

ALLEGATO B.18

RELAZIONE TECNICA DEI PROCESSI PRODUTTIVI

Indice

1.	GENERALITA'	5
2.	DESCRIZIONE DEI PROCESSI	6
2.1	Descrizione sintetica dei processi e delle tecniche in uso a livello di stabilimento	6
2.2	Descrizione di dettaglio dei processi e delle tecniche in uso	8
2.2.1	Fase 1: Topping (unità 1000).....	8
2.2.2	Fase 2: Vacuum 1 (Unità 1900).....	10
2.2.3	Fase 3: Vacuum 3 (unità 1400)	12
2.2.4	Fase 4: Idrogeno 1, Idrogeno 2 (Steam reforming) (Unità 3600-3650)	15
2.2.5	Fase 5: Splitter Benzine (unità 2100); Platforming (unità 2600); Splitter C3/C4 (unità 2700)	19
2.2.6	Fase 6: Unifining (unità 2500) e Compressione Gas (unità 3500)	24
2.2.7	Fase 7: Isomerizzazione benzine (unità 2200/2800/3400).....	28
2.2.8	Fase 8: Desolforazioni HDS1 (unità 3100), HDS2 (unità 3200), HDS3 (unità 3300)	31
2.2.9	Fase 9: Visbreaking (unità 1800).....	37
2.2.10	Fase 10: Thermal Cracking e HPTC (unità 1850)	41
2.2.11	Fase 11: Trattamento acque (unità 4600)	42
2.2.12	Fase 12: Sistema di torcia (unità 5700); Sour Water Stripper (unità 4500); Rigenerazione ammina (unità 3700); Recupero zolfo/HCR e post-combustore (unità 3750-3800-3850).....	44
2.2.13	Fase 13: Stoccaggio materie prime e prodotti (unità 4000-4200-4400), (unità 7100), (unità 4300)	56
2.2.14	Fase 14: Sistema Acqua di raffreddamento (unità 5200-5250)	67
2.2.15	Fase 15: Sistema Hot Oil (unità 6100).....	69
2.2.16	Fase 16: Reti di distribuzione utilities	70
2.2.17	Fase 17: Attività di supporto	75
2.2.18	Fase 18: Trattamento e recupero rifiuti liquidi da attività di bonifica delle acque di falda (unità 4900)	76
3	INCONVENIENTI AMBIENTALI	78

Glossario

A.I.A	Autorizzazione Integrata Ambientale
Api	anonima petroli italiana
API	American Petroleum Institute
ARPAM	Agenzia Regionale per la Protezione Ambientale delle Marche
BAT	Best available Technique (migliore tecnica disponibile)
BFW	Boiler feed water (acqua di alimento caldaie)
BOD	Biological Oxygen Demand (parametro relativo alla qualità acque)
BREF	Best Available Techniques Reference Document (documento di riferimento per le migliori tecniche disponibili)
CCPP	Combined Cycle Power Plant (Sezione di cogenerazione all'interno dell'unità IGCC)
CCR	Continuous Catalytic Reformer (processo di reforming catalitico con rigenerazione in ciclo continuo)
CEMS	Continuous Emission Monitoring System (Sistema di monitoraggio delle emissioni dai camini dell'IGCC)
C.E.R.	Catalogo Europeo dei Rifiuti
COD	Chemical Oxygen Demand (parametro relativo alla qualità acque)
COV	Composti Organici Volatili
CNR	Consiglio Nazionale delle Ricerche
CTE	Centrale Termo Elettrica (centrale di produzione energia elettrica a fronte di consumo di combustibili; la CTE non è più operante in raffineria da quando lo IGCC è presente)
CTR	Comitato Tecnico Regionale
ECOS	Emission Control System (sistema di monitoraggio delle emissioni dai camini di raffineria)
EMAS	Eco-Management and Audit Scheme
EMS	Environmental Management System (sistema di gestione ambientale)
EPA	Environmental Protection Agency
GPL	Gas di Petrolio Liquefatto
HAZOP	HAZard and OPerability (rischio ed operabilità)
HCR	Sezione di conversione dei gas di coda proveniente dalla unità di recupero zolfo
HDS	Hydro De Sulphurization (processo di desolforazione basato su

	idrogenazione di sostanze idrocarburiche)
HP	High Pressure (vapore ad alta pressione)
HPTC	High Pressure Thermal Craking (unità di Craking Termico operante a pressione superiore alle unità convenzionali)
IGCC	Integrated Gasification Combined Cycle (Impianto di Gassificazione a Ciclo Combinato)
INES/EPER	Inventario Nazionale delle Emissioni e loro Sorgenti / European Pollutant Emission Register
IP	Intermediate Pressure (vapore a media pressione)
LDAR	Leak Detection And Repair (detezione perdite e riparazione)
LP	Low Pressure (vapore a bassa pressione)
MDEA	Metil Di Etanol Ammina
PEE	Piano di Emergenza Esterno
PEI	Piano di Emergenza Interno
PM10	Polveri sottili
PSA	Pressure Swing Adsorber (sistema di adsorbimento a setacci molecolari)
PSV	Pressure Safety Valve (valvole di sicurezza)
RFG	Refinery Fuel Gas (gas combustibile di raffineria)
SGI	Sistema di Gestione Integrato
SMPP	Syngas Manufacturing Process Plant (Sezione di gassificazione all'interno dell'unità IGCC)
SRU	Sulphur Recovery Unit (Unità di recupero zolfo)
SWS	Sour water stripper (impianto di strippaggio delle acque acide; rimozione dello H ₂ S disciolto)
VIA	Valutazione di Impatto Ambientale
VOC	Volatile Organic Compounds (composti organici volatili)
WGT	Waste Gas Treatment (sistema di trattamento emissioni gassose)
WWT	Waste Water Treatment (unità di trattamento acque reflue)

1. GENERALITA'

La raffineria api è ubicata alla periferia nord del Comune di Falconara M.ma, in un'area tradizionalmente dedicata ad attività industriali.

Lo stabilimento sorge in un'area che confina a nord-est con il Mare Adriatico, sul lato sud-ovest con la S.S. 16, a nord-ovest con il fiume Esino e con altri terreni di proprietà api a sud-est.

La planimetria del sito è riportata in **Allegato B.22** alla domanda AIA.

L'area occupata dallo stabilimento è divisa in due parti, in senso longitudinale, dalla linea ferroviaria Ancona Bologna.

La prima, sul lato mare, ospita prevalentemente:

- tutti gli impianti produttivi e quelli ausiliari strettamente connessi a questi,
- i serbatoi di stoccaggio dei grezzi, dei semilavorati, del bitume e del GPL,
- le aree caricamento GPL e bitume,
- la sala controllo, gli uffici tecnici, il laboratorio, i cantieri;

mentre la seconda, compresa tra la ferrovia e la Strada Statale n.16 ospita esclusivamente:

- gli stoccaggi dei prodotti finiti,
- le aree di caricamento di questi ultimi,
- le aree di servizio e gli uffici direzione.

Completano lo stabilimento le strutture per la movimentazione di materie prime e prodotti finiti via mare ed i terminali di torcia, che sono ubicati in mare.

Altre informazioni di carattere generale sul sito sono rintracciabili nel Rapporto Ambientale 2004, riportato in **Allegato A.26**.

2. DESCRIZIONE DEI PROCESSI

2.1 DESCRIZIONE SINTETICA DEI PROCESSI E DELLE TECNICHE IN USO A LIVELLO DI STABILIMENTO

Per quello che riguarda lo schema di lavorazione, la raffineria api adotta una configurazione che garantisce flessibilità alle operazioni, modulate in relazione al tipo di grezzo impiegato, e la massima resa in distillati medi (prodotti ad alto valore aggiunto).

Lo schema di lavorazione è basato quindi su una configurazione di tipo “hydroskimming” associata ad un sistema di conversione “Thermal Cracking/Visbreaking”.

Il grezzo viene alimentato all'unità di Topping dal quale vengono separate diverse frazioni. La frazione più leggera, benzina topping, viene inviata all'unità Unifining e da questa tramite l'unità Splitter alle unità Isomerizzazione e Platforming. Lo scopo di tali unità è la produzione di benzina ad alto numero di ottano mediante operazioni di desolforazione, idrogenazione e ramificazione delle catene idrocarburiche.

Le frazioni di benzina (isomerata e platformata) provenienti dalle unità Isomerizzazione e Platforming vengono inviate ai serbatoi di stoccaggio.

Dalle unità Unifining e Platforming vengono anche separate correnti costituite da miscele di butano e propano (GPL); queste vengono inviate tal quali o dopo separazione nei componenti principali (unità Splitter C3/C4) ai serbatoi di stoccaggio ricoperti di terra.

I gas incondensabili provenienti dalle unità Unifining, Isomerizzazione e Platforming vengono inviati alla rete fuel gas di Raffineria. La corrente di gas incondensabili (ad elevato contenuto di idrogeno) proveniente dall'unità Platforming alimenta, insieme al fuel gas proveniente dalla rete, le unità Steam Reforming ove si produce l'idrogeno necessario al funzionamento delle unità di desolforazione e idrogenazione.

Le frazioni intermedie provenienti dall'unità Topping (petrolio, gasolio leggero e pesante) vengono inviate alle unità di Desolforazione Catalitica Gasolio (HDS1, HDS2, HDS3) dalle quali viene prodotto il gasolio a basso contenuto di zolfo che viene inviato ai serbatoi di stoccaggio.

Dalle unità di Desolforazione Catalitica Gasolio vengono separate correnti di idrocarburi liquidi leggeri (benzina e petrolio) che sono inviate all'unità Unifining per la lavorazione, e correnti di gas incondensabili che sono inviate alla rete fuel gas o all'unità Compressione gas. L'unità Compressione Gas ha lo scopo di recuperare dalle correnti gassose a bassa pressione provenienti dalle unità ove sono lavorate le frazioni liquide idrocarburiche più pesanti, le frazioni che possono essere liquefatte per compressione (vapori di benzina, butano e propano) che sono quindi recuperate ed inviate a lavorazione nell'unità Unifining.

La frazione più pesante separata nell'unità di Topping, residuo atmosferico, viene inviata

all'unità Vacuum 3 e da questa all'unità Visbreaking/Thermal Cracking dalle quali tramite rottura delle catene idrocarburiche costituenti i prodotti pesanti si cerca la massima produzione di prodotti più leggeri (benzine, petrolio, gasolio) che insieme ai gas incondensabili vengono inviati alle rispettive unità di trattamento.

La frazione più pesante (residuo) separata nell'unità Visbreaking/Thermal Cracking alimenta l'unità IGCC¹ o l'unità Vacuum 1 il quale opera la separazione di prodotti quali gasolio leggero e gasolio pesante che vengono inviati a rilavorazione, da prodotti più pesanti che possono costituire la carica all'unità IGCC o, miscelati con il residuo proveniente dall'unità Visbreaking/Thermal Cracking, costituire il bitume che viene inviato ai serbatoi di stoccaggio.

L'unità IGCC alimentata da prodotti pesanti ad elevato contenuto di zolfo produce energia elettrica, zolfo e vapore a diversi livelli termici che viene inviato alle rispettive reti vapore e da queste alle utenze della Raffineria.

L'installazione di un impianto IGCC viene indicata dalle Linee Guida sulle MTD del settore raffinazione come una MTD per il miglioramento dell'efficienza energetica di una raffineria.

Completa le unità di processo della Raffineria il circuito di recupero zolfo costituito dal Sistema MDEA, che a fronte della MDEA ricca in H₂S provenienti dai circuiti di assorbimento presenti in varie unità di processo, restituisce MDEA povera che viene di nuovo inviata in circuito chiuso alle stesse unità di processo per continuare operare l'assorbimento dell'H₂S. Lo H₂S che viene liberato nell'unità Sistema MDEA viene inviato all'unità SRU/HCR/Post Combustore dal quale viene prodotto lo zolfo. Un sistema di recupero zolfo analogo a quello che serve le unità di Raffineria.

In **Allegato A.25** è riportato lo schema a blocchi semplificato del ciclo di lavorazione dell'intera raffineria.

Gli schemi a blocchi quantificati per singolo impianto sono allegati al Rapporto di Sicurezza, elaborato ai sensi del D.Lgs.334/99 e s.m.i. e norme collegate, e sono disponibili nello stabilimento.

¹ Integrated Gasification Combined Cycle. Per la descrizione dell'IGCC, impianto ricadente nella categoria IPPC 1.1, si veda l'apposita documentazione allegata alla domanda di Autorizzazione Integrata Ambientale.

2.2 DESCRIZIONE DI DETTAGLIO DEI PROCESSI E DELLE TECNICHE IN USO

Di seguito per ciascuna fase elencata nella Scheda A, sezione A4, vengono fornite, ove applicabili, le seguenti informazioni:

- la descrizione di funzionamento dell'unità/impianto/sistema,
- il riferimento relativo alla collocazione all'interno della raffineria;
- la capacità di produzione e/o trattamento di progetto e la capacità di lavorazione relativa ad un anno preso a campione (per le unità ove ciò è applicabile);
- la capacità di trattamento e/o lavorazione autorizzata ai sensi della vigente normativa (per le unità ove ciò è applicabile);
- il riferimento relativo alla gestione dell'unità/impianto/sistema nell'ambito dell'organizzazione dell'intera raffineria.

2.2.1 Fase 1: Topping (unità 1000)

2.2.1.1 Descrizione di processo

L'unità è una distillazione del grezzo basata sul processo classico di un preriscaldamento della carica seguito da un forno di vaporizzazione parziale e da una colonna di frazionamento. L'unità è stata progettata per trattare diversi tipi di grezzo dai più pesanti ai più leggeri.

Il grezzo proveniente dai serbatoi di stoccaggio viene inviato dalle pompe P-1001A/B/C alla prima parte del treno di preriscaldamento costituita da alcuni scambiatori.

A valle di questi, quando la temperatura è nell'intervallo ottimale per la dissalazione, il grezzo viene miscelato ad una corrente d'acqua pari a circa il 6% del grezzo ed inviato al dissalatore D-1001, costituito da un solo stadio di dissalazione, dove vengono eliminati i sali presenti nel grezzo.

Il grezzo dissalato viene ulteriormente preriscaldato in ulteriori scambiatori, dopo i quali giunge al recipiente di flash D-1002 dove il grezzo vaporizza parzialmente. I vapori che si liberano in tale recipiente vengono inviati alla colonna di distillazione atmosferica T-1001, mentre il grezzo in fase liquida viene inviato alla terza sezione del treno di preriscaldamento costituita da ulteriori scambiatori.

All'uscita di questi passa attraverso i forni F-1001 e F-1101 dove vaporizza parzialmente. Il grezzo si riunisce con i vapori provenienti dal flash drum D-1002 e passa in colonna dove viene frazionato nei diversi prodotti.

I prodotti gasolio pesante, gasolio leggero, kerosene e ragia vengono prelevati dalla colonna principali distillati in corrente di vapore d'acqua rispettivamente nelle colonne T-1005 stripper gasolio pesante, T-1004 stripper gasolio leggero, T-1003 stripper kerosene e T-1002 stripper acqua ragia per eliminare le tracce dei composti più leggeri.

I prodotti provenienti dal fondo di ciascuno stripper vengono prelevati da una pompa dedicata e quindi raffreddati prima in scambiatori che scambiano il calore con il grezzo nelle varie sezioni di preriscaldamento, poi in refrigeranti ad aria ed infine in refrigerante ad acqua di raffreddamento.

Il residuo dopo essere stato strippato nel fondo della colonna T-1001 viene pompato dalla P-1002 A/B, cede calore al grezzo in scambiatori che sono inseriti nei treni di preriscaldamento prima di essere raffreddato in uno scambiatore ad acqua temperata.

I prodotti provenienti dal fondo di ciascuno stripper ed il residuo proveniente dal fondo della colonna di distillazione atmosferica vengono quindi inviati alle unità di processo a valle od a serbatoi di stoccaggio intermedi dai quali vengono prelevati ed inviati successivamente alle stesse unità di processo.

I vapori di testa della colonna T-1001 vengono parzialmente condensati nello scambiatore di testa (facente parte anch'esso del treno di preriscaldamento grezzo) prima di raggiungere l'accumulatore di riflusso D-1003. Il liquido formatosi viene inviato alla colonna T-1001 come riflusso, mentre i vapori di benzina vengono condensati nel refrigerante ad aria E1010 ed in quello ad acqua di raffreddamento E-1009.

La benzina viene raccolta nell'accumulatore di testa D-1004 e pompata dalla P-1007A/B all'unità di processo a valle o a stoccaggio intermedio.

L'acqua immessa sotto forma di vapore nei vari circuiti di strippaggio raccolta nei mammelloni del D-1003 e D-1004 viene inviata al desalter previo un riscaldamento operato ad opera dell'acqua scaricata dal desalter stesso. L'acqua proveniente dal desalter e dopo lo scambiatore di recupero calore, viene raffreddata ulteriormente in un refrigerante ad acqua e quindi inviata tramite il sistema fognario al sistema di trattamento reflui di Raffineria.

La colonna T-1001 torre di distillazione è provvista di due sistemi di circolazione:

- o il pumparound alto che mediante la pompa di circolazione P-1009 A/B cede calore al crudo negli scambiatori E-1004.
- o il pumparound basso che mediante la pompa di circolazione P-1008 A/B cede calore al crudo negli scambiatori E-1008.

2.2.1.2 Posizione dell'unità

L'unità topping è collocata in posizione adiacente al rilevato ferroviario che attraversa la Raffineria, dal lato sud (lato mare) di quest'ultimo.

2.2.1.3 Capacità di produzione o trattamento

Capacità di progetto unità Topping:	11 650 t/giorno (di grezzo trattato)
Capacità autorizzata unità Topping:	11 640 t/giorno (di grezzo trattato) fino ad un massimo di 3 900 000 t/anno
Lavorato anno 2004 unità Topping:	3 518 130 tonnellate di grezzo

2.2.1.4 Organizzazione

Con riferimento all'organizzazione generale della raffineria la gestione dell'unità topping è affidata alla funzione Produzione reparto ad bassa pressione.

2.2.2 Fase 2: Vacuum 1 (Unità 1900)

2.2.2.1 Descrizione di processo

L'unità di distillazione sotto vuoto 1900 è inserita nella configurazione della raffineria a valle dell'unità di Visbreaker/Thermal Cracker per poter recuperare dai residui di queste i gasoli da vuoto per poterli riciclare in carica thermal cracking aumentando la conversione in distillati leggeri. Inoltre l'unità è progettata per poter trattare residui bituminosi che privati dei gasoli da vuoto producono un bitume che può essere utilizzato come asfalto per pavimentazione stradale senza ulteriori trattamenti.

A valle dell'inserimento del vacuum flash sul residuo di visbreaker l'unità è stata verificata e modificata per trattare il residuo del thermal cracker convenzionale e dell'HPTC.

L'unità è progettata seguendo i seguenti criteri:

- o flessibilità: l'unità permette il trattamento del residuo proveniente sia dal thermal cracking che da stoccaggio;
- o massimizzazione dei recuperi termici producendo con l'eccesso di calore disponibile sia vapore a bassa pressione che vapore a media pressione;
- o utilizzo di riempimenti strutturati all'interno della colonna T-1901 al fine di migliorare il frazionamento e minimizzare le perdite di carico.

La carica all'impianto è costituita da residuo da thermal cracker.

La carica dopo essere filtrata in dedicati filtri viene rilanciata dalla pompa P-1901 A/B al treno di scambio costituito da alcuni scambiatori.

A questo punto del treno di scambio la carica, in parte vaporizzata, si libera di eventuali composti leggeri presenti nel caso di alimentazione da stoccaggio di grezzi bituminosi,

nella colonna T-1902 dove viene strippata con vapore d'acqua a bassa pressione.

I vapori generatisi vengono inviati all'unità di topping, mentre il residuo viene inviato al forno F-1901 dalla pompa P-1902 A/B.

La carica vaporizza parzialmente nel forno F-1901 e viene frazionata nella colonna T-1901 in corrente di vapore d'acqua.

Il bitume prodotto sul fondo colonna viene inviato dalla pompa P-1909/P-1910 a recuperare calore con la carica in alcuni scambiatori facenti parte del treno di scambio. Passa poi negli scambiatori E-1951, E-1908 e E-1952 dove genera vapore d'acqua e viene inviato allo stoccaggio dalle pompe P-1951 A/B.

Dal piatto a camino situato sotto il primo pacco di riempimenti strutturati viene estratto il gasolio da vuoto pesante che viene inviato dalla pompa P-1905/P-1906 in parte come riflusso interno in colonna, dopo essere stato filtrato, ed in parte a cedere calore in uno scambiatore, facente parte del treno di scambio carica, e successivamente allo scambiatore E-1909 dove genera vapore d'acqua. Dopo questo scambiatore parte del gasolio pesante da vuoto viene riciclato in colonna come pumparound intermedio, dopo essere filtrato, e parte inviato a stoccaggio dalle pompe P-1907 dopo aver preriscaldato l'acqua alimento caldaie nello scambiatore E-1910 ed essersi raffreddato nello scambiatore ad acqua temperata E-1911.

Dalla zona superiore della colonna T-1901 viene estratto il gasolio da vuoto leggero tramite la pompa P-1903 A/B. Questo gasolio da vuoto viene inviato in parte come riflusso interno in colonna, dopo essere stato filtrato, ed in parte a cedere calore in scambiatori facenti parte del treno di scambio carica. Dopo questo scambiatore parte del gasolio leggero da vuoto viene riciclato in colonna come pumparound alto, dopo essere stato filtrato, e parte viene inviato a stoccaggio dopo essersi raffreddato nello scambiatore ad acqua temperata E-1907.

I vapori di testa vengono parzialmente condensati nello scambiatore E-1914 A/B. La fase liquida viene inviata al recipiente D-1901 mentre la fase vapore al gruppo di eiettori J-1901.

La fase acquosa raccolta nel recipiente D-1901 viene inviata al desalter nell'unità topping e l'eventuale eccesso viene inviato allo stripper acque acide.

La fase idrocarburica viene inviata a slop dalle pompe P-1918 A/B mentre gli incondensabili vengono inviati al forno F-1901.

2.2.2.2 Posizione dell'unità

L'unità vacuum 1 è collocata in posizione adiacente al rilevato ferroviario che attraversa la Raffineria, dal lato sud (lato mare) di quest'ultimo; l'unità è adiacente all'unità di topping ed è l'ultima unità di processo presente dal est (lato Falconara).

2.2.2.3 Capacità di produzione o trattamento

Capacità di progetto unità Vacuum 1:	2 500 t/giorno (di residuo da cracking termici)
Capacità autorizzata unità Vacuum 1:	1 500 t/giorno (di residuo da cracking termici)
Lavorato anno 2004 unità Vacuum 1:	448 782 tonnellate di residuo

2.2.2.4 Organizzazione

Con riferimento all'organizzazione generale della raffineria la gestione dell'unità Vacuum 1 è affidata alla funzione Produzione reparto a bassa pressione.

2.2.3 Fase 3: Vacuum 3 (unità 1400)

2.2.3.1 Descrizione di processo

L'unità di distillazione sotto vuoto 1400 (vuoto-3) è inserita nella configurazione della raffineria tra la distillazione atmosferica e l'unità di visbreaker con lo scopo di produrre gasoli da vuoto da processare nell'unità di thermal cracking per convertirli in prodotti più leggeri ed aumentare le rese della raffineria.

L'unità è stata progettata seguendo i seguenti criteri

- o flessibilità: l'unità permette il trattamento del residuo proveniente dalla distillazione atmosferica a valle del sistema di recupero termico ed il trattamento di residui provenienti direttamente da stoccaggio,
- o massimizzazione dei recuperi termici integrando l'unità di vuoto con il visbreaker ed il thermal cracking,
- o minimizzazione dei consumi di vapore di strippaggio mediante l'utilizzo di un sistema di termocompressione dei vapori di testa della colonna di distillazione sotto vuoto con vapore a bassa pressione,
- o generazione interna di vapore a media pressione utilizzato nel forno come vapore di diluizione ed esportazione dell'eccesso alla rete di raffineria,
- o utilizzo dell'eccesso di calore per produrre "hot oil" da utilizzare in raffineria per riscaldare i tank del bitume ed altri prodotti.

Il residuo della distillazione atmosferica caldo viene inviato all'accumulatore di carica D-1401. Da stoccaggio viene inviata una corrente di residuo freddo di importazione al fine di saturare la capacità dell'impianto di distillazione sotto vuoto.

Dall'accumulatore D-1401 la pompa P-1401A/B aspira il residuo della distillazione

atmosferica e lo invia a preriscaldarsi nel treno di scambio costituito da alcuni scambiatori.

A valle il residuo della distillazione atmosferica viene inviato al forno F-1401 dove viene parzialmente vaporizzato anche mediante l'aggiunta di vapore di diluizione.

Il residuo parzialmente vaporizzato viene inviato nella colonna T-1401 colonna da vuoto dove vengono distillati i prodotti.

Il vuoto è mantenuto mediante un gruppo vuoto costituito da un precondenser E-1406A-D e da tre eiettori in serie con intercondensatori e post condenser (gruppo vuoto J-1401).

Gli idrocarburi leggeri vengono condensati e raccolti nel ricevitore del gruppo vuoto D-1402 e pompati ad unità di Desolforazione gasoli (HDS) slop dalla pompa P-1407A/B

La fase acquosa viene raccolta sempre nello stesso recipiente D-1402 e inviata direttamente al desalter nell'unità di topping. L'eventuale eccesso viene inviato a SWS.

Il vapore di stripping, necessario per eliminare i gasoli dal residuo da vuoto, è ottenuto mediante termocompressione dei vapori di testa con vapor d'acqua a bassa pressione mediante l'eiettore J-1402.

La colonna da vuoto è corredata di due sistemi di pumparound.

Il residuo da vuoto viene inviato dalla pompa P-1405 A/B direttamente all'unità di visbreaker. Nel caso di shut down del visbreaker il residuo del vuoto scambia calore con la carica al vuoto negli scambiatori E-1801 prima di essere inviato a stoccaggio dopo essere stato raffreddato nel refrigerante ad acqua temperata E-1412 A/B.

La pompa P-1406A/B situata sul fondo della colonna T-1401 ricircola parte del residuo per riscaldare dell'olio caldo (hot oil) nello scambiatore E-1408 e contemporaneamente abbassare la temperatura di fondo colonna per fermare eventuali reazioni di cracking che possono svilupparsi nel residuo per le alte temperature operative.

L'overflash formatosi nella colonna di distillazione sotto vuoto, viene raccolto in un piatto a camino ed inviato dalla pompa P-1404 A/B nella "flash zone" riunendosi con il liquido uscente dal forno F-1401.

Dal piatto a camino installato sopra il primo pacco di riempimenti strutturati viene estratta una corrente che mediante la pompa P-1403 A/B viene:

- o una parte riciclata direttamente in colonna come riflusso interno dopo essere stata filtrata,
- o una parte inviata calda direttamente all'unità di thermal cracker,
- o una parte inviata a cedere calore al residuo di topping nello scambiatore E-1402 A/B e successivamente a generare vapore d'acqua a media pressione nello scambiatore E-1404 A/B; a questo punto viene ulteriormente suddivisa in una corrente inviata a stoccaggio, dopo essere stata raffreddata nel refrigerante ad acqua temperata E-1411 A/B, ed in una inviata in colonna come riflusso circolatorio inferiore dopo essere stata

filtrata.

Dal piatto a camino installato sotto l'ultimo pacco di riempimenti strutturati viene estratta una corrente che mediante la pompa P-1402 A/B viene:

- o una parte riciclata direttamente in colonna come riflusso interno dopo essere stata filtrata,
- o una parte inviata a cedere calore alla condensa fredda nello scambiatore E-1403 (preriscaldatore BFW) e viene infine raffreddata nel refrigerante ad aria E-1405; a questo punto viene ulteriormente suddivisa in una corrente inviata a stoccaggio come gasolio da vuoto leggero, ed in una corrente inviata in colonna come riflusso circolatorio superiore dopo essere stata filtrata.

L'acqua di alimento caldaia si raccoglie nell'accumulatore D-1405 e viene vaporizzata per circolazione naturale nello scambiatore E-1404 A/B. Il vapore a media pressione prodotto va a surriscaldarsi nel serpentino situato nella convettiva del forno F-1401 e successivamente va a diluire il residuo della distillazione atmosferica nello stesso forno F-1401. L'eccesso di vapore viene inviato alla rete del MPS di raffineria.

2.2.3.2 Posizione dell'unità

L'unità vacuum 3 è collocata al centro dell'area occupata dalla area di processo; l'unità è adiacente all'unità di desolforazione catalitica gasoli 3 ed è adiacente ai serbatoi di stoccaggio di carica impianto IGCC, posizionati a loro volta al lato nord (lato ferrovia) dell'impianto IGCC stesso.

2.2.3.3 Capacità di produzione o trattamento

Capacità di progetto unità Vacuum 3:	6 200 t/giorno (di residuo da topping)
Capacità autorizzata unità Vacuum 3:	6 200 t/giorno (di residuo da topping)
Lavorato anno 2004 unità Vacuum 3:	1 617 270 tonnellate di residuo

2.2.3.4 Organizzazione

Con riferimento all'organizzazione generale della raffineria la gestione dell'unità Vacuum 3 è affidata alla funzione Produzione reparto ad bassa pressione.

2.2.4 Fase 4: Idrogeno 1, Idrogeno 2 (Steam reforming) (Unità 3600-3650)

2.2.4.1 Descrizione di processo

IMPIANTO IDROGENO 1

L'unità è basata sulle reazioni di "reforming" catalitico in presenza di vapor d'acqua ad alta temperatura.

L'unità è alimentata da gas metano.

Al gas di carica si aggiunge una corrente di idrogeno puro, necessaria per trasformare eventuali presenze di mercaptani in idrogeno solforato nel reattore R-3601 "sulfur absorber".

La prima parte della sezione di preriscaldamento è costituita da due serpentini situati nella zona convettiva del forno F-3601 in cui il gas raggiunge si riscalda raffreddando i gas combusti del forno stesso.

Nel reattore R-3601 avvengono le reazioni di trasformazione di eventuali composti solforati presenti nella carica in H₂S ed il relativo assorbimento sul letto del reattore.

Al gas di carica all'uscita del reattore R-3601 viene aggiunto il vapore d'acqua necessario alle reazioni di "steam reforming" e la miscela viene preriscaldata nella convettiva del forno F-3651 a spese dei gas combusti. A questo punto la miscela entra nel reattore R-3605 "adiabatic prereformer" in cui, in presenza del catalizzatore, incominciano ad avvenire le reazioni degli idrocarburi con acqua che danno luogo alla formazione di idrogeno, monossido di carbonio e anidride carbonica. La vita prevista del catalizzatore è di 2-3 anni.

All'uscita dal reattore R-3605 la miscela di idrogeno, vapore d'acqua, idrocarburi, monossido di carbonio e anidride carbonica, viene inviata alla sezione di reforming catalitico.

La maggior parte delle reazioni di "steam reforming" avvengono nella sezione radiante del forno F-3601. I tubi del forno sono riempiti da un catalizzatore; la vita media del catalizzatore è di 3-4 anni ma può raggiungere anche i 10 anni. La reazione è endotermica. I tubi sono esposti per tutta la loro lunghezza alle fiamme provenienti dai bruciatori del forno.

Il gas in uscita è costituito principalmente da idrogeno, dall'acqua e dagli idrocarburi che non hanno reagito, da monossido di carbonio e da anidride carbonica. Tale gas viene raffreddato nel "waste heat boiler" E-3605 dove viene generato vapor d'acqua ad alta pressione e nel preriscaldatore acqua alimento caldaia E-3606 prima di raggiungere il reattore R-3602 "MT shift converter". In questo reattore, riempito di catalizzatore, si completano le reazioni del monossido di carbonio con acqua che danno luogo alla formazione di ulteriore idrogeno e anidride carbonica. La reazione è esotermica. all'uscita il gas preriscalda ancora l'acqua alimento caldaia nei due scambiatori E-3607 ed E-3608

prima di essere raffreddata nei refrigeranti E-3615 ad aria ed E-3609 ad acqua.

All'uscita di tale scambiatore si hanno due fasi: una vapore (satura di acqua) costituita principalmente da idrogeno, metano, monossido di carbonio e anidride carbonica ed una liquida costituita da acqua con tracce di monossido di carbonio e anidride carbonica. La fase acquosa viene inviata al sistema di recupero condensati. La fase vapore viene inviata al sistema di assorbimento su setacci molecolari PK-3601 costituito da quattro recipienti riempiti dai setacci e da un recipiente di equalizzazione della pressione del gas di spurgo.

Il sistema dei setacci molecolari produce una corrente di idrogeno con purezza superiore al 99.9% in volume che viene inviato in rete.

Il gas proveniente dal recipiente di equalizzazione costituito da metano, idrogeno, monossido di carbonio e anidride carbonica viene inviato ai bruciatori del forno. Tali bruciatori sono bruciatori speciali a bassa pressione e a basso sviluppo di NOx.

L'aria di combustione è inviata ai bruciatori del forno dalla soffiante B-3601 A/B dopo essersi preriscaldata nei serpentini della convettiva E-3602 A ed E-3603A.

I gas combustibili provenienti dalla sezione radiante del forno cedono il loro calore sensibile negli scambiatori E-3601, E-3602B e E-3603B alla carica all'impianto, nello scambiatore E-3604 dove vaporizza l'acqua alimento caldaia e nello scambiatore E-3610 dove surriscalda il vapore prodotto e negli scambiatori E-3602A e E-3603B dove preriscalda l'aria di combustione.

I gas combustibili vengono quindi inviati all'atmosfera mediante l'estrattore B-3601.

IMPIANTO IDROGENO 2

L'unità è basata sulle reazioni di "reforming" catalitico in presenza di vapor d'acqua ad alta temperatura.

L'unità è stata progettata sulla base delle tre seguenti cariche:

- o Metano da rete SNAM
- o Gas V-25 da raffineria
- o Gas iso da raffineria

Nel caso di marcia con gas di raffineria il compressore C-3651 provvede a comprimerli ed a inviarli alla sezione di recupero termico, mentre in caso di marcia con metano da rete il gas viene inviato direttamente al preriscaldamento.

Al gas di carica si aggiunge una corrente di idrogeno puro necessaria per trasformare eventuali presenze di mercaptani in idrogeno solforato nel reattore R-3601 "sulfur absorber".

La prima parte della sezione di preriscaldamento è costituita da due serpentini situati nella zona convettiva del forno F-3651 in cui il gas si riscalda raffreddando i gas combustibili del forno

stesso.

Nel reattore R-3651 avvengono le reazioni di trasformazione di eventuali composti solforati presenti nella carica in H₂S ed il relativo assorbimento sul letto del reattore.

Al gas di carica all'uscita del reattore R-3651 viene aggiunto il vapor d'acqua necessario alle reazioni di "steam reforming" e la miscela viene preriscaldata nella convettiva del forno F-3651 a spese dei gas combustibili. A questo punto la miscela entra nel reattore R-3652 "adiabatic prereformer" in cui incominciano ad avvenire, in presenza del catalizzatore, le reazioni degli idrocarburi e acqua che danno luogo alla formazione di idrogeno ed monossido di carbonio e anidride carbonica. La vita prevista del catalizzatore è di 2-3 anni.

All'uscita dal reattore R-3652 la miscela di idrogeno, vapore d'acqua, idrocarburi, monossido di carbonio e anidride carbonica prima di essere inviata alla sezione di reforming catalitico si preriscalda nel primo serpentino della sezione convettiva.

La maggior parte delle reazioni di "steam reforming" avvengono nella sezione radiante del forno F-3651. I tubi del forno sono riempiti da un catalizzatore. La vita media del catalizzatore è di 3-4 anni ma può raggiungere anche i 10 anni. La reazione è esotermica. I tubi sono esposti per tutta la loro lunghezza alle fiamme provenienti dai bruciatori del forno.

Il gas è costituito principalmente da idrogeno, dall'acqua e da idrocarburi che non hanno reagito, da monossido di carbonio e da anidride carbonica. Tale gas viene raffreddato nel "waste heat boiler" E-3658 dove viene generato vapore d'acqua ad alta pressione e nel preriscaldatore acqua alimento caldaia E-3659 prima di raggiungere il reattore R-3653 "MT shift converter".

In questo reattore, riempito da catalizzatore, si completano le reazioni del monossido di carbonio con acqua che danno luogo alla formazione di ulteriore idrogeno e anidride carbonica. La reazione è esotermica e quindi il gas preriscalda ancora l'acqua alimento caldaia nei due scambiatori E-3650 ed E-3651 prima di essere raffreddato nei refrigeranti E-3652 ad aria e E-3653 ad acqua.

A tale temperatura si formano due fasi, una vapore costituita principalmente da idrogeno, metano, monossido di carbonio e anidride carbonica satura d'acqua ed una liquida costituita da acqua con tracce di monossido di carbonio e anidride carbonica. La fase acquosa viene inviata al sistema di recupero condensati. La fase vapore viene inviata al sistema di assorbimento su setacci molecolari PK-3651 costituito da otto recipienti riempiti dai setacci e da un recipiente di equalizzazione della pressione del gas di spurgo.

Il sistema dei setacci produce una corrente di idrogeno con purezza superiore al 99.9% in volume, che viene compressa dai compressori C-3652A/B e dopo raffreddamento nei refrigeranti E-3670 ad aria e E-3671 ad acqua inviata alla rete di distribuzione di raffineria.

Il gas proveniente dal recipiente di equalizzazione costituito da metano, idrogeno, monossido di carbonio e anidride carbonica viene inviato ai bruciatori del forno. Tali bruciatori sono bruciatori speciali a bassa pressione e a basso sviluppo di CO e di NOx.

L'aria di combustione è inviata direttamente ai bruciatori del forno dalla soffianti B-3652-1 A/B e B-3652-2 A/B.

I gas combustivi provenienti dalla sezione radiante del forno cedono il loro calore sensibile negli scambiatori E-3651, E-3652, E-3655 e E-3657 alla carica all'impianto, nello scambiatore E-3656 dove vaporizza l'acqua alimento caldaia e nello scambiatore E-3653 dove surriscalda il vapore prodotto.

I gas combustivi vengono quindi inviati all'atmosfera mediante l'estrattore B-3651-1 e-2.

2.2.4.2 Posizione delle unità

L'unità Steam reforming – Produzione idrogeno è collocata in posizione adiacente al rilevato ferroviario che attraversa la Raffineria, dal lato sud (lato mare) di quest'ultimo. E' adiacente alla sala controllo.

L'unità idrogeno 2 è collocata in posizione adiacente alla unità Desolforazione catalitica (HDS3) ed a sud (lato mare) è collocata vicino all'unità Unifining.

2.2.4.3 Capacità di produzione o trattamento

Capacità di progetto unità Idrogeno 1:	5 000 Nm ³ /ora (di idrogeno prodotto)
Capacità autorizzata unità Idrogeno 1:	5 000 Nm ³ /ora (di idrogeno prodotto)
Lavorato anno 2004 unità Idrogeno 1:	l'unità è stata operativa per 80 giorni, per un totale lavorato di 5 826 400 Nm ³
Capacità di progetto unità Idrogeno 2:	17,000 Nm ³ /ora (di idrogeno prodotto) l'unità è stata adeguata a questa capacità nel 2006
Capacità autorizzata unità Idrogeno 2:	8 500 Nm ³ /ora (di idrogeno prodotto) nel 2004; nel 2006 l'unità è stata adeguata ed attualmente è autorizzata a produrre 17.000 Nm ³ /ora di idrogeno
Lavorato anno 2004 unità Idrogeno 2:	62 987 800 Nm ³ di idrogeno

2.2.4.4 Organizzazione

Con riferimento all'organizzazione generale della raffineria la gestione dell'unità Steam Reforming (produzione idrogeno) e la gestione dell'unità idrogeno 2 sono affidate alla funzione Produzione reparto ad alta pressione.

2.2.5 Fase 5: Splitter Benzine (unità 2100); Platforming (unità 2600); Splitter C3/C4 (unità 2700)

2.2.5.1 Descrizione di processo

SPLITTER BENZINE (UNITÀ 2100)

Scopo di questa unità è quello di frazionare la benzina desolforata proveniente dall'unità 2500 in due tagli:

- o una benzina leggera che alimenta l'unità di isomerizzazione,
- o una benzina pesante che alimenta l'unità di platforming.

Il criterio ispiratore della progettazione di base di questa unità è stato quello di produrre una benzina in carica al platforming che avesse il minimo contenuto di composti cosiddetti precursori del benzene. Tali composti sono l'iso esano il normal pentano ed i ciclo esani che nell'unità Platforming si trasformano in benzene. La benzina desolforata è stata quindi frazionata in modo tale che la benzina di testa colonna che alimenta l'unità Isomerizzazione contenesse gli iso-esani ed i normal- esani e tutto il benzene contenuti nella carica.

Il prodotto di fondo che costituisce la carica al Platforming invece contiene solo tracce di esani e di ciclo esani ed è quasi completamente privo di benzene.

La carica proveniente dall'unità 2500 unifining viene riscaldata nello scambiatore E-2126A-D dal fondo dello splitter benzine.

La carica viene successivamente riscaldata dal gasolio proveniente dall'unità 3100 e raggiunge la colonna T-2105.

In questa colonna la benzina desolforata viene frazionata nella benzina di carica all'isomerizzazione e nella benzina di carica al platforming.

I vapori di testa vengono totalmente condensati e sottoraffreddati nello scambiatore ad aria E-2101 A/B e nello scambiatore ad acqua E-2102. La benzina leggera si raccoglie nell'accumulatore di riflusso D-2106 da cui viene inviata dalla pompa P-2106, in parte all'unità di isomerizzazione, dopo essere stata raffreddata nel refrigerante ad acqua E-2125 ed in parte alla colonna T-2105 come riflusso

Il fondo colonna viene ribollito nello scambiatore E-2101 utilizzando vapore d'acqua.

La benzina di fondo cede calore alla carica nello scambiatore E-2126A-D e viene poi inviata calda all'unità Platforming.

PLATFORMING (UNITÀ 2600)

La carica proveniente dalla pompa P-2601 viene divisa in due flussi uguali e poi si miscelano con il gas di riciclo proveniente dal compressore C-2601.

La miscela di benzina pesante e gas viene vaporizzata e surriscaldata negli scambiatori facenti parte del treno di scambio a spese dell'effluente terzo reattore ed inviata al forno di preriscaldamento F-2603. A valle viene inviata al reattore R-2601, pieno del catalizzatore, dove avvengono le reazioni di reforming con conversione delle paraffine e dei naftenici in composti aromatici.

Le reazioni di reforming essendo principalmente reazioni in cui le paraffine ed i naftenici si convertono in aromatici danno luogo a formazione di idrogeno che dopo il raffreddamento dell'effluente reattore terzo stadio viene inviato alle unità di desolforazione come gas di make-up.

Essendo tale reazioni endotermiche la temperatura nel reattore diminuisce. Quindi l'effluente dal primo reattore passa nel primo forno intermedio F-2602 e poi al reattore R-2602 dove le reazioni di reforming continuano abbassando la temperatura. L'effluente reattore viene di nuovo preriscaldato nel forno F-2602 e raggiunge il terzo reattore R-2603 dove si completano le reazioni di reforming ed avvengono anche reazioni di isomerizzazione delle paraffine e di hydrocracking.

L'effluente del terzo reattore viene inviato agli scambiatori del treno di scambio di preriscaldamento carica, dove si desurriscalda e condensa parzialmente cedendo calore alla miscela costituita dalla carica e dal gas di riciclo.

A valle viene ulteriormente raffreddato nei refrigeranti ad aria E-2612C/D e nei refrigeranti ad acqua E-2612 E/F.

Il prodotto di reazione viene quindi inviato al separatore D-2601, dove si separano una fase liquida che viene inviata alla stabilizzatrice ed una fase gassosa che in parte viene riciclata la sezione di reazione mediante il compressore C-2601 ed in parte inviata all'unità 2500 unifining.

Le reazioni di reforming catalitico avvengono ad alte temperature e quindi si svolgono interamente nella sezione radiante dei forni F-2601,2602 e 2603.

I gas combustibili uscenti dalle sezioni radianti sono ancora estremamente caldi e quindi vengono sfruttati per generare vapore ad alta pressione in una sezione convettiva che è comune a tutti e tre i forni di reazione.

L'acqua demineralizzata ad alta pressione proveniente dal deareatore viene preriscaldata nel serpentino della convettiva dei forni F-2601/2/3 e raggiunge l'accumulatore D-2651A/B; l'acqua viene inviata dalla pompa P-2651A/B al serpentino di generazione

vapore. Nell'accumulatore D-2651A/B si separa il vapore dall'acqua. Il vapore va al serpentino di surriscaldamento e poi viene inviato alla rete vapore.

La nafta reformata proveniente dal separatore D-2601 viene inviata dalla pompa P-2602 A/B allo scambiatore E-2615 A-C dove si preriscalda a spese della nafta stabilizzata proveniente dal fondo colonna T-2630 prima di essere frazionata nella medesima colonna. La colonna T-2630 debutanatrice platformata fraziona la benzina non stabilizzata in un gas che viene inviato al recupero GPL, in un liquido leggero che viene anch'esso inviato alla sezione di recupero GPL ed nella benzina platformata che costituisce il prodotto principale dell'unità 2600.

Il ribollitore della colonna T-2630 utilizza vapore d'acqua come fluido riscaldante.

Il fondo colonna viene inviato allo scambiatore E-2615 A-C dove preriscalda la carica alla stabilizzatrice e successivamente al refrigerante ad acqua E-2616 A-D, prima di essere inviato ai serbatoi di stoccaggio. Una parte della platformata viene inviata, dopo essere stata ulteriormente raffreddata nello scambiatore E-2616 con acqua di torre, dalla pompa P-2919 A/B all'assorbitore T-2625.

I vapori di testa della T-2630 vengono parzialmente condensati nel refrigerante ad aria E-2613 e nel refrigerante ad acqua E-2613 A-C e le due fasi gassosa e liquida si separano nell'accumulatore D-2631. La fase liquida viene inviata in parte in colonna come riflusso dalla pompa P-2611 ed in parte come prodotto dalla pompa P-2612 A/B alla colonna deetanizzatrice T-2614, mentre la fase gassosa viene inviata all'assorbitore T-2625.

In questa colonna il gas incontra la benzina platformata la quale assorbe soprattutto il propano ed il butano contenuti nel gas. Il gas uscente alla testa dell'assorbitore viene inviato alla rete fuel gas.

Poiché l'assorbimento avviene con sviluppo di calore la colonna è provvista di un refrigerante intermedio E-2609 che smaltisce il calore prodotto.

La platformata arricchitasi di GPL viene inviata dalla pompa P-2610 A/B in carica alla stabilizzatrice.

Il prodotto di testa debutanizzatrice viene inviato dalla pompa P-2612 A/B alla colonna T-2614 Deetanizzatrice, dopo essere stato preriscaldato nello scambiatore E-2619A-C a spese del fondo della deetanizzatrice.

La deetanizzatrice fraziona il prodotto di testa debutanizzatrice in un fuel gas e in un GPL

I vapori di testa della T-2614 vengono parzialmente condensati nello scambiatore ad acqua E-2617 ed inviati all'accumulatore di riflusso D-2615.

La fase vapore viene inviata alla rete fuel gas, mentre la fase liquida viene inviata dalla pompa P-2613 A/B riflusso deetanizzatrice in colonna.

Il ribollitore della colonna T-2614 utilizza vapore d'acqua come fluido riscaldante.

Il prodotto di fondo deetanizzatrice preriscalda la carica nello scambiatore E-2619 A/B e dopo essere stato raffreddato nel refrigerante ad acqua E-2620 viene inviato a stoccaggio.

SPLITTER C3/C4 (UNITÀ 2700)

L'unità di splitter GPL (gas di petrolio liquefatto) ha il compito di produrre il propano ed il butano in accordo alle specifiche richieste dal mercato.

L'unità è alimentata dalle correnti di GPL provenienti dall'unità Platforming e Unifining.

Per quanto riguarda la specifica tecnica relativa al massimo contenuto di zolfo e di mercaptani, l'unità Splitter C3/C4 opera solo la separazione della miscela nei componenti che la costituiscono in quanto,:

- o la corrente proveniente dall'Unifining è già a specifica poiché è già stato applicato un sistema di lavaggio caustico del GPL all'interno dell'unifining (unità 2500),
- o la corrente proveniente dal platforming è già in accordo alle specifiche commerciali poiché la carica al platforming (unità 2600) deve essere completamente priva di composti a base di zolfo.

L'unità ha quindi l'unico scopo di separare il propano dal butano, mediante un processo di distillazione operando, in modo che il contenuto di butano nel propano non superi il valore imposto dalle specifiche commerciali e che lo stesso avvenga per il contenuto di propano sul butano.

Anche per quanto riguarda il valore di specifica relativa al massimo contenuto di etano e pentano nel butano, le necessarie operazioni sono effettuate all'interno delle unità di unifining (unità 2500) e di platforming (unità 2600).

Le due correnti di GPL provenienti dall'unifining e dal platforming si miscelano e vengono preriscaldate dal fondo dello splitter C3/C4 nello scambiatore E-2701, prima di raggiungere lo splitter T-2701.

Nella colonna si realizza la separazione del propano dal butano.

I vapori di testa della colonna T-2701 costituiti principalmente da propano vengono totalmente condensati nello scambiatore ad acqua E-2704 A/B ed inviati all'accumulatore di riflusso D-2701. Il propano condensato viene inviato dalla pompa P-2701 A/B in parte come riflusso in colonna ed in parte come prodotto ai serbatoi del propano.

Il fondo della colonna T-2701 viene inviato per gravità al ribollitore E-2702, che utilizza come fluido caldo il kerosene da Topping o vapore LPS (low pressure steam), dove viene parzialmente vaporizzato. I vapori ritornano in colonna per frazionare la carica mentre il liquido costituisce il butano prodotto. Il Butano fluisce per gravità allo scambiatore E-2701 dove preriscalda la carica all'unità e poi dopo essere stato raffreddato nello scambiatore E-2703 viene inviato ai serbatoi del prodotto finale.

2.2.5.2 Posizione delle unità

L'unità Splitter benzine è collocata a sud (lato mare) dell'unità Visbreaking che a sua volta è adiacente al rilevato ferroviario, dal lato mare di quest'ultimo.

L'unità Platforming è adiacente al rilevato ferroviario (dal lato mare di quest'ultimo) ed è compresa tra le unità HDS1 ed Idrogeno 1.

L'unità Splitter C3/C4 è collocata nella stessa area di processo occupata dall'unità isomerizzazione, collocata a sud (lato mare) dell'unità platforming e steam reforming.

2.2.5.3 Capacità di produzione o trattamento

Capacità di progetto unità Splitter benzina: 2 450 t/giorno (di benzina semilavorata da trattare)

Capacità autorizzata unità Splitter benzina: 2 450 t/giorno (di benzina semilavorata da trattare)

Lavorato anno 2004 unità Splitter benzina: 725 808 tonnellate di benzina semilavorata

Capacità di progetto unità Platforming: 1 650 t/giorno (di benzina desolforata)

Capacità autorizzata unità Platforming: 1 650 t/giorno (di benzina desolforata)

Lavorato anno 2004 unità Platforming : 441 157 tonnellate (di benzina desolforata)

Capacità di progetto unità Splitter C3/C4: 300 t/giorno (di GPL trattato)

Capacità autorizzata unità Splitter C3/C4: 300 t/giorno (di GPL trattato)

Lavorato anno 2004 unità Splitter C3/C4: 75 844 tonnellate di GPL

2.2.5.4 Organizzazione

Con riferimento all'organizzazione generale della raffineria la gestione dell'unità:

- Splitter C3/C4
- Splitter Benzina
- Platforming

è affidata alla funzione Produzione reparto ad alta pressione;

2.2.6 Fase 6: Unifining (unità 2500) e Compressione Gas (unità 3500)

2.2.6.1 Descrizione di processo

UNIFINING

I criteri base utilizzati per la progettazione dell'unità sono stati i seguenti:

- o invio all'unità di tutte le benzine prodotte nella raffineria. In particolare sono inviate all'unità 2500 le benzine di visbreaker e thermal cracking molto ricche in zolfo ed olefine. Inoltre anche le benzine prodotte dalle desolforazioni sono trattate in questa unità;
- o invio all'unità degli incondensabili e delle condense provenienti dalla compressione gas per massimizzare il recupero di GPL;
- o massimizzazione dell'efficienza dei forni mediante inserimento di una sezione di surriscaldamento del vapore;
- o trattamento del liquido testa stabilizzatrice in una sezione di lavaggio con ammina e successivo lavaggio caustico per ottenere un GPL in accordo alle specifiche commerciali;
- o invio delle acque acide allo stripper.

Nell'accumulatore di carica D-2551 vengono raccolte le seguenti correnti provenienti da:

- o benzina da unità 1000 distillazione atmosferica
- o benzina da unità 1800-1850 benzina visbreaker/thermal cracking/HPTC
- o benzina da unità 3100 HDS-1 desolforazione gasolio
- o benzina da unità 3200 HDS-2/MDDW desolforazione e deparaffinazione gasoli
- o benzina da unità 3300 HDS-3 desolforazione gasoli
- o condensati da unità 3500 compressione gas
- o gas da unità 3500 compressione gas

Tutte queste correnti si miscelano e danno luogo ad un gas che viene inviato a rete fuel e ad una benzina che costituisce la carica all'Unifining. La benzina proveniente dal D-2551 viene inviata dalla pompa P-2501A/B pompe di carica a miscelarsi con il gas di make up e con il gas di riciclo.

Il gas di make-up ricco in idrogeno proviene dall'unità di platforming e viene compresso dal compressore C-2501 A. Il gas di riciclo proveniente dal separatore D-2501 viene compresso dal compressore C-2501 B. Le due correnti gassose si riuniscono alla carica liquida.

L'idrogeno di make-up è necessario per poter idrogenare i composti solforati della carica dando luogo a idrogeno solforato e a idrocarburi, e per convertire le olefine e le diolefine presenti nella carica a paraffine; il gas di riciclo garantisce le pressioni parziali di idrogeno necessarie a far avvenire le reazioni sul catalizzatore.

La miscela delle benzine del gas di make-up e di quello di riciclo vengono preriscaldate nel treno di scambio ove acquistano calore raffreddando le correnti uscenti dai reattori; vengono quindi inviate al forno F-2501 dove la carica viene completamente vaporizzata.

Nel primo reattore R-2501 avvengono prevalentemente le reazioni di idrogenazione delle olefine e delle diolefine che essendo esotermiche accrescono la temperatura tra ingresso ed uscita del reattore. E' quindi necessario abbassare la temperatura dell'effluente R-2501 cosa che si realizza nello scambiatore che aveva contribuito a preriscaldare la carica. L'effluente reattore R-2501 passa quindi attraverso il secondo reattore R-2502 dove avvengono le reazioni di conversione dei composti solforati ad acido solfidrico e idrocarburi consumando idrogeno. L'effluente del reattore R-2502 viene raffreddato nell'altro scambiatore che aveva contribuito a preriscaldare la carica. All'uscita dallo scambiatore viene aggiunta una corrente di acqua di lavaggio che ha lo scopo di sciogliere i composti ammoniacali per impedire il depositarsi a basse temperature di solfuri di ammonio nei tubi dando luogo a fenomeni di sporcamento/intasamento.

La corrente viene quindi raffreddata nello scambiatore ad aria E-2502 ed inviata al recipiente D-2501 dove si separano le seguenti tre fasi:

- o idrocarburi liquidi costituiti principalmente da benzina e GPL che vengono inviati alla successiva sezione di frazionamento,
- o idrocarburi gassosi che in parte vengono riciclati alla sezione di reazione tramite il compressore C-2501 B ed in parte inviati a rete fuel gas come esubero,
- o fase acquosa che viene inviata allo stripper acque acide.

La corrente liquida idrocarburica proveniente dal D-2501 viene inviata allo scambiatore E-2503 A-D dove si preriscalda a spese della benzina stabilizzata proveniente dalla colonna T-2501 debutanatrice e successivamente viene inviato alla colonna T-2501 dove viene frazionata.

I vapori di testa della T-2501 si uniscono con i vapori provenienti dalla testa debutanatrice T-2505 e vengono condensati nello scambiatore ad aria E-2504 e nello scambiatore ad acqua E-2505 A/B e inviati all'accumulatore di testa stabilizzatrice D-2508.

Il gas non condensato viene inviato all'assorbitore T-2506 mentre il liquido viene inviato, tramite la pompa P-2507, in parte alla colonna T-2501 come riflusso di testa ed in parte come GPL prodotto alla sezione di lavaggio.

Il fondo colonna T-2501, in parte viene inviato tramite la pompa P-2506 al forno F-2502 ribollitore stabilizzatrice che fornisce il calore necessario a generare il vapore di strippaggio della colonna T-2501, ed in parte costituisce il prodotto di fondo e viene inviato, dopo essersi raffreddato operando il riscaldamento della corrente di ingresso alla T-2501, all'unità splitter benzine o alla T-2506 per operare la rimozione ed il recupero dei prodotti più pesanti presenti nella fase gassosa proveniente dal D-2508.

La corrente dal fondo dell'assorbitore T-2506 viene inviata nuovamente in carica alla T-

2501.

La fase gassosa uscenti dalla testa della T-2506 viene inviata allo scrubber T-2507 ove vengono rimossi i composti solforati ad opera della ammina (MDEA). Il gas depurato viene quindi inviato alla rete di fuel gas.

Nella sezione di lavaggio il GPL proveniente da D-2508 viene depurato dai composti solforati presenti ad opera di correnti di ammina (MDEA) e soda; a valle del lavaggio il GPL viene inviato alla colonna T-2505 dal fondo della quale il GPL viene inviato a stoccaggio o alla unità splitter C3/C4.

COMPRESSIONE GAS (UNITÀ 3500)

Il sistema di compressione gas ha lo scopo di recuperare tutti i gas provenienti dai separatori a bassa pressione utilizzando le seguenti operazioni unitarie:

- a) compressione dei gas
- b) raffreddamento e condensazione parziale
- c) separazione della fase gassosa dalla fase liquida
- d) invio fase gassosa al lavaggio ammine per eliminare l'idrogeno solforato
- e) invio del gas al recontacting inserito nell'ambito dell'unità 2500
- f) invio dei condensati sempre all'unità 2500

I gas a bassa pressione provenienti dalle unità:

- o distillazione atm
- o visbreaker
- o thermal cracking
- o HDS2
- o HDS1

vengono riuniti in un collettore ed inviati all'unità 3500.

Il gas a bassa pressione viene distribuito ai tre separatori di aspirazione 1° stadio di compressione (D-3501 per il compressore C-3501, D-3505 per il compressore C-3515 e D-3521 per il compressore C-3521). In marcia normale lavorano due compressori mentre il terzo è di riserva. Sotto ogni separatore è installata una pompa (P-3501A per il compressore C-3501, P-3501B per il compressore C-3515 e P-3521 A/B-3521 per il compressore C-3521) che prende le eventuali condense formatesi nella linea di adduzione dei gas dalle unità all'unità 3500 e le invia all'unità 2500.

Il gas viene aspirato nel primo stadio dei compressori C-3501, C-3515 e C-3521. In uscita il gas viene raffreddato rispettivamente in uno scambiatore (refrigerante ad aria E-3501 per il compressore C-3501, refrigerante ad acqua E-3505 per il compressore C-3515, refrigerante ad aria E-3521 e ad acqua E-3522 per il compressore C-3521).

Negli scambiatori sopra elencati oltre il raffreddamento del gas avviene anche la condensazione dei componenti più pesanti.

Le due fasi vengono separate nei recipienti di aspirazione 2° stadio (D-3502 per il compressore C-3501, D-3506 per il compressore C-3515 e D-3522 per il compressore C-3521).

La fase liquida viene inviata all'unità 2500 (dalle pompe: P-3502A per il compressore C-3501, P-3502B per il compressore C-3515 e P-3522 A/B per il compressore C-3521).

Il gas viene aspirato nel secondo stadio dei compressori C-3501, C-3515 e C-3521. In uscita il gas viene raffreddato in uno scambiatore (refrigerante ad aria E-3502 e refrigerante ad acqua E-3503 per il compressore C-3501, refrigerante ad acqua E-3506 per il compressore C-3515, refrigerante ad aria E-3523 e ad acqua E-3524 per il compressore C-3521).

Negli scambiatori sopra elencati oltre il raffreddamento del gas avviene anche la condensazione dei componenti più pesanti.

Le due fasi vengono separate negli accumulatori ad alta pressione (D-3503 per il compressore C-3501, D-3507 per il compressore C-3515 e D-3523 per il compressore C-3521).

La fase liquida viene inviata all'unità 2500 (dalle pompe: P-3503A per il compressore C-3501, P-3503B per il compressore C-3515 e P-3523 A/B per il compressore C-3521).

I gas provenienti dai separatori ad alta pressione si riuniscono e vengono inviati alla T-3501 colonna di lavaggio gas di coda dove l'idrogeno solforato viene assorbito da una corrente di MDEA. Il gas lavato passa attraverso il separatore D-3508 dove eventuali trascinamenti di ammina vengono eliminati ed inviato al recontacting nell'unità 2500.

L'ammina ricca viene inviata per caduta di pressione al sistema di rigenerazione.

2.2.6.2 Posizione delle unità

L'unità Unifining è collocata a sud (lato mare) della sala controllo e fa parte delle unità di processo collocate più a ovest (lato fiume Esino).

La unità Compressione Gas è collocata a sud (lato mare) dell'unità di topping.

2.2.6.3 Capacità di produzione o trattamento

Capacità di progetto unità Unifining:	2 750 t/giorno (di benzina semilavorata in ingresso)
---------------------------------------	--

Capacità autorizzata unità Unifining:	2 750 t/giorno (di benzina semilavorata in ingresso)
Lavorato anno 2004 unità Unifining:	886 704 tonnellate di benzina (da Topping, HDS1, HDS2, HDS3, Visbreaking e condensati)
Capacità di progetto unità Compr. Gas:	12 000 Nm3/ora (di gas trattato)
Capacità autorizzata unità Compr. Gas:	12 000 Nm3/ora (di gas trattato)
Lavorato anno 2004 unità Compr. Gas:	Non disponibile

2.2.6.4 Organizzazione

Con riferimento all'organizzazione generale della raffineria la gestione dell'unità Unifining è affidata alla funzione Produzione reparto ad alta pressione, mentre la gestione dell'unità di Compressione gas è affidata alla funzione Produzione reparto a bassa pressione.

2.2.7 Fase 7: Isomerizzazione benzine (unità 2200/2800/3400)

2.2.7.1 Descrizione di processo

La carica all'impianto proveniente dalla testa dello splitter T-2105 si miscela con la benzina intermedia della colonna T-3401 e passa attraverso il coalescer D-2803 dove viene eliminata la maggior parte dell'acqua presente nella miscela delle due cariche.

La carica all'isomerizzazione viene inviata dalla pompa P-2801 A/B allo scambiatore E-2801A/B dove scambia calore con l'effluente del D-2804; da questo allo scambiatore E-2802 dove si riscalda a spese di una corrente di olio caldo e successivamente al recipiente D-2804 "sulfur guard bed" dove eventuali tracce di zolfo vengono assorbite. La carica all'isomerizzazione si raffredda nello scambiatore E-2801 A/B e successivamente nel refrigerante ad acqua E-2803. A questo punto la carica si miscela con il riciclo di normal-esano proveniente dalla deisoesanizzatrice e passa attraverso gli essiccatori della carica liquida (uno in operazione e l'altro in rigenerazione) dove si elimina ogni traccia d'acqua, per raggiungere successivamente l'accumulatore di carica D-2806.

Dall'accumulatore di carica la benzina leggera viene inviata dalla pompa P-2802 A/B alla sezione di reazione.

Il gas ricco in idrogeno necessario sia ad idrogenare il benzene contenuto nella carica

che a garantire la pressione parziale di idrogeno necessaria per far avvenire le reazioni di isomerizzazione in presenza del catalizzatore passa attraverso l'accumulatore D-2801 dove eventuali tracce di idrocarburi liquidi vengono separate dalla fase vapore. Successivamente il gas viene essiccato nei D-2802 A/B "make-up gas drier" (uno in operazione ed uno in rigenerazione) ed inviato a miscelarsi con la carica all'isomerizzazione.

La rigenerazione dei driers viene effettuata tramite una corrente proveniente dal fondo della stabilizzatrice T-2801, che viene vaporizzata nel vaporizzatore E-2810 con vapore a bassa pressione e surriscaldato con nel riscaldatore elettrico E-2811. Questa benzina passando attraverso gli essiccatori vaporizza l'acqua assorbita. Dopo essere passata negli essiccatori viene raffreddata nel refrigerante ad acqua E-2811 e mandata a stoccaggio come benzina isomerata.

La miscela costituita dalla benzina leggera proveniente dalla pompa P-2802 e dal gas di make-up viene miscelata con una portata fissa di acido cloridrico che funziona da attivatore del catalizzatore di isomerizzazione e si riscalda nei tre seguenti scambiatori:

E-2804 scambiatore carica / effluente secondo reattore di isomerizzazione

E-2805A/B scambiatori carica / effluente primo reattore di isomerizzazione

E-2806 scambiatore carica / hot oil

La carica entra nel primo reattore di isomerizzazione R-2801 A ove incominciano le reazioni di conversione delle normal paraffine a iso paraffine. Essendo tali reazioni esotermiche la temperatura aumenta e quindi l'effluente dal primo reattore viene raffreddato riscaldando la carica nello scambiatore E-2805 A/B. Successivamente viene inviato al secondo reattore R-2801 B dove si completano le reazioni di isomerizzazione. L'effluente dal secondo reattore viene raffreddato nello scambiatore E-2804 e poi inviato alla stabilizzatrice T-2801 dove viene frazionato in una benzina stabilizzata ed in un gas.

I vapori di testa stabilizzatrice T-2801 vengono parzialmente condensati nel refrigerante ad aria E-2807 e vengono inviati all'accumulatore D-2807 dove si separa una fase liquida che viene inviata in colonna dalla pompa P-2803A/B come riflusso. La fase gassosa viene invece inviata alla colonna T-2802 "net gas caustic scrubber" dove viene lavata, nella parte bassa, con una soluzione di soda caustica al 10% e, nella parte alta, con acqua di recupero.

Dopo essere passata attraverso lo scrubber il gas viene inviato alla rete fuel gas.

Lo scopo dello scrubber è quello di eliminare nella sezione di lavaggio con soda caustica l'acido cloridrico presente nel gas e nella sezione di lavaggio con acqua di eliminare trascinamenti soda nel gas che viene inviato alla rete fuel gas.

La soda caustica proveniente dall'esterno viene inviata, mediante pompa, a preriscaldarsi nello scambiatore E-2813 mediante vapore a bassa pressione, prima di essere inviata nello scrubber.

La soda caustica spenta proveniente dal fondo colonna viene inviata al trattamento delle sode.

L'acqua viene inviata, tramite pompa, ad uno scambiatore dove viene riscaldato da vapore a bassa pressione e quindi viene inviato in colonna per eliminare i trascinamenti di soda nel gas.

Parte del fondo della stabilizzatrice costituisce come già detto il fluido di rigenerazione dei dryes. L'altra parte del fondo della stabilizzatrice dopo essere raffreddato fornendo calore nel ribollitore della deisoesanatrice, viene inviato alla stessa deisoesanatrice T-3401 dove viene frazionato in una frazione ricca di isopentani e di isoesani che costituisce l'isomerato ed in una frazione ricca in esani che deve essere riciclata.

I vapori di testa della T-3401 vengono totalmente condensati nei refrigeranti ad aria E-3404A/B e ad acqua E-3405 e raccolti nell'accumulatore D-3401 da cui vengono mandati in parte dalla pompa P-3405A/B come riflusso alla colonna T-3401 ed in parte dalla pompa P-3407A/B al refrigerante ad acqua E-3401 e successivamente ai serbatoi dell'isomerato. La colonna viene ribollita negli scambiatori E-3403 B dalla carica alla stessa colonna e nello scambiatore E-3403 A da vapor d'acqua. Il fondo della deisoesanatrice T-3401, dopo essere stato raffreddato, viene inviato dalla pompa P-3406 alla colonna T-2201 rerun esano dove viene frazionata in una corrente ricca di normal esano ed in una corrente ricca di eptani.

I vapori di testa vengono totalmente condensati nei refrigeranti ad aria e quindi inviati all'accumulatore di riflusso dal quale viene inviato, mediante pompa, in parte come riflusso in colonna ed in parte viene riciclato alla sezione di reazione.

Il fondo della colonna T-2201 viene riscaldato in un "kettle" dal quale i vapori vengono inviati in colonna, mentre il liquido viene raffreddato nel refrigerante ad acqua ed inviato, mediante pompa a stoccaggio.

2.2.7.2 Posizione dell'unità

L'unità Isomerizzazione è collocata a sud (lato mare) delle unità Platforming e Steam Reforming (produzione idrogeno).

2.2.7.3 Capacità di produzione o trattamento

Capacità di progetto unità Isomerizzazione: 750 t/giorno (di benzina semilavorata in ingresso)

Capacità autorizzata unità Isomerizzazione: 750 t/giorno (di benzina semilavorata in ingresso)

Lavorato anno 2004 unità Isomerizzazione: 229 875 tonnellate di benzina in ingresso

2.2.7.4 Organizzazione

Con riferimento all'organizzazione generale della raffineria la gestione dell'unità Isomerizzazione è affidata alla funzione Produzione reparto ad alta pressione.

2.2.8 Fase 8: Desolforazioni HDS1 (unità 3100), HDS2 (unità 3200), HDS3 (unità 3300)

2.2.8.1 Descrizione di processo

HDS1

L'unità è una classica desolforazione catalitica di una carica di gasoli provenienti dalla distillazione atmosferica.

La carica all'unità 3100, proveniente dai serbatoi di stoccaggio o direttamente dall'unità di distillazione atmosferica, viene inviata dalla pompa P-3101 A/B a preriscaldarsi nel treno di scambio costituito da alcuni scambiatori; il calore viene fornito dal gasolio prodotto e dall'effluente del reattore. In un punto intermedio del treno di scambio al gasolio viene miscelato il gas ricco in idrogeno necessario per la reazione (reazioni di idrogenazione, denitrificazione, saturazione delle olefine). Anche il gas viene preriscaldato in uno scambiatore prima di unirsi con il gasolio.

Il gas è costituito da un gas di make up ricco in idrogeno e dal gas di riciclo proveniente dalla sezione a valle della reazione.

La miscela gasolio- idrogeno viene riscaldata infine nel forno F-3101A e quindi inviata al R-3101.

Essendo in complesso le reazioni esotermiche la temperatura di uscita dal reattore aumenta.

L'effluente dal reattore cede calore negli scambiatori facenti parte del treno di scambio e

quindi viene inviato al separatore ad alta temperatura D-3101.

In questo recipiente si separano una fase liquida ed una fase vapore. Quest'ultima viene condensata parzialmente negli scambiatori E-3105 e E-3106A/B cedendo rispettivamente calore alla corrente di fondo D-3102A ed alla carica Platforming; a valle viene raffreddata in uno scambiatore ad acqua e quindi raggiunge il separatore a bassa temperatura D-3102 A dove si separa una fase liquida ed una fase vapore.

La fase vapore, dopo essere passata attraverso il separatore D-3102B, dove i trascinamenti liquidi vengono abbattuti, passa attraverso la colonna lavaggio gas dove l'idrogeno solforato viene assorbito da una soluzione di MDEA. La Soluzione di MDEA proveniente dall'unità di rigenerazione 3700 viene pompata dalla P-3105 (pompe booster). L'ammina ricca proveniente dal fondo T-3102 viene inviata al rigeneratore dell'unità 3700.

Il gas lavato passa attraverso il separatore aspirazione compressore D-3105 dove vengono abbattuti eventuali trascinamenti di ammine, dal quale tramite il compressore C-3101A/B viene inviato a miscelarsi con la carica di impianto.

Il gas in esubero viene inviato dal D-3105 alla rete fuel gas.

Il liquido proveniente dal separatore D-3102 A si riscalda nello scambiatore E-3105 e si unisce al liquido proveniente dal separatore ad alta temperatura D-3101 e viene inviato al frazionatore T-3101 dove si ottiene il gasolio desolforato.

I vapori di testa del frazionatore vengono condensati parzialmente nei refrigeranti ad aria E-3109 e ad acqua E-3110A/B e raggiungono il separatore D-3106, nel quale si separano le seguenti fasi:

- o fase gassosa che viene inviata alla compressione gas unità 3500,
- o fase liquida che viene inviata dalla pompa P-3104A/B in parte come riflusso in colonna ed in parte come benzina all'Unifining,
- o fase acquosa che viene inviata dalla pompa P-3152 A/B all'unità SWS.

Il prodotto di fondo colonna viene inviato dalla pompa P-3103 A/B in parte nel forno ribollitore F-3101 B, dove viene vaporizzato parzialmente e rinviato in colonna dove i vapori assicurano lo strippaggio del gasolio, ed in parte come prodotto finale a cedere calore nello scambiatore E-3102 A/B alla carica all'impianto e nello scambiatore E-2127A/B dove preriscalda la carica allo splitter benzine (unità 2100).

Il gasolio prodotto viene infine raffreddato nei refrigeranti ad aria E-3112 /3114 e ad acqua E-3116 prima di essere inviato a stoccaggio.

HDS2

La carica all'unità 3200 proveniente dai serbatoi di stoccaggio o direttamente dall'unità di distillazione atmosferica passa attraverso il coalescer D-3251 dove vengono eliminate le tracce di acqua contenute nel gasolio e si raccoglie nell'accumulatore gasolio di carica D-

3254. Il gasolio viene inviato dalla pompa P-3201 A/B ad unirsi a:

- o gas di make up costituito da idrogeno puro proveniente direttamente dall'unità 3650
- o gas di make up proveniente dalle unità 2500 o 3300
- o gas di riciclo proveniente dal compressore di riciclo C-3201.

La carica mista gasolio gas si preriscalda negli scambiatori del treno di scambio a spese degli effluenti reattori R-3201 e R-3251 e passa nella sezione di reazione del forno (il forno ha due sezioni: reazione e ribollitore stabilizzazione) F-3201.

La miscela di gasolio e gas passa quindi attraverso il reattore R-3251 1° reattore HDS e successivamente attraverso il reattore R-3201 2° reattore HDS dove avvengono le reazioni di saturazione delle olefine, di idrogenazione dei composti solforati e di denitrificazione.

Tutte le reazioni sopradette consumano idrogeno generando paraffine, idrogeno solforato ed ammoniac.

Essendo in complesso le reazioni esotermiche la temperatura di uscita da ciascun reattore aumenta, quindi l'effluente di ciascun reattore viene raffreddato cedendo calore negli scambiatori del treno di scambio. Successivamente l'effluente dal secondo reattore viene raffreddato nei refrigeranti ad aria E-3202 A/B e ad acqua E-3203 A/B ed è quindi inviato al separatore ad alta pressione D-3201.

In questo recipiente si separano una fase liquida, idrocarburica, una fase liquida acquosa (in alcuni casi) ed una fase vapore.

La fase vapore passa attraverso la colonna lavaggio gas T-3202 colonna di lavaggio gas di riciclo dove l'idrogeno solforato viene assorbito da una soluzione di MDEA. La soluzione di MDEA proveniente dall'unità di rigenerazione U-3700 viene pompata dalla P-33251A/B (pompe booster ammina). L'ammina ricca proveniente dal fondo T-3202 viene inviata al rigeneratore dell'unità 3700.

Il gas lavato passa attraverso il separatore aspirazione compressore D-3204 dove vengono abbattuti eventuali trascinamenti di ammina, dal quale viene inviato ad unirsi alla carica tramite il compressore C-3101.

L'eccesso di gas nel sistema viene inviato dalla testa della colonna T-3202 alla rete di fuel gas.

L'eventuale fase acquosa nel D-3201 viene inviata allo stripper acque acide, mentre la fase liquida idrocarburica viene inviata al separatore a bassa pressione D-3202 dove si separano:

- o una fase gassosa che viene inviata al sistema di compressione gas (unità 3500),
- o una fase liquida acquosa che viene inviata allo stripper acque acide,
- o una fase liquida idrocarburica che viene inviata al frazionamento.

La fase liquida idrocarburica prima di essere frazionata nella stabilizzatrice T-3201 si preriscalda negli scambiatori E-3204 A/B (fondo drier/alimentazione stabilizzatrice) e E-3204 C-F (fondo stabilizzatrice/alimentazione).

Nella stabilizzatrice vengono eliminati dal gasolio tutti i prodotti leggeri mediante strippaggio realizzato sia con vapor d'acqua che fornendo calore al ribollitore del fondo colonna.

I vapori di testa della stabilizzatrice vengono condensati parzialmente nei refrigeranti ad acqua E-3205 A/B e raggiungono il separatore D-3203 in cui si separano le seguenti fasi:

- o una fase gassosa che viene inviata alla compressione gas unità 3500,
- o una fase liquida che viene inviata dalla pompa P-3203 A/B come riflusso in colonna e dalla pompa P-3209 come benzina all'Unifining.
- o una fase acquosa che viene inviata dalla pompa P-3252 A/B allo stripper acque acide.

Il prodotto di fondo colonna viene inviato dalla pompa P-3202 A/B in parte nel forno F-3201 (sezione ribollitore) dove viene vaporizzato parzialmente e rinviato in colonna dove i vapori assicurano lo strippaggio del gasolio, ed in parte come prodotto finale a cedere calore nello scambiatore E-3204 C-F alla carica stabilizzatrice.

Il gasolio dopo lo scambiatore E-3204 C-F viene inviato alla colonna sotto vuoto T-3251 (drier) e libera l'acqua in esso contenuta.

Il vuoto viene mantenuto mediante un sistema di vuoto costituito da

- o precondensatore E-3251 A,
- o eiettore 1° stadio J-3251 A,
- o condensatore intermedio E-3251 B,
- o eiettore 2° stadio J-3251 B,
- o condensatore finale E-3251 C.

I condensati provenienti dai condensatori vengono raccolti nel separatore condense D-3252 e da questo la fase acquosa viene inviata allo stripper acque acide dalla pompa P-3255 mentre la fase idrocarburica viene riciclata in colonna T-3201 dalla pompa P-3253 A/B.

Gli incondensabili vengono inviati al recipiente di tenuta D-3253 e di qui inviati a torcia.

Il gasolio prodotto dal fondo drier viene inviato dalla pompa P-3254 A/B a cedere calore alla carica stabilizzatrice nello scambiatore E-3204 A/B e successivamente viene raffreddato nel refrigerante ad acqua E-3252 prima di essere inviato a stoccaggio.

HDS3

L'unità è una classica desolforazione catalitica di una miscela di gasoli provenienti dalla distillazione atmosferica e dalle unità di conversione termica (Visbreaking e Thermal Cracking).

La carica all'unità proveniente dai serbatoi di stoccaggio intermedi e dall'unità Visbreaking passa attraverso i filtri FIL 3301 A/B dove vengono trattenute le particelle di solidi ed attraverso il coalescer D-3303 dove viene separata dal gasolio l'acqua presente. A valle viene preriscaldata dal gasolio prodotto nello scambiatore E-3309 prima di raggiungere l'accumulatore di carica D-3301.

Le pompe P-3301A/B inviano il gasolio ad unirsi al gas di riciclo e all'idrogeno di reintegro. La miscela di gasolio e di gas viene preriscaldata dall'effluente reattore e successivamente viene riscaldata nel forno F-3301.

La miscela di gasoli e gas raggiunge quindi il reattore R-3301 dove avvengono principalmente le reazioni di saturazione delle olefine, di idrogenazione dei composti solforati e di denitrificazione.

Tutte le reazioni sopradette consumano idrogeno generando paraffine, idrogeno solforato ed ammoniaca.

Essendo in complesso le reazioni esotermiche, è necessario a diverse altezze del reattore realizzare raffreddamenti ("quench") mediante l'invio del gas di riciclo freddo.

L'effluente dal reattore preriscalda la carica nello scambiatore E-3302, poi preriscalda la carica allo stripper nello scambiatore E-3303 e la carica al reattore negli scambiatori E-3301 A/B/C.

L'effluente reattore viene quindi miscelato con acqua per impedire il depositarsi di sali ammoniacali e raffreddato nello scambiatore ad aria E-3304 e poi in quello ad acqua E-3312.

A questo punto l'effluente reattore è costituito da una fase liquida costituita principalmente di gasolio, da una fase vapore costituita da idrocarburi leggeri e da idrogeno solforato e da una fase liquida acquosa costituita da acqua in cui sono disciolti idrogeno solforato ed ammoniaca. Queste tre fasi si separano nel recipiente D-3305.

La fase vapore viene inviata alla colonna T-3303 in cui viene lavata con una soluzione di MDEA per eliminare l'idrogeno solforato e successivamente al compressore di riciclo C-3301 A/B. Tale compressore opera la compressione sia del gas di riciclo che di quello di make-up.

Dal D-3305 la fase acquosa viene inviata allo stripper delle acque acide. La fase idrocarburica viene inviata al separatore D-3306 dove espandendosi libera altri idrocarburi leggeri. Questo vapore viene inviato alla colonna T-3304 in cui viene lavato con una soluzione di MDEA per eliminare l'idrogeno solforato e successivamente alla rete fuel gas.

Questa colonna è stata adeguata nel 2006 per permettere il lavaggio del fuel gas proveniente dall'unità di Unifining e ridurre sensibilmente il contenuto di zolfo.

Il gasolio privato della maggior parte degli idrocarburi leggeri viene inviato allo stripper T-3301 non prima di essere stato preriscaldato dal gasolio strippato e dall'effluente reattore negli scambiatori E-3306A/B e E-3303.

Nello stripper avviene una distillazione in corrente di vapor d'acqua mediante il quale si separano dal gasolio le ultime tracce (in fase vapore) di idrocarburi leggeri, acqua ed idrogeno solforato. La corrente di testa dello stripper viene raffreddata e condensata prima nello scambiatore ad aria E-3307 e successivamente in quello ad acqua E-3308N; da questo la corrente viene inviata al separatore D-3314 ove vengono separate una fase acquosa inviata al sour water stripper, una fase idrocarburica liquida inviata all'unità unifining e una fase gassosa che si unisce al gas in uscita dal separatore D-3306 per essere lavata nella colonna T-3304.

Il gasolio strippato proveniente dal fondo della colonna T-3301 si raffredda nello scambiatore E-3306A/B e viene inviato al sistema di essiccamento costituito dalla colonna T-3302 e dagli eiettori J-3301 e J-3302 e dagli scambiatori E-3311, 3313 e 3314.

In tale sistema il gasolio perde l'acqua in esso contenuta. Il gasolio dalla colonna T-3302 viene inviato tramite la pompa P-3304A/B a stoccaggio dopo aver riscaldato nello scambiatore E-3309 l'alimentazione all'impianto ed essersi raffreddato nel refrigerante ad aria E-3310 e in quello ad acqua E-3315.

EVOLUZIONE DELLE UNITA' DI DESOLFORAZIONE

E' in corso di realizzazione il progetto di adeguamento ed ammodernamento del ciclo di desolfurazione gasoli. Come meglio descritto in Allegato C.6 gli impianti oggetto di interventi sono:

- HDS3, che verrà adeguato,
- HDS2, che verrà messo fuori esercizio,
- impianto idrogeno 2, che è già stato adeguato.

2.2.8.2 Posizione dell'unità

L'unità HDS1 è collocata adiacente al rilevato ferroviario (lato mare di quest'ultimo) ed a ovest (lato Falconara) dell'unità Platforming.

L'unità HDS2 è collocata adiacente al rilevato ferroviario (lato mare di quest'ultimo) ed occupa un'area della raffineria ove è anche presente la unità Platforming.

L'unità HDS3 è collocata a sud (lato mare) dell'unità Isomerizzazione ed è ad est (lato

fiume Esino) dell'unità Vacuum 3.

2.2.8.3 Capacità di produzione o trattamento

Capacità di progetto unità HDS1:	2 800 t/giorno (di gasolio)
Capacità autorizzata unità HDS1:	2 800 t/giorno (di gasolio)
Lavorato anno 2004 unità HDS1:	617 168 tonnellate di gasolio in ingresso

Capacità di progetto unità HDS2:	1 400 t/giorno (di gasolio)
Capacità autorizzata unità HDS2:	1 400 t/giorno (di gasolio)
Lavorato anno 2004 unità HDS2:	399 075 tonnellate di gasolio in ingresso
Capacità di progetto unità HDS3:	2 200 t/giorno (di gasolio)
Capacità autorizzata unità HDS3:	2 200 t/giorno (di gasolio)
Lavorato anno 2004 unità HDS3:	687 924 tonnellate di gasolio in ingresso

2.2.8.4 Organizzazione

Con riferimento all'organizzazione generale della raffineria la gestione delle unità HDS1, HDS2 e HDS3 è affidata alla funzione Produzione reparto ad alta pressione.

2.2.9 Fase 9: Visbreaking (unità 1800)

2.2.9.1 Descrizione di processo

L'unità è composta dalle seguenti sezioni:

- o reazione del Visbreaker
- o frazionamento
- o Vacuum Flash su residuo da Visbreaker.

SEZIONE DI REAZIONE DEL VISBREAKER

La carica è costituita dal residuo del Vacuum-3 (unità 1400) che viene inviato al forno F-1801 dove raggiunge le temperature necessarie affinché avvengano le reazioni di cracking termico. In un appropriato punto del serpentino della sezione di riscaldamento

viene iniettata acqua di alimento caldaia allo scopo di favorire la vaporizzazione della carica. Le reazioni continuano nel "Soaker drum" che garantendo un adeguato tempo di permanenza del residuo della distillazione sotto vuoto permette di raggiungere le conversioni desiderate. L'effluente del soaker drum dopo essere stato raffreddato con il fondo della colonna T-1815 raggiunge la T-1810 colonna di preflash dove si separa la fase vapore dalla fase liquida.

La fase liquida dopo essere stata strippata con vapore a bassa pressione viene inviata alla sezione di vacuum flash (T-1815) mediante la pompa P-1803A/B. La fase vapore viene inviata alla colonna T-1801.

SEZIONE DI FRAZIONAMENTO

I vapori provenienti dalla T-1810 colonna di preflash e dalla T-1851 colonna di separazione vengono inviati alla T-1801 colonna di frazionamento dove vengono distillati i prodotti di cracking.

Il liquido formatosi sul fondo della colonna T-1801 viene inviato dalla pompa P-1830 alle colonne di preflash T-1810 e T-1851. Dal piatto a camino situato sotto il primo pacco di riempimenti strutturati viene estratto il gasolio pesante ed inviato dalla pompa P-1804A/B, in parte all'accumulatore di carica HPTC (thermal cracking ad alta temperatura) ed in parte ritorna in colonna dopo essere passato nel filtro FIL -1802 A/B e dopo aver ceduto calore nello scambiatore E-1801 E preriscaldando la carica all'unità Vacuum-3.

Dal piatto a camino posizionato sopra il secondo pacco di riempimenti strutturati viene estratto il riflusso laterale intermedio che viene inviato dalla pompa P-1831 A/B:

- o direttamente alla colonna T-1801 come riflusso interno
- o agli scambiatori E-1835 generatore vapore MP, surriscaldatore vapore E-1815, E-1832 generatore vapore MP, E-1833 generatore vapore BP prima di ritornare in colonna sopra il terzo pacco di riempimenti strutturati.

Sempre dal piatto a camino posizionato sopra il secondo pacco di riempimenti strutturati viene estratto il gasolio leggero che, dopo essere stato strippato nella colonna laterale T-1805 con vapore d'acqua a bassa pressione, viene inviato dalla pompa P-1806 A/B ai limiti di batteria dopo essere stato raffreddato nei seguenti scambiatori:

- o generatore vapore bassa pressione E-1831,
- o preriscaldatore BFW E-1804,
- o refrigerante ad aria LGO E-1813,
- o refrigerante finale LGO E-1809.

Dal piatto 22 della colonna T-1801 viene estratto il kerosene che dopo essere stato strippato con vapore a bassa pressione nella colonna T-1806 viene inviato dalla pompa P-1807A/B ai serbatoi, dopo essere stato raffreddato negli scambiatori ad aria E-1812 e ad acqua E-1810.

Dal piatto a camino posizionato sotto l'ultimo pacco di riempimenti strutturati viene estratto il riflusso laterale alto che viene riciclato in testa colonna dalla pompa P-1817A/B dopo essere stato raffreddato nel refrigerante ad aria E-1836A/B.

I vapori di testa colonna vengono condensati parzialmente nei refrigeranti ad aria E-1805A/B e ad acqua E-1806A/B ed inviati all'accumulatore di riflusso D-1801 in cui si realizza la separazione di tre fasi:

- o la fase idrocarburica viene inviata dalla pompa P-1809 A/B pompa riflusso e benzina in parte in testa colonna come riflusso ed in parte come benzina al D-2551,
- o la fase acquosa viene inviata dalla pompa P-1812 A/B allo stripper acque acide,
- o la fase vapore viene inviata alla compressione gas .

SEZIONE DI VACUUM FLASH SU RESIDUO DA VISBREAKER

Il fondo della colonna T-1810 viene inviato alla T-1815 vacuum flash dove si separa una fase vapore ed una fase liquida. La fase liquida viene strippata con vapore a bassa pressione ed inviata tramite la pompa P-1845 A/B a:

- o filtro FIL-1833 A/B,
- o E-1801 F/G 1° carica vuoto/residuo visbreaker caldo,
- o E-1801 A/D carica vuoto/residuo visbreaker freddo.

Viene a questo punto ripreso dalla pompa P-1832 A/B e rilanciato, in parte a raffreddare T-1810 ingresso zona flash e fondo colonna, o a stoccaggio come bitume dopo essere stato raffreddato nello scambiatore ad acqua temperata E-1412 A/B oppure caldo al complesso IGCC.

I vapori che salgono dalla zona di espansione della colonna T-1815 vengono lavati con un riflusso di gasolio. Infatti il gasolio da vuoto pesante viene estratto dal piatto a camino posizionato sopra il primo pacco di riempimenti strutturati ed inviato dalla pompa P-1836A/B:

- o alla colonna T-1815 dopo essere passato nel filtro FIL-1831 A/B,
- o direttamente a carica thermal cracking,
- o agli scambiatori E-1840 generatore di vapore a bassa pressione e E-1841 A/B refrigerante HVGO,
- o in colonna come riflusso circolatorio dopo essere passato per il filtro FIL-1832 A/B
- o a stoccaggio.

I vapori di testa colonna vengono compressi nell'eduttore J-1801 (eiettore principale mediante una corrente di idrocarburi).

L'effluente dell'eduttore viene inviato al separatore gruppo vuoto D-1831 dove si

separano:

- o una fase idrocarburica che viene raffreddata nello scambiatore E-1842 A/B e riciclata all'eduttore J-1801 mediante la pompa P-1846 A/B, e un filtro coalesher.
- o una fase acquosa che viene inviata allo stripper acque acide tramite la pompa P-1837A/B,
- o una fase vapore che viene compressa al di sopra della pressione atmosferica nell'eduttore J 1802 (eiettore secondario) con lo stesso fluido motore utilizzato per l'eduttore J-1801. L'effluente dell'eduttore J-1802 viene raccolto nell'accumulatore D-1832 da cui la fase idrocarburica viene in parte riciclata al D-1831 ed in parte inviata a slop mediante la pompa P-1838A/B mentre la fase vapore viene inviata alla compressione gas (unità 3500).

2.2.9.2 Posizione dell'unità

L'unità Visbreaking è adiacente al rilevato ferroviario (lato mare di quest'ultimo) e costeggia le unità Splitter benzina e HDS1.

2.2.9.3 Capacità di produzione o trattamento

Capacità di progetto unità Visbreaker:	4 000 t/giorno (di residuo)
Capacità autorizzata unità Visbreaker:	4 000 t/giorno (di residuo)
Lavorato anno 2004 unità Visbreaker:	796 570 tonnellate di residuo in ingresso

2.2.9.4 Organizzazione

Con riferimento all'organizzazione generale della raffineria la gestione dell'unità Visbreaker/Thermal Craker è affidata alla funzione Produzione reparto ad bassa pressione.

2.2.10 Fase 10: Thermal Cracking e HPTC (unità 1850)

L'unità è composta dalle seguenti sezioni:

- o reazione del Thermal Cracker
- o reazione dell'HPTC (High Pressure Thermal Cracking)..

SEZIONE DI REAZIONE DEL THERMAL CRACKER

I gasoli da vuoto provenienti dall'impianto Vacuum-3 (unità 1400) dal Visbreaking (unità 1800), da stoccaggio e dall'impianto Vacuum-1 (unità 1900) vengono raccolti nell'accumulatore di carica D-1851 da cui vengono inviati tramite la pompa P-1851 A/B al forno di thermal cracking F-1851.

Il forno è costituito da due sezioni una di riscaldamento ed una di reazione e soaking dove avvengono e si completano le reazioni di thermal cracking. In un appropriato punto del serpentino della sezione di riscaldamento viene iniettata acqua di alimento caldaia allo scopo di favorire la vaporizzazione della carica. All'uscita del forno la carica del thermal cracking si unisce con la carica dell'HPTC (high pressure thermal cracking). La somma delle due cariche viene raffreddata con il riciclo di fondo della colonna di separazione T-1851 ed inviato alla medesima colonna. Nella colonna si separano una fase liquida ed una fase vapore. La fase liquida dopo essere stata strippata con vapore d'acqua viene in parte aspirata dalla pompa P-1852A/B che ne invia una parte a preriscaldare una corrente di acqua alimento caldaia e successivamente a generare vapore a media pressione. La corrente di riciclo si miscela quindi con la carica alla colonna. Parte del residuo proveniente dalla pompa P-1852A/B viene invece inviato a stoccaggio dopo aver ceduto calore negli scambiatori E-1851 A/B (dove genera olio caldo), E-1852 dove genera vapore a media pressione, E-1853 dove preriscalda l'acqua di alimento caldaie ed essere stato raffreddato nello scambiatore E-1854 con acqua temperata.

Un'altra parte del residuo di fondo colonna T-1851 colonna di separazione viene pompato mediante la P-1854A/B alla colonna T-1402 flash sotto vuoto TC tar dove si separa una fase liquida che costituisce il residuo del thermal cracker ed una fase vapore che è costituita principalmente da gasoli da vuoto che non hanno subito il processo di thermal cracking.

La fase liquida viene pompata dalla P-1410A/B a cedere calore alla carica Vacuum-3 (unità 1400) attraverso lo scambiatore E-1856 A/B e successivamente a raffreddarsi nello scambiatore E-1413 A/B prima di raggiungere i serbatoi di stoccaggio. La fase vapore viene invece inviata alla colonna T-1401 dove viene frazionata.

SEZIONE DI REAZIONE DELL'HPTC (HIGH PRESSURE THERMAL CRACKING)

I gasoli da vuoto provenienti dall'impianto Vacuum-3 (unità 1400), da stoccaggio e dall'impianto Visbreaker (unità 1800) insieme al gasolio pesante della distillazione atmosferica vengono raccolti nel l'accumulatore di carica D-1855 da cui vengono inviati tramite la pompa P-1855 A/B al forno di thermal cracking ad alta pressione F-1852.

Il forno è costituito da due sezioni una di riscaldamento ed una di reazione e soaking dove avvengono e si completano le reazioni di thermal cracking. In un appropriato punto del serpentino della sezione di riscaldamento viene iniettata acqua di alimento caldaia allo scopo di favorire la vaporizzazione della carica.

All'uscita del forno la carica dell'HPTC (thermal cracking ad alta pressione) si unisce con la carica del thermal cracking.

2.2.10.1 Posizione dell'unità

L'unità Visbreaking è adiacente al rilevato ferroviario (lato mare di quest'ultimo) e costeggia le unità Splitter benzina e HDS1.

2.2.10.2 Capacità di produzione o trattamento

Capacità di progetto unità Th.Cr. / HPTC:	5 000 t/giorno (di gasolio pesante)
Capacità autorizzata unità Th.Cr. / HPTC:	5 000 t/giorno (di gasolio pesante)
Lavorato anno 2004 unità Th.Cr. / HPTC:	1 483 431 tonnellate di gasolio pesante in ingresso

2.2.11 Fase 11: Trattamento acque (unità 4600)

2.2.11.1 Descrizione di processo

L'impianto di trattamento acque (unità 4600) tratta le acque reflue provenienti dalla rete fognaria oleosa dello stabilimento.

Tale rete è alimentata da:

- o acque piovane raccolte entro aree cordolate di impianto,
- o drenaggi dei serbatoi e delle apparecchiature,
- o acque di processo,

- o acque provenienti dall'impianto SWS (Unità 4500),
- o acque di spurgo delle torri di raffreddamento
- o acque reflue provenienti anche dall'impianto IGCC (dall'unità di trattamento acque grigie).

E' attualmente in corso di completamento la realizzazione del progetto di raccolta e invio a trattamento effluenti delle acque di prima pioggia, dai piazzali e dalle strade esterne alle aree di processo.

L'impianto di trattamento effluenti è costituito da:

- trattamento fisico (a gravità), realizzato da un complesso di vasche nelle quali le acque, dopo essere state sottoposte ad una iniziale grigliatura, vengono disoleate mediante un primo passaggio in vasche munite di dischi metallici sui quali aderisce l'olio (discoil) e successivamente mediante il passaggio attraverso separatori a pacchi lamellari.
- trattamento chimico-fisico, previo passaggio in un serbatoio di equalizzazione delle acque disoleate. Detto trattamento consta di 2 processi:
- flocculazione, realizzata in una prevasca ed una successiva vasca in cemento armato fuori terra; tale trattamento ha lo scopo di precipitare ulteriormente le impurezze presenti e di coagulare le particelle colloidali, mediante il dosaggio controllato di polielettroliti specifici,
- flottazione, in una vasca dove viene immessa aria e si raccolgono fanghi, sul fondo, e schiume sulla superficie.
- trattamento biologico a fanghi attivi realizzato nella vasca di aerazione, dotata di due turbine Gyrox, che provocano l'aerazione della massa biologica diluita; dalla vasca di aerazione la miscela acqua e fango attivo stramazza in successiva vasca di sedimentazione finale dotata di carro-ponte tipo "pendulum".

Le acque reflue depurate confluiscono tramite canalette a stramazzo nel sedimentatore finale dove, previo passaggio in pozzetto fiscale e di controllo, sono fatte defluire in mare.

È presente, ma non è più attivo, un impianto di depurazione fisica e chimico-fisica, precedentemente destinato al trattamento delle acque di zavorra, provenienti dalle navi che caricavano prodotti.

2.2.11.2 Posizione dell'unità

Le unità di trattamento acque sono posizionate in un'area adiacente (lato Falconara) all'unità IGCC e costeggiano il lato della raffineria che affaccia sul mare.

2.2.11.3 Capacità di produzione o trattamento

Capacità di progetto unità 4600:	450 m3/h (di acqua da trattare)
Lavorato anno 2004 unità 4600:	2.845.635 m3 (di acqua trattata)

2.2.11.4 Organizzazione

Con riferimento all'organizzazione generale della raffineria la gestione dell'unità è affidata alla funzione Operazioni IGCC reparto Servizi Ausiliari.

2.2.12 Fase 12: Sistema di torcia (unità 5700); Sour Water Stripper (unità 4500); Rigenerazione ammina (unità 3700); Recupero zolfo/HCR e post-combustore (unità 3750-3800-3850)

2.2.12.1 Descrizione di processo

SISTEMA DI TORCIA (UNITÀ 5700)

L'attuale configurazione del sistema di torcia risale al 1999, quando i terminali di torcia sono stati collocati a mare.

Il sistema di torcia è costituito dalle seguenti apparecchiature:

D-5701	Separatore torcia idrocarburica
D-5702	Guardia idraulica torcia idrocarburica
D-5703	Separatore torcia H2S
D-5704 A	Separatore
D-5705	Seal pot
P-5701 A/B	Pompe idrocarburi
P-5702	Pompa acqua acida
P-5705A/B	Pompe acqua da seal pot
P-5707 A/B	Pompe acque acide da separatore torcia H2S
V-5701	Pozzetto di raccolta drenaggi acidi
PK-5701	Terminale torcia idrocarburica
PK-5702	Terminale torcia acida

PK-5703

Terminale torcia IGCC

Le apparecchiature di base torcia sono collocate all'interno del perimetro della Raffineria mentre, i tre terminali di torcia sono collocati in unica struttura in mare.

Il criterio di operazione della raffineria è quello di limitare al minimo gli scarichi continui di idrocarburi a torcia. Avendo fissato questo criterio come base per l'invio degli scarichi in torcia, le correnti a bassa pressione provenienti dagli impianti sono inviate all'unità di compressione gas (unità 3500) per il recupero dei gas petroliferi liquefatti limitando quindi i gas bruciati a torcia al minimo compatibile per tenere acceso il terminale.

I sub-collettori di torcia dei singoli blocchi di unità vengono tutti flussati con fuel gas per mantenere una minima portata continua all'interno del collettore.

In relazione al sistema di torcia idrocarburico, alcune unità di raffinazione afferiscono al separatore D-5704A, collocato in area impianti, operando una prima separazione di liquido mentre la fase vapore si unisce al collettore principale da 40" ove afferiscono tutti gli altri sub-collettori provenienti dalle altre unità. Quindi il collettore principale di torcia da 40" si collega al D-5701 Separatore torcia idrocarburica dove si separano i gas da eventuali condensazioni sia acquose che idrocarburiche. Le eventuali fasi liquide si raccolgono sul fondo del separatore e la fase acquosa si separa per differenza di densità da quella idrocarburica. Un sistema automatico di controllo fa avviare per alto livello nel recipiente D-5701 la P-5701 A/B pompa idrocarburi che invia gli idrocarburi a slop. Una volta abbassatosi il livello la pompa si ferma in automatico. Per alto livello nel mammellone del D-5701 un sistema di controllo automatico avvia la P-5702 pompa acqua acida che invia le acque acide al SWS. Lo stesso sistema automatico ferma la pompa per basso livello nel mammellone. I vapori idrocarburici passano poi attraverso la guardia idraulica D-5702 installata per evitare ritorni di fiamma e vengono inviati al terminale PK-5701 dove vengono bruciati. Il sistema prevede l'iniezione di vapor d'acqua al terminale per impedire durante gli scarichi più significativi la formazione di fumi. La guardia idraulica è fornita con "seal pot" e pompa di rilancio delle acque P-5705A/B che invia le acque al SWS.

Relativamente al sistema degli scarichi acidi (si intendono per scarichi acidi quelli ad alto contenuto di idrogeno solforato e/o presenza di ammoniaca) consiste di un collettore principale da 16" che scarica nel D-5703 Separatore torcia H₂S. In questo recipiente la fase liquida si separa dalla fase gassosa e viene inviata tramite la pompa P-5707 A/B al SWS. La fase gassosa viene inviata alla torcia acida PK-5702 dove viene bruciata (nella torcia acida l'idrogeno solforato viene bruciato a anidride solforosa).

Infine il terminale di torcia PK-5703 (attualmente fuori esercizio) è asservito all'impianto IGCC.

Esiste un sistema, denominato "torcia", costituito da KO drum, guardia idraulica e terminale di torcia. Tale sistema è normalmente fuori esercizio e può essere utilizzato come torcia di riserva in caso di manutenzione al sistema generale. Il sistema è collocato in una zona adiacente alla sala pompe terminale.

SOUR WATER STRIPPER (UNITÀ 4500)

L'unità di strippaggio acqua acide (Sour Water Stripper, SWS) è adibita al trattamento di particolari correnti acquose, allo scopo di ridurre in modo sostanziale il tenore di alcune sostanze la cui presenza potrebbe comportare problemi al buon funzionamento dell'impianto di trattamento finale delle acque (WWT unità 4600).

L'unità ha la funzione di rimuovere dalle acque acide i composti solforosi, in particolare l'idrogeno solforato, l'ammoniaca ed i fenoli, sostanze che compromettono l'efficienza dei successivi trattamenti chimico e biologico. Questo impianto consente anche di ridurre drasticamente il contenuto degli idrocarburi, soprattutto leggeri, presenti inevitabilmente nelle acque acide.

L'impianto SWS è suddiviso nelle seguenti sezioni:

- carica,
- colonna di stripping,
- circuito di testa.

Esso riceve in carica i flussi provenienti dai seguenti collettori:

- collettore generale, che raccoglie gli scarichi dalle Unità 2500, 3100, 3200, 1400, 1900, 1800;
- collettore proveniente dal Topping (Unità 1000);
- collettore proveniente dall'impianto trattamento gas di coda HCR (unità 3850);
- collettore proveniente dalle torce acida ed idrocarburica (Unità 5700).

Le principali sostanze presenti nelle acque provenienti dagli impianti sono:

- oli minerali, prevalentemente idrocarburi,
- composti organici solforati ed azotati,
- acidi o basi,
- sali,
- solidi sospesi.

Tutte le correnti vengono raccolte nell'accumulatore D 4501 di carica allo stripper, dove per gravità si separa l'olio contenuto nelle acque acide. Quindi, prima di essere alimentata alla colonna di stripping, l'acqua viene preriscaldata in E 4501.

L'acqua entra dall'alto della colonna T 4501, in controcorrente al vapore di stripping; in uscita, l'acqua viene filtrata in FD 4501 A/B, quindi raffreddata nello scambiatore E 4501, cedendo calore alla corrente in ingresso alla colonna, e poi negli scambiatori E 4502 A/B, ed infine è inviata al WWT (Unità 4600).

La corrente di testa dello stripper viene condensata in E 4503 ed accumulata in D 4502,

dove si separano gli incondensabili dal liquido, riflussato in colonna.

Gli incondensabili, costituiti da H_2S e NH_3 saturi di vapore d'acqua, vengono inviati alle unità di recupero zolfo (unità 3750, 3800 e 3850).

Infine è presente un impianto di neutralizzazione delle sode esauste (unità 4550) che ha lo scopo di smaltire la corrente di soda utilizzata per i lavaggi del GPL dell'impianto Unifining (Unità 2500). Nell'impianto Unifining il GPL, contenente H_2S viene lavato con soda, che reagisce formando solfuro di sodio, neutralizzandosi. Quando tutta la soda ha reagito con l' H_2S , viene sostituita con una soluzione fresca mentre quella esausta viene accumulata all'impianto di trattamento sode esauste.

La soda, accumulata nel serbatoio D 4554, arriva dopo aver esaurito il suo potere di trattenere l' H_2S ; durante la fase di scarico delle sode, questi accumulatori hanno la linea sfiato vapori aperta verso il sistema torcia, in quanto il vapore delle sode esauste è ricco di idrogeno solforato.

La soda viene mantenuta nel D4554 fino al momento di trattarla nella colonna T 4501; la quantità da alimentare è valutata in base al valore del pH (6-9), rilevato tramite pH-metro posto sulla linea delle acque trattate in uscita dal fondo T 4501. In realtà, data l'esigua quantità di soda, l'impianto non effettua più la neutralizzazione della soda esausta, che viene invece inviata direttamente all'impianto SWS; perciò, l'unità 4550 funziona solo come stoccaggio e trasferimento del prodotto al SWS.

RIGENERAZIONE AMMINA (UNITÀ 3700)

SEZIONE DI LAVAGGIO E RIGENERAZIONE AMMINA

Il sistema è costituito da due sezioni:

- una sezione di assorbimento, composta a sua volta da una serie di colonne di lavaggio presenti nelle varie unità di processo e/o ausiliarie, in cui l' H_2S contenuto nelle correnti da purificare viene assorbito tramite circolazione di soluzione amminica,
- una successiva sezione di rigenerazione della soluzione amminica stessa (la unità 3700).

Di seguito si riporta per completezza la descrizione dettagliata delle varie sezioni del sistema anche se alcune sezioni di assorbimento sono descritte nelle relative unità.

Sezione di assorbimento

La sezione di assorbimento è costituita dai sistemi di lavaggio relativi alle seguenti unità:

- UNITÀ 2500 – UNIFINING

La sezione è costituita da due colonne di assorbimento, la colonna T-2502, in cui si effettua il lavaggio del GPL, e la colonna T-2507, in cui si effettua il lavaggio del gas acido. La soluzione di ammina rigenerata viene alimentata ad

entrambe le colonne dalla pompa P-2509, ed inviata ad ognuna di esse sotto controllo di portata.

La prima colonna T-2502 viene alimentata da una corrente di GPL prelevata dall'accumulatore D-2508 ed inviata, tramite la pompa P-2507 e sotto controllo di portata in cascata con controllo di livello nel D-2508, sul fondo della T-2502, dove viene lavata in controcorrente con la soluzione di ammina povera.

Dalla testa della colonna si ottiene una corrente di GPL lavato che viene inviata allo scrubber T-2503, dal fondo si ottiene una corrente di ammina ricca che, sotto controllo di livello e per differenza di pressione, viene inviata al sistema di rigenerazione.

La seconda colonna T-2507 viene alimentata dal gas proveniente dalla testa dell'assorbitore T-2506 e lavato in controcorrente dalla soluzione di ammina povera proveniente dalla mandata della P-2509.

Dalla testa della colonna si ottiene una corrente di gas lavato che sotto controllo di pressione, viene inviata alla rete fuel gas; dal fondo si ottiene una corrente di ammina ricca che, sotto controllo di livello e per differenza di pressione, viene inviata al sistema di rigenerazione.

▪ UNITÀ 3100 – HDS1

In questa sezione si realizza il lavaggio del gas di ricircolo dell'unità di desolfurazione HDS1.

In particolare, il gas proveniente dal separatore caldo, dopo essere stato raffreddato nello scambiatore E-3107, viene inviato nel separatore freddo D-3102 da cui si separa una fase liquida, inviata al frazionatore T-3101, ed una fase gassosa, inviata alla colonna di lavaggio T-3102, dove l'H₂S generato durante la reazione viene assorbito dalla soluzione di ammina, circolata tramite la pompa P-3105 e sotto controllo di portata.

Dalla testa della colonna si ottiene una corrente di gas lavato: il controllo di pressione sul separatore freddo D-3102 regola la portata di gas di spurgo a rete fuel gas, mentre l'aliquota restante viene inviata al compressore di riciclo.

Dal fondo dell'assorbitore si separa infine la soluzione di ammina ricca che, sotto controllo di livello e per differenza di pressione, viene inviata alla sezione di rigenerazione.

▪ UNITÀ 3200 – HDS2

In questa sezione si realizza il lavaggio del gas di ricircolo dell'unità di desolfurazione HDS2.

In particolare, il gas proveniente dal separatore D-3201 viene inviato alla colonna T-3202 dove viene lavato in controcorrente dalla soluzione di ammina povera rilanciata dalla pompa P-3251 e sotto controllo di portata.

Dalla testa della colonna si ottiene il gas lavato: esso viene in parte riciclato alla sezione di reazione dell'unità HDS2 ed in parte, sotto controllo della pressione di testa colonna, inviato a rete fuel gas.

Dal fondo dell'assorbitore si ottiene infine la soluzione di ammina ricca che, sotto controllo di livello e per differenza di pressione, viene inviata alla sezione di rigenerazione.

- UNITÀ 3300 – HDS3

Questa sezione è costituita dall'assorbitore ad alta pressione T-3303 e dall'assorbitore a bassa pressione T-3304.

Nella prima colonna viene alimentato il gas proveniente dal separatore D-3309, che viene lavato in controcorrente dalla soluzione di ammina rigenerata, rilanciata dalla sezione di rigenerazione tramite la pompa P-3308 e sotto controllo di portata.

Dalla testa della colonna si ottiene il gas purificato, che viene riciclato alla sezione di reazione, mentre dal fondo si ottiene l'ammina ricca che, sotto controllo di livello, viene inviata per gravità sul fondo dell'assorbitore a bassa pressione T-3304.

In quest'ultima colonna si effettua il lavaggio del gas a bassa pressione proveniente dal D-3310, e dall'Unifining (U-2500) tramite circolazione di ammina povera proveniente dalla sezione di rigenerazione sotto controllo di portata.

Dalla testa si ottiene di gas lavato che, sotto controllo di portata, viene inviato alla rete fuel gas, mentre dal fondo viene prelevata, tramite la pompa P-3311, sia l'ammina ricca proveniente dalla T-3303 che quella proveniente dalla T-3304. Tale corrente, sotto controllo di livello, viene inviata a rigenerazione.

- UNITÀ 3500 – COMPRESSIONE GAS

In questa sezione si effettua il lavaggio del gas proveniente dagli accumulatori D-3503 e D-3507, che viene inviato alla colonna T-3501, dove l'H₂S contenuto nella fase gassosa viene assorbito dalla corrente di ammina povera proveniente, sotto controllo di portata, dal sistema di rigenerazione.

Il gas lavato, proveniente dalla testa T-3501, viene inviato, sotto controllo di pressione, al separatore D-3508 dove vengono eliminati eventuali trascinamenti di ammina, e quindi alla sezione di recontacting nell'unità 2500.

I trascinamenti di ammina separati nel D-3508 vengono inviati, sotto controllo di livello ed unitamente all'ammina ricca dal fondo colonna (anch'essa sotto controllo di livello) al sistema di rigenerazione.

- UNITÀ 3850 – HCR

In questa sezione viene effettuato il lavaggio del gas di coda proveniente dall'unità di recupero zolfo, tramite l'assorbimento dell'H₂S in esso contenuto con una soluzione di ammina povera proveniente, sotto controllo di portata, dalla sezione di

rigenerazione.

Dalla testa della T-3852 si ottiene il gas di coda lavato, che viene inviato a post-combustore, mentre dal fondo viene prelevata, tramite la pompa P-3853, e sotto controllo di livello, la soluzione amminica da inviare a rigenerazione.

Sezione di rigenerazione (unità 3700)

In questa sezione vengono trattate le correnti di soluzione amminica ricca di H_2S provenienti dagli assorbitori descritti nel paragrafo precedente.

Il prodotto di fondo di tali assorbitori, costituito dalla soluzione amminica, dall' H_2S assorbito e da eventuali tracce di idrocarburi, viene alimentato al Flash Drum D-3710.

In tale recipiente si separano gli idrocarburi contenuti nella soluzione ricca di H_2S ; tale separazione avviene prevalentemente in fase gassosa e, in minima parte (normalmente flusso nullo), in fase liquida. La corrente gassosa, sotto controllo di pressione, viene inviata a rete fuel gas, la fase liquida a torcia.

La soluzione amminica ricca di H_2S proveniente dal D-3710 viene inviata, previo preriscaldamento nello scambiatore E-3701, alla colonna di rigenerazione T-3701.

Il calore necessario al funzionamento del rigeneratore T-3701 viene fornito dal vapore a bassa pressione nel ribollitore E-3704.

Il gas di testa rigeneratore, unito al make-up di acqua, viene inviato al condensatore ad aria E-3702 e quindi all'accumulatore di riflusso D-3701, da cui si separa una fase gassosa ricca di H_2S , che viene inviata sotto controllo di pressione all'impianto zolfo, ed una fase liquida che, tramite la pompa P-3702 e sotto controllo di livello, costituisce il riflusso alla colonna T-3701.

Il prodotto di fondo rigeneratore, costituito dalla soluzione di ammina povera (rigenerata) viene utilizzato per preriscaldare la carica rigeneratore nello scambiatore E-3701.

All'uscita da tale scambiatore la soluzione rigenerata viene alimentata, tramite la pompa di circolazione P-3701, agli scambiatori E-3709 (refrigerante ad aria) ed E-3711 (refrigerante ad acqua). A valle del sistema di raffreddamento è previsto un sistema di filtrazione PK-3701 per rimuovere sia eventuali particelle solide trascinate che eventuali prodotti di degradazione. All'uscita del sistema di filtrazione, la soluzione amminica rigenerata viene inviata, per gravità o tramite le pompe di rilancio, alle varie sezioni di assorbimento ed ad un serbatoio di polmonazione.

RECUPERO ZOLFO/HCR E POST-COMBUSTORE (UNITÀ 3750-3800-3850)Zolfo 1 e Zolfo 2 - sezioni Claus (unità 3750 e 3800)

Fanno parte dell'unità i seguenti stoccaggi.

Serbatoio	Capacità [m ³]	Utilizzo	Caratteristiche		
			tipologia	diam. [m]	alt./lung. [m]
ER1	22	Ossigeno	verticale	2.5	10.5
ER2	30	Ossigeno	verticale	2.5	10.5
TK3751	750	Zolfo	verticale	10.2	10.7
TK3752	750	Zolfo	verticale	10.2	10.7
TK3753	1500	Zolfo	verticale	12.8	13.1

La media giornaliera del caricamento autobotti è pari a 10 caricamenti nella fascia oraria compresa tra le 6:00 e le 16:00.

Zolfo 1 e Zolfo 2 - sezioni Claus (unità 3750 e 3800)

Le unità di recupero zolfo (SRU – Sulphur Recovery Unit) sono predisposte per trattare i gas acidi che si sviluppano nelle varie sezioni, ossia H₂S proveniente dall'unità di rigenerazione ammine (Unità 3700), gas ricchi di H₂S e mercaptani provenienti dalla sezione stripper acque acide (Unità 4500).

Il processo "Claus" opera a pressione atmosferica e sfrutta la reazione stechiometrica dell'H₂S con l'O₂ dell'aria per produrre Zolfo fuso ad elevata purezza, già idoneo senza ulteriori trattamenti, come prodotto commerciale.

L'impianto è del tipo a muffola ed è essenzialmente costituito dalle seguenti sezioni:

- o combustione nella muffola (una per ciascuna linea);
- o conversione catalitica (una per ciascuna linea);
- o stoccaggio Zolfo (comune alle due linee);
- o post combustione gas di coda, comune alle due linee, esercito a valle del trattamento (unità 3850 - HCR) dei gas di coda provenienti dalla conversione catalitica).

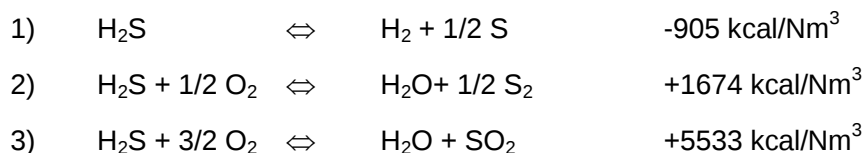
Esistono due linee praticamente identiche:

- o zolfo 1 – unità 3750,
- o zolfo 2 – unità 3800.

Di seguito si fornisce la descrizione di una di esse (Zolfo 1 - unità 3750).

Le reazioni stechiometriche che portano alla conversione dell'H₂S in S avvengono in parte nella muffola E 3751 ed in parte nei reattori di conversione R 3751A/B.

Le reazioni che avvengono nella muffola sono:

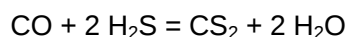
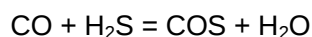


La reazione 1) interessa circa il 6% dell' H_2S contenuto nella carica.

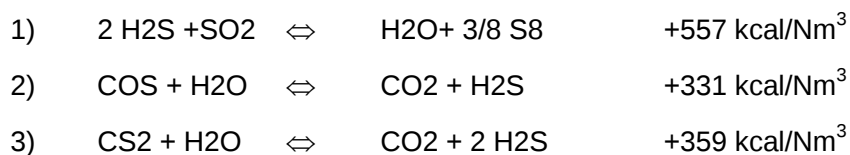
La resa della reazione 2) dipende essenzialmente dal tipo di impianto, dal tempo di permanenza dei gas ad alta temperatura e dalla concentrazione in H_2S della carica.

Tutto l'ossigeno alimentato, che non ha reagito secondo le reazioni precedenti, reagisce secondo la 3).

Una piccola parte dell'ossido di carbonio presente reagisce secondo:



Poiché, per marcia al carico normale, nella prima zona muffola la temperatura è pari a 1431°C , mentre nella seconda zona è 1347°C , le reazioni che avvengono nei reattori catalitici sono:



La decomposizione del COS (solfuro di carbonile) e del CS_2 (solfuro di carbonio) è essenzialmente funzione della temperatura del gas all'uscita.

Il catalizzatore usato per la conversione del COS e del CS_2 è a base di bauxite.

Per ottenere una buona conversione i gas vengono scaldati rispettivamente a $T=239^\circ\text{C}$ nel 1° reattore e $T=204^\circ\text{C}$ nel 11° reattore.

La trasformazione dell' H_2S attraversa le 2 fasi:

- o combustione nella muffola (fase termica);
- o conversione catalitica (fase catalitica).

Il gas acido, proveniente dall'impianto di rigenerazione della ammina alifatica terziaria impiegata per l'assorbimento dell' H_2S (MDEA: Metil Di Etanol Ammina), viene condizionato in un separatore ad alta efficienza prima di venire alimentato a due linee termiche, composte da una camera di combustione e da una caldaia a recupero di calore per la condensazione dello zolfo prodotto nella camera di combustione stessa.

Entrambe le due linee (linea zolfo 1 (unità 3750) e linea zolfo 2 (unità 3800)) possono funzionare con aria arricchita di ossigeno (modalità OXY) fornita da un apposito complesso standard formato da due serbatoi criogenici (ER1 ed ER2) e relativo vaporizzatore in alternativa alla fornitura diretta da IGCC.

I gas caldi uscenti dalle caldaie a recupero di calore vengono alimentati alla sezione catalitica propria di ciascuna unità.

Il calore sviluppato durante la combustione nella muffola e durante la conversione sui letti catalitici viene utilizzato per produrre vapore a bassa pressione idoneo per la rete di Raffineria.

Tale vapore viene prodotto nelle caldaie a recupero calore, nel corpo delle quali sono inseriti i fasci di condensazione dello zolfo sia degli effluenti delle muffole che di quelli dai due reattori di conversione.

I separatori dello zolfo liquido prodotto sono collocati nella parte terminale della caldaia; da questi lo zolfo fuso va, attraverso delle guardie idrauliche, il cui battente è lo stesso dello zolfo liquido, ad una vasca interna di raccolta (V 3751) e da qui a stoccaggio.

A valle della fase di reazione catalitica i gas di coda provenienti da entrambe le linee di reattori (R 3751, R 3801) sono inviati all'unità HCR (unità 3850) per l'abbattimento con recupero dei prodotti solforati residui, dalla quale ritorna il gas, essenzialmente privo di composti a base di zolfo, che viene inviato al post combustore (F3751).

HCR - Impianto di trattamento del gas di coda proveniente dalle sezioni Claus (unità 3850)

L'impianto HCR, progettato per la rimozione pressoché totale dello zolfo e dei suoi composti, si basa essenzialmente su due caratteristiche importanti della reazione di combustione agli impianti Claus.

- o la combustione substechiometrica è regolata per ottenere un rapporto elevato H_2S/SO_2 tale da eliminare l' SO_2 nel gas di coda;
- o durante la combustione substechiometrica del gas acido nelle muffole si ha la formazione di idrogeno.

Questo idrogeno è dovuto principalmente alla reazione di dissociazione che avviene durante la combustione negli impianti Claus secondo la reazione $H_2S \rightarrow S + H_2$.

Il processo HCR si avvale quindi di tale idrogeno nel gas di coda per la riduzione ad H_2S dello zolfo e di altri composti solforati, mediante un reattore ed un opportuno catalizzatore.

L' H_2S prodotto con le suddette reazioni di riduzione, contenuto nel gas in uscita del reattore, viene assorbito con MDEA in una colonna di lavaggio.

Dal lavaggio risulta un gas di coda che viene alimentato al post combustore per l'abbattimento dell'esiguo H_2S residuo.

I gas di coda provenienti dalle due linee di recupero zolfo, previo riscaldamento nei preriscaldatori E-3851 e E-3852, vengono inviati in aspirazione ai ventilatori B-3851 e B-3852 e, a valle di questi, alimentati in comune al preriscaldatore a gas F-3851 e quindi al

reattore R 3851. In esso ha luogo la reazione di riduzione dei prodotti solforati ad idrogeno solforato.

All'uscita del R-3851 il gas caldo viene parzialmente raffreddato nella caldaia a recupero di calore E-3853 e da qui inviato alla torre di raffreddamento T-3851.

Dalla testa della colonna T-3851 il gas freddo, costituito essenzialmente da azoto e gas acido, viene inviato nella colonna di assorbimento T-3852. Tutto il gas acido viene assorbito dalla soluzione di MDEA. La soluzione ricca di idrogeno solforato viene inviata alla colonna di rigenerazione nell'impianto MDEA (T-3701).

Il gas pulito, contenente le tracce residue dei prodotti solforati non assorbite dalla MDEA, viene inviato al post combustore (F-3751).

Sono previsti circuiti ausiliari, quali quello connesso con la colonna di raffreddamento del gas T-3851, che riguardano il filtraggio ed il raffreddamento dell'acqua in circuito chiuso.

2.2.12.2 Posizione dell'unità

Sistema di torcia (unità 5700)

I collettori del sistema di torcia (unità 5700) sono distribuiti per l'intera raffineria dovendo raccogliere gli scarichi associati a ciascuna unità, i separatori di torcia, la guardia idraulica e le apparecchiature connesse sono collocati in un'area compresa tra l'impianto IGCC ed il serbatoio di stoccaggio TK-56, da queste apparecchiature partono i collettori finali che arrivano ai terminali di torcia collocati in mare a circa 90 metri dalla costa.

SWS (unità 4500) – Rigenerazione ammina (unità 3700)

L'unità SWS è collocata nella stessa area ove è presente l'unità di Rigenerazione ammina; tale area è posizionata tra l'unità WWT e lo IGCC.

SRU (3750-3800) ed HCR (3850)

Le unità SRU ed HCR sono collocate nella stessa area; tale area è posizionata tra l'unità WWT e lo IGCC.

2.2.12.3 Capacità di produzione o trattamento

Sistema di torcia (unità 5700)

Come detto in precedenza il sistema di torcia viene gestito come sistema di convogliamento degli scarichi di emergenza provenienti dagli impianti o come sistema al quale vengono inviati scarichi originati solo durante operazioni particolari di avviamento o

di fermata impianti. A parte i terminali di torcia (pilotti) che sono sempre accesi per garantire la disponibilità del sistema per eventuali scarichi originati durante un'emergenza, non è quindi previsto l'esercizio continuo del sistema di torcia.

Non è quindi possibile fornire dati di capacità produttiva e/o di capacità lavorata.

SWS (unità 4500)

Capacità di progetto unità 4500:	30 m3/h (di acqua da trattare)
Lavorato anno 2004 unità 4500:	200 385 t (di acqua trattata)

Rigenerazione ammina (unità 3700)

Capacità di progetto unità 3700:	145 t/g (di ammina ricca da trattare)
Lavorato anno 2004 unità 3700:	30 368 t

SRU ed HCR (unità 3750-3800-3850)

Capacità di progetto unità 3750-300-3850:	160 t/g (di zolfo prodotto)
Capacità autorizzata unità 3750-300-3850:	160 t/g (di zolfo prodotto)
Lavorato anno 2004 unità 3750-300-3850:	28.599,34 t (di zolfo prodotto)

2.2.12.4 Organizzazione

Con riferimento all'organizzazione generale della raffineria:

- la gestione del Sistema di torcia (unità 5700) è affidata alla funzione Operazioni IGCC, reparto Servizi Ausiliari.
- la gestione del SWS (unità 4500) è affidata alla funzione Operazioni IGCC reparto Servizi Ausiliari.
- la gestione della Rigenerazione ammina (unità 3700) è affidata alla funzione Operazioni IGCC reparto Servizi Ausiliari; per le sezioni di assorbimento, essendo queste collocate all'interno delle relative unità di produzione o trattamento, la gestione è affidata alle funzioni e reparti relativi a tali unità.
- la gestione delle unità SRU ed HCR (unità 3750-3800-3850) è affidata alla funzione Operazioni IGCC reparto Servizi Ausiliari.

2.2.13 Fase 13: Stoccaggio materie prime e prodotti (unità 4000-4200-4400), (unità 7100), (unità 4300)

2.2.13.1 Descrizione

STOCCAGGI, MOVIMENTAZIONE E CARICAMENTO VIA TERRA IDROCARBURI LIQUIDI (UNITÀ 4000- 4200-4400)

Il sistema di stoccaggio dei prodotti di raffineria (esclusi i serbatoi acqua, soda, additivi, etc. quelli GPL, descritti nell'unità 7100, quello di zolfo liquido e di ossigeno criogenico, descritti nell'unità 3750/3800/3850 e quelli di azoto criogenico, descritti nell'unità 5500 e 7700) è composto da:

- o il parco serbatoi per lo stoccaggio (del quale è riportato un prospetto riepilogativo nella seguente Tabella) dei prodotti petroliferi finiti, semilavorati, greggi e altre sostanze, nonché le linee per la loro movimentazione;
- o il complesso di spedizione prodotti e ricezione che comprende, oltre ai piazzali di sosta, le attrezzature per il carico e lo scarico, le attrezzature per le operazioni di pesatura ed i relativi uffici di spedizione prodotti;
- o le sale pompe per il carico ed il trasferimento.

Tabella - Serbatoi di stoccaggio prodotti infiammabili/combustibili

PRODOTTO (nota1)	N. SERBATOI (nota 2)	CAPACITÀ TOTALE [m ³] (nota 2)	CARATTERISTICHE PRINCIPALI
Cat. A	27	1.018.100	Tetto galleggiante. Capacità da 700 a 160.000 m ³
Cat. B	12	56.600	Tetto galleggiante o fisso. Capacità da 1.000 a 30.000 m ³
Cat. C	58	403.600	Tetto galleggiante o fisso. Capacità da 500 a 40.000 m ³
GPL	8	12.000	tumulati

NOTA:

- 1) Categorie A, B, C: ai sensi del DM 31.07.34 "Normativa di sicurezza" Titolo II (Classificazione - Equivalenza - Potenzialità).
- 2) numero di serbatoi e capacità relativi alla configurazione attuale prescindendo dal fatto che alcuni serbatoi sono fuori servizio e che in alcuni casi il prodotto realmente contenuto nel serbatoio è di categoria inferiore alla categoria del serbatoio stesso.

Parco stoccaggi

Nelle seguenti tabelle vengono forniti gli elenchi e le caratteristiche dei serbatoi presenti nella Raffineria per i serbatoi di categoria A, B e C con riferimento all'utilizzo nell'assetto impiantistico alla data di riferimento del presente documento.

Serbatoi di categoria A

Serbatoio	Capacità [m ³]	Utilizzo	Caratteristiche			Note
			tipologia	diam. [m]	alt./lung. [m]	
TK14	700	-	vert. tetto gall.	8	14	fuori servizio / in demolizione
TK15	700	-	vert. tetto gall.	8	14	fuori servizio
TK23	700	Benzina	vert. tetto gall.	8	14	
TK24	700	Benzina	vert. tetto gall.	8	14	
TK27	10000	MTBE	vert. tetto gall.	24	22	
TK28	10000	Benz. semilav.	vert. tetto gall.	24	22	
TK47	4300	Benz. semilav.	vert. tetto gall.	20	13	
TK48	35000	Olio combust. / residuo primario	vert. tetto gall.	55	15	
TK49	35000	Virgin naphta	vert. tetto gall.	55	15	
TK50	19200	Gasolio	vert. tetto gall.	39	16	
TK51	21500	Benzina	vert. tetto gall.	39	18	
TK52	21500	Benzina	vert. tetto gall.	39	18	
TK53	25500	Benzina	vert. tetto gall.	43	18	
TK54	56500	Residuo	vert. tetto gall.	67	16	
TK55	127000	Grezzo	vert. tetto gall.	85	22	
TK56	127000	Grezzo	vert. tetto gall.	85	22	
TK59	127000	Grezzo	vert. tetto gall.	85	22	
TK60	50000	Benzina	vert. tetto gall.	55	21	
TK61	160000	Grezzo	vert. tetto gall.	96	22	
TK62	160000	Grezzo	vert. tetto gall.	96	22	
TK128	1200	Benz. semilav.	vert. tetto gall.	11	13	
TK129	1200	-	vert. tetto gall.	11	13	Fuori servizio
TK140	2000	Benzina	vert. tetto gall.	15	12	Fuori servizio
TK141	3200	MTBE	vert. tetto gall.	18	12	Fuori servizio
TK142	3100	Benzina	vert. tetto gall.	18	12	Fuori servizio
TK143	3100	Benzina	vert. tetto gall.	18	12	Fuori servizio
TK336	12000	Gasolio	vert. tetto gall.	26	22	

Completano il parco stoccaggio i due serbatoi interrati di recupero vapori dell'ex Deposito nazionale

Serbatoi di categoria B

Serbatoio	Capacità [m ³]	Utilizzo	Caratteristiche			Note
			tipologia	diam. [m]	alt./lung. [m]	
TK42	4 300	Gasolio	vert. tetto fisso	20	14	
TK43	4 300	Gasolio	vert. tetto fisso	20	14	
TK215	4 000	Gasolio	vert. tetto gall.	17	18	
TK216	4 000	Gasolio	vert. tetto gall.	17	18	
TK217	4 000	Biodiesel	vert. tetto gall.	17	18	
TK227	1 000	-	vert. tetto gall.	10	13	Fuori servizio
TK228	1 000	-	vert. tetto gall.	10	13	Fuori servizio
TK229	1 000	-	vert. tetto gall.	10	13	Fuori servizio
TK230	1 000	-	vert. tetto gall.	10	13	Fuori servizio
TK231	1 000	-	vert. tetto gall.	10	13	Fuori servizio
TK232	1 000	-	vert. tetto gall.	10	13	Fuori servizio
TK334	30 000	Gasolio	vert. tetto gall.	41	23	Fuori servizio

Serbatoi di categoria C

Serbatoio	Capacità [m ³]	Utilizzo	Caratteristiche			Note
			tipologia	diam. [m]	alt./lung. [m]	
TK16	1 200	Gasolio	vert. tetto fisso	9.5	17	
TK17	1 200	Gasolio	vert. tetto fisso	9.5	17	
TK18	1 200	Gasolio	vert. tetto fisso	9.5	17	
TK19	1 200	Gasolio	vert. tetto fisso	9.5	17	
TK20	1 200	Gasolio	vert. tetto fisso	9.5	17	
TK21	1 200	Gasolio	vert. tetto fisso	9.5	17	
TK38	11 000	Carica IGCC	vert. tetto fisso	25	22	
TK39	11 000	Carica IGCC	vert. tetto fisso	25	22	
TK40	18 300	Gasolio	vert. tetto gall.	39	15	
TK41	18 200	Gasolio	vert. tetto gall.	39	15	
TK116	1 200	Olio combustibile	vert. tetto fisso	12	12	
TK118	1 200	Olio combustibile	vert. tetto fisso	12	12	
TK127	500	-	vert. tetto fisso	9	7	Fuori servizio/ demolizione
TK136	1 000	Bitume	vert. tetto fisso	11	10	Fuori servizio/ demolizione
TK137	1 000	Bitume	vert. tetto fisso	11	10	Fuori servizio/ demolizione
TK144	500	Bitume	vert. tetto fisso	7	12	Fuori servizio/ demolizione
TK146	5 600	Olio combustibile	vert. tetto fisso	18	22	
TK147	5 600	Olio combustibile	vert. tetto fisso	18	22	
TK148	5 600	Gasolio	vert. tetto fisso	18	22	

Serbatoio	Capacità [m ³]	Utilizzo	Caratteristiche			Note
			tipologia	diam. [m]	alt./lungh. [m]	
TK149	5 600	Gasolio	vert. tetto fisso	18	22	
TK166	8 000	Bitume	vert. tetto fisso	21	22	
TK167	8 000	Bitume	vert. tetto fisso	21	22	
TK171	10 100	Bitume	vert. tetto fisso	24	22	
TK172	10 100	Bitume	vert. tetto fisso	24	22	
TK173	10 100	Olio combustibile	vert. tetto fisso	24	22	
TK174	10 100	Olio combustibile	vert. tetto fisso	24	22	
TK177	3 400	Gasolio	vert. tetto fisso	15	18	
TK178	3 400	Gasolio	vert. tetto fisso	15	18	
TK203	10 000	Olio combustibile	vert. tetto fisso	24	22	
TK204	10 000	Gasolio	vert. tetto fisso	24	22	
TK205	10 000	Olio combustibile	vert. tetto fisso	24	22	
TK206	10 000	Gasolio	vert. tetto fisso	24	22	
TK207	10 000	Olio combustibile	vert. tetto fisso	24	22	
TK208	10 000	Gasolio	vert. tetto fisso	24	22	
TK212	6 100	Gasolio	vert. tetto gall.	20	19	
TK213	6 100	Gasolio	vert. tetto gall.	20	19	
TK214	6 100	Gasolio	vert. tetto gall.	20	19	
TK218	4 000	Gasolio	vert. tetto gall.	17	18	
TK219	4 000	Gasolio	vert. tetto gall.	17	18	
TK220	4 000	Biodiesel	vert. tetto gall.	17	18	
TK221	1 000	-	vert. tetto fisso	10	13	Fuori servizio
TK222	1 000	-	vert. tetto fisso	10	13	Fuori servizio
TK223	1 000	-	vert. tetto fisso	10	13	Fuori servizio
TK224	1 000	-	vert. tetto fisso	10	13	Fuori servizio
TK225	1 000	-	vert. tetto fisso	10	13	Fuori servizio
TK226	1 000	-	vert. tetto fisso	10	13	Fuori servizio
TK251	2 000	Bitume	vert. tetto fisso	11	20	Fuori servizio
TK252	2 000	Bitume	vert. tetto fisso	11	20	Fuori servizio
TK253	2 000	Bitume	vert. tetto fisso	11	20	Fuori servizio
TK322	10 000	Gasolio	vert. tetto fisso	25	21	
TK325	10 000	Gasolio	vert. tetto fisso	25	21	
TK326	40 000	Olio combustibile	vert. tetto fisso	48	22	
TK327	40 000	Gasolio	vert. tetto fisso	48	22	
TK328	30 000	Gasolio	vert. tetto fisso	43	21	
TK402	800	Gasolio	vert. tetto fisso	8	16	

Complesso di carico SIF

E' costituito da 10 pensiline coperte, più una non equipaggiata adibita al prelevamento campioni, sotto le quali sono installati bracci di carico delle autocisterne.

Le piste di carico sono 20: 16 piste con due bracci, 2 piste con un braccio e due con 3 bracci.

L'operazione di pesatura della autobotti avviene in un sistema che è costituito da:

- o 8 stadere a ponte della portata di 30 t cad.;
- o 4 apparecchi pesatori automatici con visualizzazione e relativa stampante collegati ciascuno ad una coppia di stadere;
- o 4 lettori di badge per l'avvio automatico delle operazioni di pesatura con collegamento elettronico per la trasmissione dati all'elaboratore.

Complesso di carico ex Deposito Nazionale

E' costituito da 7 pensiline coperte sotto le quali sono installati bracci di carico delle autocisterne, dei quali 14 adibiti alla benzina e 14 al gasolio.

Le piste di carico sono 14.

Il quantitativo da caricare è controllato dai contatori volumetrici.

Complesso di carico bitumi

L'attrezzatura, ubicata in prossimità del parco serbatoi bitume (TK 171, 172, 173, 174) è composta da:

- o 6 piste di carico, corredate di pese e sistema di captazione vapori;
- o 4 pompe per circolazione e caricamento bitume;
- o unità di trattamento vapori.

Il complesso di carico bitumi è in corso di ammodernamento e rifacimento, con la realizzazione di altri serbatoi e l'installazione di altre pompe.

Sale pompe

Nella Raffineria sono presenti aree dedicate alle pompe di carico e di trasferimento interno denominate "sale pompe" anche se, contrariamente al nome, le aree sono situate all'aperto. Possono distinguersi 7 aree denominate come segue:

- o sala pompe SIF: sono presenti pompe per il carico di prodotti sulle autobotti nelle aree di carico SIF, pompe per il carico di prodotti sulle navi e pompe di denaturanti;
- o sala pompe ex Deposito Nazionale: sono presenti pompe per il carico di prodotti sulle autobotti nelle aree di carico Deposito Nazionale;
- o sala pompe "A": sono presenti pompe per il trasferimento interno di

prodotti e semilavorati di Raffineria;

- o sala pompe "B": sono presenti pompe per il trasferimento interno di prodotti e semilavorati di Raffineria e pompe per il carico di prodotti sulle navi;
- o sala pompe "C": sono presenti pompe per il trasferimento interno di prodotti e semilavorati di Raffineria ed è presente uno scambiatore (E-4001) per il riscaldamento del prodotto stoccato nel TK173 e TK174 (carica IGCC);
- o sala pompe terminale: sono presenti pompe per il trasferimento interno di prodotti e semilavorati di Raffineria e pompe per il carico prodotti sulle navi;
- o sala pompe miscelazione (contatori fiscali): sono presenti pompe per il trasferimento interno di prodotti, pompe di sostanze coloranti e sono presenti contatori.

STOCCAGGIO E MOVIMENTAZIONE GPL (UNITÀ 7100)

Il parco stoccaggio GPL in pressione è costituito da 8 serbatoi, completi di tutti i sistemi di controllo e di accessori necessari per un corretto e sicuro esercizio (incluso un KO drum D-7111 di raccolta drenaggi e spurghi), nonché da 8 pompe necessarie per la movimentazione/carico del GPL.

Il sistema di carico è costituito dai bracci di carico, dal sistema di recupero vapori e dai sistemi di additivazione (odorizzazione e denaturazione).

I prodotti che possono essere inviati all'impianto di stoccaggio sono:

- o miscela GPL;
- o Propano commerciale (di seguito indicato "Propano");
- o Butano commerciale (di seguito indicato "Butano").

Serbatoi GPL

I serbatoi (D7101, D7102, D7103, D7104, D7105, D7106, D7107, D7108) sono così caratterizzabili (materiale: acciaio al carbonio calmato).

Serbatoio	Capacità [m ³]	Utilizzo	Caratteristiche		
			tipologia	diam. [m]	alt./lung. [m]
D7101	1500	GPL	orizz. ricoperto	7	42
D7102	1500	GPL	orizz. ricoperto	7	42
D7103	1500	GPL	orizz. ricoperto	7	42
D7104	1500	GPL	orizz. ricoperto	7	42
D7105	1500	GPL	orizz. ricoperto	7	42
D7106	1500	GPL	orizz. ricoperto	7	42

Serbatoio	Capacità [m ³]	Utilizzo	Caratteristiche		
			tipologia	diam. [m]	alt./lung. [m]
D7107	1500	GPL	orizz. ricoperto	7	42
D7108	1500	GPL	orizz. ricoperto	7	42

Gli 8 serbatoi sono delimitati da pareti laterali costruite in cemento armato.

Tale vasca è stata realizzata con muri perimetrali di altezza variabile da 2,2 a 6,9 metri sopra il piano campagna e riempita in tutti gli spazi liberi con sabbia fino a ricoprire i serbatoi con uno strato dello spessore minimo di 1,0 metro.

Carico GPL su autobotti

Il carico autobotti è composto da un punto di travaso a 4 piste per il carico di ATB destinate sia al GPL trazione, che al GPL uso domestico ed al Propano e Butano.

I bracci di carico sono suddivisi sulle 4 piste nelle modalità di seguito specificate:

- o 7 per la miscela (piste 1, 2, 3 e 4);
- o 2 per il Butano (piste 3 e 4);
- o 3 per il Propano (piste 2, 3 e 4).

Per la miscela i bracci sono posizionati a breve distanza perché possa essere eseguito il carico contemporaneo della motrice e del rimorchio.

Non è possibile caricare contemporaneamente due macchine diverse nella stessa pista.

Nella seguente tabella è riportata la frequenza di carico autobotti relativa alle diverse aree di carico:

Installazione	Fascia Oraria	Media Giornaliera
Complesso di carico SIF	7:00 – 9:00	64
	12:00 – 14:00	30
Complesso di carico ex Deposito Nazionale	4:00 – 7:30	85
	12:00 – 14:00	80
	4:00 – 17:30 Picco Giornaliero	200
Complesso di carico bitumi	6:00 – 16:00	50 (100 nel periodo giugno – 15 agosto)
Carico GPL	7:00 – 9:00	13
	12:00 – 14:00	13
	6:00 – 16:00 Picco Giornaliero	30

CARICO/SCARICO VIA MARE (UNITÀ 4300)

Le attrezzature per il carico e lo scarico di prodotti via mare sono costituite da:

- o pontile,
- o isola,
- o piattaforma.

Piattaforma

È ubicata a 16 km dalla costa e collegata alla Raffineria con 1 oleodotto sottomarino diam. 40" lunghezza 16.109,32 m per la scarica di grezzo da navi cisterna fino a 300.000 DWT.

La piattaforma è situata sul punto di coordinate geografiche:

- o Lat. 43° 44' 37" Nord
- o Long. 13° 31' 20" Est

su un fondale di 33 m ed è costituita da 6 pali in acciaio ad alta resistenza del diametro di 1.200 mm infissi sul fondo marino per una lunghezza di circa 60 m emergenti dal pelo libero dell'acqua per circa 3 m, legati in sommità da una struttura rigida.

Sulla parte superiore della testa così formata si è posta una ralla che a sua volta supporta tutta la struttura della testa rotante.

Alla parte fissa della piattaforma è applicato un giunto girevole (swivel) terminante con due bracci da 24"; dallo Swivel due condotte da 24" munite di valvole di intercettazione e valvole di non ritorno collegano un giunto cardanico posto sotto il livello del mare e da cui parte una linea di manichette galleggianti da 24".

Il cardano permette una rotazione della linea manichette sia sul piano verticale che sul piano orizzontale riducendo in maniera molto sensibile le sollecitazioni che possono derivare alle manichette dal moto ondoso e dalle manovre.

Isola

È ubicata a 3,850 km dalla costa ed è costituita dai seguenti sistemi:

- o prima isola fondata su 16 pali, articolata su due piani, cui fanno capo gli oleodotti sottomarini di processo e le linee di servizio sottomarine provenienti dalla Raffineria dotata di 4 briccole di accosto, costituenti il fronte di accosto lato mare, per navi 10.000 DWT-90.000 DWT, che permettono alle navi di affiancarsi sul lato sinistro;
- o seconda isola in acciaio e calcestruzzo, poggiante su 6 pali in acciaio dotata di 4 briccole di accosto, costituenti il fronte di accosto lato terra, per navi 5.000 DWT-60.000 DWT, che permettono alle navi di affiancarsi

indifferentemente sul lato dritto o sinistro;

- o 4 briccole di ormeggio monopalo, collegate fra di loro ed al sistema di carico a mezzo di passerelle metalliche.

La movimentazione dei prodotti (discarica di petrolio grezzo e prodotti semilavorati e finiti per la Raffineria e caricazione per la spedizione di prodotti lavorati: benzine, gasolio ed olio combustibile) avviene per mezzo di cinque linee sottomarine, il cui contenuto può essere spiazzato tramite pig; altre due linee assicurano il flusso di acqua per i servizi ed un'ulteriore linea è adibita alla raccolta dell'acqua di zavorra presente nelle navi prima del loro carico. In dettaglio:

- o Linea 100 - diametro 24", riscaldata, coibentata e rivestita con calcestruzzo per grezzi e fuel oil
- o Linea 102 - diametro 16" per "fluidissimo" per spiazzamento
- o Linea 104 - diametro 14" per gasolio
- o Linea 105 - diametro 12" disponibile
- o Linea 107 - diametro 16", rivestita con calcestruzzo, per gasolio
- o Linea 103 - diametro 4" per acqua antincendio
- o Linea 106 - diametro 8" per acqua dolce per servizi generali
- o Linea 101 - diametro 14" per acqua zavorra navi

Un cavo elettrico sottomarino potenza 10 kV fornisce l'energia elettrica necessaria a coprire tutti i servizi dell'installazione; in caso di mancanza di corrente da terra, entra in funzione automaticamente un gruppo elettrogeno ubicato sull'Isola.

Sulla prima isola sono presenti 3 bracci di carico diametro 12", a movimentazione idraulica, dell'ultima generazione tecnologica (in sostituzione di quelli preesistenti), che consentono le operazioni di carico e scarico di tutti i prodotti, collegando le linee con la nave cisterna ormeggiata all'isola. I bracci di carico, completi del Quadro di comando e della centralina oleodinamica, sono dotati fra l'altro dei seguenti dispositivi mirati principalmente a facilitare le operazioni di esercizio ed a garantire la massima sicurezza operativa ed anti-inquinamento:

- o accoppiatore per connessione e sconnessione rapida di tutti i bracci di Carico ai manifolds della nave, manovrato idraulicamente. Gli accumulatori di pressione esistenti consentiranno la manovra di sconnessione in emergenza dell'accoppiatore in caso di avaria al sistema idraulico.
- o sistema di rilascio di emergenza per il distacco del Braccio di Carico dalla flangia manifold nave senza spandimento di prodotto.
- o sistema di allarme audiovisivo con preallarme e due soglie di allarme per avvertire che il Braccio di Carico sta raggiungendo il limite massimo del campo di lavoro: ciò consente all'operatore il distacco del Braccio di Carico con le modalità previste ed entro i tempi necessari.

Sulla seconda isola sono presenti 2 bracci di carico, diametro 12", completi del Quadro di

comando e della centralina oleodinamica, aventi le stesse caratteristiche e gli stessi dispositivi di sicurezza di quelli installati sulla prima isola, destinati al trasferimento dei prodotti "bianchi" (gasoli - benzine).

Su ognuna delle 4 Briccole di Ormeaggio sono installati 2 complessi di Ganci a scocco a 3 ganci da 75 t/cad., completi di cabestano elettrico.

Su ognuna delle 4 Briccole di Accosto esterne (2 per ogni fronte di accosto) è installato 1 complesso di Ganci a scocco a 2 ganci da 75 t/cad., dotato di cabestano elettrico

Su ognuna delle 4 Briccole di Accosto interne (2 per ogni fronte di accosto) è installato 1 complesso di Gancio a scocco da 75 t/cad..

I Ganci a scocco sono dotati di un sistema elettro-idraulico per il loro rilascio, che può essere azionato localmente oppure attraverso comando centrale a distanza; operando individualmente su ciascun gancio, oppure, in caso di emergenza, simultaneamente su tutti i ganci di un accosto.

Una leva per manovra manuale consente comunque il rilascio di ogni singolo gancio in caso di fuori servizio del sistema elettro-idraulico.

Un dispositivo di controllo darà il consenso allo sganciamento simultaneo di tutti i Ganci a scocco di un accosto solo a condizione che abbia avuto luogo la sconnessione dei Bracci di Carico.

Pontile

È costruito in cemento armato, della lunghezza di 1.309 m, ed è provvisto di 3 attracchi per navi cisterna di cui:

- o il primo, posto sulla testata su fondali di 27 piedi circa per navi sino a 12.000 DWT, che dispone di 6 pali per briccole di ormeggio disposti simmetricamente 3 per ciascun lato, per l'ormeggio di poppa e di un bigo elettroidraulico da 2,0 t per la movimentazione delle manichette;
- o il secondo, braccio n°1, orientato per SE posto a 1.130 m da terra su fondali di 18 piedi per natanti di media portata, che dispone di 2 pali per briccole di ormeggio per l'ormeggio di poppa e di un bigo elettroidraulico da 1,5 t per la movimentazione delle manichette;
- o il terzo, braccio n°2, orientato per SE posto a 970 m da terra su fondali di 16 piedi per natanti di media portata, che dispone di 2 corpi morti per l'ormeggio di poppa e di un bigo elettroidraulico da 1,5 t per la movimentazione delle manichette.

Il Pontile è servito da 6 oleodotti per la scarica e/o carica di prodotti vari:

- o 2 diam. 12";
- o 2 diam. 8";
- o 2 diam. 10".

Nella seguente tabella è riportata la frequenza di carico di nave o scarico da nave dei diversi prodotti:

Installazione	Prodotto	N. carichi/anno (media sul periodo 1998-2003)	N. scarichi /anno (media sul periodo 1998-2003)
Piattaforma	Grezzo	-	43
Isola	Benzina	6	1
	Gasolio	13	7
	Olio Combustibile	15	3
	Grezzo	-	< 1
Pontile	Benzina	35	2 (nessuno negli ultimi tre anni)
	Gasolio	178	18
	Olio Combustibile	33	-
	MTBE	-	28

2.2.13.2 Posizione dei sistemi

PARCO SERBATOI DI STOCCAGGIO E CARICAMENTI (UNITÀ 4000- 4200-4400)

In **Allegato B.22** è riportata la planimetria generale della raffineria; in essa sono indicati e identificati tutti i serbatoi di stoccaggio presenti (ad esclusione dei serbatoi di stoccaggio dell'ossigeno liquido per i quali si deve fare riferimento alle planimetrie dell'area IGCC). Nella stessa planimetria generale di raffineria sono indicate

- le aree SIF (compresa tra strada statale e ferrovia lato Ancona) e Deposito nazionale (compresa tra strada statale e ferrovia lato fiume Esino) nelle quali sono presenti le rispettive pensiline di carico autocisterne e relative sale pompe;
- la pensilina di carico bitume (compresa tra serbatoio TK-328 e ferrovia);
- la sala pompe “A” collocata in posizione baricentrica della raffineria,
- la sala pompe “B” collocata alla radice pontile,
- la sala pompe “C” collocata a sud (lato mare) del serbatoio TK-328,
- la sala pompe terminale collocata in linea con le condotte di collegamento all'isola;
- la sala pompe contatori fiscali collocata tra il serbatoio TK52 e la ferrovia.

STOCCAGGIO E MOVIMENTAZIONE GPL (UNITÀ 7100)

Il sistema di stoccaggio e di carico GPL sono posizionati rispettivamente a nord (lato ferrovia) dei serbatoio di stoccaggio TK61 e TK59.

CARICO/SCARICO VIA MARE (UNITÀ 4300)

In **Allegato B.22** è riportata la planimetria generale della raffineria; in essa è visibile il pontile mentre sono individuabili le condotte di collegamento tra la raffineria e l'isola e tra la raffineria e la piattaforma.

2.2.13.3 Organizzazione

Con riferimento all'organizzazione generale della raffineria la gestione dell'intero sistema è affidata alla funzione Offsite e Accertamenti Fiscali, attraverso i reparti: Mare, Movimentazione Prodotti, Spedizioni, Accertamenti Fiscali, Deposito.

2.2.14 Fase 14: Sistema Acqua di raffreddamento (unità 5200-5250)

2.2.14.1 Descrizione di processo

La distribuzione delle acque di raffreddamento agli impianti di raffineria è realizzata in quattro circuiti, asserviti a cinque torri di raffreddamento a tiraggio forzato:

Torre hamon 1

- ◆ Topping
- ◆ Vacuum 1
- ◆ Compressione gas

Torre hamon 3

- ◆ Aria Compressa
- ◆ Platforming
- ◆ Splitter
- ◆ DS1

Torre hamon 4/5

- ◆ Vacuum 3

- ◆ Thermal cracking
- ◆ Visbreaking
- ◆ Splitter C3/C4
- ◆ Impianto Iso/PRB

Torre hamon 6

- ◆ Isomerizzazione
- ◆ DS2
- ◆ Impianto idrogeno
- ◆ Platforming
- ◆ Unifining.

Le torri 4 e 5 sono in parallelo, ed è prevista anche la possibilità di mettere in parallelo la torre Hamon 6.

Ognuno di tali circuiti presenta caratteristiche proprie legate alle particolarità degli impianti asserviti. Ogni torre è dotata di un gruppo di pompe di circolazione.

L'acqua si riscalda attraverso gli scambiatori di calore (sottrae calore al processo) e si raffredda attraverso la torre evaporativa. Per ottenere il raffreddamento attraverso la torre l'acqua (calda) è alimentata in cima alla torre. L'acqua è distribuita in maniera omogenea su tutta la sezione della torre per aumentare la superficie di contatto con l'aria e migliorare così l'evaporazione; questo avviene attraverso un sistema di apposite canalette di distribuzione e di diffusori.

L'acqua calda è suddivisa in tanti piccoli flussi. Questi piccoli flussi, investendo il materiale di riempimento della torre, favoriscono la formazione di tante gocce d'acqua; si determina quindi una specie di pioggia che scende all'interno della torre. Contemporaneamente il flusso d'aria che entra dalla parte inferiore esce alla sommità della torre. Tale flusso d'aria è sospinto fuori dalla torre tramite i ventilatori.

Al fine di compensare le perdite fisiologiche del circuito è previsto un reintegro di acqua proveniente dal processo di chiarificazione (U-5200)

L'acqua viene quindi condizionata nella apposita stazione centralizzata di dosaggio additivi

Ciascuna torre è dotata di un sistema di regolazione della portata del reintegro basato sul controllo di livello dell'acqua nel bacino della torre.

I prodotti per il trattamento dell'acqua vanno iniettati in continuo e sono additivati tramite pompe dosatrici situate in centralina di dosaggio la cui mandata è collegata alla tubazione dell'acqua di reintegro alle torri.

2.2.14.2 Posizione dell'unità

In **Allegato B.22** è riportata la planimetria generale della raffineria; in essa sono visibili le torri di raffreddamento posizionate rispettivamente:

- torre di raffreddamento 1; ad ovest (lato Falconara) dell'unità Vacuum 1;
- torri di raffreddamento 3, 4, 5 e 6; a sud (lato mare) dell'unità Thermal Cracking.

2.2.14.3 Organizzazione

Con riferimento all'organizzazione generale della raffineria la gestione del sistema acqua di raffreddamento è affidata alla funzione Produzione.

2.2.15 Fase 15: Sistema Hot Oil (unità 6100)

2.2.15.1 Descrizione di processo

Il sistema Hot-Oil (olio caldo) è un sistema a circuito chiuso che serve a riscaldare, mediante circolazione di un fluido caldo, diverse apparecchiature dislocate in vari punti della Raffineria.

Il fluido circolante può essere un olio diatermico o altro fluido come gasolio leggero da distillazione atmosferica (Unità 1000) o sottovuoto (Unità 1900).

L'unità può considerarsi divisa in due sezioni:

- o riscaldamento,
- o distribuzione.

Il fluido si raccoglie nell'accumulatore D 6010. Da qui viene aspirato mediante le pompe P 6101 A/B che garantiscono una circolazione di 140 t/h.

L'Hot-Oil può, in condizioni di esercizio normali, essere riscaldato mediante alcuni sistemi in parallelo:

- o lo scambiatore E 1014, posizionato in area Topping, che utilizza il residuo della colonna T 1001 per riscaldare l'Hot-Oil e fornisce 1.3 MMkcal/h;
- o lo scambiatore E 1851, posizionato in area Thermal Cracking, che fornisce 3 MMkcal/h;
- o lo scambiatore E 1408, posizionato in area Vacuum 3, che fornisce 2.7 MMkcal/h.

Il forno F 6101 normalmente non viene utilizzato in quanto i recuperi termici operati negli scambiatori sopra citati, forniscono il calore necessario a coprire le richieste.

Il fluido caldo uscente dagli scambiatori sopra citati ad una temperatura di 280°C, è diviso in due correnti principali: la prima fornisce calore ad alcuni scambiatori dell'impianto Isomerizzazione mentre la seconda viene utilizzata per riscaldare i serbatoi del bitume. L'hot oil di ritorno dai due circuiti ad una temperatura media di 180°C viene raccolto nel serbatoio D-6010 da cui viene di nuovo prelevato incominciando di nuovo il ciclo.

2.2.15.2 Posizione dell'unità

L'unità Hot-oil è collegata ad altre unità di raffineria ove sono presenti gli scambiatori nei quali l'Hot-oil viene riscaldato e nei quali l'Hot-oil cede il calore; per queste sezioni deve essere fatto riferimento alle planimetrie delle singole aree interessate.

Il serbatoio di accumulo D-6101 e le pompe di trasferimento sono collocate in un'area a sud (lato mare) dell'unità di Topping, mentre il forno F-6101 è collocato nella stessa area dell'unità Vacuum 1.

2.2.15.3 Organizzazione

Con riferimento all'organizzazione generale della raffineria la gestione dell'unità è affidata alla funzione Produzione reparto ad bassa pressione.

2.2.16 Fase 16: Reti di distribuzione utilities

2.2.16.1 Distribuzione Gas/Olio Combustibile (unità 5400): Descrizione di processo

Scopo della rete di distribuzione è la distribuzione del gas combustibile e dell'olio combustibile ai forni della raffineria e ad alcune utenze dell'impianto IGCC.

La fonti di gas immesse nella rete di distribuzione sono le seguenti:

- fonti ad alta pressione: Platforming, HDS1, HDS2, Isomerizzazione,
- fonti a bassa pressione: Unifining, HDS3, Splitter C3/C4, Compressione gas,
- metano SNAM: costituito dal gruppo di riduzione e misura. Il metano è necessario per compensare le riduzioni di pressione sulla rete di distribuzione nel caso di mancanza di uno delle fonti di raffineria (fermata per manutenzione delle unità produttrici).

Il gas combustibile prodotto dalle fonti ad alta pressione e l'eventuale metano SNAM sono inviati ad un recipiente di accumulo intermedio, il D-2619, dal quale si ha successivamente la distribuzione alle varie utenze di raffineria tramite un circuito di distribuzione .

Il sistema di stoccaggio e distribuzione dell'olio combustibile è costituito da due serbatoi di accumulo di olio combustibile (TK 116 e TK 118) dai quali attraverso pompe, previa filtrazione, è inviato alle utenze di raffineria ed IGCC. Un riscaldatore a vapore, posto a monte di ogni utenza, permette di mantenere caldo l'olio combustibile evitando fenomeni di intasamento dei circuiti.

2.2.16.2 Distribuzione Azoto (unità 5500): Descrizione di processo

La rete di distribuzione azoto è normalmente alimentata dall'azoto prodotto dall'unità ASU (unità 8900) nell'impianto IGCC.

In caso di disservizi all'unità 8900 sono previsti due sistemi di stoccaggio criogenico, uno dedicato alle aree di raffineria (unità 5500) ed uno dedicato all'impianto IGCC (unità 7700).

Si fornisce di seguito la descrizione dello stoccaggio criogenico presente in area di raffineria.

L'impianto di erogazione azoto gassoso, installato nei pressi della ex CTE è di proprietà della Società SOL fornitrice dell'azoto liquido ed è in affitto alla api Raffineria di Ancona. L'impianto è costituito da 2 serbatoi di stoccaggio di azoto liquido.

Entrambi i serbatoi sono costituiti da un recipiente interno in acciaio inossidabile nel quale è contenuto il gas criogenico liquefatto, a sua volta contenuto in un involucro costruito in acciaio dolce a tenuta di vuoto.

L'intercapedine tra i due serbatoi è sotto vuoto spinto ed è riempita di materiale coibente (per limitare le perdite di freddo verso l'esterno).

Il recipiente interno è mantenuto concentrico rispetto allo involucro esterno a mezzo di particolari distanziatori.

L'erogazione dei azoto gassoso alle utenze di raffineria avviene tramite la vaporizzazione in apposito evaporatore ad aria.

Il funzionamento degli evaporatori freddi erogatori è automatico e garantisce l'erogazione del gas in funzione della richiesta mantenendo costante la pressione sulla rete di distribuzione.

La quantità di gas criogenico che passa nell'evaporatore per la conversione dallo stato liquido a quello gassoso corrisponde a quella richiesta dagli utenti.

La pressione nel serbatoio viene mantenuta al valore prefissato da un regolatore di

pressione e da un economizzatore.

2.2.16.3 Distribuzione Energia Elettrica (unità 5100)

L'unità è costituita dai sistemi di trasformazione e distribuzione di energia elettrica a tutte le utenze della Raffineria api.

Dal punto di vista delle fonti di energia elettrica la Raffineria api è collegata normalmente alla rete nazionale di distribuzione di energia elettrica; in caso di malfunzionamenti le utenze della Raffineria possono collegarsi direttamente (tramite dispositivo telecontrollato) alla energia prodotta dall'impianto IGCC o alla rete di alimentazione energia della rete ferroviaria.

2.2.16.4 Rete di distribuzione vapore

Scopo della rete di distribuzione è quello di fornire energia termica, tramite condensazione in appositi scambiatori, per alcuni processi o di fornire energia cinetica, per il movimento di pompe, o permettere l'azione di separazione di prodotti petroliferi all'interno di apposite colonne o di bonifica in fase di preparazione alla manutenzione.

La rete di distribuzione vapore è alimentata dall'impianto IGCC e da alcune unità della Raffineria.

La rete vapore è suddivisa in tre collettori a diverse pressioni:

- Alta pressione (41 bar)
- Media pressione (9bar)
- Bassa pressione (3,5 bar).

2.2.16.5 Rete di distribuzione acqua Servizi

Scopo della rete di distribuzione è quello di fornire acqua all'impianto IGCC per la produzione di acqua demineralizzata, a reintegrare la frazione di acqua evaporata nei sistemi di raffreddamento a circuito chiuso (torri hamon), a reintegrare la rete antincendio e la rete servizi, per uso di lavaggio e completamento della bonifica prima delle attività di manutenzione.

La rete è alimentata da alcuni pozzi di prelievo acque sotterranee e da prese di acque superficiali (Vallato del Molino). Le acque prelevate sono inviate a due serbatoi di accumulo (TK-5201 e TK-5202) e da qui alle utenze già descritte.

2.2.16.6 Rete di distribuzione acqua Demineralizzata

Scopo della rete di distribuzione è quello di fornire acqua demineralizzata, proveniente dall'unità di demineralizzazione dell'impianto IGCC, ai produttori di vapore della raffineria e anche come acqua di processo in alcune unità.

2.2.16.7 Ossigeno a impianti di recupero Zolfo (OxyClaus)

La fornitura di ossigeno agli impianti OxyClaus è normalmente alimentata dall'ossigeno prodotto dall'unità ASU (unità 8900) dell'impianto IGCC.

In caso di disservizi all'unità 8900 sono previsti due serbatoi di stoccaggio criogenico.

2.2.16.8 Rete antincendio

UNITÀ DI RAFFINAZIONE E RELATIVI SERVIZI, STOCCAGGI E MOVIMENTAZIONE IDROCARBURI LIQUIDI IN RAFFINERIA ED AREA SIF

Per il convogliamento dell'acqua necessaria alla lotta contro il fuoco, al raffreddamento dei serbatoi ed alla produzione di schiuma, viene utilizzata una stazione di presa di acqua dal mare. L'acqua dal mare viene convogliata in una doppia vasca aperta mediante tubazioni sommerse. Adiacente alla suddetta vasca è stata realizzata la relativa stazione di pompaggio

Le pompe sono avviate in automatico con pressostato con la possibilità di avviamento sul posto.

La stazione di pompaggio sopra descritta alimenta l'intera Raffineria api, inclusi i collettori di adduzione dell'acqua di raffreddamento serbatoi e la stazioni di miscelazione dello schiumogeno.

Possono complessivamente essere convogliati sulla rete acqua antincendio oltre 2400 m³/h di acqua assicurati anche in caso di mancanza di energia elettrica.

Sulla rete antincendio sono collegati idranti con attacchi UNI 70 ed UNI 45, ubicati in prossimità dei vari impianti di produzione e dei serbatoi di stoccaggio; in area impianti a protezione delle principali apparecchiature, sono inoltre installati monitor fissi.

Gli impianti fissi di raffreddamento dei serbatoi e di protezione con schiuma dei tetti galleggianti e dei bacini di contenimento (questi ultimi solo per i serbatoi n. 27-28-59-61-62) sono stati realizzati come da progetto approvato dalle Competenti Commissioni Ministeriali e Locali.

IMPIANTO IGCC

La rete antincendio dell'impianto IGCC è indipendente dalla rete di raffineria, ad eccezione della sala pompe che è comune alle due reti.

La rete antincendio dell'impianto IGCC è stata progettata ad anello chiuso, sezionabile ed interrata ed è connessa in tre punti con la rete generale antincendio della raffineria.

La pressione nominale della rete è pari a 10 bar.

Collegati alla rete antincendio sono 6 monitori autoscillanti e 3 telecomandati ad acqua con portata di 2000 l/min.

A protezione degli edifici e all'interno degli stessi sono presenti naspi antincendio ad acqua in cassetta, cassette acqua/schiuma e prese d'acqua valvolate.

Per alcuni locali chiusi sono disponibili impianti sprinkler del tipo "umido" progettati secondo NFPA 13, azionati automaticamente in caso di incendio.

Alcune apparecchiature sono inoltre provviste di sistemi a diluvio, progettati in accordo ad NFPA 15.

Per i serbatoi di stoccaggio degli idrocarburi pesanti provenienti dal ciclo di lavorazione e che costituiscono la carica all'impianto IGCC (TK 38/39) sono disponibili un sistema di protezione a schiuma, alimentato dal sistema di miscelazione di raffineria, ed un sistema di raffreddamento ad acqua, alimentato dalla rete antincendio della raffineria.

AUTOMEZZI

In caso di emergenza sono disponibili diversi automezzi, opportunamente equipaggiati.

INSTALLAZIONI A MARE

Sistemi antincendio sono presenti anche nelle attrezzature a mare, Isola e Pontile.

Impianto antincendio Isola

- n.2 Pompe "Jockey" di portata 15 m³/h cadauna, che ricevono acqua dalla rete antincendio della raffineria attraverso la linea sottomarina 103.
- n.2 Pompe "Main", azionate da motore diesel, di portata 860 m³/h cadauna e prevalenza di 120 m. Il loro avviamento avviene automaticamente a seguito di caduta di pressione nei collettori principali.
- n.1 Pompa elettrica di portata 210 m³/h ad avviamento manuale.
- n.1 Barriera di acqua frazionata per proteggere l'evacuazione del personale.
- n.1 Impianto Schiuma, del tipo a premescelazione adatto ad acqua di mare.
- n.2 Monitori di portata nominale 3000 l/min.
- n.8 Versatori fissi di schiuma portata nominale 400 l/min cadauno.

- n.2 Barriere di acqua frazionata realizzate su anelli perimetrali.
- Impianto di raffreddamento dei pali realizzato con ugelli ad acqua frazionata.
- n.6 Idranti DN 1 ½.
- Impianto di raffreddamento dei cabinati delle n.2 motopompe.

Impianto antincendio Pontile

L'acqua viene alimentata da una linea 10" / 8" che corre lungo il pontile, a sua volta collegata con la rete di raffineria.

- n.1 serbatoio da 5 m3 di liquido schiumogeno. Lo schiumogeno viene alimentato per caduta tramite una linea da diam. 4" collegata con valvole ai vari monitors ed il serbatoio di stoccaggio viene rifornito dal sistema centralizzato di raffineria.
- Braccio 1:
- n.3 monitori a comando remoto idroschiuma.
- Testata:
- n.2 monitori a comando remoto idroschiuma.

2.2.17 Fase 17: Attività di supporto

Sono definite di supporto tutte le attività di carattere gestionale, svolte nelle seguenti aree ed edifici:

- uffici direzionali ubicati all'ingresso dell' stabilimento e altri uffici distribuiti nelle aree operative,
- due sale controllo ubicate in area impianti (una dedicata al controllo degli impianti di processo e una dedicata al controllo del trattamento effluenti),
- sale controllo operazioni di caricamento prodotti nelle zone GPL, Bitume, SIF, Deposito,
- magazzini per la ricezione e distribuzione interna di materiali e sostanze in ingresso allo stabilimento (chemicals, additivi, etc),
- laboratorio chimico in cui si effettuano analisi sulle materie prime, sui semilavorati, sui prodotti e sui reflui idrici dallo stabilimento,
- casermetta antincendio, che costituisce la base logistica del Servizio antincendio di stabilimento,
- area imprese, destinata ad accogliere le installazioni provvisorie delle ditte appaltatrici operanti nello stabilimento per attività di costruzione e manutenzione,

- mensa a servizio del personale operante nello stabilimento,
- attività di gestione dei rifiuti, svolta da una ditta terza, operante nel sito, attraverso un contratto di Global Service. Le aree dedicate alla gestione dei rifiuti sono indicate nella planimetria riportata in **Allegato B.22**. La ditta terza è titolare di tutte le necessari autorizzazioni (v. **Allegato A.21**).

2.2.18 Fase 18: Trattamento e recupero rifiuti liquidi da attività di bonifica delle acque di falda (unità 4900)

Dal gennaio 2006 è in esercizio un impianto per il recupero di rifiuti liquidi provenienti dalla falda acquifera.

L'impianto effettua il trattamento delle acque di falda emunte dai pozzi della barriera idraulica finalizzata alla messa in sicurezza d'emergenza del sito (D.M.471/99 e successive modifiche) e permette il recupero dei seguenti rifiuti:

- acque di falda (CER 191308)
- prodotto petrolifero in galleggiamento sulla falda (CER 160305*).

In particolare, il processo condotto nell'impianto consente:

- la rimozione degli inquinanti contenuti nell'acqua di falda ed il riutilizzo dell'acqua trattata, che viene inviata ad un successivo stadio di osmosi inversa e/o all'unità di demineralizzazione dell'impianto IGCC; in tal modo, l'acqua trattata dal TAF può essere in buona parte recuperata, tramite riutilizzo nei cicli produttivi condotti nel sito;
- la separazione dall'acqua del prodotto petrolifero in galleggiamento ed il suo recupero nel ciclo produttivo della raffineria.

L'impianto è costituito dai seguenti stadi:

- pre-trattamento (chiarificazione) integrato da una batteria di filtri (abbattimento metalli, parziale addolcimento chimico, recupero tracce idrocarburi)
- filtri a carbone attivo (rimozione idrocarburi residui)
- stadio di adsorbimento a resine specifiche (rimozione MTBE, ETBE, residui di BTEX).

A valle del TAF è presente un'unità di Osmosi inversa, a composizione modulare. Ogni modulo è a sua volta costituito da vessels all'interno dei quali è posizionata una membrana di dissalazione semipermeabile, attraverso la quale, applicando un'adeguata pressione, è possibile ottenere un permeato povero in sali disciolti ed un concentrato arricchito degli stessi sali.

In data 12/06/06 è stata presentata alla Provincia di Ancona la richiesta per incrementare la capacità di trattamento delle acque da 400 a 440 m3/ora (riportata in **Allegato A21** alla domanda AIA).

3 *INCONVENIENTI AMBIENTALI*

Nel sito produttivo api vengono registrati ed analizzati gli inconvenienti ambientali, ossia gli eventi anomali che hanno dato luogo ad emissioni non ordinarie verso l'ambiente.

In conformità con i punti B.23 e B.29 del Rinnovo della Concessione per la lavorazione degli oli minerali nella raffineria, vengono effettuate le registrazioni degli inconvenienti riguardanti le componenti ambientali aria e rumore per tutto il sito produttivo.

Si allegano alla presente relazione le registrazioni degli inconvenienti riguardanti aria e rumore, avvenuti nel sito produttivo negli ultimi due anni.

Le registrazioni degli inconvenienti vengono effettuate anche per la componente acqua.

Dal 2003 ad oggi sono stati registrati 5 inconvenienti riguardanti lo sversamento accidentale di sostanze nelle acque marine dalle strutture di carico a mare.

EVENTI SEGNALATI MATRICE "ARIA" - I semestre 2004

DATA	DURATA	TIPO DI PROBLEMA	QUANTIFICAZIONE	PROBABILI CAUSE	IMPATTO ESTERNO	AZIONI INTRAPRESE IMMEDIATE/PROGRAMMATE	RIFERIMENTO EPISTOLARE
19-21/01/04	Alcune ore	Torcia con fiamma alta e picco di SO2	non quantificabile	Momentaneo blocco dei gassificatori del 19/01/04	Effetto visivo, superamento soglia di attivazione di 200 ug/Nm3 a Falconara Scuola (225 ug/Nmc) e leggero aumento della concentrazione oraria di H2S a Falconara Acquedotto (10,5 ug/mc) del 21/01/04	Riavviato in data 19/04/2004 il primo gassificatore dell'IGCC e il 20/04/2004 il secondo; sostituzione dell'olio combustibile ATZ, in alimentazione ai forni, con olio combustibile BTZ.	Comunicazione da Comune prot. N. 2619; Telefax a Comune-Arpam-Regione Ns. prot. N. 162/2004; Telefax a Comune - ARPAM prot. N. 201/04; Comunicazione da ARPAM Prot.N. 2854/5AR/748 del 04/03/2004
03-17/03/04	Alcuni giorni	Fenomeni odorigeni	non quantificabile	Formazione di vapori e conseguente emissione odorigena da TK 49 nel quale vengono stoccati i semilavorati provenienti da impianti del ciclo benzine in fermata dal 1 marzo.	Incremento delle concentrazioni di H2S, HC, Benzene e SO2 nelle centraline provinciali RRQA situate intorno alla raffineria	Attivazione di una barriera di acqua al fine di abbassare la temperatura del serbatoio e quindi contenere la formazione di vapori. Successiva predisposizione degli opportuni collegamenti per trasferire il prodotto al TK 62. Completo svuotamento Tk 49. A seguito di indagine ispettiva, il serbatoio è stato posto in manutenzione straordinaria	Telefax a Comune e Regione Ns. prot. N. 758/04. Verbale ARPAM prot.N. 01/AO/2004 Telefax ad ARPAM Ns. prot. N. 788/04 Verbale ARPAM del 6/03/04. Verbale ARPAM del 7/03/04. Telefax ad ARPAM Ns prot. N. 856/2004 Verbale ARPAM del 12/03/2004 Prot.N. 16/FF/2004 Telefax ad ARPAM del 13/03/2004 Ns. prot. N. 888/2004 Verbale ARPAM del 15/03/2004 Prot.N. 01/2004 Verbale ARPAM del 16/03/2004 Prot.N. 18/FF/2004 Verbale ARPAM del 16/03/2004 Prot.N. 214M/2004 Telefax ad ARPAM Ns. prot. N. 918/2004 Telefax ad ARPAM Ns. prot. N. 988/2004 Comunicazione ad ARPAM del 5/04/2004 Ns.Prot.N. 1129/04 Comunicazione da Comune del 14/04/2004 Prot. N.19614 Comunicazione a Comune del 26/04/2004 Ns. Prot.N. 1358/04 Comunicazione da ARPAM del 20/04/2004 Prot.N.6054/SAR/1355 Comunicazione da api ad ARPAM del 7/06/2004 Ns.Prot.N. 1859/04 Comunicazione da ARPAM del 7/06/2004
20/05/04	Alcune ore	Picco di SO2 e fenomeni odorigeni	non quantificabile	Nessuna anomalia impiantistica	Superamento soglia di attivazione di 200 ug/Nm3 (286 ug/Nmc) e aumento delle concentrazioni di H2S (73,5 ug/Nmc) a Falconara Acquedotto	Adeguate manovre operative comprendenti anche la sostituzione dell'olio combustibile ATZ, in alimentazione ai forni, con l'olio combustibile BTZ.	Telefax api a Comune, ARPAM del 20/05/2004 Ns. Prot. N. 1666/04,Comunicazione ARPAM del 28/05/2004 Prot.N. 8950/SAR/1714

EVENTI SEGNALATI MATRICE "RUMORE" - I semestre 2004

DATA	DURATA	TIPO DI PROBLEMA	QUANTIFICAZIONE	PROBABILI CAUSE	IMPATTO ESTERNO	AZIONI INTRAPRESE IMMEDIATE/PROGRAMMATE	RIFERIMENTO EPISTOLARE
Periodo ottobre 2003-marzo 2004 (3-7/10/2003;30-31/01/2004;1-2-3-12-13/02/2004)	Alcune ore	Fenomeno rumoroso	non quantificabile	30-31/01/2004 e 1/02/2004 la raffineria e l'impianto IGCC sono in normale assetto operativo, attività di manutenzione alle unità PRB; 2/02/2004 blocco impianto IGCC e blocco dello zolfo 1 delle unità Oxi e HCR, riavviate successivamente; 3/02/2004 messa a regime dell'impianto IGCC, normale assetto operativo della raffineria;12-13/02/2004 normali assetti operativi per raffineria e IGCC.	Segnalazione ad Ente Pubblico (ARPAM, Comune) da parte di privati cittadini	Ripristino normali condizioni operative relativamente ai giorni 2 e 3/02/2004; nessuna azione intrapresa relativamente ai giorni 30-31/01, 01/02 e 13/02/2004 in quanto non è stata riscontrata nessuna anomalia	Comunicazione ARPAM del 17/03/2004 Prot.N. 3656/SRR/R/792, Comunicazione api ad ARPAM del 16/04/2004 Ns. Prot.N.1253/2004, comunicazione ARPAM del 5/5/2004 Prot.N. 69587SRR/R/1228.
18-25/01/04	Alcune ore	Episodi rumorosi	non quantificabile	Periodo caratterizzato dalla manutenzione degli impianti del ciclo residui, per la giornata del 19/01/2004 si segnala il blocco dell'impianto IGCC, subito riavviato.	Segnalazione ad Ente Pubblico (ARPAM, Comune) da parte del NOE	Riavviamento dell'impianto IGCC	Comunicazione da ARPAM del 21/04/2004 Prot. N. 6169/SRR/R/1112 Comunicazione ad ARPAM Ns. Prot. N. 1723/2004 del 25/5/04
2-3/03/04	Indeterminabile	Fenomeno rumoroso	non quantificabile	Problemi su U 8450 e U 1400	Segnalazione ad Ente Pubblico (ARPAM, Comune) da parte di privati cittadini	Ripristino normali condizioni operative	Comunicazione ARPAM del 24/03/2004 Prot. N. 4057/SRR/R/843
12/03/04	Indeterminabile	Fenomeno rumoroso	non quantificabile	Assetto transitorio dei sistemi di regolazione degli impianti durante la fase di riavviamento ciclo alta pressione.	Segnalazione ad Ente Pubblico (ARPAM, Comune) da parte di privati cittadini	Gestione delle operazioni di riavviamento del ciclo alta presione	Verbale ARPAM del 12/03/2004,Telefax a Comune del 12/03/2004 Ns. Prot. N.883/04, Telefax a Comune e Arpam del 17/03/2004 Ns.prot. N.930/04, comunicazione ARPAM (relazione tecnica) del 24/03/2004 prot. N. 4040/SRR/R/842, comunicazione api del 13/05/2004 a: Procura della Repubblica,Prefetto di Ancona, Regione Marche, Provincia di Ancona , Comune di Falconara, ARPAM Dip. Provinciale, ARPAM; Ns.Prot. N.1590/2004
16/04/04	Indeterminabile	Fenomeno rumoroso	non quantificabile	Non si sono verificate, in raffineria, situazioni tali da causare emissioni sonore fuori dai normali livelli.	Segnalazione ad Ente Pubblico (ARPAM, Comune) da parte di privati cittadini	Non sono state individuate azioni mitigative in quanto non è stata riscontrata nessuna anomalia	Telefax da Comune prot.N. 20046 del 16/04/2004. Risposta con Ns. fax prot.N. 1257/04 del16/04/2004. Comunicazione di ARPAM del 22/04/2004 Prot. N.6274/SRR/R/1131, comunicazione api ad ARPAM del 10/05/2004 Ns. Prot. N.1536/2004

EVENTI SEGNALATI MATRICE "ARIA" - II semestre 2004

DATA	INIZIO EVENTO	FINE EVENTO	TIPO DI PROBLEMA	QUANTIFICAZIONE	PROBABILI CAUSE	IMPATTO ESTERNO	AZIONI INTRAPRESE IMMEDIATE/PROGRAMMATE	RIFERIMENTO EPISTOLARE
29/07/2004	10.00	13.00	problema odorigeno	Rispetto limite di emissione	Temporaneo blocco all'impianto HCR	Aumento concentrazioni di SO2 (max 213 µg/Nmc) e H2S (max 50 µg/Nmc) - Centralina Falconara Acquedotto	Immediato ripristino delle normali condizioni di esercizio	Comunicazione api del 29 luglio ns.prot.2500/04 a Comune di Falconara Settore Ambiente - ARPAM Servizio Aria Comunicazione da ARPAM -Servizio ARIA - prot. N. 13751/SAR/2268
07/08/2004	13.00	15.00	problema odorigeno	Rispetto limite di emissione	Nessuna anomalia nel funzionamento degli impianti	Aumento concentrazioni di SO2 (max 221 µg/Nmc) e H2S (max 47 µg/Nmc) - Centralina Falconara Acquedotto	Riduzione dell'olio combustibile in alimentazione ai forni	Comunicazione api dell' 8 agosto ns.prot.2578/04 a Comune di Falconara - Settore Ambiente - Comunicazione del 14 settembre da ARPAM Servizio Aria Prot.n. 14959/SAR/2408 - Comunicazione del 14 settembre 2004 da A.S.U.R. Regione Marche - Dipartimento di Prevenzione Servizio igiene e sanità pubblica Prot. n.50787
30/08/2004	12.00	16.00	problema odorigeno	Rispetto limite di emissione	Nessuna anomalia nel funzionamento degli impianti	Aumento concentrazioni di H2S (max 52,8 µg/Nmc) - Centralina Falconara Acquedotto	Verifica assetto impianti	Comunicazione del 26 novembre da ARPAM Servizio Aria prot. 20839/SAR/3129
03/10/2004	N.D.	N.D.	Fumosità dai camini di Raffineria	Non quantificabile	Operazioni di svaporamento delle apparecchiature riconducibile alle attività di manutenzione durante la fermata programmata	Effetto visivo	Le operazioni di svaporamento delle apparecchiature inquadrate nel programma di manutenzione degli impianti, sono state condotte secondo le procedure di sicurezza.	Comunicazione da Comune di Falconara del 4/10/04 prot. 55482 - Comunicazione api del 6/10/04 ns. prot. 3177/04 a Comune di Falconara - Settore ambiente
05/10/2004	N.D.	N.D.	problema odorigeno	Non quantificabile	Operazioni di bonifica apparecchiature in occasione della fermata programmata degli impianti di Raffineria	-	Le operazioni di bonifica delle apparecchiature inquadrate nel programma di manutenzione degli impianti, sono state condotte secondo le procedure di sicurezza.	Sopralluogo dei Vigili Urbani di Falconara M.ma - Comunicazione api del 6 ottobre ns.prot.3178/04 a Comune di Falconara - Settore Ambiente -
13/11/2004	19.00	24.00	problema odorigeno	Rispetto limite di emissione	Nessuna anomalia nel funzionamento degli impianti	Aumento concentrazioni di H2S (max 58,6 µg/Nmc) - Centralina Falconara Acquedotto	Verifica assetto impianti	Comunicazione del 26 novembre da ARPAM Servizio Aria prot. 20841/SAR/3130
22/12/2004	12.30	18.30	Visibilità torcia	Non quantificabile	Sostituzione di un bruciatore al secondo gassificatore e conseguente temporaneo invio di syngas in torcia	Effetto visivo	Operazioni effettuate nel rispetto delle procedure di sicurezza	Comunicazione da Comune di Falconara del 22/12/04 prot. 71540 - Comunicazione api del 22/12/04 ns. prot. 4146/04 a Comune di Falconara - Settore ambiente
29/12/2004	10.30	24.00	Picchi di SO2 e H2S	Rispetto limite di emissione	Nessuna anomalia nel funzionamento degli impianti	Superamento soglia oraria volontaria di attivazione (200 µg/Nmc) per SO2 nella Centralina Falconara Acquedotto ore 17.00 e 18.00 (300 µg/Nmc e 258 µg/Nmc) . 3 superamenti del limite semiorario per H2S, superiori a 100 µg/Nmc (225 µg/Nmc, 161 µg/Nmc e 111 µg/Nmc)	Riduzione dell'olio combustibile in alimentazione ai forni	Comunicazione api del 30/12/04 ns.prot.4283/04 e comunicazione del 22/02/05 ns. prot. 658/2005, a Comune di Falconara - Settore Ambiente - ARPAM Servizio Aria - Comunicazione del 12/01/05 da ARPAM Servizio Aria Prot.n. 609/SAR/58
30/12/2004	6.00	13.00						

EVENTI SEGNALATI MATRICE "RUMORE" - II semestre 2004

DATA	INIZIO EVENTO	FINE EVENTO	TIPO DI PROBLEMA	QUANTIFICAZIONE	PROBABILI CAUSE	IMPATTO ESTERNO	AZIONI INTRAPRESE IMMEDIATE/PROGRAMMATE	RIFERIMENTO EPISTOLARE
22/12/2004	N.D.	N.D.	Fenomeno rumoroso	Non quantificabile	Sostituzione di un bruciatore al secondo gassificatore e conseguente temporaneo invio di syngas in torcia	Segnalazione ad Ente Pubblico (ARPAM, Comune) da parte di privati cittadini	Operazioni effettuate nel rispetto delle procedure di sicurezza	Comunicazione da ARPAM del 4 gennaio 2005 prot.n.25/SRR/R/9 - Comunicazione api del 9 febbraio 2005 ns. prot. n. 457/2005 ad ARPAM Servizio Radiazioni Rumore

EVENTI SEGNALATI MATRICE "ARIA" - I semestre 2005

DATA	INIZIO EVENTO	FINE EVENTO	TIPO DI PROBLEMA	QUANTIFICAZIONE	PROBABILI CAUSE	IMPATTO ESTERNO	AZIONI INTRAPRESE IMMEDIATE/PROGRAMMATE	RIFERIMENTO EPISTOLARE
19/02/2005	12.30	14.00	problema odorigeno	quantità stimata di H2S bruciato in torcia IGCC pari a circa 118,2 kg (nell'arco dell'intero periodo fermata-riavviamento)	Blocco impianto IGCC	Aumento concentrazioni H2S (max semioraria 27,1 µg/Nmc) Centralina Falconara Acquedotto	Verifica rispetto delle procedure di messa in sicurezza impianto IGCC; individuate specifiche migliorie impiantistiche e procedurali	Lettera Arpam prot. 5117/SAR/586 del 15/03/2005; lettera Arpam prot. 6088/DIR/624 del 29/03/2005; risposta nostra lettera prot. 1807/05 del 23/05/2005
27/02/2005	19.00	22.00	Picchi di SO2 e H2S	Non quantificabile	Nessuna anomalia nel funzionamento degli impianti	Aumento concentrazioni di SO2 (max oraria 188 µg/Nmc, rilevata il 28/02/05) e H2S (max semioraria 62 µg/Nmc, rilevata il 28/02/05) - Centralina Falconara Acquedotto	Verifica interna su possibili anomalie e su carichi operativi degli impianti correlabili ad elevate emissioni di SO2/H2S; sopralluoghi in prossimità della centralina esterna	Comunicazione a Arpam ns. prot 736/05 del 28/02/2005; Lettera Arpam 4465/SAR/450 del 8/03/2005
28/02/2005	0.00	17.00						
01/03/2005	0.00	4.00						
15/03/2005	11.00	15.00	problema odorigeno	Non quantificabile	Fermata impianto IGCC	Aumento concentrazioni di SO2 (max oraria 363,7 µg/Nmc) e H2S (max semioraria 139,5 µg/Nmc), Centralina Falconara Acquedotto	Verifica rispetto delle procedure di messa in sicurezza impianto IGCC; individuate specifiche migliorie impiantistiche e procedurali	Nostro Fax n. prot. 957/2005 del 15/03/2005; lettera Arpam prot. 9695/DIR/1054 del 20/05/2005; lettera Arpam prot. 6912/SAR/908 del 08/04/05
16/06/2005	14.00	20.00	problema odorigeno	Non quantificabile	Anomalia valvola di controllo asservita all'impianto Post combustore di raffineria (attività di evacuazione treni zolfo durante fermata generale)	Aumento concentrazioni di SO2 (max oraria 43,0 µg/Nmc) Centralina Falconara Alta	Ripristino della corretta funzionalità della strumentazione e pianificazione di un controllo preventivo sulla strumentazione interessata durante le future fermate.	Verbale Arpam n. 55/GM/2005 del 16/06/2005; Verbale Arpam n. 59/FF/2005 del 17/06/2005; Verbale Arpam n. 66/FF/2005 del 07/07/2005; Comunicazione ns prot. 2135/05 del 20/06/2005; lettera Arpam prot. 12025/SIR/2179 del 23/06/2005; lettera Arpam prot.17737/SAR/2321 del 23/09/05; Comunicazione ns prot. 2462/05 del 20/07/2005; Comunicazione ns prot. 2109/05 del 18/06/2005

EVENTI SEGNALATI MATRICE "RUMORE" - I semestre 2005

DATA	INIZIO EVENTO	FINE EVENTO	TIPO DI PROBLEMA	QUANTIFICAZIONE	PROBABILI CAUSE	IMPATTO ESTERNO	AZIONI INTRAPRESE IMMEDIATE/PROGRAMMATE	RIFERIMENTO EPISTOLARE
19/02/2005	n.d.	n.d.	Fenomeno rumoroso	Non quantificabile	Blocco impianto IGCC	secondo i rilievi ARPAM ci sarebbero 2 episodi acustici della durata di 5 minuti con valori compresi tra 75 e 80 dB e probabilmente correlati all'evento	Verifica rispetto delle procedure di messa in sicurezza impianto IGCC; individuate specifiche migliorie impiantistiche e procedurali	Lettera Arpam prot. 6088/DIR/624 del 29/03/2005; risposta nostra lettera prot. 1807/05 del 23/05/2005

EVENTI SEGNALATI MATRICE "ARIA" - II semestre 2005

DATA	INIZIO EVENTO *	FINE EVENTO *	TIPO DI PROBLEMA	QUANTIFICAZIONE	PROBABILI CAUSE	IMPATTO ESTERNO	AZIONI INTRAPRESE IMMEDIATE/PROGRAMMATE	RIFERIMENTO EPISTOLARE
08/07/2005	13.00	18.00	fenomeno odorigeno	SO2: 0,77 tons H2S: 0,0 tons	Nessuna anomalia nel funzionamento degli impianti	Aumento concentrazioni SO2 (max oraria 46 µg/Nmc) e H2S (max semioraria 15 µg/Nmc) - Centralina Falconara Acquedotto	verifica assetto emissivo impianti	Comunicazione Arpam prot. 16602/SAR/2156 del 08/09/2005
22/07/2005	12.30	18.00	fenomeno odorigeno	SO2: 1,45 tons H2S: 0,0 tons	Nessuna anomalia nel funzionamento degli impianti	Aumento concentrazioni SO2 (max oraria 132 µg/Nmc) e H2S (max semioraria 33 µg/Nmc) - Centralina Falconara Acquedotto	verifica assetto emissivo impianti	Comunicazioni Arpam prot. 14438/SAR/1893 del 29/07/2005 e 16602/SAR/2156 del 08/09/2005
29/07/2005	11.00	18.00	Picco di SO2 e H2S	SO2: 1,37 tons H2S: 0,0 tons	Nessuna anomalia nel funzionamento degli impianti	Aumento concentrazioni SO2 (max oraria 229 µg/Nmc) e H2S (max semioraria 56 µg/Nmc) - Centralina Falconara Acquedotto	Verifica interna su possibili anomalie impiantistiche e su carichi operativi degli impianti correlabili ad elevate emissioni di SO2/H2S (esito negativo); riduzione progressiva dell'olio combustibile utilizzato nei forni	fax api 2548/05 del 29 luglio 2005; comunicazione ARPAM 16602/SAR/2156 del 08 settembre 2005; lettera api 3804/05 del 16 dicembre 2005
01/08/2005	13.00	18.00	Picco di SO2 e H2S	SO2: 0,97 tons H2S: 0,0 tons	Nessuna anomalia nel funzionamento degli impianti	Aumento concentrazioni SO2 (max oraria 207 µg/Nmc) e H2S (max semioraria 46 µg/Nmc) - Centralina Falconara Acquedotto	Verifica interna su possibili anomalie impiantistiche e su carichi operativi degli impianti correlabili ad elevate emissioni di SO2/H2S (esito negativo); riduzione progressiva dell'olio combustibile utilizzato nei forni	fax api 2559/05 del 1 agosto 2005; comunicazione ARPAM 16602/SAR/2156 del 08 settembre 2005; lettera api 3804/05 del 16 dicembre 2005

* si riferisce sempre all'ora solare

EVENTI SEGNALATI MATRICE "RUMORE" - II semestre 2005

DATA	INIZIO EVENTO	FINE EVENTO	TIPO DI PROBLEMA	QUANTIFICAZIONE	PROBABILI CAUSE	IMPATTO ESTERNO	AZIONI INTRAPRESE IMMEDIATE/PROGRAMMATE	RIFERIMENTO EPISTOLARE
18/06/2005 - 06/07/2004 (*)	24/6/05 22.00	25/6/05 6.00	"Rumori vari percepiti come continui"	non quantificabile	possibili attività (non ulteriormente identificabili) correlate alla manutenzione generale e/o al riavviamento impianti	2 - 3 dB(A) secondo i rilievi ARPAM	monitoraggio acustico durante le fasi di fermata e riavviamento impianti	lettera ARPAM prot. 17878/SRR/R/2652 del 28/09/2005; risposta api prot. 353/06 del 01/02/2006
	25/6/05 22.00	26/6/05 6.00	"Rumori vari percepiti come continui"	non quantificabile	possibili attività (non ulteriormente identificabili) correlate alla manutenzione generale e/o al riavviamento impianti	2 - 3 dB(A) secondo i rilievi ARPAM	monitoraggio acustico durante le fasi di fermata e riavviamento impianti	lettera ARPAM prot. 17878/SRR/R/2652 del 28/09/2005; risposta api prot. 353/06 del 01/02/2006
24/07/2005 - 07/08/2004	3/8/05 22.00	4/8/05 6.00	Episodi rumorosi "quasi continui"	non quantificabile	Nessuna anomalia nel funzionamento degli impianti	circa 2 dB(A) secondo i rilievi ARPAM	verifica degli assetti operativi	lettera ARPAM prot. 17878/SRR/R/2652 del 28/09/2005; risposta api prot. 353/06 del 01/02/2006
	4/8/05 22.00	5/8/05 6.00	Episodi rumorosi "quasi continui"	non quantificabile	Nessuna anomalia nel funzionamento degli impianti	circa 2 dB(A) secondo i rilievi ARPAM	verifica degli assetti operativi	lettera ARPAM prot. 17878/SRR/R/2652 del 28/09/2005; risposta api prot. 353/06 del 01/02/2006

(*) questi due eventi, pur essendo avvenuti nel mese di giugno, vengono evidenziati nel report del II° semestre in quanto indagati dalla scrivente successivamente all'invio del primo report 2005