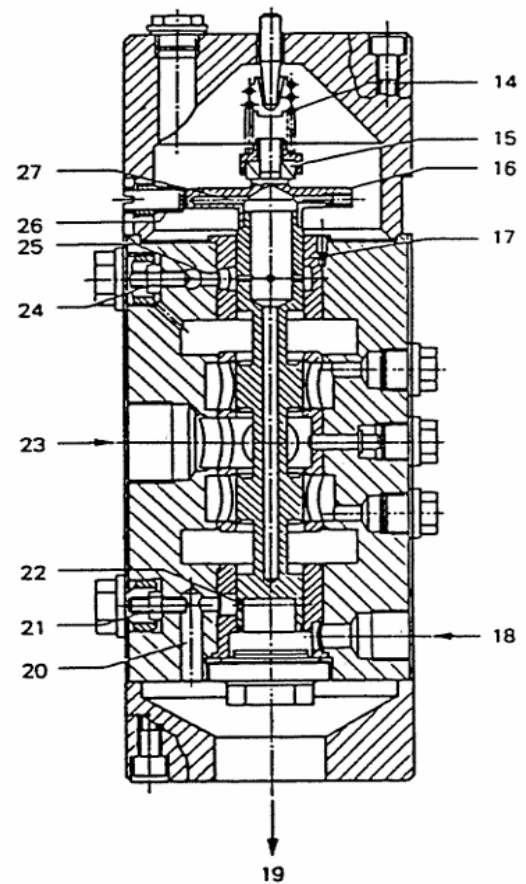


Fig. 4.4.4.1 Attuatore del sistema di regolazione Woodward

- 14. Molla a compressione
- 15. Cuscinetto assiale
- 16. Ruota a disco
- 17. Valvola a saracinesca
- 18. Olio secondario
- 19. Scarico olio
- 20. Foro di drenaggio
- 21. Vite di registro per la vibrazione
- 22. Piccolo foro
- 23. Olio in pressione
- 24. Vite di registro per la rotazione
- 25. Foro radiale
- 26. Manicotto d'alluminio
- 27. Foro radiale



*Fig. 4.4.4.2 Servocilindro del sistema di regolazione Woodward*

Per quanto concerne le cause che hanno portato all'anomalia di funzionamento dell'asta dello stantuffo esse sono state attribuite inizialmente allo spinotto collocato nella parte inferiore del cilindro. Nello specifico, è stato ipotizzato che il danneggiamento per usura avvenuto nel tempo avesse comportato un aumento del gioco tra lo spinotto stesso e il corpo del cilindro, portando quest'ultimo ad oscillare a causa di una minore coesione. Effettivamente, l'ispezione eseguita sullo spinotto ha manifestato la presenza di un danneggiamento per usura, come mostrato nella fig. 4.4.4.3, che ha comportato la sostituzione del componente con uno non ammalorato.

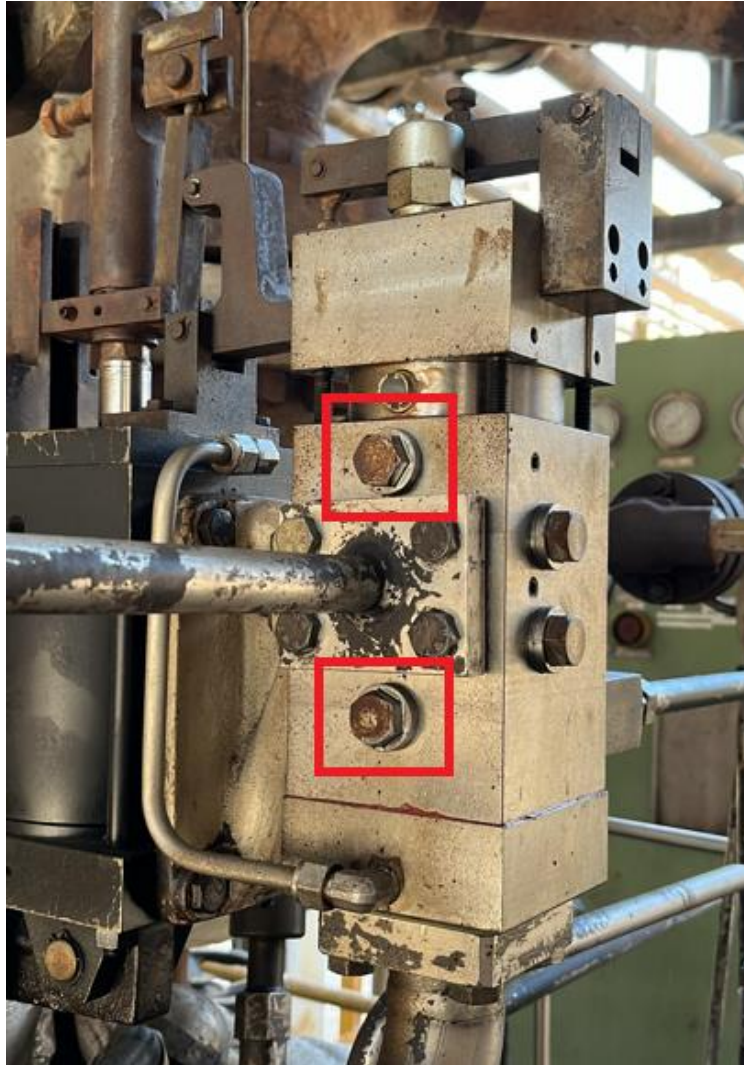




*Fig. 4.4.4.3 Spinotto del cilindro danneggiato per usura*

Tuttavia, l'intervento manutentivo effettuato non ha sortito gli esiti sperati, in quanto il pistone del cilindro continuava a vibrare fortemente rendendo visibile anche ad occhio nudo l'oscillazione dell'intera linea di trasmissione dell'olio. Pertanto, si è proceduto con una ulteriore ispezione del sistema di regolazione Woodward, affinché si potesse individuare la reale causa dell'anomalia di funzionamento presentatasi.

Ciò che è stato riscontrato è che le vibrazioni sono state determinate da un insufficiente grado di avvitamento delle viti a brugola che regolano la luce di passaggio dell'olio nel servocilindro. Una giustificazione a ciò la si può trovare nel fatto che il regolatore elettronico CPC Woodward è obsoleto; pertanto, i segnali elettrici inviati al convertitore idraulico e di conseguenza al servocilindro risultavano scorretti, indicando un valore di pressione richiesto più basso rispetto a quello realmente necessario. Ne deriva che le luci di passaggio dell'olio nella turbinetta risultavano troppo ampie per garantire la pressione richiesta dal regolatore elettronico, in quanto il grado di avvitamento delle viti, al momento dell'insorgere delle vibrazioni, corrispondeva a quello stabilito in principio considerando ottimali le condizioni di funzionamento del regolatore elettronico. Nell'immagine seguente (fig. 4.4.4.4) vengono mostrati (evidenziati in rosso) gli organi filettati in questione.



*Fig. 4.4.4.4 Viti di regolazione delle luci di passaggio dell'olio*

#### **4.4.5 Possibili soluzioni**

Tenuto conto della natura del problema riscontrato si è ritenuto opportuno avvitare maggiormente le viti in modo che potessero soddisfare le richieste di pressione ricevute dal regolatore elettronico oramai obsoleto. Non si è optato per la sostituzione delle viti e dell'intero corpo del servocilindro, in quanto essi sono stati rimpiazzati con componenti nuovi durante la fermata manutentiva dell'anno precedente. La soluzione adottata ha comportato una riduzione notevole delle vibrazioni, di cui, tuttavia, non è stato possibile valutarne l'intensità non essendoci sonde vibrometriche disposte sulla linea di trasmissione dell'olio. Nonostante ciò, il fatto che esse non fossero più visibili ad occhio nudo ha portato gli operatori a valutarle positivamente e a considerarle non più dannose per l'intero sistema di regolazione della portata vapore.

#### **4.4.6 Miglioramenti futuri implementabili**

I miglioramenti futuri implementabili sul sistema di regolazione Woodward sono essenzialmente due.

Il primo riguarda la sostituzione del regolatore elettronico CPC e del regolatore Woodward 505, in quanto sempre più obsoleti. Infatti, revisionando il primo dispositivo è stato constatato che i contatti elettrici sono alquanto usurati e questo potrebbe causare in futuro un falso contatto, che determinerebbe uno scorretto segnale di pressione mandato all'attuatore. Il CPC e il regolatore Woodward 505 potrebbero essere sostituiti con dispositivi più innovativi, come il CPC-II e il regolatore 505 XT. Questi ultimi sono presenti attualmente sul mercato, per cui, in caso di guasto o malfunzionamento, non si dovrebbero riscontrare problemi nell'avere assistenza per un intervento manutentivo o nel reperire componenti di ricambio, a differenza dei dispositivi originali installati al momento presso l'impianto. nell'immagine seguente (fig. 4.4.6.1) sono riportati a sinistra il regolatore CPC-II e a destra il regolatore elettronico 505 XT.



Fig. 4.4.6.1 Regolatore CPC-II a sinistra e regolatore elettronico 505 XT a destra

In secondo luogo, unitamente alla soluzione precedente, si potrebbe optare di installare il VariStroke, ovvero un attuatore elettronico lineare per valvole. Esso utilizza un cilindro di potenza a doppio effetto, una servovalvola e sensori di feedback di posizione valvola integrati. L'impiego di tale dispositivo esclusivamente elettronico eviterebbe complicazioni dovute all'utilizzo dell'olio, rendendo più semplice e affidabile il sistema di regolazione della portata vapore della turbina. Nell'immagine seguente (fig. 4.4.6.2) viene mostrato il VariStroke che andrebbe a sostituire il servocilindro e il cilindro dell'attuale attuatore.



Fig. 4.4.6.2 VariStroke

## 4.5 K-4121- Compressore alternativo (Unità 4100)

### 4.5.1 Fotografia di impianto

Con il tag K-4121 A/B/C/D/E si indicano cinque compressori alternativi a tre stadi a doppio effetto, che appartengono all'Unità 4100 (RHU) presso la quale avviene l'idroconversione dei residui (Residue Hydroconversion). Gli item A/B/C presentano caratteristiche geometriche e fluidodinamiche equivalenti ed esercitano portate uguali con la stessa efficienza, mentre gli item D/E sono identici tra loro ed elaborano portate maggiori rispetto ai primi tre. Questi compressori vengono impiegati per comprimere lo stream di idrogeno, prelevato dalla rete della Raffineria, da una pressione di circa 22 bar ad una pressione di 190 bar.

Il normale esercizio dell'impianto prevede che i due compressori più grandi (D/E) siano in marcia assieme ad uno dei tre più piccoli (A/B/C). Il loro corretto funzionamento risulta fondamentale per il processo di idroconversione, in quanto, assieme al K-4122 analizzato nel paragrafo precedente, trasferiscono lo stream di H<sub>2</sub> dell'RHU presso i reattori dell'impianto 4100 per idrogenare le reazioni catalitiche. Uno schema semplificato dell'Unità 4100 è riportato di seguito nella fig. 4.5.1.1, in cui vengono evidenziati in rosso anche K-4121.

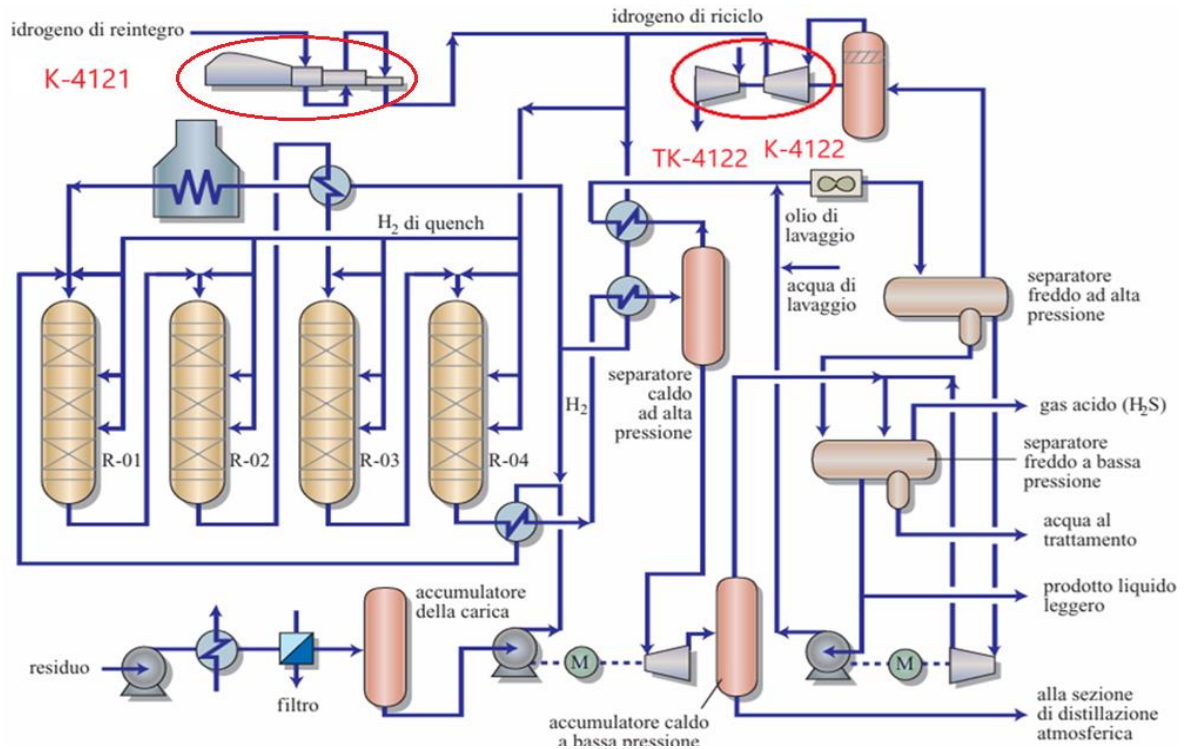


Fig. 4.5.1.1 Schema semplificato del processo di idroconversione dei residui (Unità 4100) con evidenziati i K-4121

## 4.5.2 Caratteristiche progettuali

Tutti e cinque gli item sono a doppio effetto, ovvero ogni stadio presenta una suddivisione del cilindro in due camere, nelle quali il fluido viene aspirato e compresso in alternanza al movimento dello stantuffo; questo è reso possibile grazie alle quattro valvole presenti su ogni stadio, disposte a coppie -una di aspirazione e una di mandata- per ogni camera.

Il K-4121 A è raffigurato nella fig. 4.5.2.1, in cui è possibile osservare i polmoni d'aspirazione e il sistema biella-manovella per ognuno dei tre stadi, mentre nella fig. 4.5.2.2 è rappresentato il primo stadio del compressore.

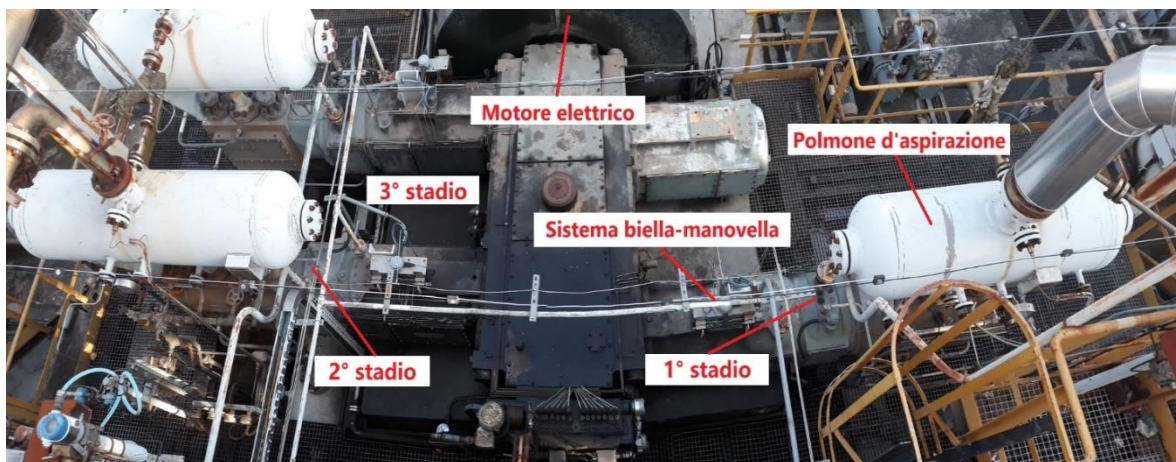


Fig. 4.5.2.1 Compressore K-4121 A con polmoni d'aspirazione per ogni stadio della macchina

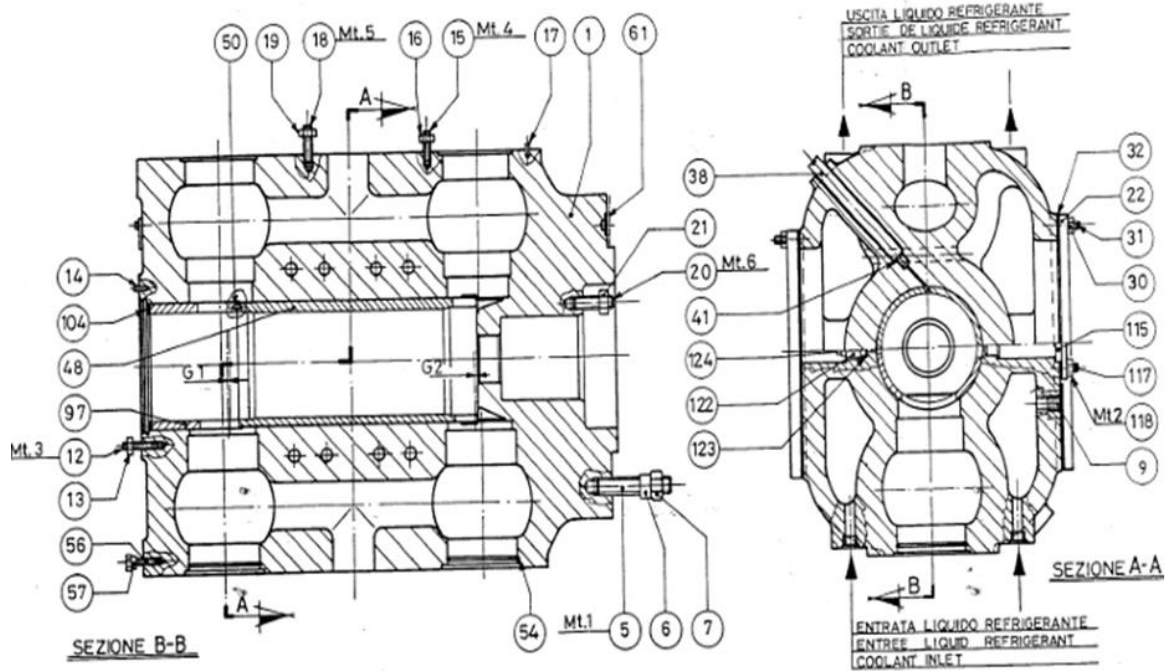


Fig. 4.5.2.2 Disegno tecnico del primo stadio del K-4121 A

Ciascuna macchina viene alimentata da un motore elettrico multipolare ad accoppiamento diretto, situato su un basamento separato. Nella fig. 4.5.2.3 è rappresentato il suddetto motore che aziona il K-4121 A.



Fig. 4.5.2.3 Motore elettrico del K-4121 A

La portata esercita dai compressori A/B/C viene controllata per mezzo di diversi sistemi di regolazione. Ogni macchina è munita dei seguenti dispositivi:

- spazio nocivo a volume variabile, azionabile manualmente da campo con macchina ferma o in movimento (campo di regolazione circa il 10% della portata), presente sul primo stadio di ogni item;
- by-pass al primo stadio compressore, azionabile in automatico da sala controllo (campo di regolazione circa il 20% della portata);
- controllore di pressione tra il primo e il secondo stadio per la limitazione del rapporto di compressione del secondo stadio;
- alzavalvole di aspirazione (parzializzatrici) presenti su tutte le fasi, azionabili in automatico o manualmente da sala controllo (DCS) con gradini di regolazione 0%-50%-100% della portata.

La regolazione della portata di idrogeno può avvenire anche alla mandata in quanto i compressori sono dotati di una linea di ricircolo comune. Questa viene azionata o manualmente o in automatico per mezzo di un segnale proveniente dal controllore di pressione (41-PIC-30) posizionato sulla bocca di mandata dei compressori.

Si evince che ogni compressore presenti tre principali sistemi di regolazione, che possono essere riassunti come segue:

- variazione del volume nocivo sul cilindro del primo stadio;
- ricircolo tra il secondo e il primo stadio;
- ricircolo a valle del terzo stadio.

La figura seguente (fig. 4.5.2.4) riporta questi tre metodi di regolazione (evidenziati in rosso) validi per i tre compressori A/B/C.

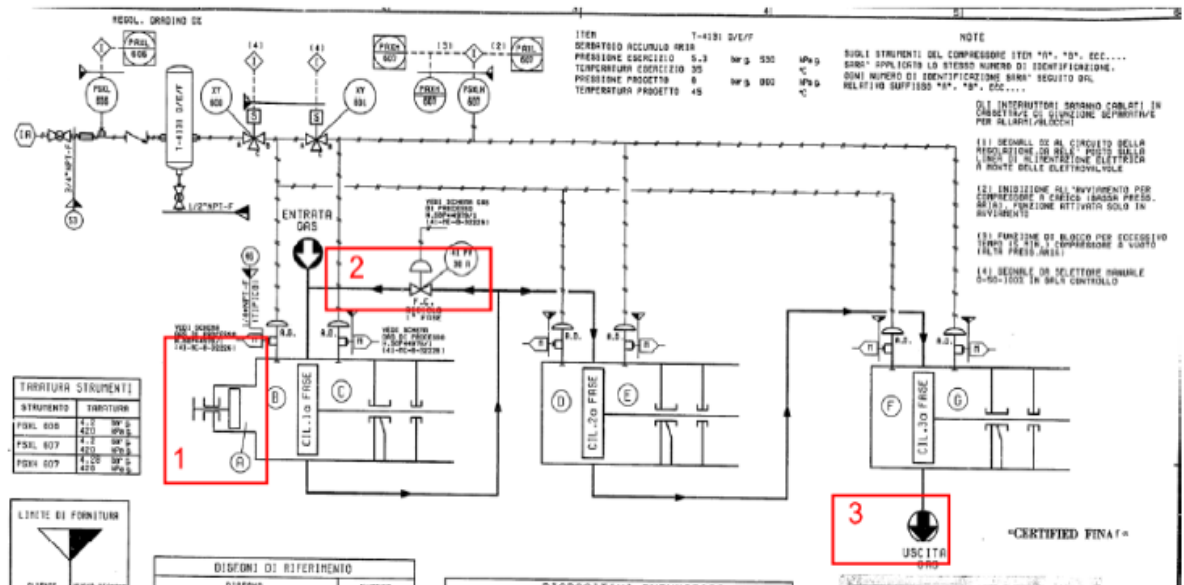


Fig. 4.5.2.4 Schema di regolazione della portata

Per quanto concerne la regolazione tramite variazione del volume nocivo, questa può essere attuata solo sul primo stadio e comporta una diminuzione dell'efficienza di portata dal 112% Rated (valore teorico della casa costruttrice) al 100% Normal (valore di esercizio normale). Questa riduzione di efficienza è dovuta al fatto che la portata di idrogeno entrante nel volume nocivo, durante la compressione verso il PMS, resta in questo 'spazio aggiuntivo' e non viene mandata allo stadio successivo. Per tale motivo, questo metodo di regolazione non è stato mai utilizzato, ma si è fatto ricorso agli altri dispositivi menzionati precedentemente.

Tra questi vi sono le Parzializzatrici, nonché dispositivi ON/OFF controllati al DCS e installati in corrispondenza della valvola di aspirazione di ogni stadio. Se attivate, esse bloccano quest'ultima in apertura e costringono la portata di gas a fluire ed uscire dal condotto di aspirazione senza passare dalla mandata. Poiché ogni item presenta due effetti e ha tre stadi, per ogni macchina ci saranno complessivamente sei parzializzatrici.

In numero di dispositivi attivati determina tre livelli di efficienza:

- efficienza 0%: tutte e 6 le parzializzatrici sono attive;
- efficienza 50%: solo 3 parzializzatrici (una per ogni stadio) sono attive;
- efficienza 100%: tutte e 6 le parzializzatrici sono disattivate.

Nella figura seguente (fig. 4.5.2.5) sono raffigurate rispettivamente la parzializzatrice e la valvola di aspirazione su ogni stadio del compressore.

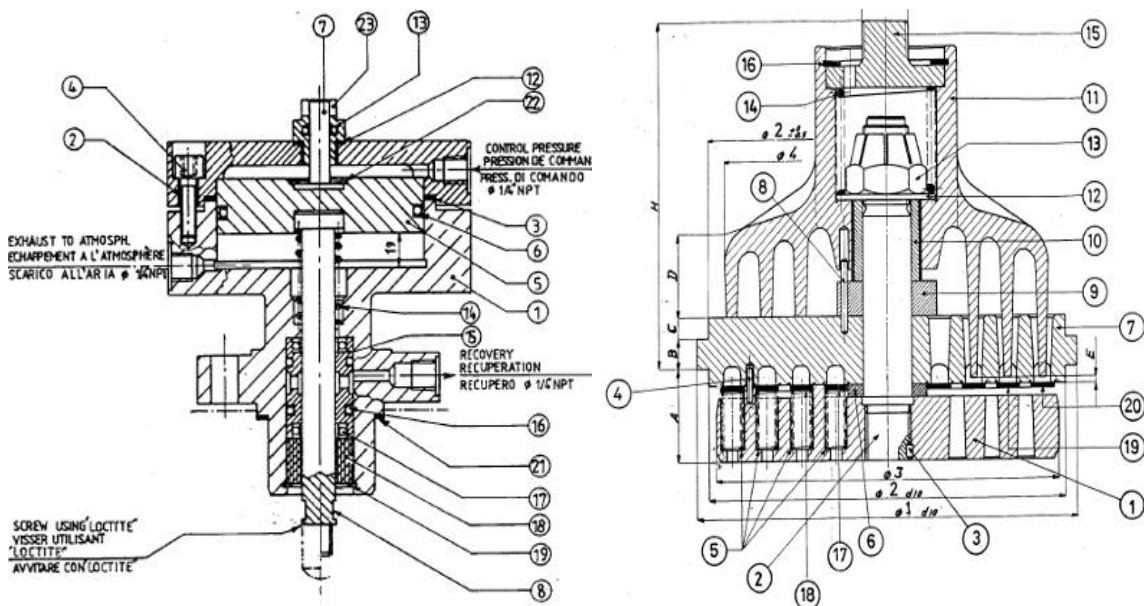


Fig. 4.5.2.5 Parzializzatrice a sinistra e valvola di aspirazione a destra

Poiché gli item K-4121 A/B/C/D/E vengono classificati come OCE (Operation Critical Elements) ed esercitano idrogeno, gas altamente infiammabile, è fondamentale che il loro funzionamento sia in linea con le condizioni di esercizio di progetto della casa costruttrice. Per tale motivo, è stata effettuata un'analisi di performance del compressore K-4121 A successivamente alla sua messa in marcia in sostituzione dell'item C. Quest'ultimo ha presentato una rottura dell'anello nella valvola di mandata del terzo stadio, che ha comportato un ricircolo di gas all'aspirazione del secondo stadio, facendo aumentare la pressione in loco. Questo ha determinato



l'apertura della valvola di sicurezza (PSV), che ha evitato che l'eccessivo aumento di pressione potesse danneggiare altre componenti della macchina. Pertanto, l'item C è stato messo fuori esercizio e manutentionato, mentre l'item A è stato messo in marcia per garantire la continuità del processo.

I dati di progetto del compressore K-4121 A sono stati ricavati dal datasheet dell'item presente nell'archivio della Raffineria. Nelle tabelle seguenti (tab. 4.5.2.1 e tab. 4.5.2.2) sono riportati i valori relativi sia all'intera macchina sia a quelli di interstadio per le diverse regolazioni possibili.

	<b>Rated (112%)</b>	<b>Normal (100%)</b>	<b>Minimum (78%)</b>
Portata [kg/h]	1455	1296	1008
Portata aspirata [m3/h]	816	727	565
Peso molecolare	2,1	2,1	2,1
Rapporto calori specifici a condizioni di aspirazione	1,43	1,43	1,43
Fattore di comprimibilità aspirazione	1,017	1,017	1,017
Fattore di comprimibilità mandata	1,16	1,16	1,15
Pressione assoluta di aspirazione [bar]	22,5	22,5	22,5
Pressione assoluta di mandata [bar]	195	195	195
Temperatura di aspirazione [°C]	40	40	40
Temperatura di mandata [°C]	100	110	130
Potenza assorbita stimata [kW]	1510	1355	1150
Potenza richiesta alla motrice [kW]	1700		
Velocità [rpm]	365 (16 poli)		

Tab. 4.5.2.1 Parametri di progetto del K-4121 A

	<b>Rated (112%)</b>	<b>Normal (100%)</b>	<b>Minimum (78%)</b>	<b>50% Rated</b>
Portata [kg/h]	1455	1296	1008	700
<b>1° STADIO</b>				
Pressione aspirazione [bar]	22,5	22,5	22,5	22,5
Temperatura aspirazione [°C]	40	40	40	40
Pressione di mandata [bar]	52,3	45,8	36,1	56,3
Temperatura di mandata [°C]	127	112	90	136
Pressione scatto PSV [bar]	60,7	60,7	60,7	60,7
<b>2°STADIO</b>				
Pressione aspirazione [bar]	51,5	45,8	35,6	55,6
Temperatura aspirazione [°C]	40	40	40	40
Pressione di mandata [bar]	113	103,5	86,1	128,6
Temperatura di mandata [°C]	122	125	132	130
Pressione scatto PSV [bar]	139,7	139,7	139,7	139,7
<b>3° STADIO</b>				
Pressione aspirazione [bar]	111	102,3	85,1	127,2
Temperatura aspirazione [°C]	40	40	40	40
Pressione di mandata [bar]	195	195	195	195
Temperatura di mandata [°C]	100	110	130	93
Pressione scatto PSV [bar]	214	214	214	214
<b>DUTY REFRIGERANTI</b>				

Mandata 1° stadio [kW]	483	362	250
Mandata 2° stadio [kW]	455	414	349
By-pass totale [kW]	360	401	385
TEMP. USCITA BY-PASS			
By-pass 1° stadio [°C]			40,6
By-pass totale [°C]	112	122	142
POTENZA ASSORBITA [kW]	1510	1355	1150

Tab. 4.5.2.2 Parametri di progetto interstadio del K-4121 A/B/C

### 4.5.3 Analisi di performance

I rilievi dei parametri per calcolare il punto di lavoro del compressore e condurre l'analisi di performance sono stati effettuati utilizzando la strumentazione installata in campo (amperometri e termometri) e dati disponibili a video sul DCS. Nella tab. 4.5.3.1 sono riportati i valori acquisiti (in rosso) e i valori calcolati (in nero).

Portata [kg/h]			1400					
1° STADIO			2° STADIO			3° STADIO		
Parametro	Valore	Unità	Parametro	Valore	Unità	Parametro	Valore	Unità
Pressione aspirazione	20,9	bar	Pressione aspirazione	50,2	bar	Pressione aspirazione	106,9	bar
	2117693	Pa		5086515	Pa		10831642,5	Pa
Temperatura aspirazione	31,5	°C	Temperatura aspirazione	50	°C	Temperatura aspirazione	54	°C
	306,15	K		324,15	K		328,15	K
Pressione di mandata	50,7	bar	Pressione di mandata	107,4	bar	Pressione di mandata	189,2	bar
	5137178	Pa		10882305	Pa		19170690	Pa
Temperatura di mandata	122	°C	Temperatura di mandata	131	°C	Temperatura di mandata	114	°C
	395,15	K		404,15	K		387,15	K
Densità aspirazione	1,73	kg/m3	Densità aspirazione	3,79	kg/m3	Densità aspirazione	7,94	kg/m3
Volume specifico aspirazione	0,58	m3/kg	Volume specifico aspirazione	0,26	m3/kg	Volume specifico aspirazione	0,13	m3/kg
Densità mandata	3,14	kg/m3	Densità mandata	6,46	kg/m3	Densità mandata	11,8	kg/m3
Volume specifico mandata	0,318	m3/kg	Volume specifico mandata	0,155	m3/kg	Volume specifico mandata	0,085	m3/kg
Delta di pressione totale	29,8	bar	Delta di pressione totale	57,2	bar	Delta di pressione totale	82,3	bar
Rapporto di compressione	2,43		Rapporto di compressione	2,14		Rapporto di compressione	1,77	
Delta di temperatura	89	°C	Delta di temperatura	80	°C	Delta di temperatura	59	°C

Tab. 4.5.3.1 Parametri acquisiti durante la marcia del K-4121 A

Per condurre l'analisi di performance della macchina e valutare le sue prestazioni durante la marcia è necessario conoscere, oltre ai parametri acquisiti al DCS e riportati pocanzi, anche le seguenti variabili:

- l'esponente  $m$  della trasformazione politropica sia in aspirazione che in mandata;
- il coefficiente  $k$  caratteristico del gas esercito, pari al rapporto tra il calore specifico a pressione costante  $c_p$  e il calore specifico a volume costante  $c_v$  del gas stesso,
- il lavoro isentropico di compressione  $L_{is,j}$  svolto da ogni stadio del compressore;
- il lavoro reale di compressione  $L_j$  svolto da ogni stadio del compressore;
- il rendimento isentropico di compressione  $\eta_{is,j}$  di ogni stadio del compressore;
- l'assorbimento elettrico del motore (leggibile dalla strumentazione digitale a quadro situata nella sottostazione dell'impianto o misurabile attraverso una pinza amperometrica da agganciare sui cavi posizionati nella cabina elettrica di riferimento);
- le caratteristiche del motore elettrico ( $\cos\phi$ , tensione e numero di giri indicati nella documentazione del motore stesso);

L'analisi di performance è stata condotta avanzando delle ipotesi semplificative in quanto i dati relativi alle varie perdite del circuito, dovute a valvole, fughe, scambi termici e altri dispositivi presenti lungo l'impianto, non erano tutti disponibili e visibili al DCS. Le ipotesi avanzate sono le seguenti:

- la variazione di pressione durante l'aspirazione e la mandata della portata è costante;
- gli scambi termici che avvengono durante la fase di aspirazione sono trascurabili;
- il lavoro dovuto alle resistenze passive è trascurabile;
- le fughe di idrogeno, che potrebbero verificarsi durante la fase di compressione, sono trascurabili;
- la fase di compressione viene descritta come una trasformazione politropica;
- l'idrogeno molecolare viene considerato un gas costante.

Il rendimento isentropico del compressore è determinato tramite il rapporto tra il lavoro isentropico e il lavoro reale di ogni singolo stadio. Queste due grandezze sono calcolate utilizzando la formulazione meccanica del Primo Principio della Termodinamica (approccio lagrangiano) per una macchina volumetrica considerando trascurabile il lavoro delle resistenze passive ( $L_w$ ) e la variazione di energia macroscopica (contributo gravitazionale, cinetico e centrifugo). Le formule che ne derivano sono le seguenti:

$$Li_{is,j} = c_p T_{1j} (\beta_j^{\frac{k-1}{k}} - 1) \quad (1)$$

$$Li_j = c_p (T_{2,j} - T_{1,j}) \quad (2)$$

dove:

- $R$  è la costante specifica dell'idrogeno pari a 4125,5 J/kgK;
- $T_{1j}$  è la temperatura del fluido in ingresso al j-esimo stadio del compressore, con j che varia da 1 a 3, espressa in [K];
- $T_{2j}$  è la temperatura del fluido in uscita al j-esimo stadio del compressore, con j che varia da 1 a 3, espressa in [K];
- $k$  è l'esponente della trasformazione isentropica caratteristica del gas esercito e pari a 1,41;
- $c_p$  è il calore specifico a pressione costante dell'idrogeno pari a 14,274 kJ/kgK;

La fase di compressione viene considerata come una trasformazione politropica, ovvero una trasformazione reversibile di un gas perfetto caratterizzata da calore specifico costante. Allora si può dimostrare la seguente formula:

$$pv^m = costante \quad (3)$$

e, sapendo che l'equazione di un gas perfetto si può esprimere come:

$$pv = RT \text{ da cui } v = \frac{RT}{p} \quad (4)$$

si potrà calcolare il coefficiente politropico  $m_j$  con la formula:

$$p_1^{\frac{1-m}{m}} T_1 = p_2^{\frac{1-m}{m}} T_2 \quad (5)$$

dove:

- $p_1$  è la pressione del fluido in ingresso al j-esimo stadio del compressore, espressa in [Pa];
- $T_1$  è la temperatura del fluido in ingresso al j-esimo stadio del compressore, espressa in [K];
- $p_2$  è la pressione del fluido in uscita dal j-esimo stadio del compressore, espressa in [Pa];
- $T_2$  è la temperatura del fluido in uscita dal j-esimo stadio del compressore, espressa in [K].

I risultati ottenuti relativamente al lavoro isentropico, al lavoro reale e al rendimento isentropico per ogni stadio del compressore sono riportati nella tabella seguente (tab. 4.5.3.2):

	1° STADIO	2° STADIO	3° STADIO
Portata [kg/h]	1400		
Lavoro isentropico, Lis [kJ/kgK]	1272,64144	1139,66411	841,82766
Lavoro reale, Li [kJ/kgK]	1277,523	1156,194	856,44
Rendimento isentropico, $\eta_{is}$	0,996	0,986	0,983

Tab. 4.5.3.2 Lavoro isentropico, lavoro reale e rendimento isentropico di ogni stadio del compressore

Nella fig. 4.5.3.1 è possibile visionare la compressione interstadio del punto operativo (in rosso) contro i punti da datasheet nel diagramma volume specifico [m<sup>3</sup>/kg]-pressione [bar].

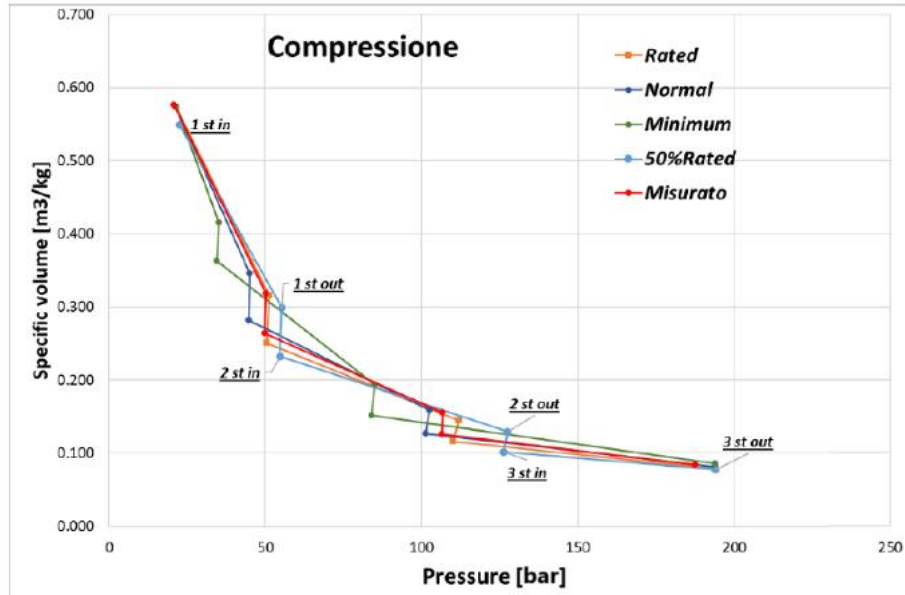


Fig. 4.5.3.1 Compressione interstadio: confronto tra punto operativo e punti del datasheet

Una volta calcolati e raccolti tutti i dati precedentemente elencati, è possibile individuare il punto operativo della macchina per quanto riguarda la parte termica. La potenza assorbita dal motore elettrico per una determinata portata (nel caso in esame pari a 1400 kg/h) è stata calcolata secondo la formula seguente:

$$P_{ass} = \sqrt{3} * V * \cos\varphi * I \text{ [kW]} \quad (6)$$

dove:

- $V$  è la tensione del motore elettrico, misurata in Volt;
- $\cos\varphi$  è una caratteristica intrinseca del motore elettrico;
- $I$  è la corrente elettrica assorbita dal motore (leggibile dalla sottostazione dell'impianto).

Dal calcolo effettuato la potenza assorbita dal motore risulta pari a 1684 kW.

Nella tabella 4.5.3.3 sono riportati i dati di ogni interstadio relativamente al punto di lavoro e alle condizioni di progetto della macchina.

	<b>Rated (112%)</b>	<b>Normal (100%)</b>	<b>Minimum (78%)</b>	<b>50% Rated</b>	<b>Misurata</b>
Portata [kg/h]	1455	1296	1008	700	1400
<b>1° STADIO</b>					
Pressione aspirazione [Pa]	2279812,50	2279812,50	2279812,50	2279812,50	2117692,50
Temperatura aspirazione [K]	313,15	313,15	313,15	313,15	304,65
Pressione di mandata [Pa]	5299297,50	4640685,00	3657832,50	5704597,50	5127045,00
Temperatura di mandata [K]	400,15	385,15	363,15	409,15	394,15
Coefficiente politropico, m	1,41	1,41	1,46	1,41	1,41
Li,is [J/kg]	1240242,47	1024421,92	657619,37	1363732,60	1272641,44
Li,r [J/kg]	1241838,00	1027728,00	713700,00	1370304,00	1277523,00
$\eta_{is}$	0,999	0,997	0,921	0,995	0,996
<b>2°STADIO</b>					
Pressione aspirazione [Pa]	5218237,50	4640685,00	3607170,00	5633670,00	5086515,00
Temperatura aspirazione [K]	313,15	313,15	313,15	313,15	323,15
Pressione di mandata [Pa]	11449725,00	10487137,50	8724082,50	13030395,00	10882305,00
Temperatura di mandata [K]	395,15	398,15	405,15	403,15	404,15
Coefficiente politropico, m	1,42	1,42	1,41	1,43	1,42
Li,is [J/kg]	1145427,18	1193695,15	1306407,21	1232030,12	1139664,11
Li,r [J/kg]	1170468,00	1213290,00	1313208,00	1284660,00	1156194,00
$\eta_{is}$	0,979	0,984	0,995	0,959	0,986
<b>3° STADIO</b>					
Pressione aspirazione [Pa]	11247075,00	10365547,50	8622757,50	12888540,00	10831642,50
Temperatura aspirazione [K]	313,15	313,15	313,15	313,15	327,15
Pressione di mandata [Pa]	19758375,00	19758375,00	19758375,00	19758375,00	19170690,00
Temperatura di mandata [K]	373,15	383,15	403,15	366,15	387,15
Coefficiente politropico, m	1,45	1,46	1,44	1,58	1,42
Li,is [J/kg]	794417,32	920649,89	1216571,57	590276,12	841827,66
Li,r [J/kg]	856440,00	999180,00	1284660,00	756522,00	856440,00
$\eta_{is}$	0,928	0,921	0,947	0,780	0,983
<b>GRANDEZZE TOTALI</b>					

Potenza totale termodinamica [kW]	1321,1	1166,5	980,3	660,6	1249
Tensione [V]	6000	6000	6000	6000	6000
Corrente [A]	163	146	124		180
cosφ	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89
Potenza elettrica assorbita [kW]	1510	1355	1150	0	1684

Tab. 4.5.3.3 Dati punto di lavoro vs condizioni di progetto del compressore K-4121 A

#### 4.5.4 Problematiche riscontrate

Le problematiche riscontrate sono emerse a seguito dall'analisi dei dati relativi alle performance della macchina, in quanto, comparando i dati del punto di lavoro del compressore con i dati di progetto riportati nel datasheet, è emerso che:

- da un punto di vista termodinamico la macchina è in linea con i dati di design: i rendimenti isentropici dei 3 stadi del punto operativo sono equiparabili a quelli delle condizioni di progetto;
- la corrente elettrica assorbita e, di conseguenza, la potenza elettrica sono maggiori rispetto ai dati di targa.

Anche supponendo che il compressore stia elaborando la portata massima di 1455 kg/h, ricircolando a valle del terzo stadio la portata in eccesso (caso 3 fig.), la corrente assorbita e la potenza elettrica risulterebbero ancora eccessive rispetto ai dati di design, come riportato nella tabella sottostante (tab. 4.5.4.1).

	Misurata	Misurata + ricircolo	Design
Portata in mandata finale [kg/h]	1400	1455	1455
<b>GRANDEZZE GLOBALI</b>			
Potenza totale termodinamica [kW]	1265,6	1315,3	1321,1
Tensione [V]	6000	6000	6000
Corrente [A]	180	180	163
cosφ	0,89	0,89	0,89
Potenza elettrica assorbita [kW]	1665	1665	1508

Tab. 4.5.4.1 Potenza assorbita con portata misurata vs portata misurata+ricircolo vs design

La maggiore potenza assorbita dal motore elettrico, ritenuta attendibile la lettura dalla strumentazione utilizzata, può essere riconducibile alle seguenti cause:

- una maggiore potenza meccanica dissipata dovuta ad attriti meccanici tra gli organi in rotazione;
- maggiore potenza elettrica dispersa dovuta ad un funzionamento non ottimale del motore elettrico;

- diverso peso molecolare del gas elaborato rispetto ai dati di design.

In conclusione, si può affermare che, dal punto di vista termodinamico, il K-4121 A stia lavorando in linea con i valori progettuali, ma con un assorbimento di corrente (e relativa potenza assorbita) maggiore rispetto ai valori di datasheet.

#### **4.5.5 Possibili soluzioni**

Il motore elettrico del compressore K-4121, che si identifica con la sigla MK-4121, a differenza dei motori elettrici che alimentano gli item analizzati nei paragrafi precedenti è una macchina elettrica di notevoli dimensioni e questo non consente di poterla scollegare, in caso di anomalie di funzionamento, e portarla a banco per effettuare un intervento manutentivo. Difatti, nonostante sia stato riscontrato un assorbimento eccessivo di corrente elettrica e siano state individuate le possibili cause responsabili di tale fenomeno, non stati effettuati dei test per la rilevazione di problemi meccanici o elettrici, ma si è pensato di agire diversamente proponendo una soluzione alternativa che non implicasse lo scollegamento della macchina. Inoltre, è bene sottolineare che il maggior assorbimento di potenza non impediva al motore elettrico di alimentare il compressore K-4121, in quanto il valore di corrente raggiunto non era elevato abbastanza da far attivare le protezioni elettriche e portare all'arresto della macchina stessa. Per cui, poiché il compressore continuava ad esercire ugualmente e a soddisfare le richieste del processo, si è pensato di intervenire in futuro adottando una soluzione, che potesse risolvere il problema presentatosi senza la necessità di portare a banco il motore, poiché non fattibile. Infine, per quanto concerne il gas elaborato, è molto probabile che, allo stato attuale, questo presenti effettivamente un peso molecolare differente rispetto a quello previsto in fase di progetto del compressore, in quanto il gas esercito dalla macchina dipende dal tipo di carica che il processo riceve. Pertanto, questo si configura come un ulteriore caso in cui non è possibile intervenire per migliorare le performance del compressore e fare in modo che la potenza assorbita al motore elettrico risulti minore. L'unica soluzione adottabile è quella presentata nel paragrafo successivo.

#### **4.5.6 Miglioramenti futuri implementabili**

Al fine di incrementare l'efficienza dell'impianto e garantire un minore consumo energetico ed economico, si potrebbero valutare delle migliorie da apportare al sistema.

Una soluzione potrebbe essere quella di applicare ai tre compressori la stessa tecnologia già utilizzata sui due compressori più grandi della stessa Unità (K-4121-D/E). Questa tecnologia prende il nome di HydroCOM ed è caratterizzata da un sistema che regola in continuazione la portata esercita dal compressore attraverso degli attuatori oleodinamici posizionati sulle valvole di aspirazione (in fig. 4.5.6.1 è raffigurato l'attuatore del sistema HydroCOM sulla valvola di aspirazione).



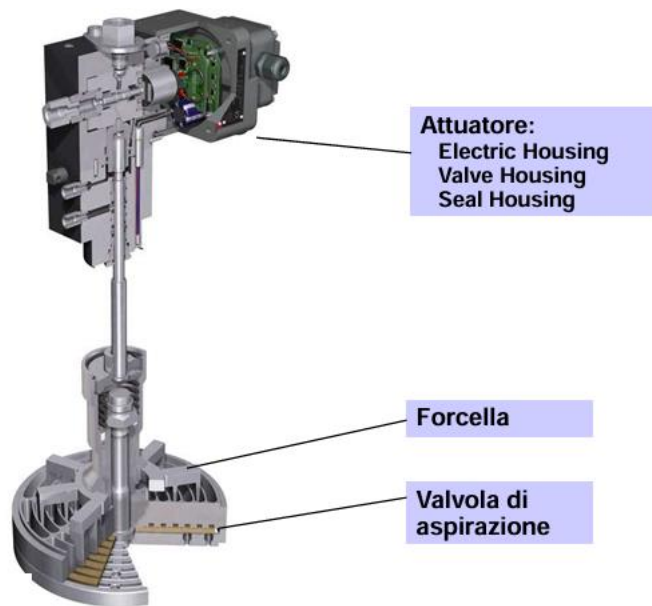


Fig. 4.5.6.1 Attuatore del sistema HydroCOM su valvola di aspirazione

Quest'ultimo, a differenza delle parzializzatrici installate sulle valvole di aspirazione degli item A/B/C che regolano l'efficienza dei compressori in soli 3 step (0% - 50% - 100%), ha un ampio range di controllo continuo che va dallo 0% al 100% (dove 0% del carico indica macchina a vuoto e 100% indica macchina a pieno carico). Questo controllo è reso possibile grazie al controllore PC30HU, che agisce sugli attuatori delle valvole di aspirazione durante la fase di compressione, tramite una centralina idraulica che spinge olio.

La fase di compressione è divisa in due fasi:

- la prima parte nella quale gli attuatori forzano le valvole aspiranti a rimanere aperte (effetto a vuoto);
- la seconda parte nella quale gli attuatori si ritraggono e non agiscono più sulle valvole aspiranti (le valvole si chiudono, il compressore comincia a caricare il gas rimasto nel cilindro).

Ciò avviene ad ogni ciclo utile, cioè ad ogni giro di manovella (o di corsa di compressione del pistone). Agendo sui tempi di queste due fasi, si può regolare in modo fine e continuo il compressore.

Le due fasi di compressione sono evidenziate nelle due immagini di seguito:

1. Prima parte a vuoto (fig. 4.5.6.2);
2. Seconda parte a carico (fig. 4.5.6.3).

Variando il tempo di ritardo della chiusura delle valvole aspiranti, si può regolare in modo preciso la portata del compressore (il punto Cr della curva si sposta rispetto al punto C). L'area in giallo chiaro sulla destra della curva equivale al fluido che normalmente sarebbe passato per ottenere la stessa regolazione. In questo modo, viene effettivamente compressa la quantità di gas desiderata alla mandata, massimizzando l'efficienza energetica. Solo l'area inclusa del diagramma A-B-C-Cr-Dr-A è equivalente all'energia consumata, il resto corrisponde ad energia risparmiata.

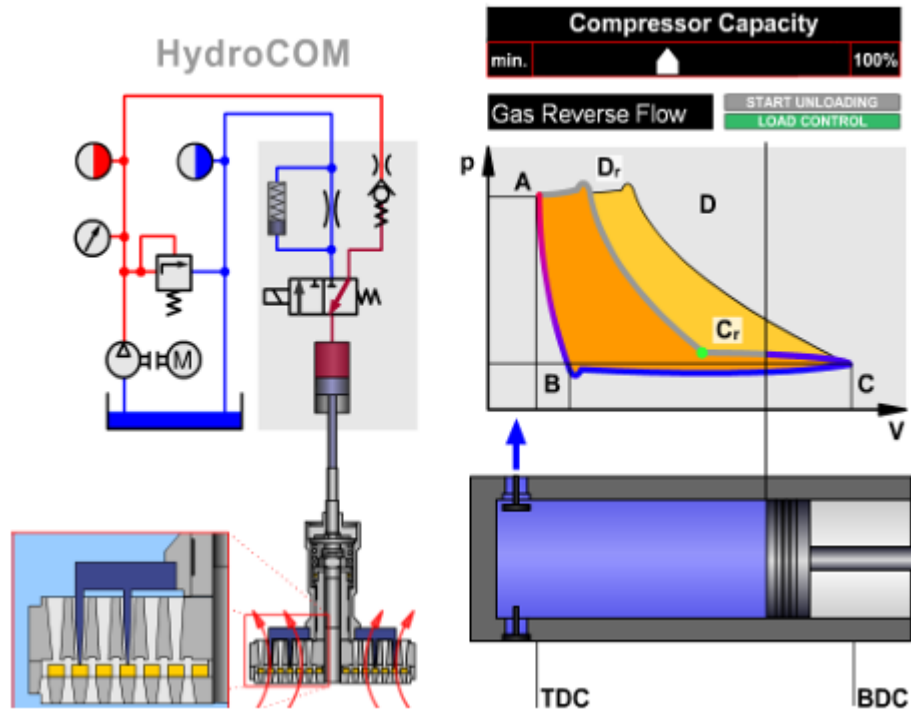


Fig. 4.5.6.2 Prima fase di compressione a vuoto con tecnologia HydroCOM

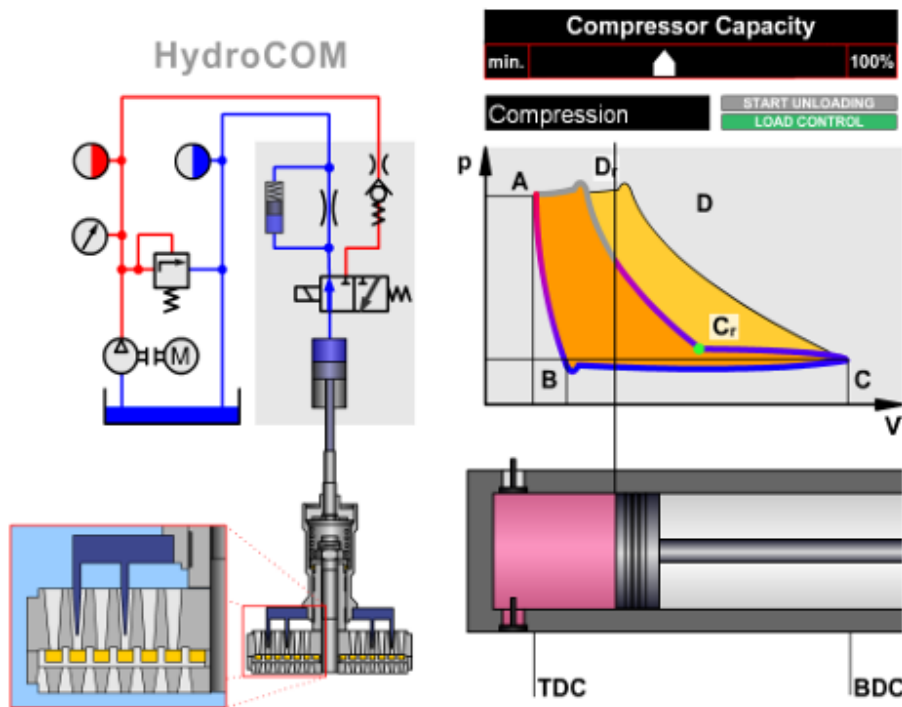
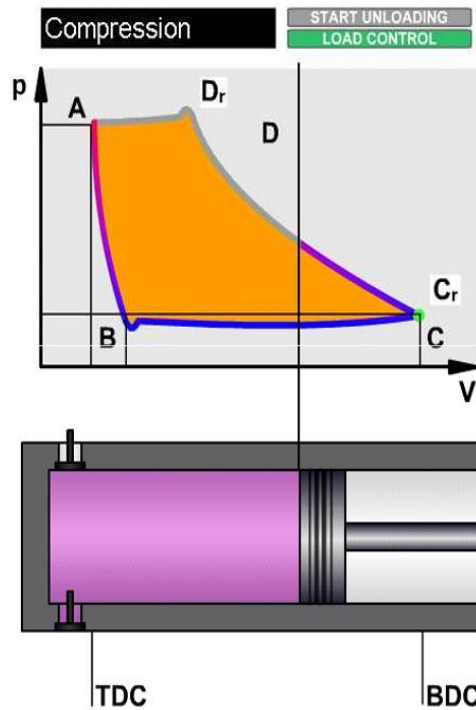


Fig. 4.5.6.3. Seconda fase di compressione a carico con tecnologia HydroCOM

Nelle immagini seguenti (fig. 4.5.6.4 a, b, c, d, e, f) sono rappresentate graficamente le caratteristiche di funzionamento della tecnologia HydroCOM e il relativo effetto che ha sul compressore.

## HydroCOM - Caratteristiche di funzionamento principali

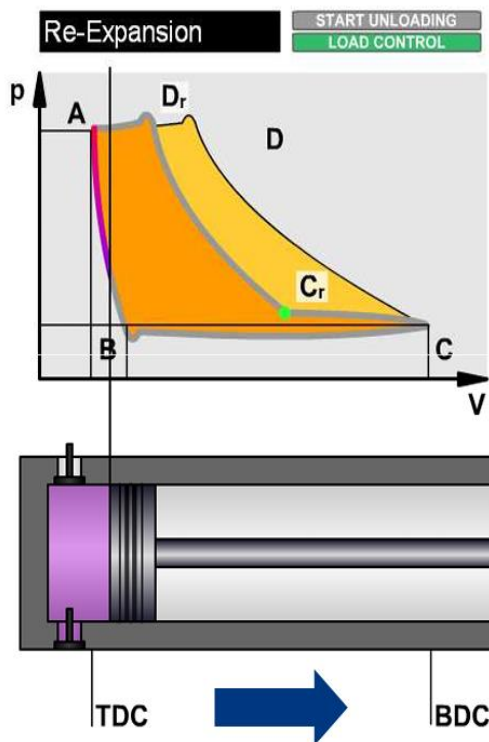


Nel diagramma è rappresentato il ciclo di pressione-volume del compressore alternativo.

L'area inclusa nel diagramma p-V è equivalente all'energia consumata dalla macchina.

Il ciclo A-B-C-D-A descrive il funzionamento senza regolazione HydroCOM

a)

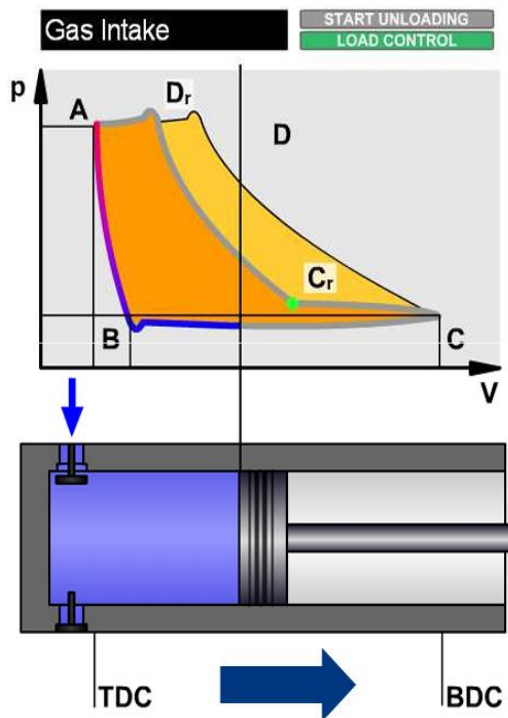


Il ciclo A-B-C-Cr-Dr-A descrive il funzionamento con il sistema HydroCOM

### Fase di riespansione

Il pistone dal punto morto superiore scorre verso il punto morto inferiore e il volume si espande. La pressione all'interno del cilindro è superiore alla pressione del condotto di aspirazione (spazio nocivo) e in questa fase la valvola di aspirazione è chiusa.

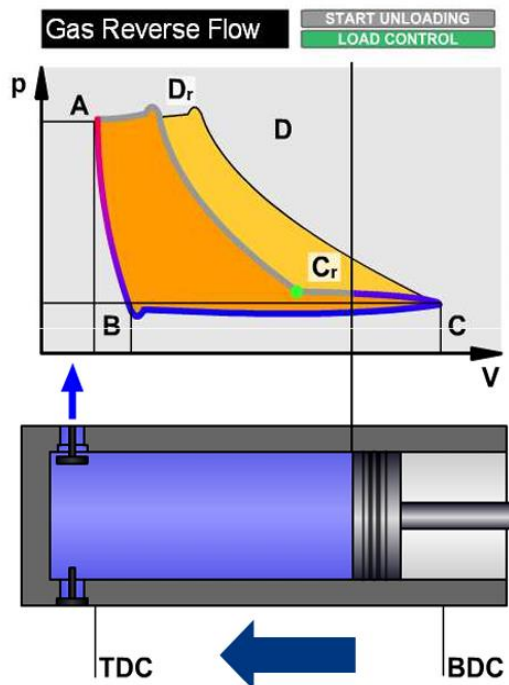
b)



### Fase di aspirazione

Al punto B la pressione all'interno del cilindro diventa inferiore alla pressione del condotto di aspirazione, perciò la valvola di aspirazione si apre e consente l'immissione di gas nel cilindro

c)

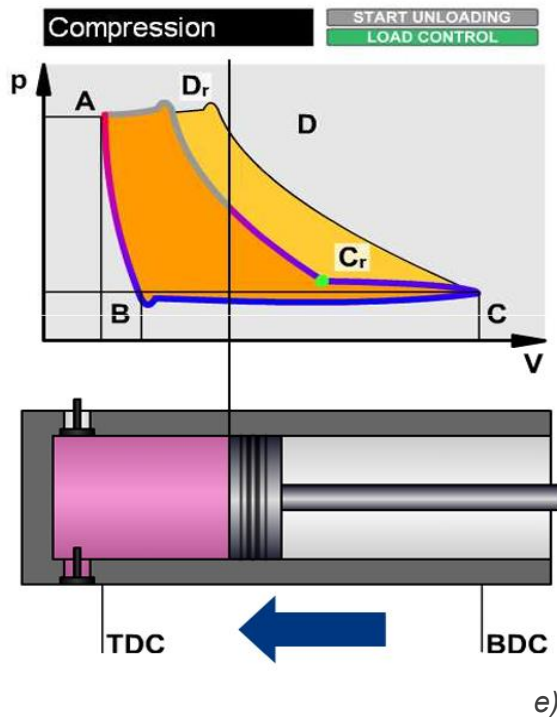


### Fase di Reverse Flow

Il pistone inverte il moto e dal punto morto inferiore scorre verso il punto morto superiore, la pressione sale e la valvola tende a chiudersi, ma viene mantenuta aperta dall'attuatore.

Il sistema HydroCOM mantiene le valvole di aspirazione aperte durante la fase di compressione e la quantità di gas aspirata viene, in misura controllata, respinta nel condotto di aspirazione

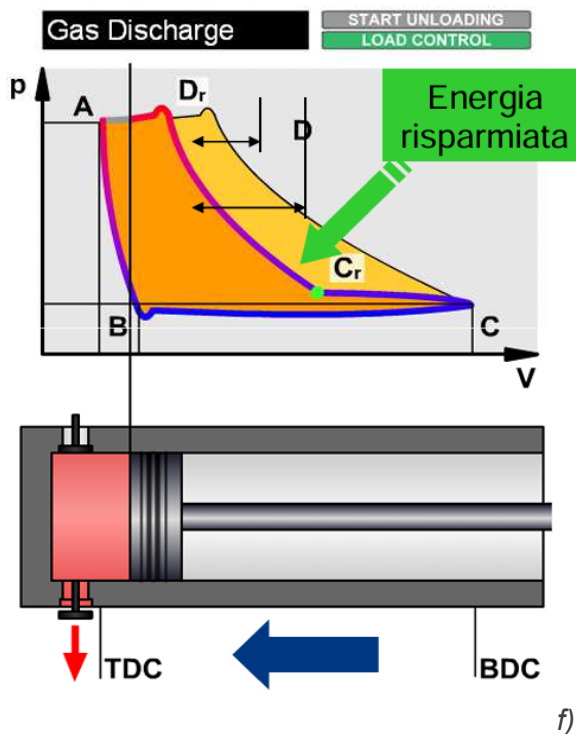
d)



### Fase di compressione

All'istante gestito dal sistema HydroCOM il controllo rilascia gli attuatori e, di conseguenza, le valvole di aspirazione si chiudono automaticamente.

Solamente la quantità di aria aspirata che è rimasta nel cilindro viene compressa fino al punto Dr



### Fase di mandata

In questo modo viene effettivamente compressa la quantità di gas desiderata alla mandata massimizzando l'efficienza energetica

Solo l'area inclusa del diagramma A-B-C-Cr-Dr-A è equivalente all'energia consumata, mentre il resto corrisponde all'energia risparmiata

Variando il tempo di ritardo del punto Cr rispetto al punto C è possibile regolare in modo preciso la portata del compressore

Fig. 4.5.6.5 Caratteristiche del funzionamento della tecnologia HydroCOM (a) ciclo p-v del compressore alternativo senza HydroCOM; b) fase di riespansione; c) fase di aspirazione; d) fase di Reverse Flow; e) fase di compressione; f) fase di mandata)

Utilizzando quindi la tecnologia HydroCOM si potrebbero ottimizzare di gran lunga i consumi energetici ed economici dei tre compressori K-4121-A/B/C.

# Conclusioni

La presente tesi è stata redatta a seguito di uno studio effettuato sulle performance di macchine rotanti presenti all'interno della Raffineria Petrolifera di Taranto. Come oggetto di studio sono stati scelti cinque item, le cui analisi sono state condotte grazie alla possibilità di poter effettuare un tirocinio formativo, durante il quale ho potuto mettere in pratica le conoscenze acquisite e trattate a livello teorico durante gli studi, ma anche apprendere nozioni relative ad altri ambiti non approfonditi durante la carriera universitaria.

Questo ha portato alla stesura del seguente elaborato il cui obiettivo si propone con l'analizzare le problematiche riscontrate dalle macchine rotanti e col valutare le possibili soluzioni e i miglioramenti implementabili in futuro. Il corretto funzionamento delle macchine, presenti all'interno della Raffineria, rappresenta una condizione indispensabile affinché possa essere garantita la protezione della sicurezza, della salute e dell'ambiente e la continuità produttiva dell'azienda. Questi ultimi concetti costituiscono i punti cardine su cui si fonda ogni Sito produttivo, in cui vengono impiegate risorse umane ed economiche. Inoltre, il settore petrolifero e della raffinazione ricopre una posizione molto importante sul mercato a livello mondiale, dovendo inseguire e soddisfare costantemente la domanda variabile di prodotti idrocarburici utilizzati per molteplici scopi e in diversi ambiti. Alla luce di ciò, ne consegue che sul piano produttivo *venga spesso favorita più l'efficacia dell'efficienza* delle macchine e degli impianti in generale. Pertanto, con il seguente elaborato si è voluto prefissare un ulteriore obiettivo, ovvero quello di *sostenere e promuovere l'efficienza* della lavorazione dei prodotti petroliferi, a partire da un miglioramento delle prestazioni delle macchine in esercizio.

Gli item scelti, di cui sono state analizzate le performance, sono cinque, di cui due compressori – uno centrifugo e uno alternativo-, due pompe centrifughe e una turbina a vapore. Essi hanno presentato problematiche di diversa natura per ognuna delle quali è stata trovata una soluzione e sono state presentate diverse migliorie implementabili in futuro, in modo da ottimizzare il lavoro delle macchine e del processo che quest'ultime assistono. I miglioramenti proposti per ogni item sono stati pensati in modo tale che essi potessero rappresentare la migliore soluzione del problema, che ha interessato le macchine rotanti, al fine di evitare che le anomalie di funzionamento potessero nuovamente avere luogo in futuro. Ovviamente, tali migliorie sono state formulate considerando l'effettiva possibilità di metterle in atto, stando alle caratteristiche costruttive delle macchine, degli impianti e al costo di realizzazione.

Dai risultati ottenuti a seguito dello studio condotto sugli item scelti, ne derivano le seguenti conclusioni. Per quanto concerne le pompe, esse rientrano in una categoria di macchine rotanti, che merita particolarmente di essere attenzionata. Questo è dovuto al fatto che tali item spesso sono tenuti a lavorare in condizioni di esercizio diverse da quelle di progetto e di massimo rendimento, a causa della variazione delle variabili di processo o delle caratteristiche del fluido che eserciscono. Pertanto, affinché le pompe possano lavorare nelle migliori condizioni possibili, vengono adattate al circuito variando il punto di funzionamento tramite la regolazione di valvole alla mandata, ricircoli o tramite la tornitura della girante. Infatti, queste macchine sono progettate per poter operare con diverse dimensioni del rotore, a partire da un diametro massimo fino ad un diametro minimo. Tuttavia, non sempre le tecniche di regolazione adottate forniscono i risultati sperati e ciò

determina il funzionamento anomalo delle pompe, portandole, in alcuni casi, anche in fuori servizio. Questo comporta, nella maggior parte dei casi e come accaduto per la P-2006 A e per la P-3290 A, la rottura della tenuta meccanica, che si configura come il componente più debole della macchina, essendo costituito da materiali fragili. Infatti, l'anello rotante e quello stazionario (in contatto col processo) possono essere in grafite, ceramica o carburo di silicio, mentre le guarnizioni possono essere in fluoroelastomero, P.T.F.E. o perfluoroelastomero. Ne deriva che, soprattutto nel caso in cui la stessa tenuta giunge più volte a rottura, questa debba essere, innanzitutto, sostituita con una più resistente e che meglio si adatti al tipo di prodotto esercito in termini di pressione, temperatura e viscosità; in secondo luogo, dato che nel 65% dei casi la rottura della tenuta dipende da fattori esterni, si dovrebbe intervenire sulle altre cause che hanno determinato il failure del componente. Quindi, si agisce o modificando il circuito in cui è installata la pompa (ad esempio collegando una linea di riflusso, come nel caso della P-3290) oppure variando le condizioni di pompaggio del fluido esercito (come nel caso della P-2006), essendo queste molto influenti sulle performance della macchina. Nel caso in cui non vi sia assoluto rimedio al problema verificatosi, allora in ultima istanza si interviene valutando l'acquisto di una nuova pompa più performante e che meglio si adatti alle richieste e alle condizioni di lavoro del processo.

Invece, per quanto concerne l'altra categoria di macchine rotanti analizzate, ovvero i compressori, al contrario delle pompe pocanzi citate difficilmente vengono impiegati per esercire fluidi diversi da quelli stabiliti in fase di progetto, in quanto si richiede una elevata efficacia e, per quanto possibile, un'elevata efficienza, per via del ruolo fondamentale che svolgono all'interno del processo. Pertanto, esclusa l'eventualità che essi possano esercire un fluido differente, resta la possibilità che un loro malfunzionamento o una condizione anomala di lavoro (ad esempio la presenza di vibrazioni) possa avvenire per cause diverse, magari attribuite ai vari sistemi o componenti meccanici o elettrici ad essi collegati. I compressori oggetto di studio di tale elaborato hanno presentato le seguenti problematiche: il K-2901 A è entrato nella condizione di pompaggio per via di uno scorretto settaggio della logica antisurge e, dopo la risoluzione del problema, è stata proposta come miglioria la sostituzione dell'attuale sistema di antipompaggio con una logica dinamica che si aggiorni automaticamente; il K-4121 A, invece, ha presentato al motore elettrico un eccessivo assorbimento di potenza dovuta probabilmente all'usura delle parti meccaniche in movimento, ad un funzionamento non ottimale del motore stesso o al diverso peso molecolare del fluido elaborato rispetto ai dati di design dell'item. Per ovviare a tale problema, oltre alla revisione del motore elettrico e al controllo delle tolleranze delle parti meccaniche, è stata proposta come miglioria l'installazione della tecnologia HydroCOM, che permette di abbattere il maggior consumo di corrente e di ottenere un risparmio energetico ed economico.

Infine, l'ultima macchina analizzata è stata una turbina a vapore, la TK-4122, che regola il numero di giri del compressore K-4122. Il problema riscontrato si è verificato a livello della linea di trasmissione dell'olio, che ha iniziato a vibrare a causa degli errati segnali di pressione inviati dal regolatore elettronico CPC, perchè oramai obsoleto. Una volta trovata la soluzione a ciò è stato suggerito di sostituire sia il CPC, con un nuovo regolatore di ultima generazione, sia l'intero sistema di regolazione con un dispositivo solamente elettronico e non elettroidraulico.

A fronte delle analisi condotte sulle performance delle macchine analizzate, è bene specificare che sono stati riscontrati anche dei limiti relativamente alle migliorie che

sono state proposte. Infatti, affinché di queste ultime si possa testare effettivamente l'efficacia e l'efficienza stimate inizialmente, è necessario che esse vengano implementate e messe in esercizio. Tuttavia, le tempistiche richieste per metterle in atto sono alquanto lunghe, considerando i tempi di progettazione, di ordine, di consegna, di installazione e le disponibilità economiche dell'azienda, contando che la maggior parte delle macchine presenti in Raffineria hanno un componente spare e che le modifiche da implementare dovrebbero essere applicate ad ogni item gemello. Inoltre, un altro fattore da considerare e non di poco conto è il periodo in cui dovrebbero essere apportate le migliorie proposte, in quanto a meno che non si tratti di una condizione gravosa per la salute o per la continuità di produzione dell'azienda, si preferisce metterle in atto durante l'MTA (Maintenance TurnAround), ovvero il periodo in cui vengono messe fuori esercizio le macchine per svolgere le varie attività di manutenzione preventiva. Così facendo si evita che le modifiche da apportare comportino un ulteriore arresto delle macchine, oltre quello previsto annualmente secondo le politiche di manutenzione dell'azienda.

Inoltre, è bene ribadire che un Sito produttivo come quello di una Raffineria Petrolifera rappresenta una realtà molto complessa, data la variabilità della domanda di mercato, la variabilità del tipo di prodotto richiesto e la variazione delle caratteristiche del greggio lavorato. Questo, in un arco di tempo di medio-lungo termine, comporta una modifica delle variabili di processo e della struttura degli impianti di lavorazione, che devono adattarsi alle nuove condizioni. Ciò comporta un ulteriore limite per lo studio delle performance e delle migliorie da implementare, in quanto risulta difficile stabilire quali siano i parametri definitivi da fornire alla squadra di ingegneria per valutare una soluzione futura che possa ottimizzare le prestazioni delle macchine e, di conseguenza, dell'intero processo. Ne è un esempio il caso della P-3290, per la quale non è possibile fissare dei parametri esatti relativi alle caratteristiche del residuo esercito, in quanto queste sono mutabili nel tempo. Pertanto, risulta difficile progettare una pompa che abbia le caratteristiche costruttive ideali per poter lavorare lo stesso residuo in tempi lunghi e con il massimo rendimento.

Con la stesura di questa tesi ho voluto mostrare la complessa realtà di un contesto industriale in cui possono essere impiegate le macchine rotanti, che sono state oggetto di studio durante il percorso universitario. Le condizioni di esercizio in cui si trovano a lavorare variano continuamente e risultano diverse da quelle stabilite in fase di progetto. Pertanto, vi è la possibilità che, nel caso in cui tali condizioni non siano idonee per l'esercizio delle macchine, queste inizino a presentare delle problematiche di funzionamento generate da cause differenti. Assieme alla squadra di ingegneri del Sito produttivo della Raffineria di Taranto, ho avuto l'opportunità di recarmi personalmente presso il luogo di installazione delle macchine, che hanno presentato le problematiche affrontate e di cui sono state trovate le soluzioni e i miglioramenti da apportare. In futuro si potrebbe pensare di applicare tali modifiche e di valutare l'effettiva efficienza che esse avrebbero sui relativi item, facendo progredire di pari passo sia l'efficacia che l'efficienza, al fine di favorire un minor consumo energetico ed economico e conducendo la Raffineria verso un approccio ancor più sostenibile.



# Bibliografia

- [1] Giavarini C., Trifirò F., et al., (2006), Enciclopedia degli Idrocarburi, Vol. II, "Raffinazione e Petrolchimica", cap. 1.1, 3.2
- [2] Referente HSE con ISPRA della Raffineria di Taranto, (2023), Dichiarazione ambientale 2023, Programma ambientale triennio 2021-2023, cap. 2.1, 3.1
- [3] Proger S.p.A., Dekra Italia, Eni S.p.A. Divisione Refining & Marketing, Raffineria di Taranto, (2020), Aggiornamento del Rapporto di sicurezza ai sensi dell'art. 15 del D.Lgs. 105/15, Edizione giugno 2020, p.13, pp. 19-21, 24-30
- [4] Al Manager della Raffineria di Taranto, (2024), Operating Instruction Locale, "Politiche di Manutenzione Sito TA"
- [5] Al Manager della Raffineria di Taranto, (2021), Operating Instruction Locale, "Manutenzione e affidabilità pompe sito di Taranto"
- [6] Al Manager della Raffineria di Taranto, (2020), Operating Instruction Locale, "Manutenzione e affidabilità estrattori e soffianti sito di Taranto"
- [7] URS Italia, Eni S.p.A. Divisione Refining & Marketing, Raffineria di Taranto, (2006), Autorizzazione Integrata Ambientale, Allegato C6 bis: "Nuova relazione tecnica dei processi produttivi dell'impianto da autorizzare", cap. 1.2
- [8] NuovoPignone, Manual book K-2901 A/B, sezioni "Descrizione funzionale logiche compressori aria di combustione K-2901 A/B", "Descrizione protezione antipompaggio compressori aria di combustione K-2901 A/B"
- [9] Flowserve, Manuale d'istruzione STD-HNN-flow P-3290 8 HNNI162
- [10] KSB, Selezione delle pompe centrifughe
- [11] Weir Gabbioneta, (2008), Manuale di installazione, uso e Manutenzione
- [12] NuovoPignone, Manuale di istruzione, funzionamento e manutenzione (Adeguamento compressore centrifugo BCL 306/A, Turbina a vapore SNC 1-2), Volume I, "Descrizione-Compressore Centrifugo"
- [13] NuovoPignone, Manuale di istruzione, funzionamento e manutenzione (Adeguamento compressore centrifugo BCL 306/A, Turbina a vapore SNC 1-2), Volume III, "Istruzioni della turbina"
- [14] <https://documenti.camera.it/leg19/documentiAcquisiti/COM06/Indagine/leg19.com06.Indagine.Contributo%20Scritto.PUBBLICO.ideGes.23216.17-06-2024-17-35-40.820.pdf>
- [15] <https://fantasiaipsiam.wordpress.com/wp-content/uploads/2015/05/s-e-l-e-z-i-o-n-e-d-e-l-l-e-p-o-m-p-e-c-e-n-t-r-i-f-u-g-h-e.pdf>