



SARAS SpA

Allegato A



SARAS SpA

Emissioni convogliate in aria

Impianto FCC-COBoiler

Gestione della manutenzione ordinaria

e dei malfunzionamenti



SARAS SpA

PREMESSA

Il Parere Istruttorio allegato al decreto di Autorizzazione Integrata Ambientale (U. prot.DSA-DEC-2009-0000230 del 24/03/2009) prevede che il Gestore dell'impianto "Raffineria e Impianto di Gassificazione a Ciclo Combinato (IGCC)" della Società Saras SpA provveda a fornire le procedure di gestione nei casi di manutenzione ordinaria per ridurre gli impatti sull'ambiente circostante e dei malfunzionamenti al fine di evitare il ripetersi degli eventi.

In allegato si riporta un documento che riporta la descrizione generale dell'impianto FCC dove sono valutati gli aspetti ambientali riferiti al processo stazionario e quello prevedibile in caso di fermata impianto, riavviamento, malfunzionamento ed emergenze.



SARAS SpA
Sarroch (CA)

RAFFINERIA

FLUID CATALITIC CRACKING FCC-CO BOILER



1. GENERALITA'

Storia dell'impianto

Nel 1969 viene avviato l'impianto Cracking FCC.

La progettazione esecutiva dell'impianto FCCU è stata effettuata dalla Società SNAM PROGETTI su licenza della UOP.

Recentemente, la Società AXENS ha curato la progettazione della sezione desolforazione benzina media (MCN) dell'impianto FCC.

Finalità e principi dell'impianto/fase rilevante

Il Cracking Catalitico a letto fluido(FCC) lavora i prodotti pesanti delle distillazioni atmosferiche e i distillati medio-pesanti della distillazione VACUUM, desolforate negli impianti MHC 1/2 e ha lo scopo principale di effettuare la rottura delle molecole pesanti degli idrocarburi, per effetto della temperatura e di un catalizzatore, dando luogo a prodotti leggeri, principalmente benzine ad elevato numero di ottano. Oltre la benzina leggera media e pesante da luogo anche ai seguenti prodotti: gas combustibile, propano e propilene, butano, butilene, isobutano, olio combustibile, gasolio e coke.

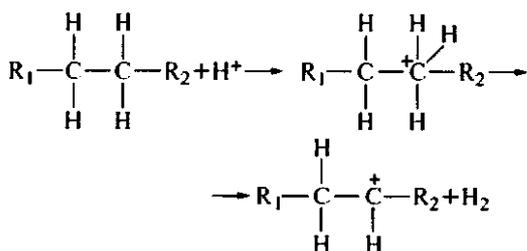
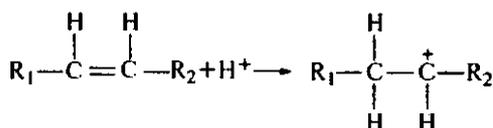
2. DESCRIZIONE DEL PROCESSO

Reazioni del cracking catalitico

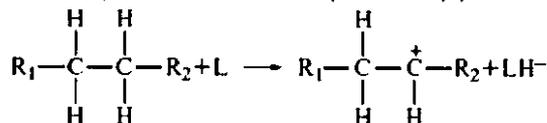
Le reazioni catalitiche di cracking comprendono l'isomerizzazione, la b-scissione delle paraffine, la deidrogenazione, il trasferimento di idrogeno e vari tipi di reazioni di condensazione.

I catalizzatori di tipo acido promuovono la formazione di intermedi carbocationici piuttosto che di radicali liberi, migliorando le rese e la selettività.

Carbocationi possono formarsi a partire da una olefina, in presenza di siti acidi di Brönsted nel catalizzatore, oppure per protonazione di una paraffina o di un naftene:



Il primo di questi meccanismi è notevolmente più veloce. I carbocationi possono formarsi anche a partire da siti di tipo Lewis, presenti sul catalizzatore insieme a quelli di Brönsted:

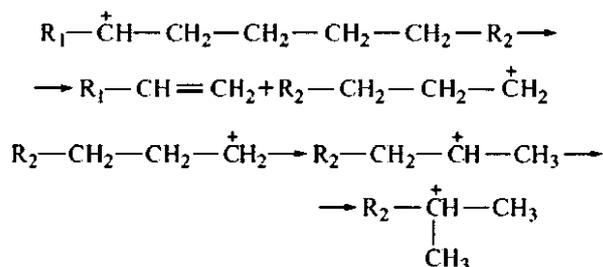


Essendo deficitari di elettroni, i siti di tipo Lewis possono stabilizzare uno degli idrogeni in forma H_- e formare il carbocatione complementare.



I carbocationi formati sulla superficie del catalizzatore tendono a isomerizzare verso la forma più stabile (da carbocatione primario a secondario a terziario); in quest'ultimo stato il carbonio recante la carica è legato ad altri tre atomi di carbonio.

Paraffine - dopo la formazione dello ione carbonio possono verificarsi più possibilità: la prima è la eventuale isomerizzazione verso una forma più stabile; la seconda, endotermica, comporta la rottura del legame C-C in posizione β rispetto alla carica, con formazione di una olefina e di un carbocatione paraffinico instabile, che isomerizza successivamente:



La probabilità di β -scissione aumenta se la configurazione del carbocatione originario è favorevole (terziario o secondario, piuttosto che primario). Può accadere anche che il carbocatione libera un protone e si trasforma in olefina, o si satura prendendo un protone dal sito attivo del catalizzatore, oppure reagisce con una olefina, alchilandola.

Olefine - si comportano in modo analogo, con la differenza che il loro cracking è molto più veloce, data la maggior predisposizione a formare carbocationi; esse possono però anche oligomerizzare e ciclizzare contribuendo, insieme agli aromatici, alla formazione di coke.

Il meccanismo di rottura in β comporta una rottura preferenziale dei legami interni alla molecola. Questo al contrario del cracking termico non favorisce la formazione di gas in condensabili (metano, etano, etilene) che si formano per rottura dei legami terminali. Le olefine che si formano hanno infatti 3 o 4 atomi di carbonio e costituiscono ottime alimentazioni per i processi a valle.

Le reazioni esotermiche di trasferimento di idrogeno da molecole di cicloalcani donatrici a molecole insature, con formazione di composti aromatici e di paraffine, tendono a diminuire la formazione di olefine.

La reattività dell'anello naftenico aumenta con il grado di sostituzione, ovvero con la possibilità di formare carbocationi terziari sull'anello. In questo caso solo le catene laterali, più lunghe, vengono spezzate, mentre i gruppi metilici ed etilici non vengono in genere toccati, essendo elevata l'energia di formazione degli ioni corrispondenti. In tal caso si può avere la isomerizzazione da anello con 5 atomi carbonio ad anello con 6 atomi di carbonio, più reattivo.

Quanto sopra detto vale anche per la de alchilazione degli aromatici, il cui anello è però molto stabile e non viene spezzato; può però essere coinvolto in reazioni di condensazione con formazione di coke. I metilaromatici possono subire una disproporzione: così, partendo da toluene, si possono formare benzene e xilene.

La formazione di coke

Il termine coke indica il materiale che si deposita sul catalizzatore durante il processo e che viene ossidato nella fase di rigenerazione, producendo l'energia necessaria alle reazioni di cracking. È costituito da una serie di componenti ad alto contenuto di carbonio ($\geq 90\%$), prevalentemente sotto forma di anelli aromatici condensati. La sua composizione dipende dal tipo di alimentazione, dal contenuto di contaminanti come V, Ni, Fe che catalizzano le reazioni di deidrogenazione, dalla natura del catalizzatore e dalle condizioni operative. Come la sua composizione, anche il meccanismo di formazione del coke è complesso e implica reazioni di ciclizzazione e policondensazione a partire da precursori quali olefine, diolefine e aromatici.



Tali reazioni, pur non essendo favorite dalle condizioni adottate negli attuali processi (alte temperature e basse pressioni), sono ugualmente presenti nel cracking catalitico e condizionano la tecnologia industriale degli FCC. Infatti i composti poliaromatici che si formano sono resistenti al cracking e si accumulano gradualmente nelle frazioni liquide pesanti e sul catalizzatore.

Catalizzatori

I catalizzatori oggi usati sono catalizzatori sintetici a base di zeolite. Le zeoliti sono materiali cristallini porosi, le cui proprietà vengono controllate e definite principalmente dalla composizione chimica e dalla struttura cristallina, costituita da un reticolo tridimensionale dotato di pori regolari. Chimicamente sono dei silicoalluminati con cariche negative presso i tetraedri $[AlO_4]^-$; che devono essere bilanciati da ioni positivi esterni (per esempio H^+ , Na^+ , K^+ , Ca^{++} , Mg^{++} , ecc.).

Le zeoliti, classificate in base al rapporto Si/Al , fanno parte dei catalizzatori di tipo acido, presentano rispetto agli altri delle caratteristiche peculiari: la capacità di effettuare una catalisi selettiva per forma, mentre le dimensioni e la forma della cavità interna determinano quella dei prodotti, ed il diametro dei pori definisce il tipo di molecole che possono accedere all'interno.

I catalizzatori industriali sono composti da zeoliti cristalline disperse in una matrice amorfa che funge da legante, da veicolo di diffusione e da disperdente del calore. Tale matrice; inoltre, effettua il precracking dei componenti più grossolani preparando quindi le molecole per la zeolite. La matrice include vari componenti: la coesione tra le microsfele del catalizzatore è fornita da gel di silice-allumina; al caolino o materiale analogo è demandata la funzione di disperdente del calore (durante la rigenerazione) e di materiale macroporoso per la diffusione e il precracking dei reagenti.

L'uso di matrici selettive (SAM, Selective Alumina Matrix) è particolarmente importante nei processi in cui si impiega nell'alimentazione anche una discreta quantità di residuo (30-50%), insieme ai distillati pesanti.

Nella matrice vengono dispersi vari additivi, soprattutto allumina, con lo scopo di promuovere l'attività di cracking di determinati catalizzatori destinati a trattare cariche particolarmente pesanti; altri additivi possono essere aggiunti come microsfele a parte.

Tra gli additivi vanno menzionati i promotori di combustione (da CO a CO_2); composti dell'alluminio e del magnesio per fissare gli ossidi di zolfo sotto forma di solfati (nel rigeneratore), liberandoli come H_2S nel reattore e negli stripper; i passivanti per neutralizzare l'azione di vanadio e nichel.

La struttura dei catalizzatori di cracking fa comprendere come questi possano essere disattivati da composti potenzialmente basici (Na o composti contenenti azoto) e da metalli presenti nell'alimentazione che, a lungo andare, ne provocano la disattivazione permanente.

In particolare, il vanadio è ossidato a V_2O_5 nel rigeneratore e può formare vanadati delle terre rare, oltre che catalizzare la deidrogenazione (nelle condizioni di cracking).

Il nichel è un deidrogenante molto più forte del vanadio e favorisce quindi la formazione di coke; l'aggiunta di composti organometallici dell'antimonio e del bismuto neutralizza parzialmente tale effetto tramite la formazione di composti intermetallici.

La formazione di coke, originata da varie reazioni secondarie di deidrogenazione, condensazione e polimerizzazione, porta al graduale blocco dei centri attivi del catalizzatore, che perde l'attività e deve quindi essere rigenerato per combustione del deposito e riciclato nel reattore.

Aspetti termodinamici

Globalmente il processo di cracking è endotermico, con valori dei DH di reazione moderatamente influenzati dal tipo di catalizzazione e mediamente compresi tra 900 e 1.000 kJ/kg.



I processi industriali devono quindi operare a temperature superiori (oltre 450 °C) alle quali si può assumere che le reazioni di cracking siano complete, in quanto l'equilibrio che porta a una paraffina più una olefina a partire da una generica paraffina è spostato verso destra a temperature maggiori di 300 °C.

Pertanto, nelle condizioni dei processi industriali (470-520 °C e pressioni poco superiori a quella atmosferica) gli aspetti termodinamici sono limitanti per la decomposizione degli alcani ad alcheni, in fase gassosa, come per la rottura delle catene laterali degli anelli naftenici e aromatici, le cui conversioni sono definite dalle relative cinetiche. Sempre in fase gassosa, il cracking degli anelli naftenici, che è meno favorito termodinamicamente rispetto a quello degli anelli aromatici, avviene di preferenza negli anelli a 5 termini, mentre negli anelli a 6 termini è favorita la deidrogenazione.

Anche la decomposizione dei composti eteroatomici (contenenti pure zolfo, azoto o metalli) non ciclici non ha limitazioni termodinamiche.

Poiché l'obiettivo è quello di ottenere isomeri ad alto numero di ottano (reazioni esotermiche), si dovrà operare alle minori temperature possibili, compatibili con le reazioni di cracking (endotermiche).

Discorso a parte sono le reazioni che avvengono sullo strato chemiadsorbito nel catalizzatore e che portano alla formazione di coke. Nelle condizioni di processo; la polimerizzazione degli alcheni e le altre reazioni di condensazione non sono favorite per cui esse possono avvenire solo in fase liquida o sulla superficie del catalizzatore; in fase gassosa sarebbero possibili solo a pressioni molto elevate.

La formazione di composti ad alto peso molecolare (per polimerizzazione, condensazione, deidrogenazione) può avvenire solo all'interno delle gabbie e dei pori del catalizzatore, dove non possono essere desorbiti (date le dimensioni) dallo stesso, conducendo alla formazione di coke.

Nel rigeneratore il coke depositato sul catalizzatore viene ossidato per ripristinare l'attività e per fornire il calore al processo. Il calore di combustione del coke dipende dal suo contenuto di idrogeno e dal rapporto CO₂/CO nei gas di combustione; il contenuto di H₂ cade solitamente nell'intervallo 4-10%. La tab. 1 riporta i calori di combustione di coke con diverso rapporto H/C e diverso rapporto CO₂/CO nei fumi.

Il bilancio termico, basato su due opposti scambi di energia, dipende soprattutto dalla qualità della carica: per cariche a basso contenuto di carbonio Conradson, come i gasoli da vuoto, la resa in coke può essere insufficiente per equilibrare i fabbisogni dell'unità, mentre per i residui l'energia prodotta dal rigeneratore è eccessiva e una parte deve essere smaltita.

Tab. 1 Effetto termico della combustione del coke (kJ/kg di coke)

RAPPORTO CO ₂ /CO NEI FUMI	CONTENUTO (% in peso) DI IDROGENO NEL COKE		
	4,0	8,0	12,0
0	14.590	19.010	23.400
1	24.075	28.070	32.090
2	27.215	31.085	34.960
4	29.745	33.535	37.300
10	31.820	35.505	39.210

Aspetti cinetici

Per una completa analisi del processo è necessario tenere in considerazione sia i fenomeni di diffusione dei reagenti e dei prodotti sia la graduale diminuzione dell'attività del catalizzatore, in sistemi a numero elevatissimo di componenti non noti, quali sono le frazioni pesanti di petrolio.



In questo caso, per ottenere una rappresentazione cinetica, le molecole sono raggruppate in gruppi e vengono considerate delle "pseudo reazioni" tra gruppi o blocchi (lump) di componenti (fig. 1; Lee et al., 1989).

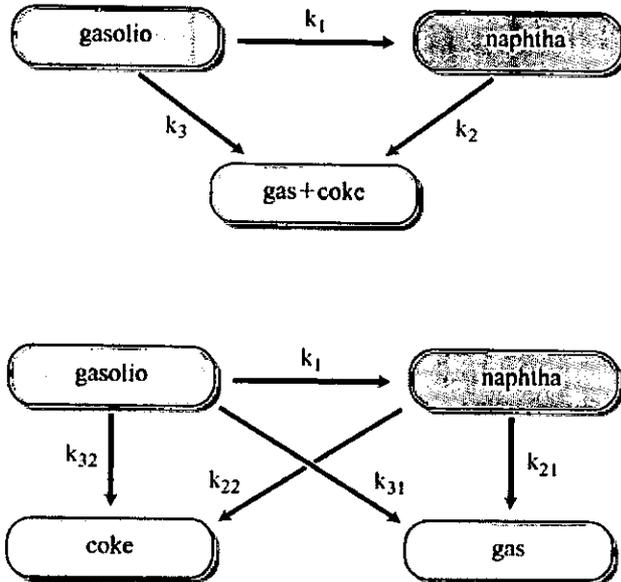


Fig. 1 Modelli cinetici per il cracking a tre e quattro blocchi

In questo modo sperimentalmente si ottengono cinetiche del secondo ordine per il gasolio e del primo ordine per la benzina, in cui viene considerata anche la funzione di decadimento del catalizzatore.

I parametri cinetici così ricavati possono essere impiegati come valori di partenza per stimare le costanti cinetiche di modelli con più di quattro lump.

La reazione di combustione (fase di rigenerazione) è assunta come del primo ordine rispetto sia al carbonio sia all'ossigeno (Bonifay e Marcilly, 2001):

$$r = kc^{-E/RT} [C] [O_2]$$

dove r è la velocità di reazione, $[C]$ è la concentrazione del carbonio nel catalizzatore, $[O_2]$ la pressione parziale dell'ossigeno, T la temperatura assoluta, E l'energia di attivazione, R la costante dei gas e k la costante cinetica.

La combustione in un processo reale è comunque molto più complessa di quanto mostrato dalla schematica equazione sopra riportata. Ciò nonostante l'espressione consente una valutazione orientativa del tempo necessario per raggiungere una determinata riduzione del coke nel catalizzatore; a sua volta, tale tempo dipende esponenzialmente dalla temperatura, che determina quindi le dimensioni del rigeneratore.

La rigenerazione viene effettuata in continuo inviando parte del catalizzatore dal reattore al rigeneratore e di nuovo dal rigeneratore al reattore (fig. 2). Una parte del calore serve a compensare la forte endotermicità del cracking, un'altra parte esce con i fumi sotto forma di calore sensibile; una terza parte (eccesso eventuale) può essere recuperata in serpentine di raffreddamento o, preferibilmente, in scambiatori esterni.

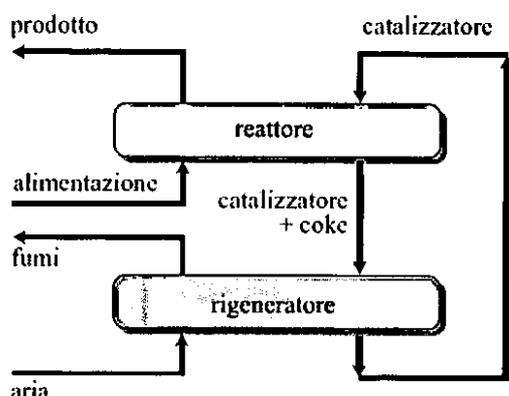


Fig. 2 Schema funzionale di una unità FCC

Il catalizzatore viene mantenuto nella condizione di letto fluido dalla fase idrocarburica vaporizzata (nel reattore) e dall'aria (sul rigeneratore). Il movimento del catalizzatore fra i due comparti avviene per differenza di pressione, per cui tale movimento può essere controllato variando la densità apparente del catalizzatore mediante immissione di vapor d'acqua o di aria.

Il vapor d'acqua funge, inoltre, da fluido di bonifica nei passaggi dalla fase ossidante (rigeneratore) a quella puramente idrocarburica del reattore. La necessità di impiegare grandi quantità di vapor d'acqua a temperature elevate spiega gli sforzi continuamente compiuti per migliorare la stabilità termica e nei confronti dell'acqua dei catalizzatori zeolitici.

Il calore necessario per il processo diminuisce in funzione del grado di conversione in quanto a bassa conversione predominano le reazioni di rottura del legame C-C, fortemente endotermiche, mentre ad alta conversione diventano importanti le reazioni esotermiche di condensazione e polimerizzazione.

La temperatura di combustione necessaria per rigenerare il catalizzatore è in genere di 100-200 °C più alta di quella del processo di cracking.

Secondo le condizioni, soprattutto in funzione dell'eccesso di aria, si può avere una combustione più o meno completa, con formazione di CO₂ o di CO. La combustione a CO permette di controllare meglio la temperatura, ma obbliga a installare un sistema (CO boiler) per la successiva ossidazione del CO a CO₂.

Oltre che dal deposito del coke (disattivazione reversibile) il catalizzatore viene avvelenato anche dal deposito di metalli e da composti basici (disattivazione irreversibili) ed inoltre un'azione di usura meccanica e di alterazione della porosità.

Si provvede quindi in continuo a spurgarne una parte e a integrare catalizzatore fresco.

Esistono varie versioni del processo di cracking che si differenziano per la reciproca posizione del reattore e del rigeneratore e per la forma di quest'ultimi. Il modello di impianto utilizzato dalla SARAS è quello riportato in fig. 3.

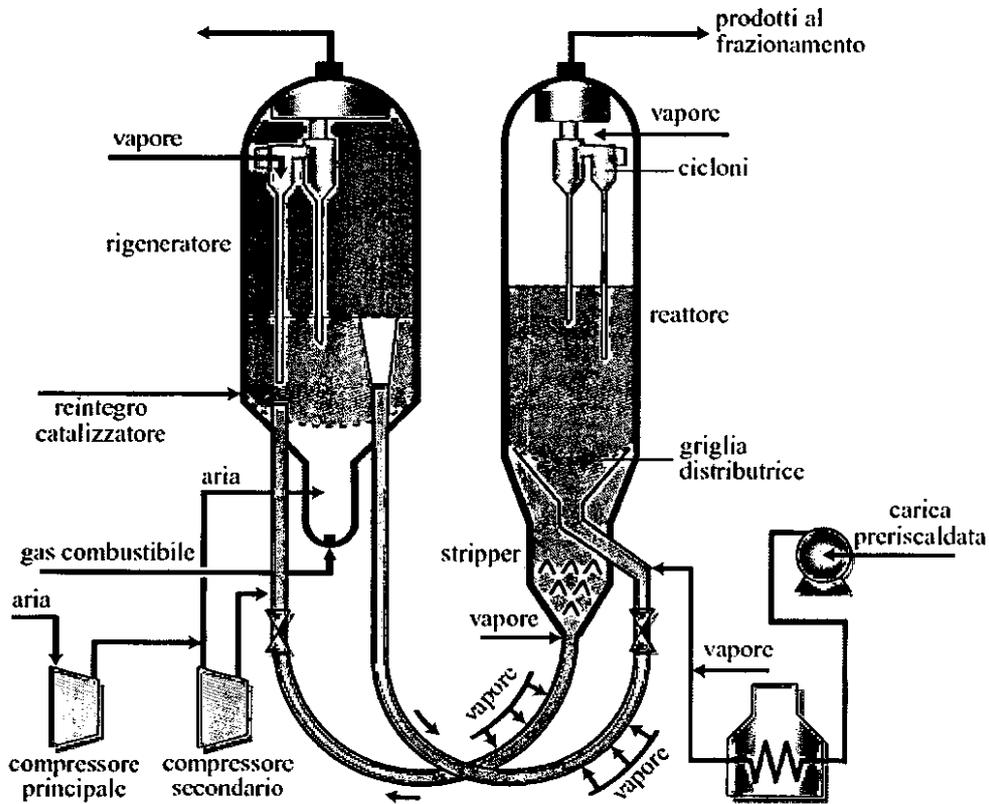


Fig. 3 - Modello impianto FCC in SARAS

In fig. 4 è invece riportato lo schema delle sezioni Reattore-Rigeneratore dell'impianto SARAS.



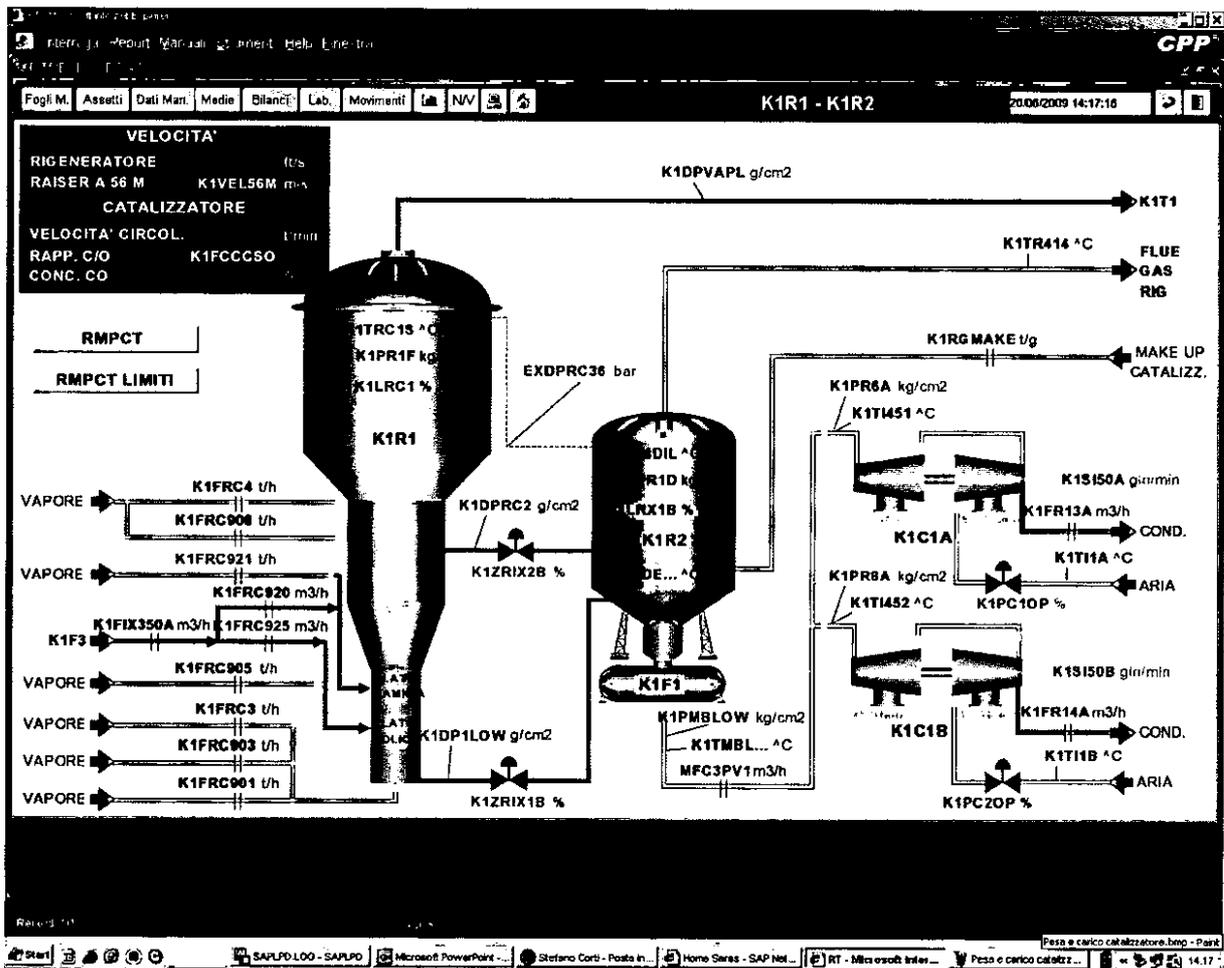


Fig. 4 – Schema sezioni reattore/rigeneratore impianto Saras

Appesantito dal coke, il catalizzatore esaurito scende verso il fondo del reattore dove viene bonificato con vapore e trasportato nel rigeneratore.

Dal rigeneratore, il catalizzatore rigenerato (più leggero) viene separato per 'sfioramento' dall'alto e ricondotto nel reattore, la cui temperatura è regolata tramite la portata del catalizzatore caldo. Il movimento è facilitato mantenendo una leggera differenza di pressione tra reattore e rigeneratore e variando l'immissione di aria nella tubazione di ritorno al rigeneratore (aumentando l'aria diminuisce la densità e quindi la circolazione del catalizzatore rallenta). I cicloni a doppio stadio sul ciclo del rigeneratore e del reattore hanno la funzione di catturare le particelle di catalizzatore trascinate dai vapori e dai gas effluenti; la figura ne rappresenta uno solo, ma in realtà se ne hanno almeno sei o otto.

Nel caso vengano alimentate cariche particolarmente pesanti, può essere previsto uno scambiatore per recuperare calore dal catalizzatore fluido.

La circolazione del catalizzatore è controllata da apposite valvole collegate al sistema di controllo della temperatura.

Poiché gli impianti, devono operare a elevate temperature, sono internamente protetti da materiale refrattario, che può essere facilmente abraso.

Orientativamente i tempi delle varie fasi in un processo tipico sono i seguenti:

- permanenza del catalizzatore: nel riser < 3 s; nello stripper < 2 min; nel rigeneratore 6-10 min;



- permanenza degli idrocarburi nel riser <1,5 s.

La coesistenza di una fase di combustione e di una fase costituita da vapori di idrocarburi, aventi come sola barriera gli stripper con vapore e le tubazioni del catalizzatore, rende tutto il processo molto delicato; la strumentazione e i sistemi di sicurezza devono quindi essere adeguati.

L'effluente dal reattore di cracking contiene un'ampia gamma di prodotti (tab. 2); deve pertanto essere frazionato in un impianto con caratteristiche analoghe a quelle del topping, con la differenza che l'alimentazione non è una miscela liquido-vapore ma un vapore surriscaldato, che va quindi raffreddato anziché riscaldato come nel topping. Parte del residuo e del distillato pesante della colonna di distillazione principale viene normalmente riciclata al reattore per incrementare le rese di conversione.

Tab. 2 Rese tipiche (% in peso) di una unità FCC operante a due diverse temperature

TEMPERATURA DI INGRESSO NEL REATTORE	490 °C	530 °C
H ₂ , CH ₄ , Etano	0,67	1,32
Etilene	0,42	0,59
Propano	1,28	1,15
Propilene	2,72	4,81
<i>i</i> -Butano	5,17	3,86
<i>n</i> -Butano	1,24	1,12
Buteni	3,52	6,78
Benzina	57,32	56,14
Olio leggero	15,20	15,80
Olio pesante	7,65	5,85
Coke	4,85	2,58

Cracking dei residui

I gas ricchi di CO del rigeneratore sono inviati a una caldaia (CO boiler) in cui si genera vapore ad alta pressione. Il coke viene bruciato nel rigeneratore in difetto d'aria per dare CO, in quanto la combustione a CO permette di lavorare a minori temperature nel rigeneratore, a vantaggio della durata del catalizzatore e della sicurezza. Per contro gli investimenti per l'unità sono maggiori.

Variabili operative

La conversione è influenzata da: a) tipo di alimentazione; b) attività del catalizzatore; c) quantità di coke sul catalizzatore rigenerato (*D_{coke}*); d) temperatura di reazione; e) portata dell'alimentazione combinata; f) rapporto olio/catalizzatore; g) vapore di nebulizzazione della carica.

Le principali variabili del cracking catalitico che influenzano la conversione sono la qualità della carica, la temperatura del reattore, la pressione del reattore, la velocità spaziale, il rapporto catalizzatore/olio, la portata del riciclo.

Le variabili principali del rigeneratore sono la portata dell'aria, la temperatura e la differenza di pressione con il reattore. Tutto il processo è inoltre influenzato dal bilancio del coke.

Qualità della carica

Il cracking di cariche contenenti soprattutto idrocarburi alifatici e naftenici è molto più facile e selettivo di quello di cariche aromatiche. Nell'ambito di una stessa classe di composti, la minore o maggiore predisposizione al cracking dipende dal peso molecolare: più facili da trattare sono le paraffine altobollenti; gli oli di riciclo, ricchi in poliaromatici, danno basse rese in benzine, pur essendo frazioni altobollenti.

Le olefine promuovono la formazione del coke e gli aromatici fungono da precursori.

I composti solforati e azotati vengono in parte decomposti con produzione di H₂S e NH₃; le benzine e i gasoli ottenuti devono comunque essere desolforati con trattamenti successivi.



L'ammoniaca tende a neutralizzare l'acidità del catalizzatore. Alti contenuti di zolfo aumentano le emissioni di SO₂ durante la rigenerazione.

I composti organometallici tendono a liberare, nelle condizioni di cracking, i metalli pesanti (V, Ni, Fe) depositandoli sul catalizzatore e riducendone l'attività; possono inoltre attivare (soprattutto il nichel) reazioni di deidrogenazione, con maggiore formazione di prodotti leggeri e di coke. Il vanadio provoca anche fenomeni di sinterizzazione. La difficoltà di trattare residui deriva dal loro elevato contenuto di metalli.

Altri problemi connessi al trattamento dei residui sono: l'alta concentrazione di composti asfaltenici che disattivano troppo rapidamente il catalizzatore (per formazione di coke); la presenza di metalli alcalini, come Na e K, che neutralizzano permanentemente i siti acidi della zeolite; il fatto che una gran parte dell'alimentazione non vaporizza nelle normali condizioni di cracking.

Poiché in SARAS questi residui hanno subito processi di hydrocracking i problemi vengono notevolmente ridotti.

Temperatura del reattore

L'alimentazione viene preriscaldata a 300-400 °C per vaporizzarne la maggior quantità possibile e abbassare il rapporto catalizzatore/olio. La temperatura del cracking è compresa di solito tra 480 e 550 °C; essa influenza la velocità di reazione facendola quasi raddoppiare ogni 80 °C.

Aumentando la temperatura aumenta quindi la conversione, e perciò la quantità di benzina, gas, GPL e coke. Oltre un determinato livello di conversione, la resa in benzina diminuisce, mentre il suo numero di ottano aumenta per via del maggiore contenuto di olefine e aromatici. La temperatura è definita dal contenuto entalpico dell'alimentazione combinata e dalla quantità di catalizzatore caldo nel riser; viene variata regolando l'immissione del catalizzatore. La temperatura è la variabile più importante poiché da essa dipendono l'andamento del processo e il bilancio termico tra reattore e rigeneratore.

Pressione del reattore

La pressione totale del processo è poco più alta di quella atmosferica: il rigeneratore si trova in genere a pressione superiore a quella del reattore. Nell'intervallo usuale di valori (1,5-3,5 bar) l'effetto della pressione parziale della carica idrocarburica vaporizzata sulla conversione e sulla selettività è molto limitato.

Un aumento della pressione provoca una diminuzione del numero di ottano, data la minor produzione di olefine; a bassi valori di pressione, un modesto aumento favorisce il contatto tra olio e catalizzatore nonché la conversione e la formazione di coke.

Velocità spaziale

La velocità spaziale è, come tale, scarsamente indicativa; essa varia anche se la portata dell'alimentazione (intesa come somma dell'alimentazione fresca e dell'olio di riciclo) rimane costante, potendosi variare la quantità di catalizzatore nel reattore; in ogni caso deve essere espressa in termini ponderali e non volumetrici (Weight Hourly Space Velocity, WHSV), data la variabilità del volume di catalizzatore nella fase fluida: $WHSV = (\text{peso alimentazione/h}) / (\text{peso catalizzatore nel reattore})$.

La circolazione del catalizzatore può essere variata aumentando o diminuendo la pressione nel rigeneratore.

L'esperienza ha mostrato che i migliori risultati con i moderni catalizzatori si ottengono con tempi di contatto molto brevi: pochissimi secondi (o frazioni di essi) sono sufficienti nel riser per convertire pressoché totalmente la porzione non aromatica dell'alimentazione. Con tempi di contatto brevi si aumentano le rese di benzina, limitando i fenomeni di cracking secondario (overcracking); si ha altresì una minor formazione di coke.

Rapporto catalizzatore/olio



SARAS

È definito come il rapporto tra portata unitaria in peso di catalizzatore in circolazione e portata ponderale della carica al reattore.

La quantità di catalizzatore circolante dipende dal bilancio termico della sezione di reazione. A temperatura costante, ogni variazione della temperatura di alimentazione provoca una variazione del rapporto catalizzatore/olio. Se la temperatura della carica è bassa, aumenta il rapporto; se la temperatura della carica è troppo alta, si abbassa il rapporto, con conseguente diminuzione delle reazioni di cracking.

Anche una variazione della temperatura del catalizzatore rigenerato produce cambiamenti nel rapporto catalizzatore/olio: se diminuisce, il rapporto aumenta per mantenere il reattore alla temperatura prefissata. Un aumento del rapporto catalizzatore/olio, a parità di temperatura di reazione, fa aumentare la conversione, il coke e gli aromatici.

Portata del riciclo

Un aumento della portata di riciclo provoca una diminuzione dell'olio residuo dall'impianto e una maggiore deposizione di coke; come conseguenza aumenta la temperatura del rigeneratore e diminuisce la circolazione del catalizzatore. La quantità di olio da riciclare varia con le condizioni di esercizio: quanto maggiore è la severità, tanto più piccola è la quantità di olio da riciclare.

Prima dell'avvento dei catalizzatori zeolitici, si operava con alti rapporti di riciclo per compensare la bassa selettività del catalizzatore.

Temperatura del rigeneratore

In genere la temperatura del rigeneratore (700-750 °C) non è sotto controllo diretto, ma dipende dalle condizioni del reattore, dalla qualità della carica e dalla quantità di aria. Il limite massimo della temperatura dipende dalla resistenza termica del catalizzatore e dei materiali costituenti il rigeneratore.

Più la carica è pesante, maggiore è la produzione di coke, con conseguente maggior sviluppo di calore durante la rigenerazione; la quantità di catalizzatore necessario al reattore è in tal caso minore; la minor circolazione di catalizzatore limita la conversione.

Le basse temperature dovute a minor contenuto di coke fanno invece aumentare la portata di catalizzatore circolante.

3. DESCRIZIONE DEL PROCESSO E DELL'IMPIANTO FCC DELLA SARAS

L'impianto FCC ed i processi collegati sono a tecnologia UOP (Universal Oil Products). Scopo di questi processi è la conversione di correnti di gasolio e di idrocarburi pesanti in prodotti più leggeri e pregiati, mediante cracking catalitico ad alta temperatura. Per facilitare il trasferimento del catalizzatore e del calore tra il reattore e il rigeneratore usa un sistema a catalizzatore fluidizzato. Tale sistema è in equilibrio termico: la combustione del coke nel rigeneratore fornisce tutto il calore richiesto dal reattore. I principali prodotti ottenuti da questi processi sono: *a)* gas leggero: principalmente H₂, metano, etano ed etilene (in genere sottoprodotti indesiderabili di cracking termico); *b)* GPL (Gas di Petrolio Liquefatto): essenzialmente propano e butano, incluse olefine leggere utilizzabili nelle unità di alchilazione; *c)* benzina: C₅+ ad alto numero di ottano impiegato come componente per il pool di benzina o carburante leggero; *d)* LCO (Light-Cycle Oil): miscela di oli di riciclo leggeri impiegata come componente per il pool dei carburanti diesel o per carburante leggero; *e)* CLO (Clarified Oil): olio purificato o slurry per olio combustibile (potenziale carica per nerofumo); *f)* coke: sottoprodotto bruciato nel rigeneratore per fornire al reattore il calore di cui ha bisogno.

Il processo FCC è basato su una tecnologia tradizionale e ben collaudata, di cui fanno parte gli alimentatori, il dispositivo di uscita dal riser, la tecnologia di stripping del catalizzatore esausto e un rigeneratore a combustione.

Per aumentare la flessibilità nei riguardi dell'alimentazione e dei prodotti, l'impianto è dotato di dispositivi per raffreddare il catalizzatore.



La carica per l'unità FCC è costituita di norma da gasolio da vuoto (VGO, Vacuum Gas Oil) ma può comprendere anche altre correnti pesanti, come gasolio da distillazione primaria, gasolio da coking, gasolio da hydrocracking.

Possono essere alimentati residui, fino a un contenuto del 4% in peso di residuo carbonioso Conradson.

In fig. 5 è riportato lo schema dell'impianto FCC-CO boiler esistente presso lo stabilimento Saras.

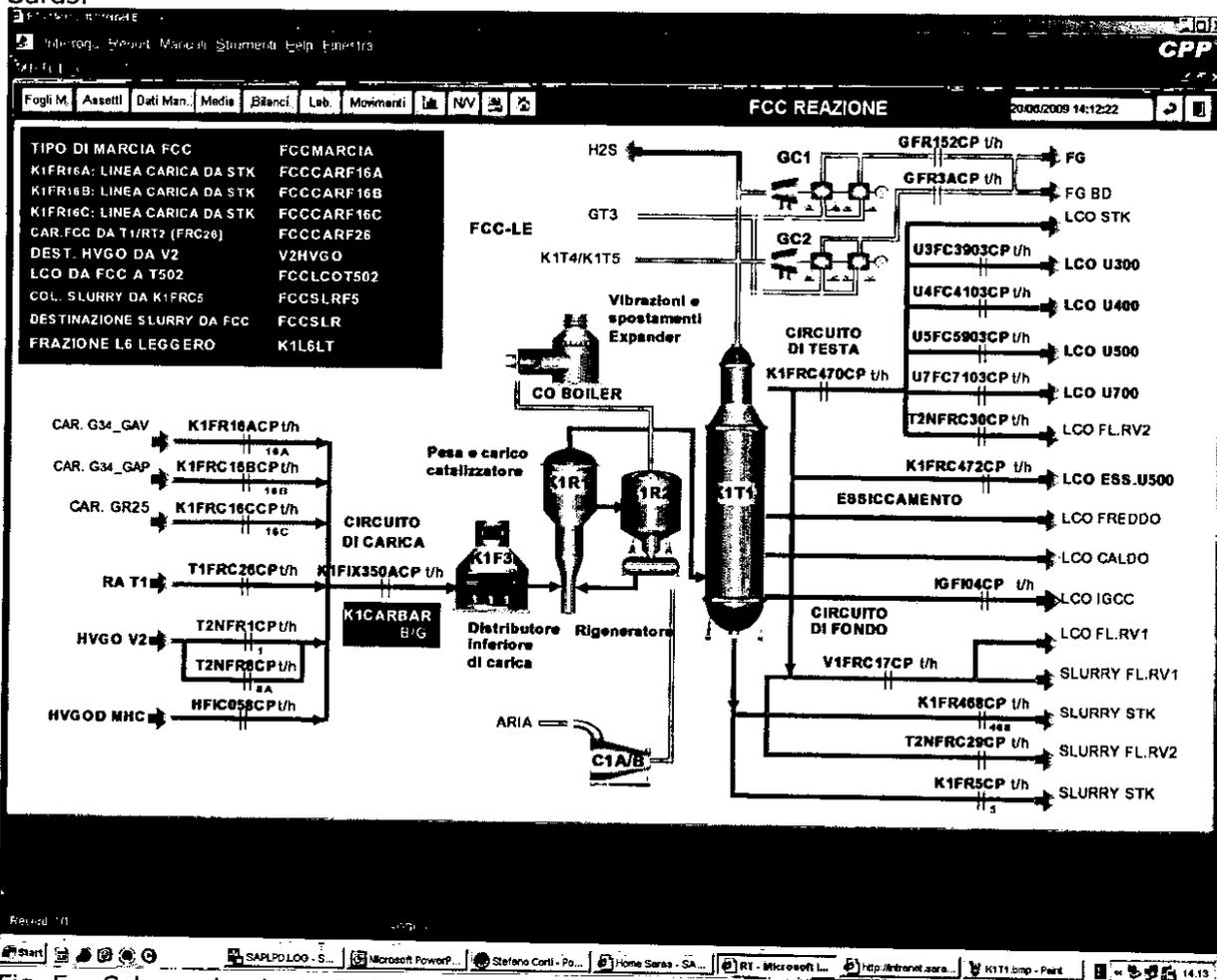


Fig. 5 - Schema impianto FCC-CO Boiler Saras

Preparazione della carica

La carica, costituita essenzialmente da gasoli pesanti provenienti dagli impianti di vacuum, preventivamente desolforati nell'impianto MHC, viene preriscaldata, prima di entrare nella sezione di reazione, in un gruppo di scambiatori a fascio tubiero, da prodotti della sezione di frazionamento attraverso gli scambiatori:

- K1 - E53
- con Top Pumparound,
- V1 - E17 A, K1 - E7, K1 - E20
- con LCO a stoccaggio,
- K1 - E17
- con SLURRY,
- K1 - E54 A/B



con Slurry a stoccaggio,
K1 - E52 A/B/C/D
K1 - E55 A/B
con Slurry pumparound.

La temperatura raggiunta all'uscita dal preriscaldamento è di circa 280 °C. Il preriscaldamento è completato da un forno K1 F3 che porta la temperatura della carica al valore di 350 °C.

L'aria di combustione al K1F3 viene aspirata dalle soffianti K1 - C10A/B, preriscaldata con LCO nello scambiatore K1-AE1 e con i fumi della zona convettiva prima di essere inviata ai bruciatori, in modo da ottimizzare il recupero energetico.

A prescindere dalla qualità della carica o dalla severità di processo, i fattori più importanti per una buona miscelazione e una rapida vaporizzazione della carica di olio non trattato nel reattore riser FCC sono due: un ambiente catalitico uniforme e controllato e una corretta distribuzione della carica. Per questa ragione, la tecnologia UOP di distribuzione della carica è diretta a migliorare sia l'ambiente catalitico in cui si inietta la miscela, sia lo stesso alimentatore della carica. La zona di accelerazione del catalizzatore, situata alla base del reattore riser, stabilisce un ambiente catalitico uniforme e dotato di velocità e densità contenute, precedentemente all'iniezione della carica.

La base del riser è una zona molto turbolenta, dove il flusso di catalizzatore rigenerato cambia direzione e inizia a risalire lungo il riser. È importante che il movimento ascensionale del catalizzatore si svolga in modo uniforme prima dell'iniezione della carica, per ridurre al minimo la retro miscelazione e il contatto imperfetto tra carica e catalizzatore. Il sistema UOP di distribuzione della carica inietta vapore e/o gas secco alla base del riser per accelerare il catalizzatore a velocità moderata e ottenere una distribuzione uniforme a stantuffo del catalizzatore, con densità moderata. Questa densità uniforme e moderata migliora la penetrazione e la rapida vaporizzazione della carica. I controlli della prestazione eseguiti sulle unità commerciali hanno confermato i vantaggi della zona di accelerazione, registrando una conversione superiore all'80% in volume e rese in benzina grezza superiori al 66% in volume. La densità del catalizzatore nella zona di accelerazione può variare tra 15 e 20 lb/ft³, a seconda della quantità di accelerante utilizzata.

Reazione

La carica proveniente dal forno entra nella sezione di reazione alla base del reattore (Riser) dove incontra il catalizzatore, a circa 700°C ed in circolazione ciclica, proveniente dal rigeneratore K1R2. Nel reattore avviene il cracking della carica, a circa 500°C con formazione dei seguenti prodotti:

Fuel gas
G.P.L.
Benzina
Gasolio
Olio pesante da cracking (SLURRY)
Coke

Il catalizzatore viene separato dagli idrocarburi mediante cicloni.

I prodotti della reazione fluiscono nella plenum chamber del reattore e, quindi, si immettono nella K1-T1 attraverso la vapor line posta sulla testa del reattore.

Il sistema di circolazione del catalizzatore è assicurato dal K1 - TRC - 1 che mantiene costante la temperatura del reattore regolando l'apertura della slide valve "SVRC" del rigeneratore e quindi il flusso del catalizzatore al reattore.

Il DPRC K1 - 36 mantiene una leggera differenza di pressione costante tra rigeneratore e reattore, regolando lo scarico dei prodotti della combustione del rigeneratore.



Lo scarico del catalizzatore dal reattore al rigeneratore K1 - R2 viene regolato dallo LRC - K1 - 1 che comanda la slide-valve "SVCE" mantenendo costante il livello di catalizzatore nello stripper del reattore.

Le slide valves "SVCR" ed "SVCE" sono protette, rispettivamente, dal DPR CAL K1 - 1 e dal DPR CAL K1 - 2.

Quando il DP attraverso le valvole scende al di sotto di un prefissato valore queste si chiudono. Questo sistema evita l'inversione di flusso.

Stripping del catalizzatore esausto

La colonna di stripping del catalizzatore esausto è un elemento importantissimo dell'unità FCC. Il suo compito è desorbire gli idrocarburi trascinati e adsorbiti dal catalizzatore esausto prima del passaggio nel recipiente di rigenerazione. Questi idrocarburi sono chiamati comunemente coke sul catalizzatore. In linea generale, esistono quattro tipi differenti di coke collegati al catalizzatore esausto: coke catalitico, coke contaminante, coke additivo e coke *cat-to-oil*. I coke catalitico, contaminante e additivo dipendono dalla qualità della carica, dal tipo di catalizzatore e dalla severità di reazione e non è desorbibile. Il caso del coke *cat-to-oil*, che è direttamente legato alla velocità di circolazione del catalizzatore, ed essendo costituito da idrocarburi desorbibili, questo tipo di coke è fortemente influenzato dalla prestazione dello stripper.

Nel caso Saras (UOP) il catalizzatore cade e forma una fase più densa alla base della camera, dove è sottoposto a uno stripping preliminare prima di fluire nella zona di stripping del reattore. I vapori di idrocarburi desorbiti sono totalmente contenuti nella camera e fuoriescono con il resto dei vapori effluenti dal riser in direzione dei cicloni secondari. Gli unici idrocarburi che sfuggono nel recipiente del reattore sono quelli che accompagnano la piccola quantità di catalizzatore liberato dai cicloni.

Rigenerazione

Il catalizzatore, su cui si è depositato il coke prodotto dopo lo stripping degli idrocarburi, con vapore a 4 Ate nello stripper del reattore, ritorna nel rigeneratore K1 - R2 dove è rigenerato tramite combustione controllata del coke.

Questa operazione è richiesta per riportare l'attività del catalizzatore a valori normali.

Il calore che si sviluppa da tale combustione e che porta il catalizzatore a temperatura di circa 700°C è quello che completa il bilancio termico del reattore necessario alla carica per raggiungere la temperatura di reazione.

L'aria necessaria alla combustione del coke, proveniente dai compressori K1 - C1 A/B, viene regolata, mantenendo costante la temperatura della fase densa del catalizzatore, mediante il TRC - K1 - 1B.

Il catalizzatore utilizzato nell'impianto è del tipo solido, cristallino, in polvere, a base di silice ed allumina e, fluidificato, si comporta come un liquido.

Tale fluidificazione, è ottenuta: nel rigeneratore, mediante insufflazione, nel letto, dell'aria di combustione attraverso numerosi ugelli posizionati sulla griglia, e, nel reattore, con la vaporizzazione della carica.

Recupero energetico

I prodotti della combustione, attraversata una serie di 6 cicloni a due stadi (RP1/RS1, RP2/RS2, RP3/RS3, RP4/RS4, RP5/RS5, RP6/RS6) ed un ulteriore terzo stadio K1-EXV1, dove si separano i fini del catalizzatore, sono inviati allo Expander per il recupero del salto entalpico della corrente gassosa in energia elettrica e da qui al **CO Boiler** dove completano la combustione del CO a CO₂ producendo vapore a 72 Ate; in caso di emergenza, possono essere scaricati in atmosfera tramite la slide valve "two port".



Frazionamento

I prodotti della reazione escono dal reattore allo stato di vapore, ad una temperatura di 500°-510°C e, attraverso la vapor line, si immettono nella parte inferiore della colonna di distillazione K1 - T1 dove subiscono un quench alla temperatura di 340 -370°C.

Il raffreddamento è ottenuto mediante una circolazione del prodotto di fondo (slurry).

Dalla colonna K1-T1 per distillazione vengono estratte le seguenti frazioni:

- frazione di testa costituiti da tutti i gas leggeri, propano, butano e benzina;
- una frazione laterale costituita da gasolio leggero (LCO);
- frazione di fondo colonna costituita da un olio combustibile chiarificato dai trascinamenti di catalizzatore (SLURRY).

Concentrazione gas

Tutti i prodotti uscenti in fase vapore dalla testa della colonna di frazionamento passano alla "sezione di gas concentration".

Tale sezione provvede, tramite due compressori a doppio stadio ed una serie di colonne di lavaggio, alla separazione del propano, butano e benzine dal gas leggero, costituito da idrogeno, metano, etano, etilene ed altri gas.

In maggior dettaglio, si ha che dal primo stadio dei compressori GC - 1 e GC - 2 la corrente gassosa, previa condensazione, è inviata all'accumulatore interstadio GD - 3. Da qui la fase gas viene compressa dal secondo stadio di GC - 1 e GC - 2 ed inviata ai condensatori GE 3/28, GE-GA/B e GE-32. Agli stessi viene inviata anche la fase liquida estratta dal GD-3 (insieme alla benzina estratta dal fondo della colonna GT-1 e al gas di testa dello stripper GT-3) e insieme fluiscono all'accumulatore ad alta pressione (GD-4 A/B).

Nell'accumulatore si separano:

- Gas
- Benzina + GPL liquido
- Acqua

Il gas viene quindi fatto passare nei due assorbitori GT-1 e GT-2 dove il GPL presente viene assorbito rispettivamente con benzina proveniente dall'accumulatore dei prodotti di testa frazionamento (K1-D5) e con LCO che ricicla nella K1-T1.

Il gas dopo l'assorbimento viene inviato alla colonna di lavaggio GT-8 dove tramite lavaggio amminico viene eliminato l'H₂S ed in seguito inviato alla rete fuel-gas.

Dall'accumulatore GD-4 A/B la benzina e il GPL sono inviati, previo preriscaldamento, in carica allo stripper GT-3; i gas di testa (H₂S + incondensabili + GPL) confluiscono al GE-3/28 per il recupero del GPL e dell'H₂S.

La benzina ed il GPL provenienti dal fondo stripper GT-3 entrano nelle stabilizzatrici GT-4 e GT-6 che lavorano in parallelo e provvedono a separare i due componenti.



4. ASPETTI AMBIENTALI

Verranno presentati di seguito gli aspetti ambientali riferiti al processo stazionario e quello prevedibile in caso di fermata di impianto, riavviamento, malfunzionamento ed emergenze dell'impianto FCC della SARAS.

In particolare per le situazioni di emergenze si rimanda al Rapporto di Sicurezza.

4.1 Processo Stazionario

Vengono riportati gli aspetti ambientali già comunicati nella relazione presentata in sede di Domanda AIA.

Consumi

Energia termica ed energia elettrica

Il consumo energetico nell'anno di riferimento 2003 risulta:

Fase o gruppi di fasi	Energia termica consumata (MWh)	Energia elettrica consumata (MWh)	Prodotto principale	Consumo termico specifico (kWh/ton)	Consumo elettrico specifico (kWh/unità)
FCC	2.488.638,3		Benzina cracking	1151,1	----

Combustibile

I combustibili consumati nell'impianto Fluid Catalitic Cracking FCC-CO Boiler sono riportati nella seguente tabella, nell'anno di riferimento 2003.

Combustibile	% S	Consumo annuo (t)	PCI (kJ/kg)	Energia (MJ)
Fuel gas	0,12	48.958	48.534	2.376.118
Coke	0,121	168.636	9.600 kcal/kg	

Materie prime

Le materie prime consumate nell'impianto Fluid Catalitic Cracking-CO Boiler sono riportate nella seguente tabella.

Descrizione	Produttore e scheda tecnica	Tipo	Fasi di utilizzo	Stato fisico	Consumo annuo
Residuo atmosferico	Topping	materia rec. di origine interna	FCC	L	2.303,5 Kton
Gasolio da vuoto desolforato	MHC1/MHC2	materia rec. di origine interna	FCC	L	1.853,3 Kton
Catalizzatore a base allumina	AKZO	materia ausiliaria	FCC	S	2.753 ton
Catalizzatore per Merox	UOP	materia ausiliaria	FCC	L	19 ton
Additivi per caldaia	Betz GE	materia ausiliaria	FCC	L	6 ton
Antiossidante per benzine	Chimec	materia ausiliaria	FCC	L	19,5 ton



Descrizione	Produttore e scheda tecnica	Tipo	Fasi di utilizzo	Stato fisico	Consumo annuo
Azoto liquido	Air Liquide	materia ausiliaria	FCC	L	1.590 m ³

Sostanze pericolose

Nelle seguenti tabelle sono riportate le sostanze trattate nell'impianto Fluid Catalytic Cracking Unit (FCCU) e nell'impianto splittaggio GPL ai sensi del D. Lgs. 334/99, sulla base dei quantitativi di sostanze pericolose¹ effettivamente presenti negli stessi, calcolate secondo quanto descritto nelle note.

Impianto	Sostanze pericolose presenti	Quantità massima
FCC	Residuo atmosferico + GAV	1.031,20
Impianto splittaggio GPL T110	GPL	3,5
Merox Minalk	Benzina	57

Emissioni

Aria

Le emissioni in atmosfera dell'impianto FCC-CO Boiler rappresentano uno dei maggiori contributi dell'intera raffineria. Le emissioni in aria provengono principalmente dal rigeneratore, ma ci sono anche le emissioni da forno di preriscaldamento e quelle fuggitive di VOC. In particolare le emissioni dell'impianto FCC-CO Boiler sono principalmente di tipo convogliato e nell'anno di riferimento 2003 risultano essere come media annuale:

Camino	Portata Nm ³ /h	Inquinanti	Flusso massa, t/anno (C)	Concentrazione, mg/Nm ³ (C)	% O ₂
fcc k1f3	29.080	CO	15	59	3
		SO ₂	42	167	
		NO _x	155	615	
		Polveri	1	4	

Camino	Portata Nm ³ /h	Inquinanti	Flusso massa, t/anno (C)	Concentrazione, mg/Nm ³ (C)	% O ₂
cobo	319.937	CO	26	9	3
		SO ₂	755	272	
		NO _x	799	288	
		Polveri	145	52	

Acqua

Le acque reflue prodotte nell'impianto FCC-CO Boiler sono principalmente le acque acide dalla condensazione della testa del frazionatore contenenti idrocarburi (BOD e COD elevati), solidi sospesi, composti dello zolfo (H₂S), fenoli, cianuri, NH₃, PH elevato, HCN, N-Kj. Queste acque



sono inviate alla colonna di strippaggio delle acque acide (Sour Water Stripper) e quindi al sistema di trattamento acque reflue della raffineria.

Rifiuti

I rifiuti tipici generati nell'impianto Fluid Catalytic Cracking-CO Boiler il catalizzatore esausto, costituita principalmente da supporto del catalizzatore e con tracce di metalli pesanti, intrappolata nei sistemi di rimozione dei fini. Altri rifiuti generati sono i fanghi, e morchie derivanti dalla pulizia e manutenzione delle unità di processo.

4.2 Impatti sull'ambiente durante le fasi di startup, shutdown e malfunzionamenti

Con la rigenerazione continua del catalizzatore e con la sostituzione continua di parti di esso, come detto precedentemente, non si hanno fermate conseguenti alla necessità di una sua sostituzione.

Per cui la manutenzione programmata dell'Unità FCC è prevista ogni 6 anni.

Blocchi di impianto relativi a situazioni particolari sono estremamente rari e tutto il sistema di controllo è stato studiato proprio con queste finalità.

Non esistono impatti ambientali conseguenti alla fase delle fermate, ma solo quelli imputabili alla fase successiva di riavviamento.

Per quanto riguarda i malfunzionamenti non sono previste emissioni particolari che d'altra parte sarebbero individuate dagli analizzatori in campo. In tal senso è in corso un progetto per la realizzazione di un nuovo prototipo per il monitoraggio in continuo delle emissioni di polveri dal CO boiler che permetterà di determinare anche la distribuzione della dimensione del particolato emesso.

Le fasi di avviamento FCC si possono suddividere in due momenti principali, la preparazione della sezione catalitica (Reattore, Rigeneratore), e l'inserimento della sezione di frazionamento, costituita da una serie di colonne che separano i prodotti di reazione.

Le due fasi si susseguono in ordine temporale, la seconda interviene a valle della conclusione della prima: la preparazione della sezione catalitica consente l'immissione della carica al reattore; la carica reagisce immediatamente e i prodotti così ottenuti sono inviati alla sezione di frazionamento che contestualmente entra in esercizio.

Preparazione della sezione catalitica

Questa fase prevede:

- Il preriscaldamento del Rigeneratore mediante l'aria compressa dai Blower normalmente utilizzata per fornire l'aria di combustione al Rigeneratore (fino a 150°C) e poi mediante l'uso del forno di avviamento posto al di sotto del Rigeneratore stesso (fino a 350°C). Il forno in questione è usato solo per l'avviamento e viene spento subito dopo l'inserimento della carica nel Cracking, e i fumi da esso prodotti sono quelli tipici della combustione di gas, e nella marcia normale sono sostituiti dai gas di combustione del forno di processo K1F3, in questa fase ancora spento.
- Il caricamento del catalizzatore nel Rigeneratore dai silos di stoccaggio, fino al raggiungimento del livello operativo. Il catalizzatore è introdotto in questa fase con l'aria di fluidizzazione inserita per poterlo mantenere in sospensione ed evitare che si depositi freddo sul fondo dell'apparecchiatura.
- Ulteriore riscaldamento del Rigeneratore fino a 650°C, temperatura minima per innescare la reazione di Cracking.



- Avviamento della circolazione di catalizzatore tra Reattore e Rigeneratore. Al termine di questa fase il Reattore è pronto a ricevere la carica.

All'interno del Rigeneratore sono presenti due stadi in serie di cicloni che separano l'aria di fluidizzazione dal catalizzatore. L'aria reagisce con il coke presente sul catalizzatore e i fumi così prodotti escono dal Rigeneratore tramite una linea di scarico. I gas incontrano un terzo stadio di separazione del catalizzatore prima di essere scaricati in atmosfera. Ad avviamento concluso i gas, previa espansione in una turbina a recupero per produrre energia elettrica (Expander), vengono inviati alla caldaia a recupero CO Boiler e viene inserito un ulteriore stadio di separazione polveri (quarto stadio).

L'efficienza di separazione delle polveri di catalizzatore è massima quando i cicloni all'interno del Rigeneratore si trovano nelle corrette condizioni di funzionamento e queste condizioni si realizzano nel momento in cui il livello del catalizzatore all'interno della apparecchiatura arriva a superare la parte inferiore di questi ultimi.

La parte inferiore dei cicloni (le "gambe" dei cicloni) rappresenta il loro scarico che per funzionare correttamente deve essere completamente immerso nel catalizzatore, che praticamente funge da guardia idraulica; in caso contrario è possibile che l'aria si introduca dal fondo dei cicloni, realizzando un parziale by-pass del primo stadio di ciclonatura; questo fenomeno comporta una perdita di catalizzatore verso l'atmosfera.

Durante la fase di preparazione della sezione catalitica, specificatamente durante la fase di trasferimento del catalizzatore, per un certo intervallo di tempo il livello del catalizzatore raggiunge le gambe dei cicloni senza ancora ricoprirle ed in questo frangente si può verificare un incremento delle perdite di catalizzatore. L'entità della perdita dipende dal tempo necessario per trasferire un quantitativo di catalizzatore dal silos verso il Rigeneratore sufficiente a superare il livello dell'apertura delle gambe dei cicloni.

Questo tempo può essere molto variabile, dalla decina di minuti all'ora; le perdite possono essere stimate solo a posteriori mediante bilancio sugli stoccaggi.



Inserimento della sezione di frazionamento

Nel momento in cui la carica raggiunge il Reattore, questa reagisce prontamente producendo, tra l'altro, Fuel Gas, propileni, butileni e benzine. Tutti i prodotti di reazione (che arrivano fino all'olio combustibile) sono inviati alla prima grande colonna di separazione (K1T1) che separa i leggeri (Gas, GPL e benzine, tutti estratti dalla testa colonna) dal Gasolio (estratto in zona intermedia) e dall'olio combustibile (estratto dal fondo della colonna).

I vapori della testa della colonna, dopo una sezione di raffreddamento/condensazione mediante scambiatori ad aria e refrigeranti ad acqua, arrivano ad un accumulatore (K1D5) dove i liquidi condensati sono separati dai vapori.

I vapori vengono inviati alle successive fasi di separazione tramite due compressori (GC1 e GC2), mentre i liquidi sono inviati alle sezioni successive mediante pompe.

Durante i primi istanti di avviamento, i compressori citati non possono essere inseriti nel processo in quanto il peso molecolare del gas è troppo basso fintanto che non arriva il gas prodotto dalla reazione. Pertanto, nella fase intermedia in cui il primo gas arriva all'accumulatore, ma che non può essere ancora inviato ai compressori, la pressione del sistema si regola con l'apertura di valvole di controllo della pressione del K1D5, che inviano il gas in esubero verso il sistema di Blow Down e quindi alle torce.

Le valvole vengono chiuse e lo scarico interrotto contestualmente all'inserimento del primo compressore.

Un secondo scarico a Blow Down può avvenire sugli Splitter benzine, due colonne che separano in tre tagli la benzina totale prodotta nella sezione di reazione.

Nelle prime fasi di avviamento, i prodotti fluiscono nell'impianto interessando via via le diverse apparecchiature, principalmente colonne di separazione, le quali attraversano un transitorio di stabilizzazione. In occasione di questo transitorio le specie chimiche coinvolte non sono separate al meglio dell'efficienza; alcuni componenti più leggeri (GPL) possono raggiungere gli splitter i quali subiscono un incremento di pressione per incapacità di condensare questi elementi.

Per regolare la pressione si rende quindi necessario inviare l'esubero dei gas incondensabili verso il sistema di Blow Down.

Conclusioni

Le emissioni di SO₂, CO e particolato durante le fasi di start-up, shutdown e malfunzionamenti sono gestite attraverso buone pratiche per la riduzione delle emissioni, grazie al controllo in continuo delle stesse e delle centraline di monitoraggio della qualità dell'aria. In particolare per quanto riguarda le emissioni di particolato il prototipo per il monitoraggio in continuo, grazie alla possibilità di determinare la distribuzione della granulometria del particolato emesso, permetterà di valutare meglio l'efficienza dei sistemi di abbattimento in fase di start-up.

Rispetto al normale esercizio gli impatti sull'ambiente durante la fase di avviamento sono riconducibili a perdite di catalizzatore in atmosfera e di idrocarburi leggeri inviati in torcia.



SARAS SpA

Impianto FCC-COBoiler

Gestione dei malfunzionamenti

Le procedure PRD SPP 209 "Segnalazione, registrazione e analisi emergenze ambientali" e PRD 208 "Non conformità e gestione azioni correttive e preventive", già trasmesse con la nota del 31.8.09, sono lo strumento del sistema di gestione ambientale utilizzato nel sito per analizzare i problemi e predisporre le azioni di miglioramento.

Si riporta in allegato un esempio del metodo adottato:

- 1) segnalazione di Non Conformità: emissione di catalizzatore a seguito di un blocco impianto
- 2) analisi delle cause dell'evento e proposta di modifica della attività operative in caso di blocco impianto
- 3) emissione della Istruzione Operativa IO-AP2-FCC-056
- 4) approvazione della Istruzione Operativa da parte della linea di supervisione dell'area produttiva fino al dirigente responsabile
- 5) chiusura della Non Conformità da parte del Servizio Prevenzione e Protezione, gestore del Sistema di gestione Ambientale

Non Conformità ARCHIVIATA

Numero/anno 1/2008
Segnalatore Antonello Atzori
Processo Segnalatore A.P. CONV.
Data e Ora di Segnalazione 18/06/2008 10.07
Validatore Carlo Mocchi
Azione Validata
Data di Validazione 12/12/2008

Segnalazione Validazione SPP

▼ Dati di Segnalazione

Categoria Emissioni in atmosfera
Tipo Generica
Descrizione Emissione catalizzatore FCC da camino TWO Port. Verificatosi alle ore 15.00 del 16/06/2008 (vedi segnalazione CT FCC) durante blocco impianto.
Area / Impianto Impianto FCC
Note se Respinto
Allegati

▼ Dati di Validazione

Commento
Motivazione se Respinta
Processi Coinvolti A.P. CONV.
Allegati

Processi coinvolti ed Azioni

PROCESSO	Commento	Stato	N°	Tipo	Data di Verifica	Descrizione
 ✓	A.P. CONV.		1	C	16/12/2008	Emessa istruzione operativa IO-AP2-FCC-056

▼ Dati SPP

Commento
Chiusa da Roberta Murgia
Data 15/12/2008 12.26
Allegati

SARAS S.p.A	AP2 / FCC
ISTRUZIONE OPERATIVA	IO AP2 FCC 056
Titolo: GESTIONE BLOWER ARIA A RIGENERATORE DURANTE BLOCCO FCC	Pag. 1 di 2

Storia delle revisioni

Rev.	Data	Verificata ed Approvata	Motivo della Revisione
0	01/12/2008	Dirigente responsabile A Atzori Responsabile dell'esercizio G. Ledda Supervisore di Processo G. Satta	Azione correttiva per NC 1/2008 e NC 12/2008 del database Intranet.

GESTIONE DEL MODULO	ELABORATO ED APPROVATO DA: QUALITY ADMINISTRATOR
----------------------------	---

SARAS S.p.A	AP2 / FCC
ISTRUZIONE OPERATIVA	IO AP2 FCC 056
Titolo: GESTIONE BLOWER ARIA A RIGENERATORE DURANTE BLOCCO FCC	Pag. 2 di 2

SCOPO

Evitare lo scarico di flue-gas ricca di catalizzatore dal camino TWO PORT durante i blocchi impianto o dal CO Boiler durante le fasi di riavviamento.

CONTENUTO

Durante i blocchi FCC l'aria al rigeneratore deve essere gestita in modo da garantire il minor impatto ambientale possibile in termini di minimizzazione di scarichi di gas con elevati contenuti di catalizzatore.

Pertanto dal momento in cui l'impianto è in "BLOCCO" si procederà come segue:

- 1) mandare in blocco 1 dei 2 blower;
- 2) ridurre progressivamente ma celermente, sino ad azzeramento della portata d'aria al rigeneratore, la mandata del secondo blower, per garantire comunque il rispetto del DP positivo fra il reattore e il rigeneratore ma minimizzare l'invio in atmosfera di polveri di catalizzatore.;
- 3) appena possibile aprire l'azoto di flussaggio del sistema di abbattimento dei fini in modo da evitare l'intasamento parziale o totale del circuito.

GESTIONE DEL MODULO	ELABORATO ED APPROVATO DA: QUALITY ADMINISTRATOR
----------------------------	---



SARAS SpA

Allegato B



SARAS SpA
Sarroch (CA)

RAFFINERIA e Impianto IGCC

QUADRO RIASSUNTIVO DEI PUNTI DI EMISSIONE



SARAS SpA

RAFFINERIA

Punti di emissione rientranti nel calcolo della bolla

IMPIANTO	APPARECCHIATURA	N° camino
T2	T2-F1	18/19
RT2	RT2-F1A	9
	RT2-F1B	10
V1	V1-F1A	17
V2	V1-F1B	16
FCC	FCC-K1F3	14
ALCHILAZIONE	ALKY-A1F1	20
CCR	CCR-F1-5	
VSB	VSB-F102C	7
	VSB-F102B	8
U300	U300-F301	4
U400	U400-F461	3
U500	U500-F501	5
U700	U700-F701	6
MHC1	MHC1-F101	26
	MHC1-F251	
MHC2	MHC2 F201	28
FCC-COBO	K1F2	15
ZOLFO (Z2-Z3-Z4)	Z3-F2	23
	Z4-F2	24
CAMINO CENTRALIZZATO	T1-F101	25
	CTE-B1A	
	CTE-B1B	
	CTE-B1C	
U800	U800-F801	29
	U800-F802	

Punti di emissione utilizzati solo in fase di manutenzione

IMPIANTO	IMPIANTO	N° camino
T1	T1-F101	1/2
CTE	CTE-B1A	13
CTE	CTE-B1B	12
CTE	CTE-B1C	11
Alchilazione	ALKY-A1F1	22



SARAS SpA

Impianto IGCC

Punti di emissione

IMPIANTO	APPARECCHIATURA	N° camino
U701	U711-U731	27
U702	U712-U732	
U703	U713-U733	

Si precisa che ogni unità di combustione ha il suo camino di uscita monitorato in continuo, le tre canne sono contenute in un unico camino.

TORCE di STABILIMENTO

Il sistema blow down è predisposto a ricevere eventuali scarichi di prodotti gassosi e liquidi provenienti dalle apparecchiature degli impianti a seguito di anomalie verificatesi durante l'esercizio. I prodotti liquidi sono recuperati nei separatori e inviati a rilavorazione, i prodotti gassosi sono convogliati alle torce.

Sono presenti due sistemi di torcia di uguali caratteristiche. Ogni torcia è costituita da due tubazioni, ovvero una candela per gli idrocarburi ed una per i gas acidi.

IMPIANTO	APPARECCHIATURA
Blow Down SUD	Candela S40-F1-C
	Candela S40-F1-E
Blow Down NORD	Candela S40-F1-D
	Candela S40-F1-F

Le Coordinate Gauss-Boaga delle TORCE sono:

- NORD X: 1501792 Y: 4326149; altezza: 150 metri; quota: 152 m.; diametro candela idrocarburi: 1.52 m.; diametro candela gas acidi: 0.60 m.
- SUD X: 1501868 Y: 4326041; altezza: 150 metri; quota: 152 m.; diametro candela idrocarburi: 1.52 m.; diametro candela gas acidi: 0.60 m.



SARAS SpA

UNITA' RECUPERO VAPORI BENZINA DEPOSITO NAZIONALE

Le pensiline di carico di benzina installate presso il Deposito Nazionale sono dotate di una efficiente unità di recupero dei vapori progettata appositamente per recuperare i vapori di idrocarburi dalla corrente d'aria emessa durante le operazioni di carico delle benzine via terra (riempimento) su cisterne mobili.

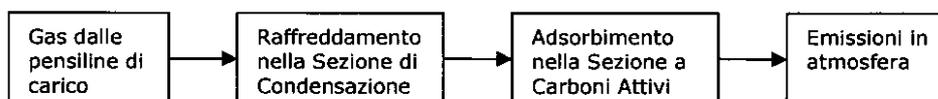
Tale caricamento è effettuato in modo discontinuo (nei giorni feriali dalle ore 6.00 alle ore 16.30 e fermo nelle giornate di sabato e nei giorni festivi).

Il principio di funzionamento dell'unità recupero di vapori (più brevemente URV) si basa sulle seguenti fasi:

- prima separazione dei vapori di benzina dall'aria emessa durante il riempimento delle autocisterne mediante condensazione degli stessi;
- separazione ulteriore degli idrocarburi dall'aria mediante adsorbimento degli stessi su filtri a carbone attivo.

L'URV dal punto di vista del processo si può perciò suddividere in due sezioni di abbattimento:

1. Sezione di Condensazione
2. Sezione a Carboni Attivi



La Sezione di Condensazione (SdC) è costituita principalmente da due batterie di scambiatori del tipo a tubi alettati attraversati da petrolio (in circuito chiuso, non soggetto a consumo) a - 40°C in cui i vapori di benzina vengono raffreddati e si raccolgono allo stato liquido nella vasca di separazione sottostante agli scambiatori stessi. La benzina recuperata viene inviata ad un serbatoio di stoccaggio del deposito. Per il raffreddamento del petrolio è previsto un gruppo frigorifero.

La Sezione a Carboni Attivi (SCA) ha lo scopo di abbattere i Vapori di Benzina (HC) residui rilasciati dalla Sezione di Condensazione (SdC).

A tale scopo il flusso gassoso composto da aria e tracce di Idrocarburi proveniente dalla SdC attraversa uno dei due letti a Carbone Attivo, dopodiché l'aria, privata degli idrocarburi, viene rilasciata in atmosfera.

Il carbone Attivo ha la proprietà di trattenere (adsorbire) in modo pressoché totale gli idrocarburi presenti nell'aria, per cui dopo aver trattato un certo quantitativo di volume d'aria il letto in esercizio si satura e deve essere sostituito dal secondo letto di carbone attivo. Il letto a carbone attivo saturato viene rigenerato sottovuoto, tramite pompe da vuoto, recuperando gli Idrocarburi trattenuti, ed inviandoli in ingresso alla Sezione di Condensazione che in virtù della loro alta concentrazione vengono totalmente recuperati.

A conclusione della fase di rigenerazione sottovuoto, il letto viene lavato con aria, quindi, riportato a pressione atmosferica con immissione di aria ambiente.

Con frequenza semestrale vengono monitorate le emissioni in atmosfera per la verifica della quantità di VOC. Metodo di riferimento UNI EN 13649/02.

Il punto di emissione derivante dall'Unità di Recupero Vapori del caricamento benzine che ha le seguenti caratteristiche: Coordinate Gauss-Boaga X: 1500558 Y: 4325135; altezza: 10 metri; quota: 47 m.; diametro: 0.356 m.



SARAS SpA

EMISSIONI SCARSAMENTE RILEVANTI

Unità di recupero zolfo: sistema di caricamento

Si tratta dello sfiato derivante dal sistema di abbattimento dei trascinamenti di zolfo che si possono generare durante le fasi di caricamento dello zolfo.

Il caricamento dello zolfo avviene in maniera discontinua solo nei giorni lavorativi e nell'arco della sola mattinata.

Il punto di emissione derivante ha le seguenti caratteristiche: Coordinate Gauss-Boaga X: 1501327 Y: 4326033; altezza: 9 metri; quota: 12 m.; diametro: 0.356 m.

Impianto CCR: sfiato gas da rigenerazione catalizzatore

Si tratta dello sfiato derivante dalla combustione del coke, depositato sul catalizzatore, durante la fase di rigenerazione.

Portata (da progetto) 180 – 500 Nm³/h

Composizione (da progetto)

N ₂	76.7 % mol
H ₂ O	5.5 % mol
O ₂	0.7 % mol
CO ₂	17.1 % mol

Tale fonte di emissione rientra nel campo di applicazione della Direttiva 2003/87/CE relativa alle emissioni di CO₂. Nell'ambito della classificazione delle fonti secondo i dettami della Decisione 589/2007 tale fonte risulta essere De Minimis.

Dal punto di vista di emissivo la quantità di fumi emessi rappresenta, alla massima capacità, lo 0.03% dei fumi totali e non contiene inquinanti come SO₂, NO_x, CO e POLVERI.

Il punto di emissione derivante ha le seguenti caratteristiche: Coordinate Gauss-Boaga X: 1501875 Y: 4325820; altezza: 50 metri; quota: 53 m.; diametro: 0.203 m.

Impianto FCC-CO boiler: emissione in caso di emergenza e/o blocchi impianto

Il processo di cracking catalitico a letto fluido deposita coke sul catalizzatore utilizzato per la rottura delle molecole pesanti degli idrocarburi. Il catalizzatore, su cui è depositato il coke prodotto dopo lo stripping degli idrocarburi, viene inviato nel rigeneratore dove è rigenerato tramite combustione controllata del coke.

I prodotti della combustione sono inviati ad una turbina a recupero "Expander", per il recupero del salto entalpico della corrente gassosa in energia elettrica, e da qui al CO Boiler, dove completano la combustione da CO a CO₂, in caso di emergenza e/o blocchi impianto e durante la fase di avviamento dell'Impianto FCC, i prodotti della combustione possono essere scaricati in atmosfera attraverso un condotto silenziato tramite una valvola specifica che devia il flusso detta "slide valve two port".

L'arresto ed il riavviamento avvengono normalmente in caso di fermata programmata, ogni sei anni, dell'impianto. Le fermate non programmate (per guasto o rottura, che determinino un blocco dell'impianto o parti dello stesso) hanno caratteristiche di eccezionalità e derivano da eventuali malfunzionamenti e normalmente hanno durata di qualche ora.

Il punto di emissione ha le seguenti caratteristiche: Coordinate Gauss-Boaga X: 15001707 Y: 4325785; altezza: 54 metri; quota: 57 m.; diametro: 1.93 m.



SARAS SpA

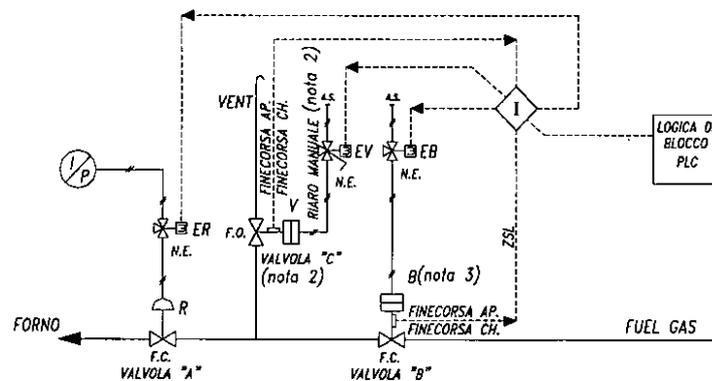
Complesso RAFFINERIA e Impianto IGCC: punti di emissione utilizzati in caso di emergenza e/o blocchi impianto.

Forni di processo, caldaie e ossidatori termici

Le linee di fuel gas di alimentazione delle apparecchiature sono dotate di:

- valvola "A" di regolazione della portata di fuel gas;
- valvola "B" di blocco del fuel gas di tipo ON/OFF;
- valvola "C" di sfiato in atmosfera del fuel gas posta sul tronchetto tra le due valvole.

Le logiche di blocco sono gestite da un PLC generalmente dedicato per impianto.



1 - ELETTROVALVOLA CON RIARDO MANUALE

2 - I FINECORSAP. MONTATI SONO A SEGNALAZIONE DELLA COMPLETA APERTURA E CHIUSURA DELLA VALVOLA

3 - I FINECORSACH. MONTATI SONO A SEGNALAZIONE DELLA COMPLETA CHIUSURA DELLA VALVOLA

Al verificarsi di una delle condizioni di blocco Fuel Gas si ha la chiusura immediata delle valvole "A" (regolatrice Fuel Gas) e "B" (ON/OFF blocco del Fuel Gas) e a seguito della completa chiusura della valvola "B" rilevata dal finecorsa in campo si apre in automatico la valvola "C" (vent in atmosfera). La rimozione delle cause di blocco permettono di comandare la chiusura della valvola "C" di vent. Lo scarico in atmosfera avviene tramite un condotto posto generalmente nelle vicinanze dell'apparecchiatura ad una quota elevata.

Complesso RAFFINERIA e Impianto IGCC: punti di emissione generici.

Nell'elenco seguente non sono stati presi in considerazione gli sfiati di vapor d'acqua, gli sfiati derivanti dalle prese campione, gli sfiati di aria e gli sfiati di azoto.

Impianto TOPPING 1

Cassone olio di lubrificazione e regolazione

Si tratta degli sfiati dei cassoni contenenti l'olio di lubrificazione e di tenuta dei compressori, di portata trascurabile contenenti vapori d'olio:

- MC-101C



SARAS SpA

Impianto TOPPING 2

Si tratta di valvole di espansione termica a protezione di linee. Lo scarico, prevalentemente liquido, immesso nel sistema fognario, avviene in caso di anomalie (sovrapressione).

Apparecchiatura	Tipo apparecchiatura	Fluido contenuto
T2E109	PSV33	Ribollitore PAM T2
T2MP3B	PSV19	Residuo T2
T2MP13A/B	PSV20	BAT T2

Impianto RT2

Cassoni olio di lubrificazione e regolazione

Si tratta degli sfiati dei cassoni contenenti l'olio di lubrificazione e di tenuta dei compressori, di portata trascurabile contenenti vapori d'olio:

- MC-1A
- MC-1B

Impianto VSB

Si tratta di valvole di espansione termica a protezione di linee. Lo scarico, prevalentemente liquido, immesso nel sistema fognario, avviene in caso di anomalie (sovrapressione).

Apparecchiatura	Tipo apparecchiatura	Fluido contenuto
RT1E181	Scambiatore	benzina

Impianto FCC-CO boiler

Carico/scarico catalizzatore

Durante il caricamento del catalizzatore fresco all'impianto non si hanno emissioni di particolato. Durante le operazioni di scarico del catalizzatore esausto per evitare la dispersione di particelle di catalizzatore è installato un filtro a maniche in cui è presente uno sfiato d'aria in cui possono essere presenti tracce di polveri.

Impianto CCR

Turbine a gas TG-1 e TG-2

I prodotti di combustione delle turbine a gas TG-1 e TG-2, che azionano rispettivamente i compressori C-1 e C-2, durante la marcia a regime dell'unità sono convogliati nei forni F2-F5 e sono utilizzati come aria primaria per i bruciatori.

Duranti le fasi di avviamento e fermata i gas di combustione sono convogliati, tramite un condotto, direttamente in atmosfera.

Cassoni olio di lubrificazione e regolazione

Si tratta degli sfiati dei cassoni contenenti l'olio di lubrificazione e di tenuta dei compressori e delle turbine, di portata trascurabile contenenti vapori d'olio:

- C-1
- C-2
- TG-1
- TG-2

Trappole tenute olio compressori

Si tratta di tre sfiati dalle trappole delle tenute dei compressori:

- C-1
- C-2 1° stadio
- C-2 2° stadio



SARAS SpA

Impianto U400-U500-U700

Essiccamento gasoli

La sezione essiccamento gasoli lavora gasoli provenienti da vari impianti. E' costituita da tre colonne, T706, T403, T502 che lavorano sottovuoto. Il vuoto viene garantito da un sistema di condensatori ed eiettori che consentono l'eliminazione dell'acqua e dei prodotti più leggeri del gasolio e degli incondensabili, tramite invio verso l'accumulatore D621.

Nell'accumulatore si ha la separazione della fase acqua dalla fase idrocarburica. L'acqua è inviata verso l'unità di trattamento delle acque acide, gli idrocarburi rientrano nel ciclo di lavorazione.

Gli incondensabili sono convogliati in atmosfera tramite sfiato.

Impianto U700

Cassoni olio di lubrificazione e regolazione

Si tratta di tre sfiati dalle trappole delle tenute dei compressori:

- TK701
- TK702
- TK703

Impianto U800

Cassoni olio di lubrificazione e regolazione

Si tratta degli sfiati del cassone contenente l'olio di lubrificazione del compressore MC-801, di portata trascurabile contenenti vapori d'olio.

Impianto MHC

Cassoni olio di lubrificazione e regolazione

Si tratta degli sfiati dei cassoni contenenti l'olio di lubrificazione dei compressori, di portata trascurabile contenenti vapori d'olio:

- C102
- C107
- C106
- C202



SARAS SpA

Unità Z2/Z3/Z4 e TGTU recupero zolfo

Le seguenti apparecchiature hanno un sistema di respiro, necessaria per mantenere costante la pressione all'interno, dalla quale durante le fasi di riempimento viene emessa l'aria contenuta nel serbatoio.

Apparecchiatura	Tipo apparecchiatura	Fluido contenuto
ST1	Serbatoio atmosferico	Zolfo liquido
ST2	Serbatoio atmosferico	Zolfo liquido
D1	Serbatoio atmosferico	Zolfo liquido
D2	Serbatoio atmosferico	Zolfo liquido
FK A	Nastri metallici per la solidificazione dello zolfo tramite spruzzatori ad acqua	ZOLFO SOLIDO/LIQUIDO
FK B		ZOLFO SOLIDO/LIQUIDO
FK C		ZOLFO SOLIDO/LIQUIDO
FK D		ZOLFO SOLIDO/LIQUIDO
Z2-D7	Serbatoio atmosferico	Zolfo liquido
	Guardie idrauliche	Zolfo liquido
Z3-D5	Serbatoio atmosferico	Zolfo liquido
	Guardie idrauliche	Zolfo liquido
Z4-D5	Serbatoio atmosferico	Zolfo liquido
	Guardie idrauliche	Zolfo liquido

Impianto IGCC

Gruppo elettrogeno di emergenza a gasolio sigla U700-IEDG-G.Diesel
Estrazione Aria Impianto Biologico sigla U960-L01-L01
Sulphur Degassing Vessels sigla 511/512-V02
Cassone Olio Lubrificante delle Turbine TG701, TG702 e TG703

Impianto API-TAS-TAZ

Diesel Emergenza Rete Antincendio S3-MP-1B (Isotta Fraschini)
Diesel Emergenza Rete Antincendio AG-MP-3C (Rolls Royce)
Diesel Emergenza Rete Antincendio S3-MP-1A (Rolls Royce)



SARAS SpA

Complesso RAFFINERIA e Impianto IGCC: punti di emissione da analizzatori in linea.

Di seguito si riporta il censimento di tutti i punti di emissione scarsamente rilevanti relativi alle cabine di analisi e agli analizzatori di processo che hanno vent in atmosfera presenti nel sito.

I sistemi di monitoraggio emissioni non vengono considerati, in quanto, la quota di emissione degli analizzatori è già considerata nella quota parte delle emissioni da camino che gli stessi monitorano.

Per ciascun punto di emissione, presente in raffineria e nell'impianto IGCC, viene descritto: il codice identificativo, il nome, l'impianto di provenienza, le coordinate, il diametro e l'altezza del vent.

Punti di emissione Raffineria

ID analiz	Nome	Impianto	Tipo analisi	ID vent	Ascissa	Ordinata	Diametro vent (inch)	Altezza vent (m)	Tipo di emissione
1	A1-ACR2	ALKY	GC N° 6 STREAM	1	1501800	4325780	2	12	continuo
2	CCR-AR-8	CCR	UMIDITA' GAS DI RICICLO	2	1501819	4325767	0,50	10	continuo
3	CCR-AR-355	CCR	HC - N2 RIGENERAZIONE	3	1501864	4325808	0,50	21	continuo
4	CCR-AR-10	CCR	H2 GAS DI RICICLO	4	1501819	4325767	0,50	10	continuo
5	K1-AR-CO2	FCC	CO2 USCITA 3° STADIO						
6	K1-AR-CO	FCC	CO USCITA 3° STADIO	5	1501731	4325781	2	25	continuo
7	K1-ACR1	FCC	GC STREAM C3 da GT7	6	1501783	4325850	0,50	10	continuo
8	200-H2-AT-004	MHC2	H2 su H - D - 213	7	1501691	4325437	0,50	10	continuo
9	200-H2-AT-002	MHC2	H2 su H - C - 202	8	1501697	4325510	0,50	10	continuo
10	SPG-ACR1	T-110	GC N° 5 STREAM	9	1501485	4325686	0,50	12	continuo
11	ET-AT-002÷005	TAME	GC N° 4 STREAM						
12	ET-AT-007A/B	TAME	GC (MeOH+H2O)	10	1501740	4325480	0,50	15	continuo
13	T1-ACR1	TOPPING 1	GC N° 6 STREAM	11	1501530	4325589	2	20	continuo
14	T2-ACR1	TOPPING 2	GC N° 6 STREAM	12	1501730	4325900	2	20	continuo
15	AIT-602	U600	H2 LINEA PURIFICAZIONE						
16	AIT-601	U600	H2 LINEA PURIFICAZIONE	13	1501499	4325669,9	0,50	10	continuo
17	S1AT001	CTE	H2S NEL FUEL GAS	14	1501730	4325900	0,50	12	continuo
18	U8-AT004	U800	POTERE CALORIFICO NEL FUEL GAS	15	1501808	4325472	0,50	15	continuo
19	U8-AT013	U800	H2 NEL GAS DI RICIRCOLO COMPRESSORE	16	1501820	4325472	0,50	15	continuo



SARAS SpA

Punti di emissione Impianto IGCC

ID analisi	Nome	Impianto	Tipo di analisi	ID vent	Ascissa	Ordinata	Diámetro vent (inch)	Altezza vent (m)	Tipo di emissione
1 s	300-AIT-003A	U300	CO,H2, CO2, H2S, COS, N	1v	1501775,0	4325261,2	2	15	continuo
2 s	300-AIT-003B	U300	CO,H2, CO2, H2S, COS, N						
3 s	301-AIT-001	U300	CO in N2	2v	1501761,2	4325306,0	< 0,5	35	continuo
4 s	302-AIT-001	U300	CO in N2	3v	1501755,5	4325314,2	< 0,5	35	continuo
5 s	303-AIT-001	U300	CO in N2	4v	1501749,8	4325322,3	< 0,5	35	continuo
6 s	410 AIT 001	U410	Gasromatografo (ex 310AIT001)	5v	1501885,0	4325410,9	2	25	continuo
7 s	600 AIT 001	U600	H2-membrane	6v	1501863,1	4325399,3	0,5	10	continuo
8 s	900-AIT-001	U900	H2-prodotto	7v	1501723,7	4325256,5	0,5	15	continuo

Le emissioni prodotte dai suddetti vent sono considerate come scarsamente rilevanti agli effetti dell'inquinamento atmosferico.



SARAS SpA

Allegato C



SARAS SpA

Emissioni convogliate in aria

Piano di monitoraggio dei transitori dell'Impianto
IGCC



SARAS SpA

Il Parere Istruttorio allegato al decreto di Autorizzazione Integrata Ambientale (U. prot.DSA-DEC-2009-0000230 del 24/03/2009) prevede che il Gestore dell'impianto "Raffineria e Impianto di Gassificazione a Ciclo Combinato (IGCC)" della Società Saras SpA provveda predisporre un piano di monitoraggio dei transitori riguardante nello specifico l'Impianto IGCC.

Le fasi di transizione di detto impianto possono verificarsi in due occasioni:

1. nel caso di fermate programmate per manutenzione e conseguenti riavviamenti;
2. nel caso di blocco impianto in situazioni di malfunzionamenti e/o emergenza.

Le turbine a gas del ciclo combinato utilizzano nel loro normale esercizio il syngas, prodotto nella sezione di massificazione, come combustibile, tuttavia nella fase di avviamento devono necessariamente utilizzare gasolio; anche per la fermata delle stesse turbine è necessario passare, sempre, attraverso brevi periodi di marcia a gasolio.

Anche il blocco per malfunzionamento e/o emergenza dei gassificatori, che implica la mancanza del syngas, porta in automatico alla gestione delle turbine con gasolio.

Pertanto il gasolio è un combustibile di emergenza.

Si riporta in allegato alla presente nota un esempio di comunicazione trimestrale che fino ad oggi è stata utilizzata per descrivere l'andamento della gestione dell'Impianto IGCC.

Saras SpA



Raffineria
Sede legale

I-09018 Sarroch (Cagliari)
S.S. Sulcitana n.195 - Km.19°
Telefono 070.90911
Fax 070.900209

Spett.le
ASL N°8
P.M.P.
V.le Ciusa 6/8 Cagliari

Spett.le
Regione Autonoma Sardegna
Assessorato Difesa Ambiente
Via Roma 80 Cagliari

900135

Sarroch 27.04.2009

Oggetto: **Emissioni in continuo Impianto IGCC**

In riferimento all'oggetto e, facendo seguito a quanto concordato verbalmente, Vi alleghiamo le relazioni mensili ed i dati sulle emissioni (valori medi giornalieri) relativi ai mesi di Gennaio, Febbraio e Marzo 2009 registrati dagli analizzatori in continuo dell'impianto IGCC.

A disposizione per eventuali chiarimenti

Distinti saluti

SARAS S.p.A.
Serv. Prevenzione e Protezione
Antonello Cogoni

IGCC Sarlux
Report mensile –Gennaio 2009

U-701 - Turbogas

In blocco il giorno 27 alle 15:30 causa blocco generale IGCC, riavviata a gasolio alle ore 17:00, fermata il 31 alle ore 19:00 per manutenzione programmata.

U-702 – Turbogas

In marcia regolare a syngas sino al giorno 13 quando, alle ore 15:30, passa a gasolio per esigenze rete elettrica (richiesta TERNA). Il passaggio a syngas viene effettuato il giorno 15 alle ore 13:00.

Il 27 alle 15:30 in blocco causa blocco generale IGCC, alle 18:50 passa a gasolio; in blocco il 28 alle 12:00 per problemi su valvole.

Riavviata a gasolio il 30 alle ore 12:00, con passaggio a syngas alle ore 17:00 del 31.

U-703 – Turbogas

Il giorno 2 alle ore 9:00 passa a gasolio per esigenze rete elettrica (richiesta TERNA). In blocco il giorno 6 alle 24:00 dopo il passaggio a syngas.

Il 7 ore 1:00 riavviata a gasolio, con passaggio a syngas alle ore 3:00.

Il 27 in blocco ore 15:00 causa blocco generale IGCC, riavviata a gasolio alle 21:20, in blocco il 30.

Riavviata a gasolio il 31 alle ore 13:50

L'efficienza di rimozione dello zolfo nell'unità 500 è stata pari al 99,7.

Nota: l'avviamento della turbina a gas avviene sempre con alimentazione a gasolio

La tabella seguente riassume i consumi, la marcia e il contenuto di zolfo rispettivamente con alimentazione a syngas o a gasolio dei tre gruppi di generazione dell'energia elettrica e il loro totale.

Consumi di syngas e gasolio gennaio -09						
			701	702	703	totale CCU
syngas	consumi	t	88.018,1	83.328,7	70.336,1	241.682,9
	marcia	h	633,8	601,4	521,6	1.756,8
	zolfo	ppm				51,0
gasolio	consumi	t	2.804,3	2.024,8	4.365,1	9.194,2
	marcia	h	98,2	93,2	179,8	371,2
	zolfo	ppm				831,000
syngas a post-comb	consumi	t	4.075,9	4.406,5	3.614,3	12.096,7

Nota 1: i consumi di gasolio si intendono come i reali consumi delle turbine;

Nota 2: la % di zolfo nel gasolio è calcolata dai certificati di trasferimento del gasolio ai serbatoi;

Nota: le ppm di zolfo sono riferite al syngas secco in uscita dall'unità 500 (= rimozione dello zolfo)

Legenda:

IGCC = Integrated Gasification Combined Cycle, centrale di gassificazione e ciclo combinato integrati;

CCU = Combined Cycle Unit, è la sezione a ciclo combinato dell'impianto IGCC; è identificata con la sigla 700 e racchiude i tre gruppi di generazione dell'energia elettrica (identificati con le sigle 701, 702 e 703 rispettivamente); ciascun gruppo è formato da una turbina a gas, una caldaia, una turbina a vapore e un generatore di energia elettrica;

PPU = Process Plant Unit, è la sezione di gassificazione e trattamento del gas di sintesi prodotto;

S.I.A. = Sistema Informativo Ambientale

IGCC Sarlux

Report mensile – febbraio 2009

U-701 - Turbogas

Fermo per manutenzione programmata sino al 27. Avviata a gasolio il 27 alle 19:40 con passaggio a syngas alle ore 22:00.

U-702 – Turbogas

Unità in marcia regolare a syngas per tutto il mese.

U-703 – Turbogas

In marcia a gasolio fino al giorno 7 per esigenze rete elettrica; passaggio a syngas alle ore 21:10.

Fermata il giorno 26 causa perdita olio da valvola ammissione vapore; riavviata a gasolio il 28 alle ore 17:30 con passaggio a syngas alle 22:00

Unità a syngas per il resto del mese.

L'efficienza di rimozione dello zolfo nell'unità 500 è stata pari al 99,7.

Nota: l'avviamento della turbina a gas avviene sempre con alimentazione a gasolio

La tabella seguente riassume i consumi, la marcia e il contenuto di zolfo rispettivamente con alimentazione a syngas o a gasolio dei tre gruppi di generazione dell'energia elettrica e il loro totale.

Consumi di syngas e gasolio febbraio-09						
			701	702	703	totale CCU
syngas	consumi	t	5.086,1	88.805,0	43.977,6	137.868,8
	marcia	h	32,0	672,0	462,4	1.166,4
	zolfo	ppm				30,0
gasolio	consumi	t	63,2	0,0	3.916,2	3.979,4
	marcia	h	3,8	0,0	163,6	167,4
	zolfo	ppm				831,0
syngas a post-comb	consumi	t	12,2	2.083,8	4.856,0	6.951,9

Nota 1: i consumi di gasolio si intendono come i reali consumi delle turbine;

Nota 2: la % di zolfo nel gasolio è calcolata dai certificati di trasferimento del gasolio ai serbatoi;

Nota: le ppm di zolfo sono riferite al syngas secco in uscita dall'unità 500 (= rimozione dello zolfo)

Legenda:

IGCC = Integrated Gasification Combined Cycle, centrale di gassificazione e ciclo combinato integrati;

CCU = Combined Cycle Unit, è la sezione a ciclo combinato dell'impianto IGCC; è identificata con la sigla 700 e racchiude i tre gruppi di generazione dell'energia elettrica (identificati con le sigle 701, 702 e 703 rispettivamente); ciascun gruppo è formato da una turbina a gas, una caldaia, una turbina a vapore e un generatore di energia elettrica;

PPU = Process Plant Unit, è la sezione di gassificazione e trattamento del gas di sintesi prodotto;

S.I.A. = Sistema Informativo Ambientale

IGCC Sarlux
Report mensile –marzo 2009

U-701 – Turbogas

Unità in marcia regolare a syngas per tutto il mese.

U-702 – Turbogas

Unità in marcia regolare a syngas per tutto il mese.

U-703 – Turbogas

Unità in marcia regolare a syngas per tutto il mese.

L'efficienza di rimozione dello zolfo nell'unità 500 è stata pari al 99,5

Nota: l'avviamento della turbina a gas avviene sempre con alimentazione a gasolio

La tabella seguente riassume i consumi, la marcia e il contenuto di zolfo rispettivamente con alimentazione a syngas o a gasolio dei tre gruppi di generazione dell'energia elettrica e il loro totale.

Consumi di syngas e gasolio marzo-09						
			701	702	703	totale CCU
syngas	consumi	t	117.317,3	116.890,7	103.967,0	338.175,0
	marcia	h	744,0	744,0	744,0	2.232,0
	zolfo	ppm				79,7
gasolio	consumi	t	0,0	0,0	0,0	0,0
	marcia	h	0,0	0,0	0,0	0,0
	zolfo	ppm				831,0
syngas a post-comb	consumi	t	5.254,7	3.698,4	5.195,7	14.148,8

Nota 1: i consumi di gasolio si intendono come i reali consumi delle turbine;

Nota 2: la % di zolfo nel gasolio è calcolata dai certificati di trasferimento del gasolio ai serbatoi;

Nota: le ppm di zolfo sono riferite al syngas secco in uscita dall'unità 500 (= rimozione dello zolfo)

Legenda:

IGCC = *Integrated Gasification Combined Cycle*, centrale di gassificazione e ciclo combinato integrati;

CCU = *Combined Cycle Unit*, è la sezione a ciclo combinato dell'impianto IGCC; è identificata con la sigla 700 e racchiude i tre gruppi di generazione dell'energia elettrica (identificati con le sigle 701, 702 e 703 rispettivamente); ciascun gruppo è formato da una turbina a gas, una caldaia, una turbina a vapore e un generatore di energia elettrica;

PPU = *Process Plant Unit*, è la sezione di gassificazione e trattamento del gas di sintesi prodotto;

S.I.A. = *Sistema Informativo Ambientale*

ANDAMENTO GIORNALIERO DELLE GRANDEZZE ACQUISITE DAL SISTEMA
RIEPILOGO DEL 02/2009

PARAMETRI	GIORNI															
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Valori di concentrazione normalizz.	SO2 (mg/Nm3)															
	OLVERI (mg/Nm3)															
	NOX (mg/Nm3)															
	CO (mg/Nm3)															
Altri paramet. i relativi ai fumi	O2 % mis.	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15
	Portata (Nm3/h)															
	Temp. (°C)															
Numero medie orarie valide	SO2 (mg/Nm3)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	OLVERI (mg/Nm3)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	O2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	NOX (mg/Nm3)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	CO (mg/Nm3)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ORE DI FUNZ. NORMALE		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

PARAMETRI	GIORNI															
	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28				
Valori di concentrazione normalizz.	SO2 (mg/Nm3)															
	OLVERI (mg/Nm3)															
	NOX (mg/Nm3)															
	CO (mg/Nm3)															
Altri paramet. i relativi ai fumi	O2 % mis.	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0
	Portata (Nm3/h)															
	Temp. (°C)															
Numero medie orarie valide	SO2 (mg/Nm3)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	OLVERI (mg/Nm3)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	O2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	NOX (mg/Nm3)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	CO (mg/Nm3)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ORE DI FUNZ. NORMALE		0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	24	24	24	24	24

ANDAMENTO GIORNALIERO DELLE GRANDEZZE ACQUISITE DAL SISTEMA
RIEPILOGO DEL 01/2009

PARAMETRI	GIORNI															
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Valori di concent. normalizz.	SO2 (mg/Nm3)	40,7					37,6	29,0	30,4	39,2	40,8	38,4	26,8	1,9	6,4	9,3
	OLVERI (mg/Nm3)	0,1					0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
	NOX (mg/Nm3)	18,1					37,5	44,0	43,1	42,5	41,9	32,3	22,8	22,9	26,0	26,6
	CO (mg/Nm3)	8,3					10,0	4,7	5,3	5,3	4,9	5,0	8,7	4,6	4,4	4,9
Altri parametr. i relativi al funi	O2 % rifs.	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0
	Portata (Nm3/h)	677022,0	371995,1				771471,2	983611,4	1017014,9	1029096,9	1002584,9	963471,2	886144,0	906989,3	922387,7	848729,1
	Temp. (°C)	155,6	162,9				155,1	153,1	153,7	154,4	153,4	151,0	153,1	157,8	155,4	151,4
Numero medie orarie valide	SO2 (mg/Nm3)	20	0	0	0	0	21	24	24	24	24	24	24	24	24	24
	OLVERI (mg/Nm3)	20	0	0	0	0	21	24	24	24	24	24	24	24	24	24
	O2	20	0	0	0	0	21	24	24	24	24	24	24	24	24	24
	NOX (mg/Nm3)	20	0	0	0	0	21	24	24	24	24	24	24	24	24	24
	CO (mg/Nm3)	20	0	0	0	0	21	24	24	24	24	24	24	24	24	24
	ORE DI FUNZ. NORMALE	24	11	0	0	0	21	24	24	24	24	24	24	24	24	24

PARAMETRI	GIORNI															
	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	
Valori di concent. normalizz.	SO2 (mg/Nm3)	17,6	17,6	14,6	14,1	20,0	18,4	29,3	14,9	15,5	33,4	14,5				
	OLVERI (mg/Nm3)	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1				
	NOX (mg/Nm3)	32,7	31,7	30,4	28,7	31,7	32,2	28,3	25,4	31,8	31,7	30,7				
	CO (mg/Nm3)	4,6	4,3	4,3	4,5	5,2	5,2	5,2	4,7	4,5	4,5	4,4				
Altri parametr. i relativi al funi	O2 % rifs.	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,2	15,1	15,1	15,3				
	Portata (Nm3/h)	990427,9	996694,9	942165,2	923504,2	949892,7	977224,2	948635,7	867068,5	914295,4	962616,1	912190,8				
	Temp. (°C)	152,6	153,8	153,2	153,4	152,6	153,8	152,6	148,0	150,5	152,7	149,5				
Numero medie orarie valide	SO2 (mg/Nm3)	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	15				
	OLVERI (mg/Nm3)	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	15				
	O2	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	15				
	NOX (mg/Nm3)	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	15				
	CO (mg/Nm3)	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	15				
	ORE DI FUNZ. NORMALE	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	16				

ANDAMENTO GIORNALIERO DELLE GRANDEZZE ACQUISITE DAL SISTEMA
RIEPILOGO DEL 02/2009

PARAMETRI	GIORNI															
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Valori di concent. normaliz.	SO2 (mg/Nm3)	9,3	13,8	12,0	22,9	23,6	15,7	21,5	24,2	1,9	9,5	9,2	8,9	8,5	7,8	8,3
	OLVERI (mg/Nm3)	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
	NOX (mg/Nm3)	21,3	23,3	27,5	29,6	31,3	26,4	27,7	30,6	33,4	22,0	23,0	21,6	20,3	21,6	21,4
	CO (mg/Nm3)	8,5	6,7	6,2	5,2	4,8	5,1	5,8	5,7	4,1	7,9	7,2	9,5	9,2	9,9	8,5
Altri parametri relativi ai fumi	O2 % rlf.	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,4	16,6	16,5	16,6	16,6	16,7	16,6
	Portata (Nm3/h)	767721,4	785588,3	790907,7	843915,6	877225,4	857608,9	819766,3	847429,5	953877,5	747470,7	746156,4	746225,0	758553,6	763925,6	771252,9
	Temp. (°C)	143,9	144,6	145,8	147,7	146,7	148,4	146,2	147,2	151,2	144,6	144,0	144,2	144,1	143,9	143,9
Numero medie orarie valide	SO2 (mg/Nm3)	0	0	0	0	0	0	0	0	8	8	8	8	8	8	8
	OLVERI (mg/Nm3)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	O2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8	8	8	8	8	8
	NOX (mg/Nm3)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8	8	8	8	8	8
	CO (mg/Nm3)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8	8	8	8	8	8
	ORE DI FUNZ. NORMALE	0	0	0	0	0	1	(24)	24	24	24	24	24	24	24	24

PARAMETRI	GIORNI															
	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28				
Valori di concent. normaliz.	SO2 (mg/Nm3)	8,7	9,3	13,8	12,0	22,9	23,6	15,7	21,5	24,2	1,9	9,5	9,2	8,9	8,5	7,8
	OLVERI (mg/Nm3)	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
	NOX (mg/Nm3)	21,3	23,3	25,7	27,5	29,6	31,3	26,4	27,7	30,6	33,4	22,0	23,0	21,6	20,3	21,4
	CO (mg/Nm3)	8,5	6,7	6,2	6,6	5,2	4,8	5,1	5,8	5,7	4,1	7,9	7,2	9,5	9,2	9,9
Altri parametri relativi ai fumi	O2 % rlf.	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,4	16,6	16,5	16,6	16,7	16,6
	Portata (Nm3/h)	757979,0	767721,4	785588,3	790907,7	843915,6	877225,4	857608,9	819766,3	847429,5	953877,5	747470,7	746156,4	746225,0	758553,6	763925,6
	Temp. (°C)	143,9	144,6	145,8	147,1	147,7	146,7	148,4	146,2	147,2	151,2	144,6	144,0	144,2	144,1	143,9
Numero medie orarie valide	SO2 (mg/Nm3)	24	24	24	24	24	24	24	24	24	21	21	21	21	21	21
	OLVERI (mg/Nm3)	24	24	24	24	24	24	24	24	24	21	21	21	21	21	21
	O2	24	24	24	24	24	24	24	24	24	21	21	21	21	21	21
	NOX (mg/Nm3)	24	24	24	24	24	24	24	24	24	21	21	21	21	21	21
	CO (mg/Nm3)	24	24	24	24	24	24	24	24	24	21	21	21	21	21	21
	ORE DI FUNZ. NORMALE	24	24	24	24	24	24	24	24	24	21	21	21	21	21	21



SARAS SpA

Allegato D

SARAS S.p.A		AP2 / BD	
ISTRUZIONE OPERATIVA			IO AP2 BD 006
Titolo: GESTIONE DEGLI SCARICHI A BLOW DOWN			Pag. 1 di 11

Storia delle revisioni

Rev.	Data	Verificata ed Approvata	Motivo della Revisione
0	15-05-2009	G Satta / M Niola C. Mocchi A. Atzori	
1			
2			

GESTIONE DEL MODULO		ELABORATO ED APPROVATO DA: QUALITY ADMINISTRATOR
QCF 050	Rev. 1	Data revisione: 07/11/03

SARAS S.p.A	AP2 / BD
ISTRUZIONE OPERATIVA	IO AP2 BD 006
Titolo: GESTIONE DEGLI SCARICHI A BLOW DOWN	Pag. 2 di 11

1. Obiettivi

La presente istruzione operativa intende individuare e strutturare le azioni, i controlli, le responsabilità, le registrazioni in caso di scarichi anomali di idrocarburi verso il sistema di fiaccola.

2. Definizioni

Misura dello scarico: avendo definito come riportato nella tabella 1 i punti di misurazione, si definisce misura dello scarico il valore ottenuto da PT2+PT3-PT1 ; questo valore è configurato a DCS con il nome S4BDRAFF.

Punto	Sigla strumento	
PT1	900-FI202	IGCC
PT2	S4-FI201	Torcia SUD
PT3	S4-FI200	Torcia NORD

tabella 1

Scarico anomalo: la raffineria è in condizione di scarico anomalo se il valore S4BDRAFF supera 6 ton/h e si mantiene su questo valore per più di 5 minuti.

3. Ruoli

Segnalatore: Quadrista CCR, sulla base dell'indicazione dell'allarme impostato sul punto S4BDRAFF

Responsabile operativo: Capo turno del CO2, riceve le segnalazioni dal Quadrista CCR, attiva le verifiche e segnala la condizione anomala al Tecnico di servizio. Riporta nelle proprie consegne l'avvenuta attivazione della procedura.

Coordinatore: Tecnico di servizio, coordina i diversi reparti e raccoglie i risultati delle verifiche. Riporta nelle proprie consegne l'avvenuta attivazione della procedura.

4. Sequenza e natura dei controlli

Quando la raffineria è in condizione di scarico anomalo, come indicato dall'allarme sul punto S4BDRAFF, per un tempo superiore a 5 minuti, il quadrista CCR, avvisa il proprio Capo turno che a sua volta informa il Tecnico di servizio.

Il Tecnico di servizio attiverà tutti i Capi turno che controlleranno gli scarichi di propria competenza secondo quanto riportato nella tabelle all'allegato 1.

GESTIONE DEL MODULO		ELABORATO ED APPROVATO DA:
QCF 050	Rev. 1	QUALITY ADMINISTRATOR
		Data revisione: 07/11/03

SARAS S.p.A	AP2 / BD
ISTRUZIONE OPERATIVA	IO AP2 BD 006
Titolo: GESTIONE DEGLI SCARICHI A BLOW DOWN	Pag. 3 di 11

In assetti anomali di raffineria, quali fermate o avviamenti impianti, esiste la possibilità di disattivare l'allarme sul punto S4BDRAFF lasciando traccia dell'avvenuta disattivazione sulle consegne del CT.

L'esito delle verifiche di ogni Capo turno verrà registrato nella tabelle all'allegato 1. Si dovrà in ogni caso registrare l'esito delle verifiche, anche nel caso che diano esito negativo. Il foglio di registrazione anche in caso di controlli negativi verrà archiviato dai Capi turno.

5. Gestione delle azioni di ripristino e correttive

Una volta individuata l'origine dello scarico anomalo, il Tecnico di servizio congiuntamente al Capo turno dell'impianto interessato analizzerà la motivazione dello scarico, e individuerà l'azione di ripristino più opportuna che sarà sinteticamente riportata nella tabella di registrazione dei controlli (allegato 1)

Per scarichi particolarmente importanti o ripetuti nel tempo, il Team gestionale dell'area produttiva interessata si incaricherà di aprire una anomalia ambientale interna, al fine di individuare l'opportuna azione correttiva o preventiva che eviti il ripetersi dell'anomalia.

6. Valutazione degli effetti dello scarico

Sarà cura dell'Area produttiva interessata valutare la quantità scaricata in conseguenza della perdita, e comunicarla alla APC per le opportune contabilizzazioni.

GESTIONE DEL MODULO		ELABORATO ED APPROVATO DA: QUALITY ADMINISTRATOR
QCF 050	Rev. 1	Data revisione: 07/11/03

SARAS S.p.A		AP2 / BD	
ISTRUZIONE OPERATIVA			
		IO AP2 BD 006	
Titolo: GESTIONE DEGLI SCARICHI A BLOW DOWN			
		Pag. 4 di 11	

Allegato I

PROCEDURA SCARICHI ANOMALI A BLOW DOWN - FOGLIO DI REGISTRAZIONE CONTROLLI APDD TOPPINGS			
Data/Ora:		Capo turno:	
Sezione	Punto di scarico		Esito controllo (in caso di esito del controllo positivo) Durata dello scarico e azione correttiva
	regolatrice	apparecchiatura	
RT2	R2PCV6A	D3	
	R2PV7A	D4	
	R2PCV20	D5	
T1	T1PRCV102B	D101	
	T2PCV14A	D2	
	T2PCV15D	D4	
T2	T2PCV17A	D5	
	R1PCV121B	D110	
	R1PCV121C	D110	
VSB	R1PCV865B	D191	
	R1PCV866B	D192	

GESTIONE DEL MODULO		ELABORATO ED APPROVATO DA:	
QCF 050		QUALITY ADMINISTRATOR	
Rev. 1		Data revisione: 07/11/03	

SARAS S.p.A	AP2 / BD
ISTRUZIONE OPERATIVA	
IO AP2 BD 006	Pag. 5 di 11
TITOLO: GESTIONE DEGLI SCARICHI A BLOW DOWN	

Allegato 1

PROCEDURA SCARICHI ANORMALI A BLOW DOWN - FOGLIO DI REGISTRAZIONE CONTROLLI APDD HDS			
Data/Ora:		Capo turno:	(in caso di esito del controllo positivo) Durata dello scarico e azione correttiva
Sezione	regolatrice	Esito controllo	
U300	U3PRCV305	apparecchiatura D301	
	U3PRCV306	D301	
	U4PRCV402	D462	
U400	U4PRCV401	D401	
	U5PRCV503	D502	
U500	U5PRCV504	D503	
	U7PRC738	D781	
U700	U7PRC707A/B	D706	
	D1PRCV710	T703	
DEA1	D1PRCV715	T710	
	Z3	LCV102	Z3D4
Z4	Z4	LCV102	Z4D4
	scarico manuale	HND002	
U001	scarico manuale	HND003	
	scarico manuale	HND004	
	scarico manuale	HND005	
	scarico manuale	HND006	
	scarico manuale	HND007	
	scarico manuale	HND008	
	scarico manuale	HND009	
	scarico manuale	D730	
	scarico manuale	D732	
	scarico manuale	HND001	
H2UOP			
H2Linde			

GESTIONE DEL MODULO	ELABORATO ED APPROVATO DA: QUALITY ADMINISTRATOR
QCF 050	Rev. 1 Data revisione: 07/11/03

SARAS S.p.A		AP2 / BD
ISTRUZIONE OPERATIVA		
		IO AP2 BD 006
Titolo: GESTIONE DEGLI SCARICHI A BLOW DOWN		Pag. 6 di 11

Allegato 1

PROCEDURA SCARICHI ANOMALI A BLOW DOWN - FOGLIO DI REGISTRAZIONE CONTROLLI APC FCC			
Data/Ora:		Capo turno:	
Sezione	Punto di scarico		Esito controllo (in caso di esito del controllo positivo) Durata dello scarico e azione correttiva
	regolatrice	apparecchiatura	
FCC	GHIC702	GT10	
	GHIC301	GT12	
	GPRC1A	KIT1 3"	
	GPRC1B	KIT1 10"	
	GPRC1C	KIT1	

GESTIONE DEL MODULO	ELABORATO ED APPROVATO DA: QUALITY ADMINISTRATOR
QCF 050	Rev. 1 Data revisione: 07/11/03

SARAS S.p.A	AP2 / BD
ISTRUZIONE OPERATIVA	IO AP2 BD 006
TITOLO: GESTIONE DEGLI SCARICHI A BLOW DOWN	Pag. 7 di 11

Allegato I

PROCEDURA SCARICHI ANOMALIA BLOW DOWN - FOGLIO DI REGISTRAZIONE CONTROLLI APC C03		
Data/Ora:	Capo turno:	(in caso di esito del controllo positivo) Durata dello scarico e azione correttiva
Sezione	Punto di scarico	
	apparecchiatura	
	XV97 scarico rapido	
	XV92 scarico lento	
	D101	
	HPIC035 (blanketing)	
	scarico manuale fondo D104/B	
	D116	
MHC1	scarico manuale KO asp C106	
	D121	
	scarico manuale KO asp C106	
	D117	
	scarico manuale KO asp C106	
	D118	
	scarico manuale KO asp C107	
	XV28 scarico rapido	
	XV15 scarico lento	
	D201	
MHC2	H2PIC027 (blanketing)	
	scarico manuale D209	
	scarico manuale D213	
	D204/B	
T253A	scarico manuale KO interstadio	
	HPIC493C HD255	
T253B	HPIC212 HD255B	

GESTIONE DEL MODULO	ELABORATO ED APPROVATO DA: QUALITY ADMINISTRATOR
QCF 050	Rev. 1 Data revisione: 07/11/03

SARAS S.p.A	AP2 / BD
ISTRUZIONE OPERATIVA	IO AP2 BD 006
Titolo: GESTIONE DEGLI SCARICHI A BLOW DOWN	Pag. 8 di 11

Allegato 1

		PROCEDURA SCARICHI ANOMALI A BLOW DOWN - FOGLIO DI REGISTRAZIONE CONTROLLI APC C03	
Data/Ora:		Capo turno:	
Sezione	Punto di scarico		Esito controllo (in caso di esito del controllo positivo) Durata dello scarico e azione correttiva
	regolatrice	apparecchiatura	
TAME	ETXCV1509	R1	
	ETPC086B	D3	
	ETPC082B	D6	
	ETEIV018	T2	
	U8PIC068	D802	
	U8XV005	D803	
U800	U8XV022	C801	
	U8HIC034	T802	
	U8PY107B	D809	
	U8PY033B	D811	

GESTIONE DEL MODULO	ELABORATO ED APPROVATO DA:
QCF 050	QUALITY ADMINISTRATOR
Rev. 1	Data revisione: 07/11/03

SARAS S.p.A	AP2 / BD
ISTRUZIONE OPERATIVA	IO AP2 BD 006
Titolo: GESTIONE DEGLI SCARICHI A BLOW DOWN	Pag. 9 di 11

Allegato 1

		PROCEDURA SCARICHI ANOMALI A BLOW DOWN - FOGLIO DI REGISTRAZIONE CONTROLLI APC CCR / ALKI	
Data/Ora:		Capo turno:	
Sezione	Punto di scarico	Esito controllo	(in caso di esito del controllo positivo) Durata dello scarico e azione correttiva
CCR	regolatrice apparecchiatura CCRPRC2	CCRD1	
	CCRPI49	CCRD8	
ALKI	scarico manuale	A1D1	
	scarico manuale	A1D12	
	scarico manuale	A1D13	
	scarico manuale	A1D7	
	scarico manuale	A1E4	

		PROCEDURA SCARICHI ANOMALI A BLOW DOWN - FOGLIO DI REGISTRAZIONE CONTROLLI APTU CTE	
Data/Ora:		Capo turno:	
Sezione	Punto di scarico	Esito controllo	(in caso di esito del controllo positivo) Durata dello scarico e azione correttiva
CTE	regolatrice apparecchiatura S1FT12AB	S10D2	

GESTIONE DEL MODULO	ELABORATO ED APPROVATO DA: QUALITY ADMINISTRATOR
QCF 050	Rev. 1 Data revisione: 07/11/03

SARAS S.p.A	AP2 / BD
ISTRUZIONE OPERATIVA	IO AP2 BD 006
Titolo: GESTIONE DEGLI SCARICHI A BLOW DOWN	Pag. 10 di 11

Allegato 1

PROCEDURA SCARICHI ANOMALI A BLOW DOWN - FOGLIO DI REGISTRAZIONE CONTROLLI AP3 MOV				
	Data/Ora:	Punto di scarico		Capo turno:
Sezione	regolatrice	apparecchiatura	Esito controllo	(in caso di esito del controllo positivo) Durata dello scarico e azione correttiva
MOV	scarico manuale	MP26E		
	scarico manuale	MP28E		
	scarico manuale	MP1151C		
	scarico manuale	MP20		
	scarico manuale	MP19A		
	scarico manuale	MP19B		
	scarico manuale	MP25		
	scarico manuale	MP28A		
	scarico manuale	MP28B		
	scarico manuale	MP28C		
	scarico manuale	MP28D		
	scarico manuale	OLMP207		
	scarico manuale	MP26D		
	scarico manuale	MP1106C		
	scarico manuale	MP18		
	scarico manuale	MP7		
	scarico manuale	MP8		
	scarico manuale	MP26A		
	scarico manuale	MP26B		
	scarico manuale	MP26C		
	scarico manuale	MP1106B		
	scarico manuale	MP1106A		
	scarico manuale	MP1103A		
	scarico manuale	MP1103B		
	scarico manuale	MP1103C		
	scarico manuale	MP1101A		
	scarico manuale	MP1107B		
	scarico manuale	MP1107A		
	scarico manuale	MP1255		
	scarico manuale	MP1101B		
	scarico manuale	MP1151A		
	scarico manuale	MP1151B		
	scarico manuale	MP1101C		
	scarico manuale	MP1101D		
	scarico manuale	MP1059A		
	scarico manuale	MP1059B		
	scarico manuale	ST31		
	scarico manuale	ST33		
	scarico manuale	ST35		
	scarico manuale	GPL54A		
	scarico manuale	GPL54B		
	scarico manuale	GPL54C		
	scarico manuale	GPL2A		
	scarico manuale	GPL2B		
	scarico manuale	GPL2C		
scarico manuale	GPL102A			
scarico manuale	GPL102B			
scarico manuale	GPL440/446			
scarico manuale	GPL100A			
scarico manuale	GPL101A			
scarico manuale	GPL440			
scarico manuale	GPL100B			
scarico manuale	GPL446			
scarico manuale	Separatore MC - W9			
scarico manuale	Separatore MC - W10			
scarico manuale	Separatore MC - W11			
scarico manuale	Separatore W6			
scarico manuale	Separatore W7			

GESTIONE DEL MODULO	ELABORATO ED APPROVATO DA: QUALITY ADMINISTRATOR	
QCF 050	Rev. 1	Data revisione: 07/11/03

SARAS S.p.A	AP2 / BD
ISTRUZIONE OPERATIVA	IO AP2 BD 006
Titolo: GESTIONE DEGLI SCARICHI A BLOW DOWN	Pag. 11 di 11

Allegato 1

PROCEDURA SCARICHI ANOMALI A BLOW DOWN - FOGLIO DI REGISTRAZIONE CONTROLLI AP3 SPED			
Data/Ora:	Capo turno:		
Sezione	Punto di scarico	Esito controllo	(in caso di esito del controllo positivo) Durata dello scarico e azione correttiva
SPED	regolatrice	apparecchiatura	
	scarico manuale	baia 13	
	scarico manuale	baia 14	
	scarico manuale	baia 15	

GESTIONE DEL MODULO	ELABORATO ED APPROVATO DA: QUALITY ADMINISTRATOR
QCF 050	Rev. 1 Data revisione: 07/11/03



SARAS SpA

Allegato E



SARTEC
SARAS RICERCHE E TECNOLOGIE



MANUTENZIONI, MALFUNZIONAMENTI ED EVENTI INCIDENTALI

**CRITERI PER SELEZIONARE TIPOLOGIA DI EVENTI CHE SONO RILEVANTI AMBIENTALMENTE
AL FINE DELLA LORO COMUNICAZIONE**

ATTIVITA' CONNESSE ALLE PRESCRIZIONI AIA
DELLA SARAS SPA DI SARROCH - CA

CRITERI DI SELEZIONE PER EVENTI DI MANUTENZIONE, MALFUNZIONAMENTI E EVENTI INCIDENTALI PER I QUALI E' NECESSARIA LA LORO COMUNICAZIONE

Il Gestore Saras propone di seguito i criteri per l'individuazione delle tipologie di eventi connessi a condizioni diverse dal normale esercizio in particolare le fasi di avvio, arresto e malfunzionamento, per le quali è prevista la comunicazione all'Autorità Competente ed all'Ente di Controllo.

Definizioni

Fase di avvio impianti: è il periodo di attività controllata fino al raggiungimento delle condizioni di minimo tecnico dell'impianto

Fase di arresto: è il periodo di attività controllata fino al totale spegnimento dell'impianto

Minimo tecnico: è il carico minimo di processo compatibile con l'esercizio dell'impianto in condizioni di regime (normale esercizio)

Malfunzionamento: guasto o rottura che determini un blocco di impianto o parti dello stesso

In particolare si propone di effettuare la Comunicazione nei seguenti casi:

- a) Arresto e riavvio impianti produttivi considerati critici**
- b) Arresto, riavvio e malfunzionamenti degli impianti di trattamento degli effluenti**
- c) Malfunzionamenti di impianti produttivi che determinino condizioni di significativa difformità in termini di impatti ed emissioni**
- d) Eventi incidentali**

a) Arresto e riavvio impianti produttivi considerati critici

Sulla base di un'attenta analisi dei processi produttivi della raffineria si evidenziano come critiche le seguenti fasi di conduzione impianti associate a possibili variazioni di impatti/emissioni sull'ambiente:

- riavvio impianto FCC-CO Boiler (rif. prescrizione pag 33 PIC – Procedura di riduzione degli effetti ambientali da manutenzione ed avviamento FCC-COBO)
- arresto impianto MHC2
- arresto impianto MHC1

b) Arresto, riavvio per malfunzionamenti degli impianti di trattamento degli effluenti

Tutti i casi di arresto per malfunzionamento e conseguente riavvio degli impianti di trattamento saranno oggetto di apposite comunicazioni, saranno presi in considerazione i seguenti impianto:

- sistema Claus-TGTU
- sistema trattamento acque reflue (API, TAS, TAZ)

c) Malfunzionamenti degli impianti produttivi che determinino condizioni di significativa difformità in termini di impatti ed emissioni

Saranno oggetto di comunicazione tutti gli eventi di malfunzionamento che determinino un aumento per singolo inquinante delle emissioni di uno specifico impianto superiore al 50%, rispetto all'assetto di massima capacità produttiva del singolo impianto, riportata al valore orario come flusso di massa e/o concentrazione.

In particolare si farà riferimento a:

- valori misurati in continuo;
- il verificarsi, ove non presenti misure in continuo, di particolari condizioni anomale in funzione di verifiche indirette (parametri di processo, correlazione ad altri parametri misurati in continuo, ecc.).

La significatività della difformità di impatti ed emissioni correlati al verificarsi dei malfunzionamenti sarà inoltre valutata sulla base della durata della fase e della tempistica di ripristino e degli impatti monitorati tramite la rete di controllo della qualità dell'aria.

d) Eventi incidentali

Riguardano i casi in cui si verificano situazioni "impreviste", anche con particolare riferimento a quanto prescritto dal DLgs 334/99, rispetto alla gestione ordinaria dell'impianto, che possano determinare problemi ambientali o sanitari. Saranno considerate le seguenti tipologie incidentali:

- incendio grave
- esplosione
- sabotaggio e intrusione
- incidenti ambientali
- black-out

Comunicazioni del gestore ad Autorità competente ed all'Ente di Controllo

Le comunicazioni saranno effettuate sulla base di quanto indicato a pag. 47 del PIC, secondo le modalità stabilite nel Piano di Monitoraggio e Controllo.

In tutti i casi sopraindicati (previsti nelle fattispecie b), c), d))saranno indicati gli interventi di manutenzione previsti e la loro durata.



SARAS SpA

Allegato F



SARTEC
SARAS RICERCHE E TECNOLOGIE



APPLICAZIONE MODELLO MATEMATICO DELLE RICADUTE

ATTIVITA' CONNESSE ALLE PRESCRIZIONI AIA
DELLA SARAS SPA DI SARROCH - CA

1. OBIETTIVI DELL'APPLICAZIONE DEL MODELLO MATEMATICO DELLE RICADUTE DELLE EMISSIONI IN ATMOSFERA

L'impiego di modelli di calcolo delle ricadute delle emissioni in atmosfera consentirà di valutare e fornire elementi utili per i seguenti casi:

a) Analisi assetto di marcia standard e influenza delle condizioni meteo

L'obiettivo è lo studio dell'assetto di marcia standard e la valutazione degli eventuali effetti ambientali sul Centro abitato.

Inoltre sarà effettuato uno studio sulle condizioni meteo che determinano l'impatto maggiore sul centro abitato di Sarroch della raffineria in assetto ordinario.

b) Valutazione di casi specifici di funzionamento dello stabilimento

- Riavviamenti impianto post manutenzione programmata/ straordinaria di impianti critici
- Modifiche di impianto
- Marcia con cariche particolari
- Marcia in assetti particolari

L'obiettivo di questa attività è l'individuazione degli eventuali effetti ambientali sull'abitato di Sarroch, nelle condizioni non ordinarie di processo di cui sopra.

c) Analisi malfunzionamenti/anomale di processo

In occasione di malfunzionamenti ed anomalie di processo sarà effettuata la modellazione delle ricadute, al fine di individuare gli effetti sull'abitato di Sarroch.

d) Analisi e gestione dati centraline e verifica di congruenza

La modellazione della dispersione delle emissioni permetterà di avere uno strumento di valutazione:

- per la verifica di buon funzionamento della strumentazione di monitoraggio (controllo remoto);
- per il confronto di misure di più centraline di monitoraggio (Saras e ARPAS);
- per il controllo dei dati simulati e misurati correlati in modo anomalo.

2. PIANO DI LAVORO

- Simulazioni dello scenario di ricadute da assetto di marcia standard;
- Simulazioni per riavviamenti d'impianti critici o di significative modifiche degli assetti di marcia;
- Simulazioni nei casi di malfunzionamenti e anomalie;
- Studio delle condizioni meteo che determinano significativi impatti ambientali sul centro abitato e in generale sull'area circostante la Raffineria;
- Elaborazione mensile dati meteo delle centraline Saras e ARPAS;
- Elaborazione mensile dati di deposizione delle centraline Saras e ARPAS;
- Simulazioni con cadenza trimestrale.

3. MODELLO DI SIMULAZIONE

Per le simulazioni della dispersione delle emissioni di inquinanti in aria si utilizza il sistema modellistico di dispersione CALMET-CALPUFF e per casi particolari il sistema modellistico attualmente in uso ISC-AERMOD.

CALPUFF è un modello Lagrangiano Gaussiano a puff, non stazionario, multistrato e multispecie, le cui caratteristiche principali sono:

- capacità di trattare sorgenti puntuali, lineari, areali, di volume, con caratteristiche variabili nel tempo (flusso di massa dell'inquinante, velocità di uscita dei fumi, temperatura, ecc.);
- notevole flessibilità relativamente all'estensione del dominio di simulazione, da poche decine di metri (scala locale) a centinaia di chilometri dalla sorgente (mesoscala);
- capacità di trattare situazioni meteorologiche variabili e complesse, come calme di vento, parametri dispersivi non omogenei, effetti vicino alla sorgente, come transitional plume rise (innalzamento del plume dalla sorgente), building downwash (effetti locali di turbolenza dovuti alla presenza di ostacoli lungo la

direzione del flusso), partial plume penetration (parziale penetrazione del plume nello strato d'inversione), fumigation;

- capacità di trattare condizioni di orografia complessa;
- capacità di trattare effetti a lungo raggio quali le trasformazioni chimiche, trasporto sopra l'acqua ed interazione tra zone marine e zone costiere;
- possibilità di applicazione ad inquinanti inerti e polveri, soggetti a rimozione a secco o ad umido, ed a inquinanti reagenti: si possono considerare la formazione di inquinanti secondari, il fenomeno di smog fotochimico, ecc;
- possibilità di trattare emissioni odorigene.

Il sistema di modellazione CALMET-CALPUFF consiste di tre componenti principali:

CALMET: processore meteorologico che elabora i seguenti file di input meteorologici:

- SURF.DAT che contiene i dati meteorologici di superficie rilevati dalle centraline al suolo;
- UPn.DAT che contiene i dati relativi ai profili verticali delle grandezze meteorologiche misurati dalle radiosonde o elaborati, a partire dai valori misurati al suolo, implementando metodi basati sulla teoria della similarità;
- GEO.DAT che contiene i dati orografici e di uso del suolo

Il processore CALMET permette di ricostruire campi tridimensionali di vento e temperatura; esso fornisce in output il file CALMET.DAT, che rappresenta l'input meteorologico di CALPUFF e che contiene (oltre alle informazioni generali per quanto riguarda le dimensioni del dominio di studio e l'intervallo di tempo della simulazione) le serie temporali giornaliere per le variabili meteorologiche con risoluzione oraria (intervallo di tempo su cui sono calcolate le concentrazioni);



CALPUFF: modello di dispersione non stazionario "a puff" che richiede in input un file di dati meteorologici (CALMET.DAT o altri formati) e un file di controllo CALPUFF.INP e che fornisce in output il file CONC.DAT, contenente valori orari delle concentrazioni di inquinante in tutti i punti della griglia e in eventuali recettori discreti stabiliti dall'utente;

3D-ANALYST: postprocessore che elabora l'output primario CONC.DAT per ottenere i risultati nel formato richiesto dall'utente (periodi di mediazione diversi da un'ora, concentrazioni massime, frequenze di superamento di determinate soglie); esso consente inoltre di ottenere i risultati in forma grafica.

La calibrazione del modello verrà eseguita mediante il confronto con i dati raccolti dalle centraline di monitoraggio della qualità dell'aria dell'ARPAS e della Saras.

Il sistema di simulazione si conclude con la rappresentazione grafica dei risultati delle simulazioni.

4. ELABORAZIONE DATI METEO

Con cadenza mensile saranno elaborati i dati meteo delle centraline Saras ed ARPAS. In particolare saranno effettuate le elaborazioni di serie temporali di dati grezzi relativi ai parametri anemologici, sulla base alla normativa in vigore.

I dati anemologici sono forniti su base minuto.

Per ciascuna centralina di monitoraggio meteo saranno elaborati, su base mensile e annuale i seguenti parametri:

- Settore di provenienza della direzione istantanea del vento
- Numero ore di persistenza della direzione del vento per settore
- Velocità media vettoriale del vento
- Direzione media vettoriale del vento
- Frequenza della persistenza della direzione del vento per settore rispetto al numero totale di letture
- Frequenza delle calme di vento
- Numero totale delle letture istantanee valide

È inoltre possibile visualizzare una mappa dell'area di Sarroch con una visione complessiva delle rose dei venti, sia su base mensile che annuale.

5. ELABORAZIONE DATI QUALITA' DELL'ARIA

Per l'analisi dei dati del monitoraggio della qualità dell'aria saranno presi in esame le concentrazioni al suolo dei seguenti inquinanti atmosferici principali acquisite dalle centraline Saras ed ARPAS:

- ossidi di zolfo
- ossidi di azoto
- monossido di carbonio
- particolato
- BTX
- ozono

L'elaborazione dei dati seguirà i criteri definiti dal DM 60/02 oltre che dalle Decisioni della Commissione sull'Exchange of Information.

Saranno quindi effettuate le elaborazioni dei dati deposizione del monitoraggio della qualità dell'aria con riferimento ai valori limite per la protezione della salute umana e degli ecosistemi. Le tabelle che verranno preparate hanno la struttura sotto riportata. A titolo di esempio si riportano di seguito le elaborazioni rispetto ai riferimenti di protezione della salute umana e degli ecosistemi.

ANALISI DEI DATI DI DEPOSIZIONE DEL MONITORAGGIO DELLA QUALITÀ DELL'ARIA

Rappresentazione Elaborazioni Statistiche EoI per - 2007

Valori limite per la protezione della Salute Umana :

Limite di legge Soglia di allarme

BASE CALCOLO	N.Dati	50°	90°	95°	98°	99.2°	99.7°	99.8°	100°	Media Aritmetica
1	8318	2,34	7,12	11,02	18,58	26,7	36,69	42,31	97,83	3,68
3	2893	2,33	7	10,53	15,85	22,47	28,64	31,06	48,33	3,53
8	359	5,01	12,69	16,69	22,73	24,68	26,88	26,88	30,84	6,67
24	360	2,98	6,54	7,61	9,68	11,22	13,11	13,11	14,24	3,67

Valori limite per la protezione degli Ecosistemi :

Limite di legge Soglia di allarme

BASE CALCOLO	N.Dati	50°	90°	95°	98°	99.2°	99.7°	99.8°	100°	Media Aritmetica
1	8318	2,34	7,12	11,02	18,58	26,7	36,69	42,31	97,83	3,68
3	2893	2,33	7	10,53	15,85	22,47	28,64	31,06	48,33	3,53
8	359	5,01	12,69	16,69	22,73	24,68	26,88	26,88	30,84	6,67
24	360	2,98	6,54	7,61	9,68	11,22	13,11	13,11	14,24	3,67

I criteri di aggregazione temporali dei dati grezzi sono definiti dalle Decisioni della Commissione sull'Exchange of Information e vengono affrontati in dettaglio nel documento "Guidance on the Annexes of Decision 97/101/EC on Exchange of Information as revised by Decision 2001/752/EC".

6. ATTIVITA' DI MODELLAZIONE

Dati trattati

Dati emissioni derivanti dalle attività di monitoraggio Saras:

- Emissioni convogliate
- Emissioni diffuse e fuggitive
- Odori

Dati centraline meteo e di monitoraggio della qualità dell'aria:

- Centraline Saras
- Centraline ARPAS

Definizione scenari

Tipologia sorgente emissiva:

- puntiforme
- areale
- lineare
- volumetrica

Composti Inquinanti:

- SO₂
- NO_x
- CO
- Particolato
- COV
-

Definizione Recettori

I recettori prescelti sono quelli già previsti in sede di integrazione della Domanda AIA (aprile 2008).

Definizione Periodo Simulazione

- short term
- media oraria e giornaliera
- media mensile
- media annuale

Studio Area Simulazione

- scelta della geometria delle strutture verticali
- definizione della tipologia del suolo
- studio influenza del mare (brezze)

Taratura del modello

Confronto risultati calcolati – risultati sperimentali:

- confronto tabellare e grafico tra le concentrazioni al suolo calcolate dal modello e quelle misurate dalle centraline al suolo (il confronto viene fatto in punti a stesse coordinate)
- confronto tabellare e grafico tra i percentili al suolo calcolati dal modello e quelli calcolati dalle centraline al suolo (il confronto viene fatto in punti a stesse coordinate)

Simulazioni

- Running del software
- Validazione dei risultati
- Interpretazione dei risultati

Studio della dispersione delle emissioni odorigene

Ad integrazione del piano di monitoraggio odori

Preparazione reportistica

- relazione finale
- mappe degli scenari



7. TEMPISTICA

Le attività previste saranno avviate a far data dal mese di gennaio 2010. Fino al completamento dell'installazione delle nuove centraline meteo si procederà con la modellazione delle ricadute mediante ISC-AERMOD. A partire da marzo 2010 si procederà con la modellazione con il sistema CALMET-CALPUFF e per casi particolari con il sistema ISC-AERMOD.

Infine si procederà con le simulazioni con cadenza trimestrale dal completamento del Piano di integrazione del sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni.