

## **Allegato C.6**

Nuova relazione tecnica dei processi produttivi  
dell'impianto da autorizzare

## INDICE DELL'ALLEGATO C.6

<b>INTRODUZIONE .....</b>	<b>3</b>
<b>PARTE 1 .....</b>	<b>4</b>
<b>C.6-1. ADOZIONE SISTEMA DI GESTIONE AMBIENTALE .....</b>	<b>4</b>
<b>C.6-2. MIGLIORAMENTO DEI COMBUSTIBILE O.C. ....</b>	<b>5</b>
<b>C.6-3. INSTALLAZIONE BRUCIATORI LOW NO<sub>x</sub> E SOSTITUZIONE CALDAIE .....</b>	<b>6</b>
<b>C.6-4. SOSTITUZIONE TENUTE POMPE.....</b>	<b>7</b>
<b>C.6-5. MIGLIORAMENTO SISTEMA ABBATTIMENTO VAPORI BITUME .....</b>	<b>8</b>
<b>C.6-6. INSTALLAZIONE BARRIERE ANTI-RUMORE.....</b>	<b>8</b>
<b>PARTE 2 .....</b>	<b>9</b>
<b>C.6-7. MODIFICHE ALL'UNITÀ DI DESOLFORAZIONE GASOLIO 1 (HDS1 - U700) .....</b>	<b>11</b>
<b>C.6-8. REALIZZAZIONE UNITÀ DI DESOLFORAZIONE GASOLIO 3 (HDS3 - U1300) CON DISMISSIONE UNITÀ DI DESOLFORAZIONE GASOLIO 2 (HDS2 - U1700).....</b>	<b>12</b>
<b>C.6-9. REALIZZAZIONE UNITÀ DI LAVAGGIO GAS 3 (ARU 3 - U2800) CON DISMISSIONE UNITÀ DI LAVAGGIO GAS 1 (ARU 1 - U800).....</b>	<b>13</b>
<b>C.6-10. REALIZZAZIONE UNITÀ DI RECUPERO ZOLFO 3 (SRU 3 - U2900) E TRATTAMENTO GAS DI CODA (TAIL GAS CLEAN UP - U3900) CON MESSA IN RISERVA UNITÀ DI RECUPERO ZOLFO 1 E 2 (SRU 1 - U900 E SRU 2 - U1900) .....</b>	<b>15</b>
<b>C.6-11. MODIFICHE ALL'UNITÀ DI STRIPPAGGIO ACQUE ACIDE (SWS - U150).....</b>	<b>18</b>
<b>C.6-12. MODIFICHE AL PARCO SERBATOI A PRESSIONE ATMOSFERICA.....</b>	<b>19</b>
<b>C.6-13. NUOVA BAIA DI CARICO PER ZOLFO LIQUIDO .....</b>	<b>19</b>

## **INTRODUZIONE**

Nella presente relazione tecnica si riportano le descrizioni delle modifiche oggetto del piano di miglioramento da parte di IES Italiana Energia e Servizi S.p.A., relativamente al sito industriale Raffineria IES ubicato a Mantova – località Frassino, Strada Cipata n. 79 - 116/A.

Tale documento integra e sostituisce l'analoga relazione riportata in All. C.6 alla Domanda di A.I.A. consegnata in data 30 giugno 2006 e si compone essenzialmente di due parti :

### **PARTE 1**

**Punti da C.6-1 a C.6-6**, modifiche già indicate nella edizione del Giugno 2006 e aggiornate allo stato attuale.

### **PARTE 2**

**Punti da C.6-7 a C.6-13**: modifiche al processo di Raffineria oggetto dello **Studio di Impatto Ambientale** "Interventi di adeguamento degli impianti in attuazione della direttiva Auto-oil e ai fini del miglioramento dell'efficienza del recupero zolfo" consegnato alla commissione VIA del Ministero Ambiente in data 6 Luglio 2007 ed inerente una serie di interventi da realizzarsi nella Raffineria di Mantova essenzialmente finalizzati a:

- produrre gasolio da autotrazione a bassissimo tenore di zolfo (minore di 10 ppm), cioè contenente al massimo 10 grammi di zolfo in ogni tonnellata di prodotto finito immesso al consumo;
- diminuire le emissioni di ossidi di zolfo della Raffineria, migliorando il recupero dell'impianto di recupero zolfo mediante l'applicazione delle Migliori Tecnologie Disponibili.

Gli interventi vengono realizzati a seguito dei disposti di cui al D.Lgs n°66 del 21 Marzo 2005 ed alla Direttiva CEE 03/17/CE che impongono nuovi limiti più restrittivi di contenuti di zolfo nel gasolio e nelle benzine per autotrazione a partire dal 1° Gennaio 2009.

Gli interventi in oggetto non variano la capacità di lavorazione della Raffineria, che è autorizzata per 2.600.000 tonnellate di grezzo all'anno.

## **PARTE 1**

### **C.6-1. ADOZIONE SISTEMA DI GESTIONE AMBIENTALE**

La Raffineria IES di Mantova intende dotarsi di un Sistema di Gestione Ambientale conforme al Regolamento (CE) n 761 del 2001.

A tal fine è prevista una revisione delle procedure interne attualmente vigenti, per una razionalizzazione delle capacità gestionali dal punto di vista ambientale basata in particolare sul miglioramento continuo delle prestazioni ambientali della Raffineria e sulla partecipazione attiva dei dipendenti.

Conformemente al regolamento saranno svolte le seguenti attività

- effettuazione dell'analisi ambientale iniziale per definire in modo sistematico la situazione attuale del sito rispetto alle condizioni ambientali;
- definizione della politica ambientale, degli obiettivi e dei principi generali di azione rispetto all'ambiente;
- elaborazione di un programma ambientale che definisca le misure adottate per raggiungere gli obiettivi specifici conseguenti alla politica ambientale;
- strutturazione di un Sistema di Gestione Ambientale (struttura, pianificazione, responsabilità, pratiche, procedure, processi e risorse) che consenta di sviluppare, mettere in atto, realizzare e mantenere la politica ambientale.

## **C.6-2. MIGLIORAMENTO DEI COMBUSTIBILE O.C.**

Come riportato anche nella scheda B.3, l'olio combustibile viene utilizzato nel forno H101 (Impianto Topping), convogliato al punto di emissione E1, e nelle tre caldaie della Centrale Termoelettrica (CTE), convogliate al punto di emissione E6 : il consumo di olio combustibile contribuisce alle emissioni di ossidi di zolfo della raffineria.

L'attuale limite autorizzato dalla Regione Lombardia per l'emissione di zolfo da olio combustibile è riportato nella seguente tabella:

<b>Mesi</b>	<b>OC, kg/h</b>	<b>%S nell'OC</b>	<b>Emissione di SO2 in kg/h</b>
Dic-Gen-Feb	6700	1.0	<b>134</b>
Mar-Nov	6000	2.0	<b>240</b>
Da Apr a Ott	6000	2.2	<b>264</b>

Il limite è fissato per la emissione di SO<sub>2</sub>, per cui è permesso aumentare il consumo orario di olio combustibile abbassandone il tenore di zolfo.

La IES intende ridurre la emissione di SO<sub>2</sub> derivante dal consumo di olio combustibile per consumi interni passando alla adozione di una specifica con tenore di zolfo massimo pari al 0.5 %p nell'olio combustibile utilizzato per consumi interni senza differenziazione stagionale.

### **C.6-3. INSTALLAZIONE BRUCIATORI LOW NO<sub>x</sub> E SOSTITUZIONE CALDAIE**

#### **RIDUZIONE DELLE EMISSIONI DI NO<sub>x</sub>.**

I bruciatori del forno H 701, forno di preriscaldamento reattore di desolforazione dell'unità HDS1 (U700) alimentato con solo fuel gas, verranno sostituiti nel quadro del progetto AutoOil2 con nuovi bruciatori del tipo low NO<sub>x</sub>. Tali bruciatori sono garantiti per una emissione di ossidi di azoto minore di 100 mg/Nm<sup>3</sup> (secco al 3% O<sub>2</sub>).

Il forno H 1301 della nuova unità HDS3 (U1300), prevista nel quadro del progetto AutoOil2 (vedi anche punto C.6-8 della presente relazione) viene equipaggiato con bruciatori del tipo low NO<sub>x</sub>, che sono garantiti per una emissione di ossidi di azoto minore di 100 mg/Nm<sup>3</sup> (secco al 3% O<sub>2</sub>).

#### **SOSTITUZIONE CALDAIE "A" E "B" DELLA CTE**

Con la messa in linea dell'assetto "AutoOil2" la domanda di vapore complessiva della Raffineria è attesa in aumento di circa 15 tonnellate/ora portando la domanda complessiva di picco invernale a 85 t/h circa ed avvicinando quindi la potenzialità di produzione disponibile di 90 t/h circa. E' stata pertanto prevista la sostituzione di due delle tre caldaie della centrale termica di Raffineria, Caldaia "A" e Caldaia "B", installate nel 1968 ed ambedue da 30 t/h ca. di capacità, con due nuove caldaie di capacità espandibile sino a 50 t/h.

Questo intervento serve a costituire una ridondanza che permetterà di intervenire per manutenzione su una delle tre caldaie senza porre limitazioni sensibili di disponibilità di vapore alle operazioni della Raffineria, in quanto saranno operabili le unità "AN" e "BN", ambedue da 50 t/h e la unità "C" da 32 t/h.

L'impiego delle due nuove unità con bruciatori più moderni permette di ottenere una consistente diminuzione delle emissioni di ossidi di azoto.

I bruciatori sono progettati per utilizzare contemporaneamente due tipologie di combustibile (gas di raffineria e olio combustibile), con la possibilità di bruciare anche un solo combustibile.

La alimentazione a gas può prelevare combustibile dalla rete del gas autoprodotta dalla Raffineria o direttamente dalla rete metano SNAM a cui la Raffineria è collegata.

A causa della obsolescenza delle preesistenti caldaie è stato necessario procedere con indifferibilità ed urgenza alla sostituzione dell'unità "A", l'unità "B" verrà sostituita nei termini indicati nel programma degli interventi di adeguamento.

#### **C.6-4. SOSTITUZIONE TENUTE POMPE**

Verranno sostituite le attuali tenute semplici in tenute doppie sulle seguenti pompe:

<b>N°</b>	<b>POMPA</b>	<b>IMPIANTO</b>	<b>SERVIZIO</b>	
1	207 A/B	Unifining	Rfx C 202	2
2	251 A/B	Unifining	Testa C 251	2
3	253 A/B	Unifining	Btm C 251	2
4	402 A/B	Penex	Carica Penex	2
5	404 A/B	Penex	Rfx C 401 GPL	2
6	601 A/B	GPL	C 301 rfx e stoc	2
7	403 A/B	Penex	T.later 351	2
8	303 A/B	Platforming	Carica V 302	2
9	211 A/B	Unifining	C 203 t. later	2
10	206 A/B	Unifining	Fondo C 202	2
11	310 A/B	Platforming	Carica C 301	2
	Totale			22

A Giugno 2007 tutto il programma è stato completato, tranne che per la coppia di pompe P 303 A/B , di cui è prevista la sostituzione con pompe a doppia tenuta.



## PARTE 2

Da C.6-7 a C.6-13, si riassumono le caratteristiche principali dei progetti di modifica al processo della Raffineria di Mantova necessari per produrre gasolio da autotrazione a bassissimo tenore di zolfo (minore di 10 parti per milione - ppm) e diminuire le emissioni di ossidi di zolfo migliorando il recupero dello zolfo mediante l'applicazione delle Migliori Tecnologie Disponibili.

Queste modifiche sono qui richiamate solo per sommi capi, in quanto il complesso dei progetti è già oggetto dello **Studio di Impatto Ambientale** "Interventi di adeguamento degli impianti in attuazione della direttiva Auto-oil e ai fini del miglioramento dell'efficienza del recupero zolfo" consegnato alla Commissione V.I.A. del Ministero Ambiente in data 6 Luglio 2007, la cui copia è allegata integralmente.

Le modifiche al ciclo produttivo<sup>1</sup> e la variazione tra stato attuale e stato futuro delle aree impiantistiche interessate possono essere così riassunte :

Rif.	Stato attuale	Azioni di progetto	Stato futuro
C.6-7	<b>Unità di Desolfurazione Gasolio 1 (HDS1 - U700)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- sostituzione di uno dei due reattori</li> <li>- sostituzione dei compressori del gas di riciclo con una unica macchina</li> <li>- sostituzione dei serpentini del forno</li> <li>- sostituzione dei bruciatori del forno</li> </ul>	<b>Unità di Desolfurazione Gasolio 1 (HDS1 - U700) modificata</b>
C.6-8	<b>Unità di Desolfurazione Gasolio 2 (HDS2 - U1700)</b>	L'unità viene messa fuori servizio e sostituita con la HDS 3 (U 1300) di nuova costruzione	<b>Unità di Desolfurazione Gasolio 3 (HDS3 - U1300)</b>
C.6-9	<b>Unità di Lavaggio Gas 1 (ARU 1 - U800)</b>	L'unità viene messa fuori servizio e sostituita con la ARU 3 (U 2800) di nuova costruzione	<b>Unità di Lavaggio Gas 3 (ARU 3 - U2800)</b>
C.6-10	<b>Unità di Recupero Zolfo 1 (SRU 1 - U900) e Unità di Recupero Zolfo 2 (SRU 2 - U1900) con Postcombustore H1904</b>	Le unità vengono mantenute in riserva operativa a carico zero e sostituite con la SRU 3 (U 2900) di nuova costruzione	<b>Recupero Zolfo 3 (SRU 3 - U2900)</b>
		H 1904 viene mantenuta in riserva operativa a carico zero e sostituito con H 3091 (U 3900) di nuova costruzione	<b>Trattamento Gas di Coda (Tail Gas Clean Up - U 3900) con Postcombustore H3901</b>
C.6-11	<b>Unità Strippaggio Acque Acide SWS (U 150)</b>	Sostituzione dei condensatori, delle pompe e degli accumulatori di carica	<b>Unità Strippaggio Acque Acide SWS (U 150) modificata</b>
C.6-12	<b>Parco serbatoi a pressione atmosferica</b>	Eliminazione serbatoi 11 - 12 - 21 - 73 - FO3 (già fuori servizio) ai fini recupero area costruzione nuovi impianti	<b>Parco serbatoi a pressione atmosferica modificato</b>
C.6-13	<b>Pensiline di carico autobotti</b>	Costruzione di una nuova baia di carico per zolfo liquido nell'area del nuovo impianto SRU 3 - U2900	<b>Pensiline di carico autobotti</b>

<sup>1</sup> Come trattate nello Studio di Impatto Ambientale "INTERVENTI DI ADEGUAMENTO DEGLI IMPIANTI IN ATTUAZIONE DELLA DIRETTIVA AUTO OIL E AI FINI DEL MIGLIORAMENTO DELL'EFFICIENZA DEL RECUPERO ZOLFO" Luglio 2007

Il ciclo di lavorazione può essere sinteticamente descritto come segue:

- **Topping**: impianto di distillazione atmosferica con una capacità di lavorazione autorizzata di 2.600.000 tonn/anno, nel quale avviene la distillazione primaria del petrolio greggio, che viene frazionato in prodotti leggeri, medi e pesanti.
- **Unifinig** (desolforazione catalitica) - **Platforming** (reforming catalitico) - **Penex** (isomerizzazione catalitica) : processi di trattamento delle frazioni leggere, che consentono di produrre benzine con caratteristiche rispondenti alle esigenze del mercato.
- **HDS1 - HDS3** (nuovo, sostituisce HDS2) - **HDSK**: processi di desolforazione catalitica dei distillati medi, che consentono di ridurre il tenore di zolfo e di produrre kerosene e gasoli rispondenti alle specifiche di mercato.
- **Visbreaking - Vacuum – Mild Hydrocracking - Thermal Cracking** : sono processi di conversione dei prodotti pesanti, che permettono di trasformarli in parte in distillati leggeri e medi più pregiati, mentre il residuo non convertito è destinato a bitume.
- **Lavaggi Gas ARU2 e ARU3** (sostituisce ARU1) - **Recupero Zolfo SRU3/TGCU** (le unità SRU1 ed SRU2 passano di riserva): impianti di purificazione del gas di Raffineria e recupero dello zolfo. Tutti i gas incondensabili prodotti dai vari processi di raffineria e che sono poi bruciati nei forni, vengono lavati con soluzioni amminiche per rimuovere il contenuto di idrogeno solforato ( $H_2S$ ), che viene poi convertito in zolfo liquido nei due impianti di recupero zolfo, evitando in questo modo di emettere con i prodotti di combustione la equivalente quantità di anidride solforosa ( $SO_2$ ).

## **C.6-7. MODIFICHE ALL'UNITÀ DI DESOLFORAZIONE GASOLIO 1 (HDS1 - U700)**

L'impianto di desolforazione gasolio HDS 1 viene modificato rispettivamente con:

- la sostituzione del reattore R751 (per aumentare il volume di catalizzatore disponibile) con un nuovo reattore R 751 N di maggiori dimensioni,
- la sostituzione dei compressori del gas di riciclo K 701-702-751 (per aumentare la portata di gas di trattamento alla sezione reazione) con un singolo compressore K781,
- la sostituzione dei serpentini del forno (per la maggiore portata di gas di trattamento) con un marginale adeguamento della potenza nominale e con il cambio dei bruciatori.

### *Descrizione processo*

L'impianto HDS 1 tratta una carica che può essere costituita da distillati di Topping (kerosene e gasolio 1) e da distillati provenienti da Visbreaking, Thermal Cracking, Hydrocracking.

La carica viene prima convogliata in due accumulatori e quindi pompata su due circuiti paralleli dopo essere stata miscelata con gas di trattamento ricco di idrogeno : dopo il preriscaldamento in scambiatori, a spese dell'effluente del reattore, i due circuiti entrano nel forno H701N ristrutturato su due passi simmetrici.

Alla uscita del forno i due circuiti si uniscono per entrare in due reattori in serie : R 752 (esistente) ed R 751N (nuovo), che sono riempiti di catalizzatore al Cobalto – Molibdeno, il quale ha la funzione di promuovere le reazioni di desolforazione.

Le molecole di idrocarburi combinate con Zolfo, liberano l'atomo di Zolfo che si combina con l'Idrogeno presente nel gas di trattamento formando Idrogeno Solforato ( $H_2S$ ), e lo sostituiscono con un atomo di Idrogeno che va a saturare il legame del Carbonio lasciato libero.

L'effluente reattore viene raffreddato nel treno di scambiatori di preriscaldamento della carica e poi con scambiatori ad aria ed acqua prima di entrare nel separatore di alta pressione V704, da dove la fase gassosa, costituita essenzialmente dal gas di trattamento arricchito di  $H_2S$ , viene inviata al lavatore amminico di alta pressione C 751 per adsorbire l' $H_2S$  prodotto nella reazione.

Dalla testa del C 751, il gas lavato passa in aspirazione al compressore di riciclo K 781 (nuova macchina che sostituisce i precedenti K 701-702-751), per essere rilanciato a monte del circuito di reazione.

Il liquido separato nel V 704 passa al separatore di bassa pressione V705 e quindi in carica alla colonna di stabilizzazione C 701, dopo essere stato preriscaldato dal prodotto di fondo della stessa torre.

Nel fondo della colonna C 701 viene immesso vapore di strippaggio, che elimina dal prodotto l' $H_2S$  residuo, i gas disciolti e le altre frazioni bassobollenti che devono essere separate dal gasolio finito.

La fase vapore di testa C 701 viene raffreddata dai condensatori di testa colonna e quindi separata in gas combustibile, idrocarburi liquidi (riprocessati al topping) ed acqua acida (inviata ai sistemi di collettamento carica al U 150, SWS).

Il gas combustibile viene lavato nell'adsorbitore a bassa pressione C752 per eliminare l'H<sub>2</sub>S prima di essere ricompresso da K752 ed immesso nella rete gas combustibile pulito di Raffineria.

Il prodotto di fondo dello stripper C 701 viene inviato alla colonna di essiccazione C753, che opera in depressione mediante l'azione di un sistema di eiettori.

Il prodotto di fondo di C753 è costituito da gasolio desolfurato ed essiccato, che viene inviato a stoccaggio.

### **C.6-8. REALIZZAZIONE UNITÀ DI DESOLFORAZIONE GASOLIO 3 (HDS3 – U1300) CON DISMISSIONE UNITÀ DI DESOLFORAZIONE GASOLIO 2 (HDS2 - U1700)**

Questa unità U1300 (HDS3), di nuova installazione, sostituisce l'Unità U1700 (HDS2).

#### *Descrizione processo*

La carica ad HDS3 è costituita da kerosene Visbreaking e da gasolio di Topping, di Visbreaking, di Thermal Cracking e di Hydrocracking: le correnti provenienti dalle suddette unità vengono miscelate al limite di batteria e raccolte nell'accumulatore V 1301.

Le pompe prelevano la carica dal V 1301 e la inviano direttamente alla sezione di reazione: la carica liquida viene miscelata con gas di trattamento ricco di idrogeno proveniente dalla sezione di lavaggio del gas, preventivamente riscaldato nello scambiatore E 1302 (preriscaldamento treat Gas): la miscela di carica e gas viene quindi inviata allo scambiatore carica / effluente reattore, E 1301, costituito da quattro corpi in serie, dove la carica passa lato mantello e l'effluente reattore viene raffreddato passando lato tubi. La carica viene quindi inviata al Forno H 1301, dove viene portata fino alla temperatura richiesta dalla reazione: per evitare di sovradimensionare il forno, è stato fissato un limite di capacità quando l'impianto viene alimentato con carica fredda.

Il forno H 1301 sarà alimentato con fuel gas e scaricherà all'atmosfera mediante il nuovo punto di emissione E11.

Uscendo dal forno la carica entra nel Reattore R-1301, dove avvengono le reazioni di idrogenazione, con conseguente produzione di idrogeno solforato e ammoniacale, e conversione di parte del gasolio di carica in nafta e composti leggeri.

Il reattore è costituito da tre letti catalitici per mantenere una buona distribuzione radiale del flusso; per controllare la temperatura si prevede l'iniezione di treat gas di raffreddamento (quench) dopo il primo e dopo il secondo letto catalitico.

L'effluente reattore, raffreddato nello scambiatore E 1301, viene inviato al Separatore V 1302, nel quale si realizza una prima separazione tra fase liquida e fase vapore a 220 °C. La fase liquida è inviata alla sezione di strippaggio, mentre la fase vapore viene raffreddata nel lato mantello dello scambiatore di preriscaldamento del treat Gas E 1302.

A valle di tale scambiatore vengono iniettati 2.000 kg/h di acqua di lavaggio, necessaria a prevenire lo sporco degli scambiatori posti a valle, potenzialmente soggetti alla precipitazione di sali di ammonio : l'acqua di lavaggio è costituita dall'acqua acida condensata nell'accumulatore di testa dello Stripper C 1301 e riciclata (1.800 kg/h), con integrazione di BFW fresca per 200 kg/h .

Il raffreddamento della fase vapore viene completato in un refrigerante ad aria fino ad entrare nel V 1303 che opera alla temperatura di 40°C e alla pressione di circa 45 barg. Il gas recuperato da questo separatore viene utilizzato come gas di riciclo, mentre il liquido viene mandato alla C 1301, dove il gasolio viene separato dalla nafta, dai leggeri e dall'H<sub>2</sub>S disciolto, mediante strippaggio con vapore a media pressione iniettato sul fondo della colonna.

I vapori di testa dello stripper sono condensati in E 1304 (acqua circuito teleriscaldamento) e con aria: la miscela liquido vapore viene poi raccolta nell'accumulatore V 1304 e separata in nafta liquida, inviata al Topping per essere riprocessata, in condense acide, in parte inviate al SWS ed in parte riciclate come acque di lavaggio ed in off-gas mandato all'unità di lavaggio amminico

Il gasolio desolfurato in uscita dal fondo di C 1301 viene raffreddato ad una temperatura di circa 120°C, recuperando parte del calore sul circuito di teleriscaldamento (E1308), e poi inviato all'essiccamento nella sezione esistente per questo scopo nella unità 1500.

Il gas di riciclo recuperato nel V 1303, viene inviato nell'adsorbitore C 1302 per rimuovere l'H<sub>2</sub>S, lavandolo in controcorrente con una soluzione amminica (MDEA) inviata sul piatto di testa, prima di passarlo al compressore K 1301, formato da un corpo dedicato al gas di riciclo ed un corpo a due stadi con intercooler dedicato al gas di reintegro.

La soluzione di ammina povera utilizzata per il lavaggio viene prelevata dalla U 2800 e pompata alla C 1302, mentre la soluzione di ammina ricca è recuperata sul fondo della colonna di lavaggio e inviata alla rigenerazione nella stessa U 2800, Lavaggio Gas 3.

### **C.6-9. REALIZZAZIONE UNITÀ DI LAVAGGIO GAS 3 (ARU 3 - U2800) CON DISMISSIONE UNITÀ DI LAVAGGIO GAS 1 (ARU 1 - U800)**

Questa unità U2800 (Lavaggio Gas 3 – ARU3), di nuova installazione, sostituisce l'Unità U800 (Lavaggio Gas 1 – ARU1).

#### *Descrizione processo*

Il gas da lavare (costituito da idrocarburi incondensabili contenenti idrogeno solforato) proveniente dalla rete che raccoglie i gas di bassa pressione prodotti dagli impianti, viene fatto confluire nella colonna di assorbimento C 2801 dove viene sottoposto a lavaggio in controcorrente con una soluzione amminica (MDEA), in grado di assorbire l'idrogeno solforato : il gas lavato, che esce dalla testa della colonna di assorbimento con tenore di H<sub>2</sub>S inferiore a 200 ppm, viene immesso nella rete Fuel Gas di Raffineria, previo passaggio nel separatore V 2801 (dotato di "demister"), per l'abbattimento dell'eventuale liquido trascinato.

La soluzione amminica arricchita di H<sub>2</sub>S che esce dal fondo di C 2801, viene convogliata al recipiente V 2803 (accumulatore della ammina ricca), dove confluiscono anche altre due correnti di ammina da rigenerare che provengono dall'adsorbitore di alta pressione di HDS3 (C 1302) e dall'adsorbitore di finitura del TGCU (C 3902).

Il V 2803 ha il compito di separare eventuali condense di idrocarburi trascinate con l'ammina circolante e di liberarla dal gas disciolto al fine di proteggere l'operazione della rigeneratrice C 2802 dalla presenza di idrocarburi, che andrebbero poi ad inquinare la carica all'impianto di recupero zolfo prodotta dalla colonna.

Il degassaggio delle correnti che arrivano dai lavatori ad alta pressione avviene per flash, dato che V 2803 opera ad 1.0 barg di pressione, mentre la separazione degli idrocarburi liquidi avviene per differenza di densità. Questi idrocarburi vengono inviati a slop, mentre il gas va al compressore di recupero K 103 sul blow down a monte della torcia, che lo rispedisce a monte dei lavatori di fuel gas.

La ammina ricca in uscita dal V 2803, viene pompata in carica al rigeneratore C 2802.

Prima di entrare in colonna, la ammina viene preriscaldata in scambiatori a piastre a spese della soluzione rigenerata che esce dal fondo della colonna.

La rigenerazione della ammina consiste nello spostamento di H<sub>2</sub>S in fase vapore tramite riscaldamento; il calore viene fornito alla colonna dal ribollitore a kettle E 2804 che funziona con vapore di bassa pressione prelevato dalla rete di Raffineria.

Dalla testa della colonna C 2802 escono vapor d'acqua e idrogeno solforato che, dopo condensazione, si separano nel V 2802: la condensa ritorna in colonna come riflusso, mentre l'idrogeno solforato concentrato viene mandato in carica all'impianto recupero zolfo SRU3.

La soluzione amminica rigenerata che esce dal fondo della colonna C 2802, dopo avere preriscaldato la soluzione ricca in carica, viene inviata alle colonne di adsorbimento.

Allo scopo di mantenere pulita la soluzione, la quale è soggetta a sporcamento per la formazione di solfuro di ferro, parte della soluzione in circolazione viene fatta passare su filtri a carboni attivi e a cartucce, che vengono periodicamente rigenerati.

Allo scopo di evitare drenaggi in fogna di soluzione amminica, sia durante il normale esercizio dell'impianto, che durante le operazioni di bonifica, è presente una vasca interrata (V 2805) predisposta per la raccolta del prodotto, dove sono convogliati tutti i punti di scarico o drenaggio del sistema ammine. Il prodotto raccolto viene poi ripompato nel serbatoio di accumulo T 2801, dal quale la soluzione viene immessa nell'impianto.

Allo scopo di evitare l'ossidazione del prodotto amminico il serbatoio é inertizzato con azoto.

## **C.6-10. REALIZZAZIONE UNITÀ DI RECUPERO ZOLFO 3 (SRU 3 - U2900) E TRATTAMENTO GAS DI CODA (TAIL GAS CLEAN UP - U3900) CON MESSA IN RISERVA UNITÀ DI RECUPERO ZOLFO 1 E 2 (SRU 1 - U900 E SRU 2 - U1900)**

### **Unità Recupero zolfo 3 (SRU 3 - U2900)**

Unità di nuova installazione che verrà utilizzata come unità principale di recupero zolfo della Raffineria. Le due unità esistenti, SRU1 (U900) ed SRU 2 (U1900), passeranno a riserva operativa a carico zero.

#### *Descrizione processo*

L'impianto SRU 3 (Unità 2900) e' alimentato dalle seguenti correnti ricche in H<sub>2</sub>S :

- a. gas acidi prodotti dai Rigeneratori della Ammina C 2802, C 1802, C 1505 che confluiscono nel separatore di liquido V 2901 prima di passare al SRU 3;
- b. gas acido prodotto dalla testa della colonna di strippaggio acque acide C 151 che confluisce nel separatore di liquido V 2902 prima di passare al SRU 3.

Dato che questo impianto di recupero zolfo è integrato con l'impianto di finitura per ottenere un recupero complessivo superiore al 99,5 %, il processo è strutturato su uno stadi termico e due stadi catalitici in serie.

Lo stadio termico H 2901 del processo è diviso in due camere: nella prima si mantengono circa 1450°C, ottenuti operando con un eccesso di aria che viene poi compensato, rientrando nel limite teorico della reazione di Claus, aggiungendo gas acido nella seconda camera dove si mantengono 1300°C. Per questo motivo tutto il gas dal V 2902 viene alimentato alla prima camera assieme a tutta l'aria necessaria, che viene spinta dai compressori K 2901A/B, mentre il gas dal V 2901 viene suddiviso tra la prima e la seconda camera.

Il rapporto complessivo tra gas acido e aria di combustione viene ottimizzato con un sistema di controllo costituito da due valvole di regolazione, di cui una viene usata per impostare il rapporto tra aria e gas acidi e l'altra viene modulata con il segnale che viene dall'analizzatore H<sub>2</sub>S / SO<sub>2</sub> montato sulla linea di uscita della sezione Claus.

Il calore contenuto dal gas effluente dal combustore termico H 2901, viene utilizzato per generare vapore ad alta pressione (48 bar) in una caldaia a tubi di fumo E 2901, dove viene alimentata acqua demi lato mantello, sotto controllo di livello.

Il vapore estratto dal corpo cilindrico V 2904 viene in parte utilizzato all'interno dell'unità, mentre l'eccesso viene laminato con desurriscaldamento verso il collettore della rete di vapore di media pressione (13,5 b) della Raffineria.

Il gas di processo che lascia E 2901 contiene zolfo che viene condensato nei tubi del 1° passaggio del condensatore E 2902 e viene drenato tramite una guardia idraulica verso la vasca di raccolta dello zolfo. Tale gas di processo contiene una percentuale di H<sub>2</sub>S e SO<sub>2</sub> ancora rilevante, pertanto viene trattato in due stadi catalitici Claus in serie.

Il gas viene perciò riscaldato nel E 2903 fino alla temperatura ottimale per il primo stadio di reazione catalizzata, utilizzando il vapore a 48 bar saturo prodotto dal E 2901 e passato al primo reattore R 2901, dove la reazione continua sul catalizzatore a base di allumina fino a quando viene raggiunto l'equilibrio; il terzo inferiore del reattore R 2901 e' riempito con un catalizzatore che favorisce la reazione di idrolisi tra COS e CS<sub>2</sub>.

Il gas in uscita dal R 2901 entra nel 2° passaggio di E 2902, dove lo zolfo elementare viene condensato e drenato attraverso una guardia idraulica verso la vasca di raccolta dello zolfo.

Il gas in uscita dal 2° passaggio di E 2902 viene di nuovo riscaldato fino alla temperatura ottimale per il secondo stadio di reazione catalizzata in E 2904 (analogo a E 2903), prima di entrare nel reattore R 2902, caricato con catalizzatore a base di allumina.

Il gas in uscita da R 2902 entra nel 3° passaggio di E 2902, dove lo zolfo elementare viene condensato e drenato attraverso una guardia idraulica verso la vasca di raccolta dello zolfo.

Il gas in uscita dal 3° passaggio di E 2902 viene infine inviato alla sezione di trattamento del gas di coda passando attraverso il separatore a coalescenza V 2905.

Il condensatore E 2902 è costituito da tre fasci tubieri, dove passa il gas di processo, che hanno un mantello comune: il calore recuperato viene utilizzato per generare vapore a bassa pressione, introducendo acqua demineralizzata e la condensa che si genera nei due riscaldatori di interstadio, E 2903 / 2904, che utilizzano vapore ad alta pressione.

Il vapore a bassa pressione prodotto viene in parte consumato all'interno dell'unità per riscaldamento (tracciatura e incamiciatura), mentre l'eccesso viene ceduto al collettore generale della rete vapore di bassa pressione (3 bar) della Raffineria.

Lo zolfo liquido drenato da E 2902 viene mandato alla vasca di raccolta TK 2901 dove è installata una colonna di degasaggio con aria per eliminare H<sub>2</sub>S residuo: la miscela viene aspirata con un eiettore a vapore, che mantiene in leggera depressione la vasca, e mandata al post combustore del gas di coda.

Lo zolfo degasato viene colato in una sezione di stoccaggio della vasca di raccolta, da dove una pompa di trasferimento manda il prodotto al nuovo serbatoio TK 2902 o alla nuova pensilina di carico su autobotte.

### **Unità di Trattamento Gas di Coda (TGCU - U3900)**

Unità di nuova installazione integrata al Recupero Zolfo 3.

La purificazione del gas di coda dell'impianto di recupero zolfo SRU 3, ha l'obiettivo di portare il recupero oltre il 99,5 % (obiettivo 99,8 %) e prevede l'idrogenazione catalizzata della SO<sub>2</sub>, contenuta nel gas di coda di SRU 3, ad H<sub>2</sub>S ed il successivo adsorbimento del H<sub>2</sub>S con ammina fino ad abbassare il tenore complessivo di H<sub>2</sub>S a 0,07% mol nel gas che viene inviato al post combustore finale.

#### *Descrizione processo*

Il gas di coda proveniente dal V 2905 della sezione Claus, viene riscaldato fino a una temperatura di circa 240°C in E 3901, che utilizza vapore alta pressione, ed in E 3902 che è un riscaldatore elettrico; a questo punto viene aggiunto gas ricco di idrogeno e la miscela di gas entra nel reattore R 3901 che è caricato con un catalizzatore di idrolisi e idrogenazione.

Le reazioni di idrolisi e idrogenazione sono esotermiche, quindi la temperatura del gas aumenta nel reattore ed il calore contenuto nel gas di processo viene recuperato nella caldaia a recupero E 3903, producendo vapore destinato alla rete di bassa pressione di Raffineria.

Il gas entra poi nella torre di raffreddamento a piatti C 3901, dove viene in contatto in controcorrente con un flusso di acqua demineralizzata, mantenuta in circolazione chiusa con una pompa e raffreddata da un refrigerante ad aria (E 3904), in serie con un'altro ad acqua torre (E 3905); l'acqua circolante viene filtrata, mentre l'eccedenza viene inviata a Sour Water Stripper (U150) sotto controllo di livello. È previsto un analizzatore per il monitoraggio del contenuto di idrogeno nel gas che esce dalla testa della torre di quench.

Il gas raffreddato che esce dalla testa della C 3901 viene caricato alla colonna di assorbimento C 3902, dove viene fatta circolare ammina per recuperare l'H<sub>2</sub>S; la soluzione ricca che esce dal fondo dell'assorbitore viene inviata al rigeneratore della ammina C 2802 (U 2800).

Il gas lavato in uscita dalla C 3902 passa al post combustore H 3901 per la fase finale di ossidazione, che viene supportata con fuel gas di rete: la portata del fuel gas viene controllata in base alla temperatura della camera di combustione, mentre la portata dell'aria, fornita dalle soffianti K 3902 A/B viene regolata in funzione della portata di fuel gas. Nell'H 3901 vengono portati per combustione anche i vapori recuperati dall'eiettore della vasca di degasaggio zolfo liquido ed il gas di coda dello stripper delle acque ammoniacali C 151 quando questi non vengono caricati direttamente ad SRU 3 (è previsto un analizzatore d'ossigeno alla uscita della camera di combustione).

Il post combustore H 3901 sarà collocato a fianco dell'esistente post combustore H 1904 , che è collegato alle esistenti Unità 900 (SRU 1) e Unità 1900 (SRU 2), e scaricherà i fumi di combustione al punto di emissione esistente E 6 (camino di altezza 75 metri). L'utilizzazione dei due sistemi è alternativa, in quanto il sistema SRU1 / SRU2 / H1904 verrà utilizzato solo se il nuovo sistema SRU3 / TGCU / H3901 si trovasse per qualche motivo fermo mentre gli impianti produttori di H<sub>2</sub>S sono in moto.

## **C.6-11. MODIFICHE ALL'UNITÀ DI STRIPPAGGIO ACQUE ACIDE (SWS - U150)**

### *Descrizione processo*

Il processo rimane inalterato rispetto a quanto descritto nella situazione attuale.

Le modifiche riguardano attrezzature complementari al funzionamento della colonna C 151 esistente, che deve trattare una portata di acqua acida superiore alla attuale.

Infatti, la produzione di acqua acida aumenta di 3.736 kg/h, così riconciliata:

- 3.036 kg/h per effetto della condensazione dell'acqua contenuta nel tail gas di SRU (negli impianti senza TGCU, l'acqua che si forma nel Claus finisce nel gas di coda che viene mandato al post combustore)
- 700 kg/h per effetto del maggiore impiego di vapore nello stripper del HDS 3 rispetto a quello oggi impiegato nella HDS 2 (che viene fermata).

Dato il maggiore carico netto alla colonna, sale il consumo di vapore iniettato sul fondo colonna per realizzare lo stripping e quindi deve essere aumentata la capacità del condensatore di testa per bilanciare il carico termico.

Viene sostituito l'accumulatore di carica con in nuovo V151N: questo accumulatore è stato dimensionato in modo tale da fornire un adeguato tempo di stazionamento alle varie correnti e da separare l'eventuale olio trascinato, che viene inviato a slop.

Vengono sostituite le pompe di movimentazione dell'acqua.

## C.6-12. MODIFICHE AL PARCO SERBATOI A PRESSIONE ATMOSFERICA

Dal parco serbatoi vengono eliminati i serbatoi 11 – 12 – 21 – 73 – FO3, peraltro già da tempo fuori servizio, per recuperare l'area di costruzione dei nuovi impianti HDS3 – SRU3 e TGPU.

Tab. 3.2/2 - Caratteristiche dei serbatoi dismessi

Sigla Serbatoio	Tipo Serbatoio	Prodotto contenuto	Categoria Serbatoio	Diametro Serbatoio m	Altezza Serbatoio m	Capacità Serbatoio m <sup>3</sup>
11 (2)	TF	Slop, da demolire	A	12.290	9.14	1000
12 (2)	TF	Slop, da demolire	A	15.250	10.70	2000
21 (2)	TF	Slop, da demolire	A	12.290	9.14	1000
73 (1) (2)	TF	O.C., da demolire	C	8.00	10.00	500
FO3 (1) (2)	TF	O.C., da demolire	C	12.60	12.00	500

NOTE: (1) = Serbatoi coibentati - (2) = Attualmente fuori servizio

## C.6-13. NUOVA BAI A DI CARICO PER ZOLFO LIQUIDO

In Raffineria sono presenti varie aree di carico per la spedizione dei prodotti.

Con la costruzione del SRU 3, viene costruita una nuova baia di carico per lo zolfo liquido nella area del nuovo impianto, che utilizza un braccio di carico rigido per il trasferimento dello zolfo fuso dallo stoccaggio all'autobotte.

Il prodotto caricato è degasato (specifica < 10 ppm H<sub>2</sub>S), il braccio di carico è attrezzato per la captazione dei vapori di spiazzamento in fase di riempimento ed i vapori collettati sono inviati al postcombustore H 3901 mediante un eiettore di spinta a vapore.