



TAMOIL RAFFINAZIONE S.p.A.

Progetto Hydrocracker

PROGETTO PRELIMINARE

Progettista: Jonathan Lewis

Chartered Engineer - Member of the Institution of Chemical Engineers
Membership No. 179787

Gennaio 2008



WorleyParsons
resources & energy



TAMOIL RAFFINAZIONE S.p.A.

Raffineria di Cremona

PROGETTO HYDROCRACKER

PROGETTO PRELIMINARE

Progettista: Jonathan Lewis
Chartered Engineer
Member of the Institution of Chemical Engineers
Membership No. 179787



GENNAIO 2008



WorleyParsons

resources & energy

SCHEDA DESCRITTIVA DELLE REVISIONI

Rev.	Para.	Descrizione della revisione
1		Versione destinata a revisione interna
2		Versione destinata a revisione da parte del cliente
3		Versione finale

INDICE DEI CONTENUTI

1	INTRODUZIONE	5
1.1	GENERALITÀ SUL PROGETTO HCU	5
1.2	SCOPO E STRUTTURA DELLA RELAZIONE	6
2	UBICAZIONE DELLA RAFFINERIA TAMOIL	7
2.1	UBICAZIONE DELLA RAFFINERIA	7
3	DESCRIZIONE DELLE UNITÀ OPERATIVE ESISTENTI	8
3.1	DESCRIZIONE DELLA RAFFINERIA ESISTENTE	8
3.1.1	Componenti di Raffineria	8
4	IL PROGETTO UNITÀ HYDROCRACKER (HCU)	10
4.1	UNITÀ HYDROCRACKER (HCU)	10
4.1.1	Descrizione delle nuove installazioni	10
4.1.2	Descrizione del processo	11
4.2	UNITÀ DI DISTILLAZIONE SOTTO VUOTO (VDU, <i>VACUUM DISTILLATION UNIT</i>)	13
4.2.1	Descrizione delle nuove installazioni	13
4.2.2	Descrizione del processo	14
4.3	UNITÀ DI PRODUZIONE DELL'IDROGENO	16
4.3.1	Descrizione delle nuove installazioni	16
4.3.2	Descrizione del processo	17
4.4	UNITÀ DI RECUPERO DELLO ZOLFO (SRU, <i>SULPHUR RECOVERY UNIT</i>)	18
4.4.1	Descrizione delle nuove installazioni	18
4.4.2	Descrizione del processo	19
4.4.3	Correnti di alimentazione	19
4.5	UNITÀ VISBREAKER	22
4.5.1	Descrizione delle nuove installazioni	22
4.5.2	Descrizione del processo	22
4.6	IMPIANTO DI STRIPPAGGIO DELLE ACQUE ACIDE	24
4.6.1	Descrizione delle nuove installazioni	24
4.6.2	Descrizione del processo	24
4.6.3	Specifiche della carica	26
4.6.4	Specifiche di prodotto	27
4.7	STRUTTURE DI RICONTATTO E RIGENERAZIONE DELL'AMMINA	28
4.7.1	Descrizione delle nuove installazioni	28
4.7.2	Descrizione del processo	28
4.7.3	Composizione e condizione del sour gas	31
4.8	SERBATOI	32
5	UTILIZZO DELLE RISORSE	33
5.1	ACQUA	33

5.2	ENERGIA	33
6	EMISSIONI	34
6.1	EMISSIONI IN ATMOSFERA	34
6.1.1	VDU	34
6.1.2	HCU	34
6.1.3	HMU	35
6.1.4	Emissioni fuggitive	37
6.1.5	Acque reflue	37
6.1.6	Rumore	38
6.1.7	Rifiuti	38
7	ATTREZZATURE DI COSTRUZIONE E FASE DI CANTIERE	40
7.1	OPERE CIVILI	40
7.2	EDIFICI	40
7.3	SCAVI	40
7.4	ELENCO DELLE APPARECCHIATURE DEL NUOVO IMPIANTO	40
7.5	ATTREZZATURE DI COSTRUZIONE	40
7.6	CONSUMO DI ACQUA ED ENERGIA IN FASE DI CANTIERE	41
7.7	RICHIESTA DI FORZA LAVORO	41
8	VALUTAZIONE DEL RISCHIO	43
8.1	RISPETTO DELLE NORMATIVE	43

ELENCO DELLE APPENDICI

Appendice 1 - Piano Regionale

Appendice 2 - Layout complessivo

Appendice 3 - Dettagli delle unità

Appendice 4 - Elenco attrezzature

 WorleyParsons resources & energy	Relazione Progetto Preliminare	Pagina 5 di 45
	Progetto Unità Hydrocracker	N. 180480-HCU-000-45-455-0001

1 INTRODUZIONE

1.1 GENERALITÀ SUL PROGETTO HCU

Nella sua configurazione attuale, la Raffineria di Cremona possiede scarsa capacità di conversione dei residui in prodotti bianchi e di conseguenza è fortemente dipendente dal mercato locale di olio combustibile per mantenere i propri livelli di produzione e profitto.

Nel 2006 la Raffineria di Cremona ha processato una quantità di greggio pari a circa 3,8 milioni di tonnellate, coprendo un fabbisogno di olio combustibile del mercato locale pari a 800.000 tonnellate. Il mercato locale di olio combustibile, principalmente destinato alle centrali termoelettriche, è in rapida diminuzione; entro il 2010 si prevede un'ulteriore considerevole riduzione della domanda di olio combustibile e prodotti affini originati presso la Raffineria di Cremona.

Affinché la Raffineria possa continuare ad essere vantaggiosa sotto il profilo economico-gestionale, è necessario un miglioramento della capacità di conversione della Raffineria allo scopo di massimizzare la produzione di prodotti bianchi di alto valore e ridurre al contempo la dipendenza della Raffineria dalla produzione di olio combustibile di basso valore.

Per convertire una quota maggiore di residui atmosferici in distillati medi vendibili, non solo è richiesto il cracking dei componenti più pesanti ma occorre anche un sostanziale incremento della capacità di desolfurazione della Raffineria. A questo scopo, è stata proposta l'installazione di un Hydrocracker completo di Unità di Distillazione sotto vuoto, Unità di Produzione dell'Idrogeno, Unità di Recupero dello Zolfo e strutture per il Trattamento dei Gas Acidi (*Sour Gas*), nonché una modifica dell'attuale Impianto Visbreaker tale da convertirlo in un impianto di Cracking Termico del Gasolio (TGU, *Thermal Gasoil Unit*).

L'implementazione di queste unità di processo, nuove o modificate, è nota collettivamente come Progetto Hydrocracker (HCU, *Hydrocracker Unit*).

In sintesi, il progetto HCU prevede:

- Una nuova Unità Hydrocracker (HCU) dalla capacità pari a 20.000 bpsd. L'unità, progettata per l'alimentazione a gasolio sotto vuoto (VGO, *vacuum gasoil*), presenterà una capacità di conversione finale del VGO introdotto pari a circa il 98% peso. L'unità potrà essere alimentata in piccola parte anche dal residuo prodotto dall'esistente unità di deparaffinazione catalitica (Catalytic Dewaxing).
- Una nuova Unità di Distillazione sotto vuoto (VDU, *Vacuum Distillation Unit*) dalla capacità pari a 35.000 bpsd per la produzione di tagli di gasolio sotto vuoto leggeri e pesanti. L'unità VDU sarà alimentata con i residui atmosferici provenienti dall'Unità di Distillazione del Greggio n. 1 e dall'impianto di Topping n. 2. Il gasolio pesante e parte del gasolio leggero saranno alimentati nella nuova Unità Hydrocracker. La parte restante del gasolio leggero andrà a incrementare l'alimentazione dell'esistente unità di deparaffinazione catalitica. Il residuo sotto vuoto alimenterà l'Impianto Visbreaker/TGU.
- Un nuovo Impianto di Produzione dell'Idrogeno dalla capacità pari a 45.000 Nm³/h. L'unità andrà a soddisfare l'aumentato fabbisogno di idrogeno della Raffineria risultante dall'aggiunta del nuovo Hydrocracker. L'installazione di un nuovo impianto di produzione dell'idrogeno contribuirà inoltre ad incrementare la flessibilità totale della Raffineria rispetto alla sua offerta di idrogeno, che attualmente dipende dalle prestazioni dell'impianto di riforma catalitica continua (CCR, *Continuous Catalytic Reforming*). La nuova unità di produzione dell'idrogeno sarà alimentata a nafta, LPG o gas naturale importato.
- Nuove strutture di rigenerazione e ricontatto dell'ammina. Le nuove unità serviranno a far fronte all'aumentato livello di desolfurazione e saranno dotate di due nuovi contattori, un nuovo rigeneratore e un sistema di lavaggio dei gas di scarico provenienti dalla distillazione VDU.
- Un nuovo Impianto di Strippaggio delle Acque Acide operante in parallelo rispetto all'unità attuale sarà installato in modo da trattare le acque acide aggiuntive prodotte.
- Una nuova Unità di Recupero dello Zolfo complementare all'unità attualmente in funzione fornirà la capacità necessaria all'attuazione del Progetto Hydrocracker.

 WorleyParsons resources & energy	Relazione Progetto Preliminare	Pagina 6 di 45
	Progetto Unità Hydrocracker	N. 180480-HCU-000-45-455-0001

- Saranno richieste modifiche all'attuale Unità Visbreaker in modo che possa essere alimentata con cariche diverse (residui sotto vuoto anziché residui atmosferici) e possa fungere da Unità di Cracking Termico del Gasolio a capacità bassissima.
- Varie modifiche al sistema al Parco Serbatoi, tra cui:
 - demolizione dei serbatoi ridondanti attualmente esistenti
 - costruzione di nuovi serbatoi
- Ampliamento dei seguenti sistemi di utility a supporto delle nuove strutture:
 - gas combustibile
 - aria strumentazione e impianti
 - azoto

Si noti che il Progetto HCU prevede l'utilizzo di sistemi di utility aggiuntivi come vapore, energia elettrica, acqua di raffreddamento, acqua demineralizzata e combustione; tuttavia le modifiche previste a questi sistemi ricadono nell'ambito di altri progetti e pertanto non saranno descritti ulteriormente nel presente documento.

1.2 SCOPO E STRUTTURA DELLA RELAZIONE

Scopo della relazione è fornire informazioni di background che contribuiscano a una valutazione ambientale degli sviluppi del progetto HCU proposto.

La Relazione offre una panoramica dei nuovi impianti previsti nell'ambito del Progetto HCU, della rispettiva ubicazione e dei dati ambientali ad essi associati, sia rispetto alla fase di costruzione sia di funzionamento.

 WorleyParsons resources & energy	Relazione Progetto Preliminare	Pagina 7 di 45
	Progetto Unità Hydrocracker	N. 180480-HCU-000-45-455-0001

2 UBICAZIONE DELLA RAFFINERIA TAMOIL

2.1 UBICAZIONE DELLA RAFFINERIA

La Raffineria di Tamoil è ubicata nel comune di Cremona, ad ovest del nucleo urbano storico.

La Raffineria si estende su una superficie di circa 0,8 km² e confina:

- a est ed a sud con una strada comunale;
- a ovest con l'argine maestro del fiume Po;
- a nord con terreni agricoli ed il colatore Morbasco.

Tutte le unità oggetto di modifiche sono comprese all'interno del confine della Raffineria.

L'appendice 1 contiene vedute aeree dell'ubicazione della Raffineria

 WorleyParsons resources & energy	Relazione Progetto Preliminare	Pagina 8 di 45
	Progetto Unità Hydrocracker	N. 180480-HCU-000-45-455-0001

3 DESCRIZIONE DELLE UNITÀ OPERATIVE ESISTENTI

3.1 DESCRIZIONE DELLA RAFFINERIA ESISTENTE

La Raffineria Tamoil di Cremona è autorizzata alla lavorazione di 5.000.000 tonnellate di grezzo all'anno. Indicativamente, la produzione potrebbe essere ripartita come segue:

- Benzina, con capacità di produzione massima pari a 1.000.000 t/anno;
- Gasolio, con capacità di produzione massima pari a 2.031.000 t/anno;
- Olio combustibile, con capacità di produzione pari a 1.311.000 t/anno;
- Kerosene, con capacità di produzione pari a 277.000 t/anno;
- GPL, con capacità di produzione pari a 160.000 t/anno;
- Zolfo, con capacità di produzione pari a 4.800 t/anno.

Si precisa che i quantitativi sopra riportati sono solo indicativi, non vincolanti, e non rappresentano la produzione massima autorizzata.

Si riporta di seguito l'analisi dettagliata delle varie componenti di Raffineria.

3.1.1 Componenti di Raffineria

La Raffineria di Cremona è caratterizzata dalle seguenti componenti di impianto:

- Impianti di produzione di benzina, gasolio, olio combustibile, kerosene, GPL, Zolfo, ovvero:
 - Impianto Crude Unit;
 - Impianto Topping 2;
 - Impianto Diesel Oil Ultrafiner;
 - Impianto Ultraformer n. 2;
 - Impianto Visbreaker;
 - Impianti di Recupero Zolfo n. 1 e n. 2;
 - Impianto Dewaxing Gasolio;
 - Impianto C.C.R (Riforma Catalitica Continua);
 - Impianto di Isomerizzazione Totale (T.I.P);
 - Impianto di Desolforazione Gasoli HDS.
- Sistemi ausiliari:
 - Impianto di strippaggio Acque Acide (SWS);
 - Impianto di Post Combustione, per la combustione di alcune correnti gassose in uscita dagli impianti prima della loro emissione in atmosfera;
 - Rete Gas Metano;
 - Rete Olio Combustibile;
 - Rete Fuel Gas di Raffineria;
 - Sistema Aria Compressa;
 - Sistema di Produzione e Distribuzione Azoto;
 - Sistema Blow-Down e Torcia;
 - Centrale Termoelettrica (CTE): composta da 3 caldaie per la produzione di vapore tecnologico ed energia elettrica;

 WorleyParsons resources & energy	Relazione Progetto Preliminare	Pagina 9 di 45
	Progetto Unità Hydrocracker	N. 180480-HCU-000-45-455-0001

- Circuito Acqua di raffreddamento a ciclo chiuso.

La Raffineria di Cremona è, inoltre, caratterizzata dalla presenza delle seguenti aree a servizio delle unità produttive, per lo stoccaggio, movimentazione e trasporto di prodotti, semilavorati, materie prime:

- *Area Stoccaggi e Aree di Carico*: comprende serbatoi di vario tipo e capacità, per lo stoccaggio dei prodotti di carica impianti, per i prodotti semilavorati ed, infine, per i prodotti da commercializzare;
- *Area Spedizione prodotti*: raggruppa le pensiline di carico autobotti ed il raccordo ferroviario;
- Oleodotti di Raffineria.

4 IL PROGETTO UNITÀ HYDROCRACKER (HCU)

Le sezioni seguenti contengono una descrizione del nuovo impianto previsto nell'ambito del progetto, mentre le Appendici 2 e 3 offrono informazioni aggiuntive (*plot plan*, bilanci materiali e termici e schemi di flusso di processo).

4.1 UNITÀ HYDROCRACKER (HCU)

4.1.1 Descrizione delle nuove installazioni

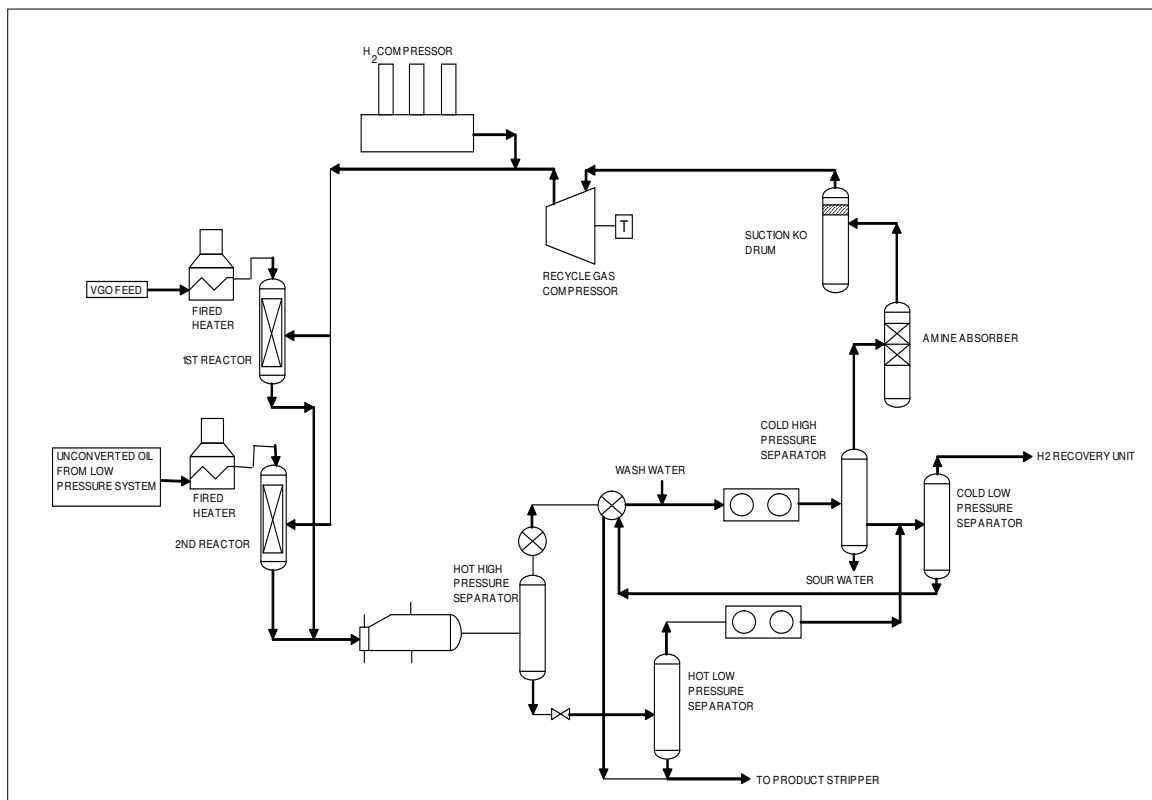
Il processo di Hydrocracking offre un metodo versatile per la conversione delle frazioni pesanti di petrolio in prodotti più leggeri e pregiati. Si basa sul contatto della carica di petrolio con un eccesso di idrogeno a pressioni elevate (all'incirca 160 barg) e temperature elevate (all'incirca 380 °C) in presenza di letti di catalizzatori. Le cariche sono convertite in prodotti saturi a basso peso molecolare mediante Hydrocracking catalitico. Nello stesso reattore, sebbene con catalizzatori diversi, avviene la conversione dei composti di zolfo e azoto in idrogeno solforato e ammoniaca.

Si tratta di un processo di riciclo in cui, in un'unica fase, ha luogo la conversione di circa il 30-50% della carica tramite il reattore di primo stadio. L'effluente del reattore viene separato in gas e liquidi e i liquidi sono a loro volta frazionati in prodotti e materie prime non convertite. Una corrente di riciclo del prodotto non convertito è inviata al reattore di secondo stadio per un'ulteriore conversione. Un piccolo flusso di spillatura di residuo non convertito viene scaricato dal sistema per evitare l'accumulo di polinucleidi aromatici pesanti.

L'unità di Hydrocracking si compone principalmente di quattro sezioni; alimentazione, reazione, separazione e frazionamento. La principale differenza tra i processi di Hydrocracking in competizione risiede nella sezione di reazione dove sono previste opzioni di trattamento a uno e due stadi, diverse miscele di catalizzatori e preriscaldamento in reattore a uno o due fasi.

Il processo di Hydrocracking del Licenziatario è mostrato schematicamente in figura 4.1.1 (a):

Figura 4.1.1 (a) – Panoramica del processo di Hydrocracking Chevron Lummus ad alta pressione



Le cariche da alimentare nella nuova unità Hydrocracker sono gasoli pesanti sotto vuoto (HVGO, *Heavy Vacuum Gasoils*) provenienti dall'unità di distillazione sotto vuoto più un'esigua quantità (dal 5 al 7%) di prodotto di fondo ottenuto da un frazionatore dell'unità di deparaffinazione catalitica. Per il progetto si è optato per un gasolio pesante sotto vuoto derivato da greggio Es Sider. Le proprietà della carica HVGO sono indicate nella tabella 4.1.1 (b) sottostante.

Si prevede che l'unità opererà a circa 20.000 bpsd con miscele di greggio Es Sider, El Sharara e altri greggi libici. In queste condizioni operative, la durata del ciclo prevista è di 24 mesi. La rigenerazione dei catalizzatori sarà effettuata da terzi.

Tabella 4.1.1 (b) – Proprietà dell'alimentazione a VGO estremo

Sorgente greggio	Es Sider	
intervallo di ebollizione TBP, °C	400-580	
Densità	0,9217	
Zolfo, % peso	0,69	
Carbonio Conradson, % peso	0,6	
Viscosità, cSt		
@ 50°C	87,6	
@ 100°C	15,7	
Azoto, % peso	0,23	
Vanadio, plus Nickel, ppm peso	2ppm	
Pour point, °C	45	
Bromine Nr, g/100g	2	
Distillazione		
ASTM, % volume	TBP	D1160 vac./ (10mm Hg)
IBP	535	156
5%	549	204
10%	698	226
30%	798	269
50%	899	316
70%	972	352
90%	1053	392
95%	1091	412
FBP	1129	432
Quantità max. m ³ /h	132,5	
Quantità max. bpsd	20.000	

4.1.2 Descrizione del processo

L'unità è progettata per massimizzare la produzione di distillati medi, minimizzando al contempo la produzione di nafta e ottimizzando il consumo di idrogeno. Eventuali residui di materia prima non convertita sono riciclati ottenendo un tasso di conversione pari a circa il 98% della carica. Un'esigua corrente di spillatura di materia prima non convertita pari a circa il 2 % peso è inviata al Visbreaker/Cracking Termico del Gasolio per un'ulteriore conversione.

La carica di materiale fresco è miscelata con un gas ricco di idrogeno riciclato, riscaldata e alimentata nel primo reattore del processo di Hydrocracking. L'effluente del reattore viene separato: il gas verrà riciclato e il liquido sottoposto dapprima a strippaggio per rimuovere il bulk di componenti leggere, idrogeno solforato e ammoniacca, e poi frazionato per recuperare i prodotti di reazione e il residuo non convertito. Nel gas di riciclo viene aggiunto idrogeno di integrazione dalla purezza pari a 99,5% mol a compensazione dell'idrogeno consumato nella reazione e le perdite per soluzione.

I reattori contengono uno strato filtrante protettivo, sezioni di demetallizzazione, idrotrattamento e Hydrocracking. Nel processo CLG, è proposto una schema di reazione a due stadi. Nel primo reattore viene processata solo la carica di materiale fresco e nel secondo reattore viene processato solo il prodotto di riciclo non convertito. Gli effluenti provenienti da entrambi i reattori vengono poi combinati nel separatore a caldo ad alta pressione. Le unità operano a circa 160 barg in corrispondenza del separatore di alta pressione.

All'inizio del ciclo di attività del catalizzatore (SOR, *start of run*), i reattori operano a temperature comprese tra 370 e 385 °C, mentre a fine ciclo (EOR, *end of run*) presentano un incremento di circa 15 - 20 °C. Il preriscaldamento del reattore sia per la carica sia per il gas di riciclo è ottenuto mediante

scambio di calore con l'effluente del reattore e un forno a combustione.

Una volta raffreddato, l'effluente del reattore passa attraverso un separatore a caldo ad alta pressione (HHPS, *Hot High Pressure Separator*), un separatore a caldo a bassa pressione (HLPS, *Hot Low Pressure Separator*), un separatore a freddo ad alta pressione (CHPS, *Cold High Pressure Separator*) e un separatore a freddo a bassa pressione (CLPS, *Cold Low Pressure Separator*). Il processo determina la separazione del gas di riciclo, del fuel gas e delle acque acide dal liquido. Il liquido risultante dalla sezione di reazione è inviato alla sezione di frazionamento e sottoposto a stripping nello stripper con vapore MP che elimina l'H₂S dalle correnti di distillato.

La corrente di fondo dello stripper viene preriscaldata in un forno a combustione e inviata al frazionatore di prodotto. Questo frazionatore principale separa la nafta, il cherosene e i prodotti diesel dal residuo non convertito. Il residuo non convertito proveniente dal fondo del frazionatore viene in larga parte riciclato nei reattori. Il diesel e il cherosene sono originati da due stripper laterali del frazionatore principale e i tagli di testa del prodotto distillato "nafta intera" sono inviati al separatore di nafta.

La nafta leggera non stabilizzata prodotta in testa allo stripper è inviata all'alimentazione della stabilizzatrice di nafta. Eventuali residui di H₂S sono dirottati in testa alla stabilizzatrice di nafta. I tagli di testa della corrente di LPG sono acidi e vengono inviati al trattamento di LPG esistente nell'unità Crude Unit. Il prodotto di fondo è inviato allo Splitter Nafta che produce correnti di nafta leggere e pesanti.

Un'iniezione di acqua di lavaggio in corrispondenza dell'ingresso del vapore nel refrigerante ad aria HHPS impedisce l'accumulo di sali di ammonio corrosivi. L'acqua acida risultante dal processo di lavaggio e dallo stripping a vapore nello stripper di H₂S è inviata all'impianto di Stripping Acque Acide.

La corrente di fondo non convertita proveniente dal frazionatore viene riciclata all'alimentazione del secondo reattore: una corrente di scarico pari al 2% (diretta all'alimentazione dell'impianto Visbreaker) è rimossa per impedire l'accumulo di polinucleidi aromatici pesanti (HPNA, *Heavy PolyNuclear Aromatics*).

Dai flash drum ad alta e bassa pressione della sezione di reazione e dalla testa dello stripper e del separatore di nafta nella sezione di frazionamento vengono prodotti gas di scarico acidi (sour). Il gas è inviato in una nuova colonna di adsorbimento dell'ammina per la rimozione dell'H₂S e quindi è inviato in carica all'Unità di Produzione dell'Idrogeno.

In normali condizioni, tutti gli sfiori gassosi sono recuperati e non è previsto alcun invio di gas alla torcia. L'unità è prevista di appositi sistemi di depressurizzazione rapida per far fronte alle emergenze.

La capacità di turndown di progetto è pari al 50%.

Rendimenti e specifiche di prodotto

I rendimenti e le specifiche di prodotto, in base ai dati del Licenziatario, sono indicati di seguito nella tabella 4.1.2 (a).

Tabella 4.1.2 (a) – Rendimenti e specifiche di prodotto

Rif.	HVGO da greggio Es Sider 100%	
	SOR	EOR
	CLG 98% CONV	CLG 98% CONV
Fuel Gas (% peso della carica)	0,26	0,51
LPG (% peso della carica)	2,99	3,27
Nafta leggera (% peso della carica)	7,84	8,39
Punto iniziale di distillazione, °C	C5	C5
Punto finale di distillazione, °C	82	82
Nafta pesante (% peso della carica)	14,41	14,92
Punto iniziale di distillazione, °C	82	82
Punto finale di distillazione, °C	150	150

Cherosene (% peso della carica)	17,72	17,61
Punto iniziale di distillazione, °C	150	150
Punto finale di distillazione, °C	220	220
Diesel (% peso della carica)	56,26	54,72
Punto iniziale di distillazione, °C	220	220
Punto finale di distillazione, °C	370	370
UCO (% peso della carica)	2,0	2,0
Punto iniziale di distillazione, °C	370	370
Totale prodotti (% peso della carica)	102,49	102,43
% conversione	98,0	98,0

Note:

1. I rendimenti sono basati sulla % in peso della carica di materiale fresco in caso di utilizzo di greggio Es Sider al 100% alla portata di alimentazione pari a 20.000 b/d. Il totale dei prodotti in uscita è > 100% per effetto del consumo di idrogeno.
2. Come portata di LPG si è presa la somma di C3 e C4
3. Come Fuel Gas si è presa la somma di C1 e C2

Ubicazione

La nuova unità Hydrocracker sarà installata nell'area attualmente occupata dai serbatoi A-7, L-15 e L-16 (blocco 18).

Il Plot Plan dell'HCU è allegato all'Appendice 2 della presente Relazione.

4.2 UNITÀ DI DISTILLAZIONE SOTTO VUOTO (VDU, *VACUUM DISTILLATION UNIT*)

4.2.1 Descrizione delle nuove installazioni

Nell'ambito delle modifiche proposte per l'implementazione del Progetto Hydrocracker (HCU), dovrà essere installata una nuova Unità di Distillazione Sotto Vuoto della capacità nominale di 35.000 BPSD.

La nuova unità sarà adibita alla produzione di:

- un taglio di gasolio leggero sotto vuoto (LVGO, *Light Vacuum Gasoil*), che verrà principalmente alimentato all'unità di deparaffinazione catalitica (CDW, *Catalytic Dewaxing unit*) insieme al gasolio pesante (HGO, *Heavy Gasoil*) proveniente dalle unità Crude Unit CDU1 e T2.
- Un taglio di gasolio pesante sotto vuoto (HVGO, *Heavy Vacuum Gasoil*), che verrà alimentato all'HCU insieme al residuo di deparaffinazione proveniente dall'unità CDW.
- Residui sotto vuoto, che saranno alimentati all'unità Visbreaker (VBU).

Alimentazione dell'unità VDU

La carica dell'unità VDU consisterà in residui atmosferici provenienti da CDU1 e T2.

Capacità di progetto dell'unità VDU

La capacità di progetto dell'unità VDU sarà in funzione della quantità di residui atmosferici ottenuti in modalità di funzionamento "blocked" con il greggio Es Sider, ovvero il greggio più pesante nel paniere di greggi previsti dal progetto.

Si veda la Tabella 4.2.1 (a) seguente:

Tabella 4.2.1 (a) – Capacità VDU

	Es Sider
Velocità di alimentazione VDU, BPSD	35.000
Velocità di alimentazione VDU, t/h	220

Caratteristiche della carica VDU

Le singole caratteristiche della carica VDU sono indicate nella Tabella 4.2.1 (b).

Tabella 4.2.1 (b) – Caratteristiche delle cariche VDU

	UNITÀ DI MISURA	PROGETTO (100% Es Sider)
Densità	Kg/l	0,9496
Gravità	° API	17,37
Zolfo totale	% in peso	0,87
Azoto totale	wppm	0,37
Viscosità cinematica a 50 °C	cSt	380
Viscosità cinematica a 100 °C	cSt	37,5
% Ramsbottom	% in peso	6,1
Nickel	Wppm	18,6
Vanadio	Wppm	8,3
Asfalteni	% in peso	0,95

Pour point	°C	39
------------	----	----

Distillazione TBP (vol %) della carica	Temperatura °C
IBP 1%, vol %	263
5%	353
10%	382
30%	449
50%	511
70%	590
90%	718
95%	772
98%	834

4.2.2 Descrizione del processo

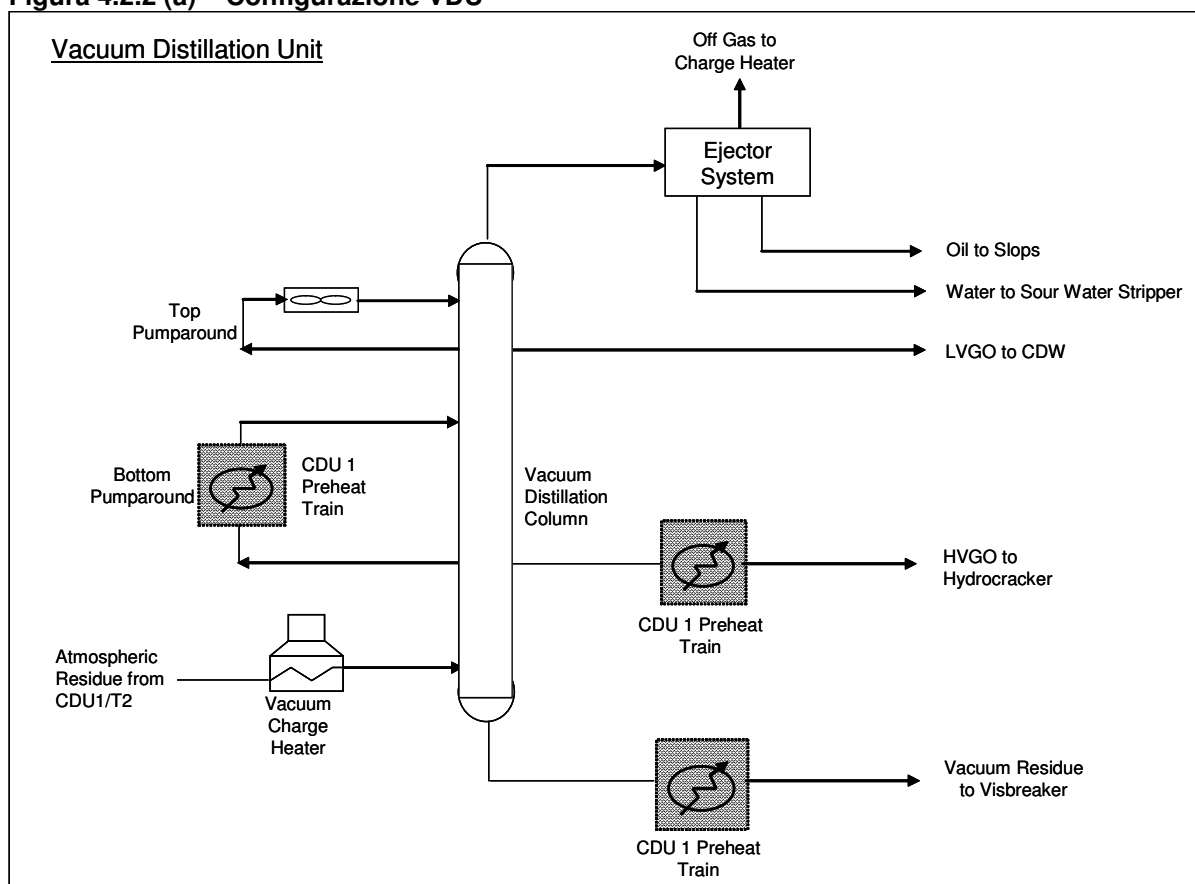
Nella configurazione attuale, in cui l'unità Visbreaker è alimentata con residui atmosferici, i residui atmosferici provenienti dall'unità CDU1 sono inviati al limite di batteria dell'unità dalla pompa del fondo atmosferico e raffreddati nei quattro scambiatori di calore che fanno parte del treno di preriscaldamento del greggio. Una configurazione simile è presente in T2.

Nella configurazione HCU, i residui atmosferici saranno alimentati all'Unità di Distillazione sotto vuoto (VDU). Ai fini di una maggiore efficienza energetica, l'Unità di Distillazione sotto vuoto è termicamente integrata con l'unità Crude Unit (CDU1).

Nell'ambito del Progetto MIP, è stato messo a punto un treno di scambio del calore integrato per il recupero del calore risultante dalla corrente del Pumparound di HVGO, dal prodotto HVGO e dal fondo della colonna sotto vuoto, utilizzandolo per il preriscaldamento del greggio.

La configurazione VDU è illustrata schematicamente nella Figura 4.2.2 (a) seguente:

Figura 4.2.2 (a) – Configurazione VDU



Dal limite di batteria, la carica VDU viene alimentata al forno di riscaldamento della carica e successivamente perverrà alla colonna di frazionamento sotto vuoto. La colonna sotto vuoto sarà progettata per funzionare a una pressione di 13 mm Hg nella sezione di testa. L'utilizzo di materiali di riempimento strutturati a basse perdite di carico determinerà una pressione nella zona di evaporazione pari a circa 28 mm Hg. L'esercizio a bassa pressione consentirà di ottenere la vaporizzazione richiesta con il minimo uso di vapore, e senza superare gli 800°F (427°C) all'uscita forno; non si prevede pertanto cracking eccessivo della carica.

La colonna sotto vuoto conterrà quattro letti. Il gasolio LVGO sarà estratto dal fondo del letto superiore. La temperatura è tale da non consentire il recupero del calore dal Pumparound superiore, rendendo necessario il raffreddamento del Pumparound e del prodotto LVGO mediante acqua di raffreddamento e refrigeratori ad acqua temperata. Il prodotto HVGO e il Pumparound HVGO saranno estratti dal fondo del letto intermedio. Il Pumparound e il prodotto saranno inviati agli scambiatori di preriscaldamento della carica nell'esistente impianto di distillazione del grezzo Crude Unit N.1. Il Pumparound tornerà in testa al letto intermedio e l'HVGO andrà al limite di batteria dell'unità, da dove sarà inviato all'HCU o allo stoccaggio intermedio.

Parte dell'HVGO caldo sarà inviato dalla pompa al letto di lavaggio superiore, che è situato sopra la zona di evaporazione, per impedire la formazione di coke. Lo slop oil proveniente dal fondo del letto di lavaggio inferiore viene riciclato all'ingresso del Riscaldatore di Carica o miscelato nel prodotto di fondo.

In testa alla colonna, le componenti leggere e l'H₂S prodotte dalla pirolisi della carica saranno eliminate dalla colonna mediante un sistema a vuoto che consisterà in un eiettore a vapore a tre stadi. Il vapore condensato proveniente dagli eiettori sarà inviato allo Stripper delle Acque Acide e gli idrocarburi condensati al sistema di raccolta dei residui oleosi.

Il gas di scarico, previa rimozione dell'H₂S contenuto, verrà combusto in un bruciatore dedicato nel forno dell'unità stessa.

Rendimenti stimati del prodotto dell'unità VDU

Tabella 4.2.2 (b) – Rendimenti stimati del prodotto dell'unità VDU

	Es Sider
VGO leggero (% vol della carica)	15,4
Punto iniziale di distillazione, °C	375
Punto finale di distillazione, °C	420
VGO pesante (% vol della carica)	53,4
Punto iniziale di distillazione, °C	420
Punto finale di distillazione, °C	580
Residuo sotto vuoto (% vol della carica)	31,2
Punto iniziale di distillazione, °C	580
Punto finale di distillazione, °C	850

Allocazione dell'area prevista dalle piante progettuali

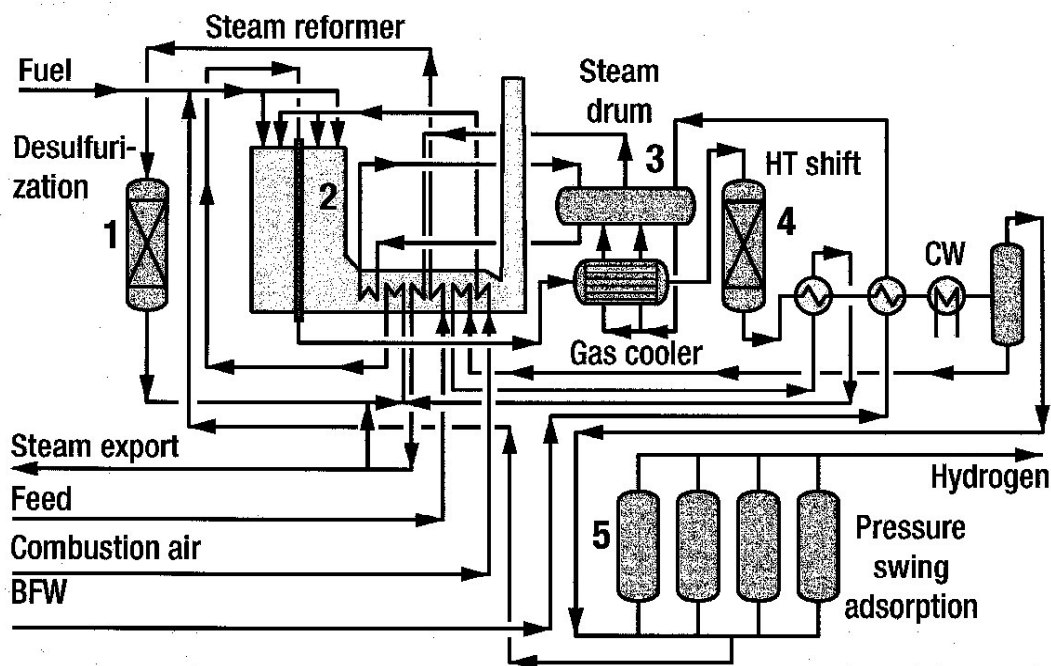
La nuova unità VDU sarà installata nell'area ora occupata dai serbatoi A-7, L-15 e L-16 (blocco 18). Il Plot Plan dell'unità VDU è incluso nell'Allegato 2 alla presente Relazione.

4.3 UNITÀ DI PRODUZIONE DELL'IDROGENO

4.3.1 Descrizione delle nuove installazioni

Al fine di ottenere la quantità e la qualità desiderate di idrogeno per alimentare il nuovo Hydrocracker, è prevista l'installazione di una nuova Unità di Produzione dell'Idrogeno (HMU, *Hydrogen Manufacturing Unit*). Questa unità sarà progettata in modo da fornire tutto l'idrogeno necessario per la nuova unità Hydrocracker.

La descrizione dell'unità e la sua configurazione, come illustrata in Figura 4.3.1 (a), si riferiscono a un'Unità di Produzione dell'Idrogeno dotata di tecnologia di Reforming a Vapore per la produzione di idrogeno e di tecnologia PSA (Pressure Swing Absorption) per la depurazione dell'idrogeno al grado richiesto.

Figura 4.3.1 (a) – Configurazione dell'Unità di Produzione dell'Idrogeno


4.3.2 Descrizione del processo

La carica viene preriscaldata e desolforata in uno o due reattori a letto fisso (1). Questa fase di desolforazione è necessaria per evitare l'avvelenamento del catalizzatore di reforming. Il gas di alimentazione così trattato viene poi miscelato con vapore a un rapporto vapore/carbonio ottimizzato e riscaldato prima di essere convertito in gas di sintesi nel reformer (2), con tubazioni riempite di catalizzatore al nickel a una pressione compresa tra 20 e 50 bar e temperature comprese tra 800 °C e 950 °C. Questa reazione è endotermica e il calore è ottenuto dal gas di coda proveniente dall'unità PSA e dal fuel gas esterno. Il gas di sintesi contiene idrogeno, metano, monossido di carbonio (CO) e acqua.

Il reformer a vapore mostrato è un reformer a combustione superiore. La sezione radiante del forno del reformer è utilizzata per ottimizzare il recupero di calore mediante generazione di vapore surriscaldato ad alta pressione (3) e preriscaldamento della carica e dell'aria di combustione.

Carica

Per far fronte alla diversificazione dell'offerta di greggio, della domanda e dei prezzi dei prodotti finiti, l'unità dovrà essere realizzata in modo da offrire massima versatilità. L'unità sarà progettata in modo da utilizzare una qualsiasi delle seguenti correnti di alimentazione:

- gas naturale
- LPG
- corrente di gas di scarico dolci HCU combinata
- nafta

La corrente HCU combinata non sarà disponibile all'avvio dell'Unità di Produzione dell'Idrogeno.

Capacità dell'unità e specifiche dell'idrogeno

L'unità sarà progettata per fornire 45.000 Nm³/h di idrogeno, dalla purezza pari a 99,5% mol. (min.) in modo da soddisfare la massima domanda garantita di idrogeno proveniente dall'Unità Hydrocracker.

Il progetto relativo all'Unità di Produzione dell'Idrogeno si basa sulla richiesta di idrogeno ad alta purezza indicata di seguito, nella Tabella 4.3.2 (a):

Tabella 4.3.2 (a) – Specifiche dell'idrogeno

Proprietà	Valore
Idrogeno, Mole %, Min.	99,5
Metano, Mole %, Max.	0,5
CO + CO ₂ , Mole ppm, Max.	<10
Azoto, Mole ppm, Max.	1000
Pressione richiesta al limite di batteria (bar g)	29,5
Temperatura (°C)	38

Allocazione dell'area prevista dalle piante progettuali

La nuova unità HMU sarà installata nell'area ora occupata dai serbatoi A-7, L-15 e L-16 (blocco 18).

Il Plot Plan dell'unità HMU è incluso nell'Allegato 2 alla presente Relazione.

4.4 UNITÀ DI RECUPERO DELLO ZOLFO (SRU, *SULPHUR RECOVERY UNIT*)

4.4.1 Descrizione delle nuove installazioni

Dovrà essere installata una nuova unità di recupero dello zolfo di tipo Claus con predisposizione per il funzionamento in modalità stand-alone o in parallelo con l'unità SRU2 di Recupero dello Zolfo di tipo Claus a 2 stadi esistente.

La nuova unità SRU sarà adibita al trattamento di una combinazione di correnti di gas acidi e di sour gas prodotte dalla Raffineria. Infatti, la Raffineria avrà sorgenti di gas acidi (flussi ad alto contenuto di H₂S) derivanti dall'esistente rigeneratore amminico nell'Unità Visbreaker (VBU) e dal nuovo rigeneratore ACU previsto nel progetto HCU; inoltre, ci saranno sorgenti di sour gas (flussi ad alto contenuto di H₂S e NH₃) provenienti dai due Stripper di Acque Acide esistenti nell'unità VBU e dalla nuova unità di Strippaggio delle Acque Acide SWS.

Le correnti di gas acidi verranno combinate in un collettore comune di gas acidi mentre le correnti di sour gas saranno combinate in un collettore comune di sour gas. La modalità di funzionamento prevista sarà con entrambe le unità di recupero dello zolfo on-line e le correnti acide e sour proporzionate rispetto a ciascuna unità SRU in funzione delle esigenze operative.

Le correnti di gas acidi e sour gas dovranno essere trattate nell'unità SRU in modo da ottenere una conversione pari al 96% della carica di H₂S rispetto al prodotto zolfo e della carica di NH₃ rispetto all'azoto.

Il gas di coda dell'SRU verrà inviato a un' esistente Unità di Trattamento del Gas di Coda (TGTU, *Tail Gas Treating Unit*) ubicata in un'area adiacente all'unità SRU2 esistente, avente una capacità sufficiente a trattare anche il gas di coda proveniente dall'unità SRU e che consentirà di raggiungere la conversione globale del 99.5% dello zolfo.

Qualora una unità SRU sia off-line, l'altra unità sarà utilizzata al massimo della capacità, previo adeguamento della portata di lavorazione primaria o degli impianti di desolforazione e Hydrocracker, oppure processando un grezzo caratterizzato da minor contenuto di zolfo.

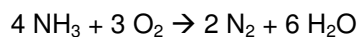
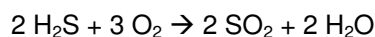
In questo modo saranno considerati soddisfatti i requisiti di omologazione IPPC e le linee guida BREF associate che prevedono la disponibilità di una capacità di riserva nella Raffineria.

Nel caso di mancata disponibilità di entrambe le unità di processo, durante la gestione dell'emergenza le correnti di gas acidi e sour gas verranno deviate all'esistente post-combustore F-902.

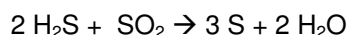
 WorleyParsons resources & energy	Relazione Progetto Preliminare	Pagina 19 di 45
	Progetto Unità Hydrocracker	N. 180480-HCU-000-45-455-0001

4.4.2 Descrizione del processo

Le correnti di gas acidi e sour gas saranno alimentate al forno di reazione dove le principali reazioni sono:



Le condizioni nel forno di reazione sono fortemente riducenti e studiate per convertire l'ammoniaca in azoto (preferibilmente in NO_x) e sopprimere la formazione di SO_3 . È possibile limitare il campo di reazione regolando il flusso d'aria in ingresso in modo tale che 1/3 dell' H_2S alimentata non sia soggetta ad alcuna reazione e che venga conseguito il corretto rapporto di $\text{H}_2\text{S}/\text{SO}_2$ per la reazione di Claus.



La costruzione del bruciatore e la ripartizione del gas acido tra il bruciatore in ingresso e l'iniezione nel vano del forno facilitano la conversione dell'ammoniaca in azoto elementare.

Il gas caldo proveniente dal forno di reazione è utilizzato per generare il vapore e raffreddare il gas di processo a una temperatura di circa 340°C. Il gas viene poi inviato al primo condensatore di zolfo dove viene sviluppato vapore a bassa pressione nel processo di raffreddamento della corrente a circa 185°C e di condensazione di una parte dello zolfo elementare. Il gas rimanente viene poi riscaldato con il vapore fino a raggiungere una temperatura di 220°C e inviato al reattore Claus di primo stadio dove ha luogo un'ulteriore conversione in zolfo elementare. Lo zolfo viene nuovamente condensato nel secondo condensatore di zolfo (178°C) dove viene sviluppato altro vapore a bassa pressione in grado di condizionare il raffreddamento. Questo processo viene ripetuto per il reattore Claus di secondo stadio (210°C) e il terzo condensatore di zolfo (132°C) fatta eccezione per il fatto che il vapore a bassa temperatura sviluppato nel terzo condensatore viene completamente condensato con un refrigerante ad aria.

Lo zolfo condensato fluisce attraverso le guardie idrauliche del condensatore nel serbatoio di accumulo dello zolfo. Il gas di sfiato dello zolfo nel serbatoio di accumulo viene estratto con un eiettore a vapore e riciclato all'ingresso dell'unità SRU. Lo zolfo fuso nel serbatoio di accumulo viene pompato nella torre evaporativa dall'accumulatore a livello controllato. Lo zolfo viene raffreddato a una temperatura di circa 135°C mediante scambio incrociato con l'acqua temperata prodotta dall'acqua di alimentazione della caldaia di ricircolo attraverso il condensatore di zolfo finale.

Il gas viene strappato dello zolfo fuso nella torre evaporativa mediante contatto con aria compressa ed essiccata in un letto riempito. Lo zolfo degassato è inviato allo stoccaggio mentre l'aria di contatto fluisce nel forno di reazione per essere utilizzata come aria di combustione e per recuperare eventuali vapori di zolfo strippati.

Il gas di coda proveniente dal condensatore di zolfo finale contiene ancora idrogeno solforato e diossido di zolfo (controllati in un rapporto di circa 4:1 ai fini del funzionamento dell'unità di trattamento del gas di coda) e dovrà essere inviato all'unità di trattamento del gas di coda mediante una ventola in linea per aumentare la pressione del gas al livello richiesto.

4.4.3 Correnti di alimentazione

Correnti di gas acidi –

Attualmente la Raffineria dispone di due sorgenti di gas acidi, ovvero i rigeneratori amminici nell'Unità di Desolforazione Catalitica dei Distillati Medi (DOUF) e nell'Unità Visbreaker (VBU). In seguito all'installazione dell'HCU, il rigeneratore amminico nell'unità DOUF sarà messo fuori servizio, in quanto di capacità insufficiente, e verrà installato un nuovo rigeneratore di ammina come parte dell'HCU.

Il nuovo rigeneratore HCU dovrà essere in grado di gestire l'intero carico della Raffineria. Tuttavia il nuovo rigeneratore HCU e il rigeneratore VBU potranno anche operare in contemporanea con carico parziale.

Correnti di Sour Gas –

La Raffineria dispone di correnti di sour gas provenienti dai due impianti di strippaggio delle acque acide esistenti, SWS 1 e SWS 2. Attualmente, i gas di scarico degli impianti di strippaggio delle acque acide sono inviati all'esistente unità SRU 2. Le correnti di sour gas contengono concentrazioni significative sia di H₂S sia di NH₃.

Nell'ambito del Progetto Hydrocracker è previsto un ulteriore impianto di strippaggio delle acque acide, il cui sour gas, combinato con le analoghe correnti provenienti dagli impianti esistenti, sarà alimentato sia nell'esistente unità SRU 2 che nel nuovo impianto SRU, per il successivo recupero dello zolfo e la distruzione dell'ammoniaca.

Casistiche di alimentazione SRU –

Alla capacità di desolforazione di progetto delle unità all'interno della Raffineria, complessivamente nelle correnti di gas acidi e sour gas possono essere generati 55 tpd di H₂S. La capacità nominale di progetto della nuova SRU è all'incirca di 44 tpd di H₂S, in linea con la capacità della nuova SRU di gestire carichi normali di H₂S in caso di funzionamento della Raffineria alla massima capacità, alimentata con greggi di tipo Es Sider.

La normale modalità di funzionamento prevista per la Raffineria è con entrambe le unità SRU 2 e la nuova SRU on-line: ciascuna processerà una quota delle correnti di gas acidi e delle correnti di sour gas a portate inferiori rispetto a quelle di progetto.

Al di fuori dei limiti di batteria, tutte le correnti di gas acidi verranno combinate in un unico collettore di gas acidi e tutti le correnti di sour gas verranno combinate in un unico collettore di sour gas. Ciascuna unità SRU riceverà una carica separata di gas acidi e una carica separata di sour gas, ciascuna derivante dal rispettivo collettore. La segregazione faciliterà un'efficace gestione della corrente di sour gas ad alto tenore di ammoniaca.

In relazione alla SRU si presentano i seguenti tre casi:

- Caso 1 –massimi livelli di zolfo,
- Caso 2 –normali condizioni operative
- Caso 3 – basso livello di zolfo / alto livello di ammoniaca.

Il caso contraddistinto da massimi livelli di zolfo prevede un tasso di gas acidi allineato alla capacità di rimozione dello zolfo del sistema amminico. Il tasso e la composizione di sour gas associati corrispondono a una previsione in funzione di un'alimentazione della Raffineria a base di greggi Es Sider al 100%. Le correnti vengono suddivise in una proporzione relativa tale da consentire il conseguimento di 40 tpd di zolfo recuperabile (a un'efficienza di recupero dello zolfo pari al 96%) nella nuova SRU e l'invio del gas in esubero nell'SRU esistente.

Le condizioni di processo al limite di batteria SRU sono indicate nella Tabella 4.3.2 (a) in relazione al caso 1.

Tabella 4.3.2 (a) Caso 1 – Massimi livelli di zolfo

Portata (kg/h)	Carica di gas acidi		Carica di sour gas	
	Mol%	kg/h	Mol%	kg/h
Portata (kg/h)	1396		900	
Temperatura (°C)	40		85	
Pressione (Barg)	0,4		0,8	
Componenti	Mol%	kg/h	Mol%	kg/h
H ₂ S	95,05	1353,2	38,56	495,7
H ₂ O	3,67	27,6	24,51	166,6
CO ₂	0,61	11,2		
H ₂	0,14	0,1		
CH ₄	0,03	0,2		
C ₂ H ₆	0,02	0,3		
NH ₃	0,48	3,4	36,93	237,3

Il caso che prevede normali condizioni operative si basa sulle previsioni relative al carico di gas acidi e sour gas risultanti da un'alimentazione di greggi Es Sider al 100%. In questo caso la nuova unità SRU deve essere in grado di gestire la totalità dei gas acidi e sour gas di Raffineria.

Le condizioni di processo al limite di batteria SRU sono indicate nella Tabella 4.3.2 (b) in relazione al caso 2.

Tabella 4.3.2 (b) Caso 2 – Normali condizioni operative

	Carica di gas acidi		Carica di sour gas	
Portata (kg/h)	829		1311	
Temperatura (°C)	40		85	
Pressione (Barg)	0,4		0,8	
Componenti	Mol%	kg/h	Mol%	kg/h
H ₂ S	95,05	804,0	38,56	722,4
H ₂ O	3,67	16,4	24,51	243,1
CO ₂	0,61	6,7		
H ₂	0,14	0,1		
CH ₄	0,03	0,1		
C ₂ H ₆	0,02	0,1		
NH ₃	0,48	2,0	36,93	345,9

Il caso tre è rappresentativo di un'alimentazione a basso tenore di zolfo, con una quota relativamente alta di azoto che determina una carica dell'unità ad alto tenore di ammoniacca. In questo caso, tutti i gas acidi e sour gas previsti in uscita dalla Raffineria saranno diretti alla nuova SRU.

Le condizioni di processo al limite di batteria SRU sono indicate nella Tabella 4.3.2 (c) in relazione al caso 3.

Tabella 4.3.2 (c) Caso 3 – basso livello di zolfo – alto livello di ammoniacca

	Carica di gas acidi		Carica di sour gas	
Portata (kg/h)	258		429	
Temperatura (°C)	40		85	
Pressione (Barg)	0,4		0,8	
Componenti	Mol%	kg/h	Mol%	kg/h
H ₂ S	95,05	232,0	33,54	213,4
H ₂ O	3,67	16,4	24,27	81,7
CO ₂	0,61	6,7		
H ₂	0,14	0,1		
CH ₄	0,03	0,1		
C ₂ H ₆	0,02	0,1		
NH ₃	0,48	2,0	42,20	134,2

Si noti che l'H₂S recuperato nella TGTU è già compreso nelle cariche di gas acido alimentate all'SRU e non occorre tenere in considerazione alcun gas di riciclo aggiuntivo.

Capacità

L'SRU convertirà l'H₂S presente nelle correnti di alimentazione in zolfo fuso, a una velocità di produzione massima dello zolfo pari a 40 tpd e convertirà l'ammoniaca in azoto.

Indipendentemente dalle condizioni di carico, l'efficienza di recupero dello zolfo sarà tale che il recupero complessivo di zolfo sarà superiore al 99,5% utilizzando un'unità di lavorazione dei gas di coda a base di ammina HCR (High Claus Ratio).

Lo zolfo fuso prodotto sarà trasferito a un nuovo serbatoio di stoccaggio dello zolfo dalla capacità pari a 130 tonnellate. Il nuovo serbatoio di stoccaggio rientra nel campo di applicazione della nuova SRU, ma potrebbe essere ubicato in una postazione remota rispetto all'apparecchiatura restante.

Allocazione dell'area prevista dalle piante progettuali

La nuova unità SRU sarà installata nel blocco 10.

Il Plot Plan dell'SRU è incluso nell'Appendice 2 della presente Relazione.

4.5 UNITÀ VISBREAKER

4.5.1 Descrizione delle nuove installazioni

Alla messa in servizio delle unità VDU/HCU, l'alimentazione dell'unità VBU sarà convertita da residui atmosferici a residui sotto vuoto e la velocità di alimentazione risulterà ridotta significativamente, passando dagli attuali 36.000 bpsd a circa 12.000 bpsd.

In caso di funzionamento con una carica di residui sotto vuoto, nei residui provenienti dall'unità VBU dovrà essere lasciato l'HGO necessario per garantire la stabilità dell'olio combustibile. Inoltre si è stimato che in assenza dei distillati di viscoriduzione nell'olio combustibile, è richiesta l'aggiunta di circa il 17 % peso di cherosene di prima distillazione (SRK, *straight run kerosene*) per soddisfare la specifica di viscosità pari a 400 cSt 50 °C. Inoltre è probabile che l'aggiunta di oltre il 12 o il 13 % peso di SRK al residuo potrebbe determinare una situazione di instabilità con possibile precipitazione degli asfaltini.

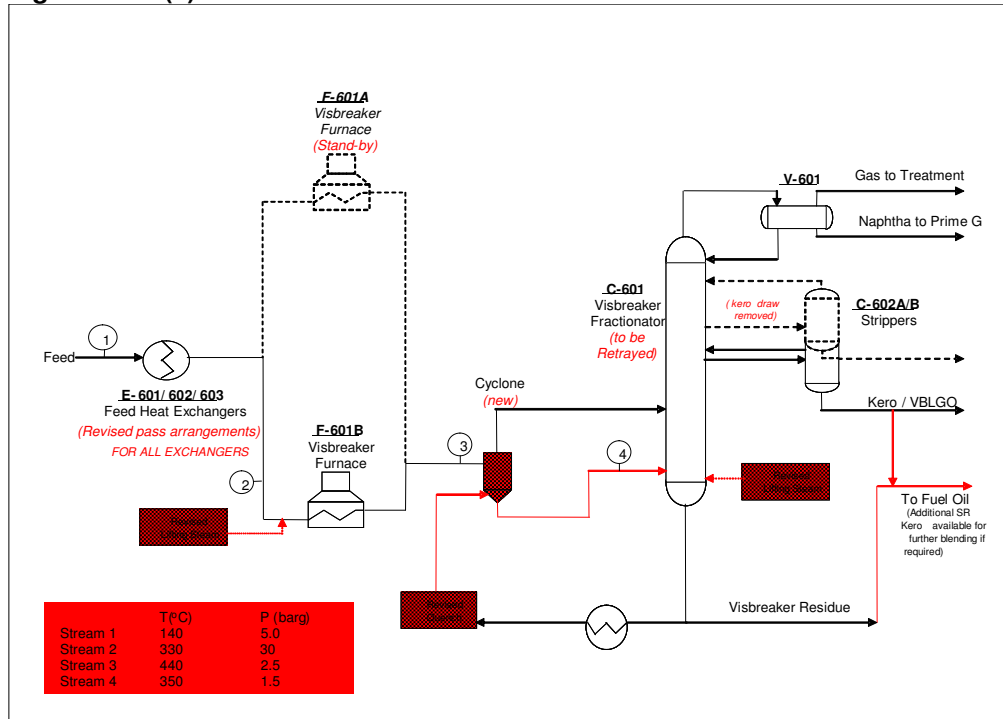
Le modifiche alla configurazione attuale dell'unità VBU verranno effettuate in due fasi successive:

- modifiche atte a consentire il funzionamento dell'unità VBU con residui sotto vuoto
- modifiche atte a consentire il funzionamento dell'unità VBU come Unità di Cracking Termico del Gasolio

4.5.2 Descrizione del processo

La Figura 4.5.1 (a) seguente illustra le modifiche richieste affinché l'Unità Visbreaker esistente possa essere convertita in un'Unità Visbreaker semplice (SVB, *Simple Visbreaker Unit*) funzionante con residui sotto vuoto (le modifiche sono mostrate in rosso).

Figura 4.5.1 (a) – Modifiche finalizzate al funzionamento con residui sotto vuoto



Le modifiche di cui sopra possono essere riepilogate nel modo seguente:

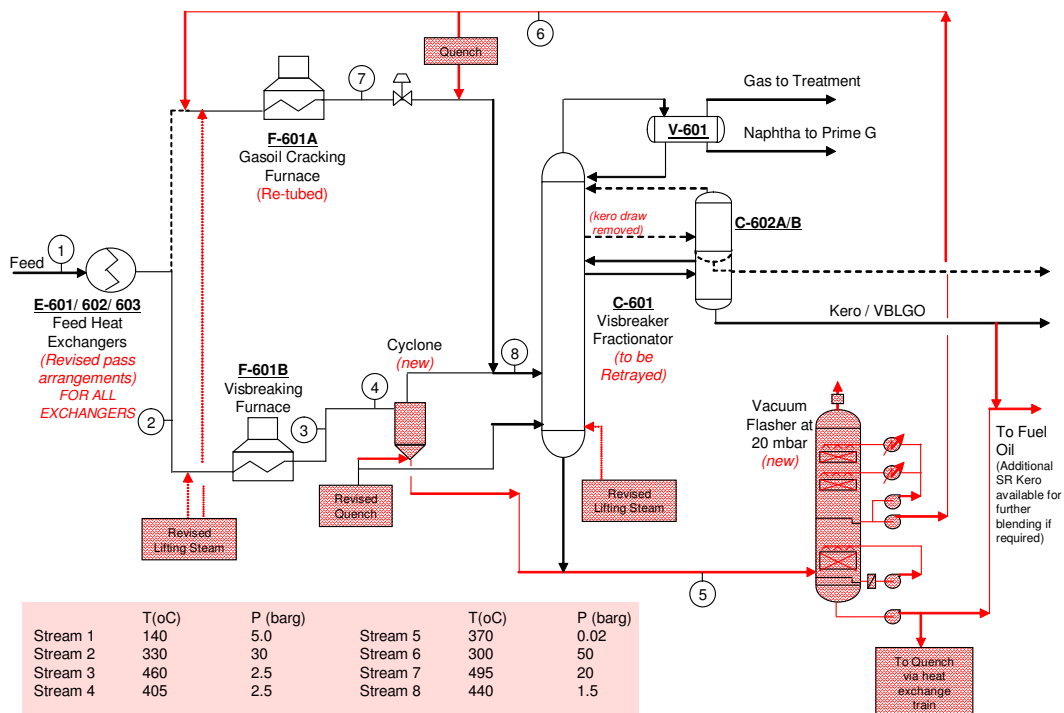
- Revisione delle configurazioni di tutti gli scambiatori di calore nel treno di preriscaldamento
- Eventuale rifacimento delle tubazioni del forno (ancora suscettibile di conferma)
- Un nuovo ciclone tra il forno e il frazionatore
- Modifiche ai piatti del frazionatore

- Revisione dei sistemi di raffreddamento rapido e rinvenimento a vapore
- Modifiche ai dispositivi di scarico a valle (non incluse nella Figura 4.5.1 (a) precedente)

Modifiche finalizzate alla conversione in Unità di Cracking Termico del Gasolio (TGU)

La Figura 4.5.1 (b) illustra le modifiche richieste affinché l'unità VBU modificata per il funzionamento con residui sotto vuoto possa essere convertita in un'Unità di Cracking Termico del Gasolio (modifiche aggiuntive mostrate in rosso).

Figura 4.5.1 (b) – Modifiche finalizzate alla conversione in TGU



Le principali modifiche, **in aggiunta** a quelle necessarie per il funzionamento con residui sotto vuoto, possono essere riepilogate come segue:

- nuova colonna di evaporazione rapida sotto vuoto, più pompe, scambiatori e impianto sotto vuoto associati.
- Rifacimento delle tubazioni del secondo forno da utilizzarsi come forno di cracking del gasolio

 WorleyParsons resources & energy	Relazione Progetto Preliminare	Pagina 24 di 45
	Progetto Unità Hydrocracker	N. 180480-HCU-000-45-455-0001

4.6 IMPIANTO DI STRIPPAGGIO DELLE ACQUE ACIDE

4.6.1 Descrizione delle nuove installazioni

La Raffineria dispone attualmente di due impianti di stripping delle acque acide, entrambi ubicati nell'unità VBU. SWS1 processa le acque provenienti dall'Unità Visbreaker mentre SWS2 tratta le restanti correnti raccolte dalla Raffineria che necessitano di stripping. L'acqua strippata viene utilizzata come acqua di alimento del desalter unitamente alle acque acide prodotte dall'unità CDU1. SWS1 possiede una capacità idraulica di progetto pari a 6 t/h e SWS2 di 15 t/h. Non si propone alcuna modifica a queste due unità che continueranno a gestire le acque acide provenienti dalle sorgenti di Raffineria esistenti.

Le ulteriori correnti di acque acide generate da VDU, HCU e ACU dovranno essere raccolte insieme e trattate in una nuova unità SWS ad un unico stadio.

L'unità VDU è dotata di eiettori a vapore per generare il vuoto e il vapore condensato comprende piccole concentrazioni di idrogeno solforato e idrocarburi leggeri. Questa corrente costituisce il principale flusso volumetrico, ma presenta il minor grado di contaminazione.

L'HCU produce correnti di acque acide provenienti dal separatore a freddo ad alta pressione, dal separatore a freddo a bassa pressione, dal ricevitore di riflusso dello stripper, dal ricevitore di riflusso del frazionatore e dal ricevitore di riflusso della stabilizzatrice di nafta. L'acqua del ricevitore di riflusso del frazionatore viene riciclata come acqua di lavaggio mentre le correnti rimanenti vengono raccolte, degassate e fatte fuoriuscire come un'unica corrente al limite di batteria dell'unità. Questa corrente presenta una portata moderata ma il più elevato contenuto di idrogeno solforato e ammoniaca che dovranno essere rimossi nell'SWS.

Il bulk delle acque acide dell'HCU è il risultato del lavaggio ad acqua dei gas di scarico del separatore a caldo ad alta pressione per eliminare l'ammoniaca prima del raffreddamento volto a impedire il deposito dei sali di ammoniaca nei raffreddatori ad aria. A causa della reazione tra ammoniaca e H₂S, in questa corrente viene allontanata anche una quantità significativa di H₂S. L'alimentazione del getto d'acqua nel processo è generata dal riciclo proveniente dal ricevitore di riflusso del frazionatore ed è addizionata delle acque acide strippate provenienti dal nuovo impianto di stripping delle acque acide.

Nelle unità ACU, l'ammoniaca si concentra in testa al rigeneratore amminico ed è necessario prelevare dalla corrente di riflusso una corrente di spurgo per il controllo delle concentrazioni di ammoniaca in testa alla colonna. Queste correnti di spurgo sono dirette allo stripper delle acque acide e presentano un basso flusso volumetrico ma alte concentrazioni di H₂S e NH₃.

La capacità complessiva di stripping delle acque acide delle nuove unità ammonta a un carico idraulico di 35 t/h contenente circa 500 kg/h di H₂S e 300 kg/h di NH₃. L'unità avrà una capacità di turndown idraulico pari al 50%.

4.6.2 Descrizione del processo

Le correnti di acque acide generate dalle unità HCU, VDU e dall'unità amminica saranno alimentate ad un recipiente di accumulo della carica, che consentirà inoltre di separare la frazione idrocarbura, inviata al serbatoio di slop per essere riprocessata, e da qui saranno alla colonna di stripping dei gas acidi.

Nel caso in cui la portata istantanea di acqua acida ecceda la capacità dello stripper, le acque acide in esubero possono essere temporaneamente deviate a un serbatoio di stoccaggio dedicato, dotato di una capacità di stoccaggio di 24 ore alle portate di progetto delle acque acide, e riprocessate successivamente.

Le acque acide provenienti dal collettore di alimento vengono preriscaldate in uno scambiatore carica-effluente per recuperare energia e portare la temperatura di alimentazione a 95°C.

Le acque acide vengono introdotte nell'impianto di strippaggio sul piatto 3 di 25 (conseguendo meno di 1 stadio teorico sopra la carica e 6 stadi teorici sotto di essa). La coppia di piatti superiore consente il trasferimento di calore dal riflusso. Vi è la predisposizione per iniezione caustica nella colonna sotto la mandata, qualora in futuro si rivelasse necessaria.

La colonna viene ribollita mediante un ribollitore a termosifone utilizzando vapore a bassa pressione quale mezzo di riscaldamento anziché l'iniezione diretta di vapore vivo per ridurre la quantità di acque acide strippate prodotte. È tuttavia prevista una valvola di bypass per il vapore a cavallo del ribollitore per l'iniezione diretta di vapore affinché la colonna possa continuare a funzionare mediante iniezione diretta di vapore qualora fosse necessario sottoporre il ribollitore a un intervento di manutenzione. Il carico termico del ribollitore viene impostato mediante regolazione del flusso di vapore condensato. Poiché le cariche alimentate all'unità sono flussi costanti, la modulazione del rendimento termico non è prevista.

I tagli di testa dell'impianto di strippaggio sono raffreddati ad aria e mantenuti a una temperatura controllata di 85°C mediante manipolazione di una combinazione tra velocità della ventola del refrigerante, posizione delle lamelle e / o ricircolo dell'aria. La temperatura selezionata è un compromesso finalizzato a minimizzare la quantità di vapore acqueo nei tagli di testa, riducendo al contempo la formazione di sali di ammoniaca. I tagli di testa sono mantenuti a 1,2 barg mediante controllo della contropressione dei gas di scarico provenienti dal ricevitore di riflusso. Tutti i tagli di testa condensati sono inviati nuovamente alla colonna come riflusso. Il riflusso è controllato mediante regolazione a cascata del livello del ricevitore di riflusso rispetto al flusso.

I vapori dello stripper verranno alimentati alle unità di recupero dello zolfo mediante il collettore di sour gas comune.

Le acque acide dello stripper vengono pompate dal fondo della colonna e raffreddate mediante scambio con la carica fino a raggiungere gli 85°C. Parte delle acque strippate verranno inviate nuovamente all'unità HCU come acque di lavaggio (in condizioni di controllo del flusso nell'unità HCU con un override di basso livello dal livello dello SWS). La parte restante, in condizioni di controllo del livello della colonna, verrà utilizzata come acqua di lavaggio nei desalter delle unità di distillazione del grezzo e successivamente inviata al sistema di trattamento delle acque reflue.

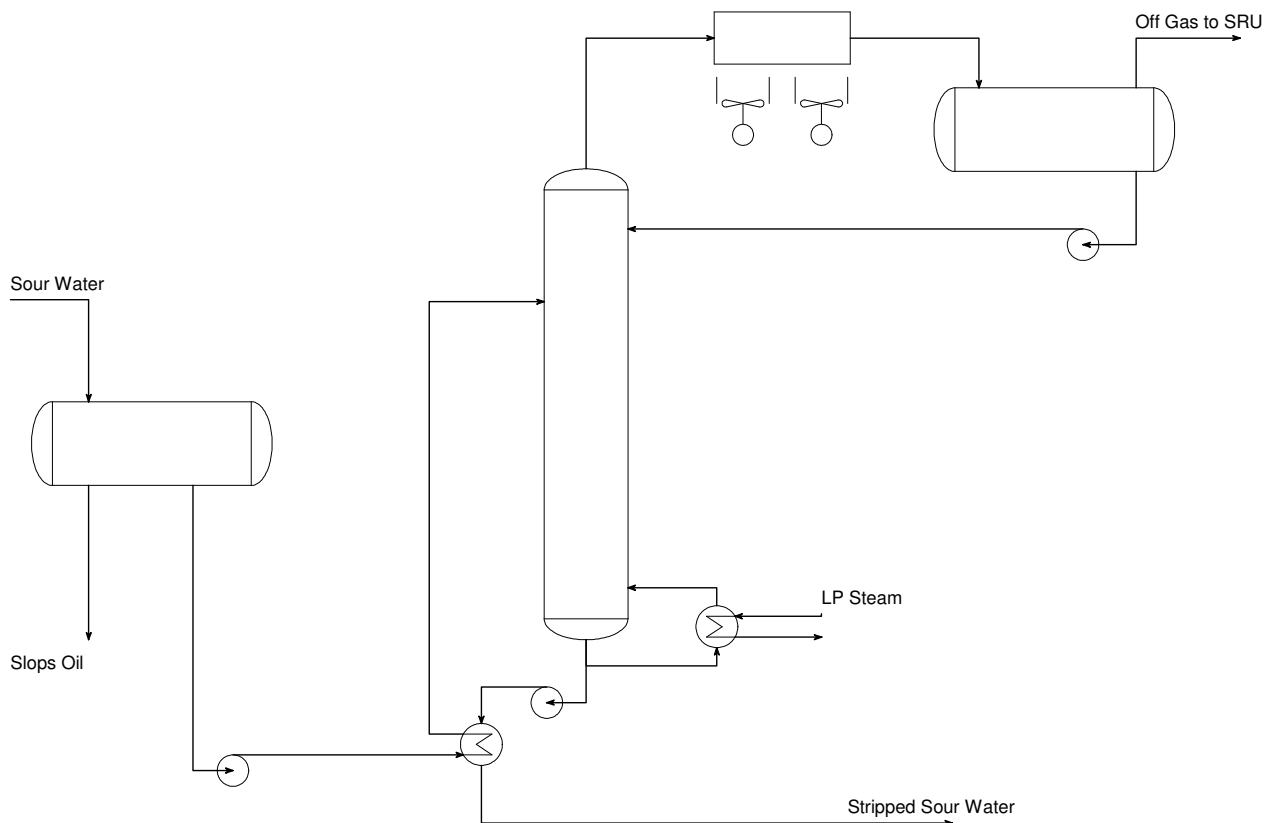


Figura 5.6.1: rappresentazione schematica impianto di strippaggio acque acide

4.6.3 Specifiche della carica

Unità di Distillazione sotto vuoto

L'impianto sotto vuoto è dotato di eiettori a vapore e il vapore condensato comprende piccole concentrazioni di idrogeno solforato e idrocarburi leggeri. La quantità e composizione stimate di questa corrente di acque acide, secondo le raccomandazioni di un fornitore di impianti sotto vuoto, sono indicate nella Tabella 4.6.1.

Tabella 4.6.1: Acque acide VDU

Portata di massa t/h	22
Composizione	%peso
Acqua	99,9975
Aria	Tracce
Idrogeno	Tracce
Idrogeno solforato	0,0021
Metano	0,0001
Etano	0,0001
Propano	0,0001
Butani+	0,0001

Unità Hydrocracker

L'Hydrocracker dispone di correnti di acque acide provenienti dai seguenti serbatoi:

- separatore a freddo ad alta pressione
- separatore a freddo a bassa pressione
- ricevitore di riflusso dello stripper
- ricevitore di riflusso del frazionatore
- ricevitore di riflusso della stabilizzatrice di nafta

L'acqua del ricevitore di riflusso del frazionatore di prodotto viene riciclata come acqua di lavaggio, le correnti rimanenti vengono adeguatamente raccolte e degassate e fuoriescono come un'unica corrente al limite di batteria dell'unità. La portata e composizione di questa corrente, in conformità con quanto raccomandato da CLG, sono indicate nella Tabella 4.6.2.

Tabella 4.6.2: Acque acide HCU

Portata di massa t/h	12
Composizione	%peso
Acqua	93,6322
Ammoniaca	2,5502
Idrogeno	0,0014
Idrogeno solforato	3,8114
Metano	0,0010
Etano	0,0009
Propano	0,0010
Butani+	0,0019

Il volume di queste acque è il risultato del lavaggio ad acqua dei gas di scarico del separatore a caldo ad alta pressione per eliminare l'ammoniaca prima del raffreddamento, allo scopo di impedire il deposito di sali di ammoniaca nei raffreddatori ad aria. A causa della reazione tra ammoniaca e H₂S, in questa corrente viene eliminata anche una quantità significativa di H₂S.

I dati forniti da CLG sono dati di progetto basati sul funzionamento dell'unità HCU a 20.000 bpd con una carica derivata da greggio di qualità Es Sider ad elevato tenore di zolfo e azoto. Le elevate concentrazioni di S e N sono state specificate al fine di fornire un margine di progetto rispetto alla quantità di catalizzatore di idrotattamento nei reattori HCU. In normali condizioni operative, i livelli di azoto e zolfo sarebbero inferiori a quelli indicati nella tabella.

Unità di Ricontatto dell'Ammina

Poiché l'ammoniaca è concentrata in testa al rigeneratore amminico, è necessario derivare dalla corrente di riflusso una corrente di spurgo per il controllo delle concentrazioni di ammoniaca in testa alla colonna. Questa corrente di spurgo (si veda la Tabella 4.6.3) è deviata all'impianto di strippaggio delle acque acide.

Tabella 4.6.3: corrente di spurgo ACU

Portata di massa t/h	0,6
Composizione	mole%
Acqua	85,89
Ammoniaca	7,17
Idrogeno solforato	6,90
Anidride carbonica	0,04

Una corrente dalla composizione analoga, ma con portata ridotta, potrebbe essere prodotta da un secondo generatore di ammina predisposto per il trattamento dei gas di scarico VDU. In considerazione dell'esigua portata prevista, nel progetto non è richiesta alcuna tolleranza aggiuntiva sopra i normali margini di progetto.

Visbreaker

L'unità visbreaker verrà convertita in un'unità di cracking termico del gasolio funzionante a un terzo della velocità di alimentazione dell'attuale unità visbreaker, sebbene è probabile che richieda una maggiore quantità di vapore di strippaggio e rinvenimento per tonnellata di carica. Potrebbe anche esservi un maggiore rilascio di zolfo e azoto, sebbene in quantità esigue, e probabilmente anche di altri contaminanti. Tuttavia entro i parametri operativi raccomandati dal Licenziatario, si presuppone che non vi sarà alcuna sostanziale modifica nel carico proveniente dal Visbreaker e che le acque acide del Visbreaker continueranno ad essere trattate nell'unità SWS1.

Unità di Produzione dell'Idrogeno

Si presuppone che non vi sarà produzione di acque acide dall'impianto di produzione dell'idrogeno.

Unità di Recupero dello Zolfo

Si presuppone che non vi sarà produzione continuativa di acque acide dalla nuova unità SRU.

Carico complessivo

Il carico termico complessivo per lo strippaggio delle acque acide corrisponde a un carico idraulico di 35 t/h comprendente circa 500 kg/h di H₂S e 300 kg/h di ammoniaca.

Turndown

L'unità sarà dotata di una capacità di turndown idraulica del 50%.

4.6.4 Specifiche di prodotto

Le acque strippate presenteranno un contenuto di ammoniaca inferiore a 50 ppmw e di solfuro inferiore a 5 ppmw.

 WorleyParsons resources & energy	Relazione Progetto Preliminare	Pagina 28 di 45
	Progetto Unità Hydrocracker	N. 180480-HCU-000-45-455-0001

4.7 STRUTTURE DI RICONTATTO E RIGENERAZIONE DELL'AMMINA

4.7.1 Descrizione delle nuove installazioni

Nell'ambito del progetto HCU, è prevista l'installazione di nuovi adsorbitori per il trattamento delle varie correnti di sour gas provenienti dall'HCU. Il numero ottimizzato degli adsorbitori è pari a tre (3), così composti:

1. adsorbitore ad alta pressione per il gas di riciclo all'interno dell'unità HCU stessa, compreso nell'ambito di fornitura del Licenziatario
2. adsorbitore a bassa pressione per il trattamento dei gas di scarico provenienti dall'unità HCU che verranno inviati come carica all'unità HMU. Essi si compongono come segue:
 - vapore di testa dello stripper di prodotto
 - vapore del separatore a freddo a bassa pressione
 - vapore di testa della stabilizzatrice di nafta
 - vapore del degassatore di acque acide
 - vapore del flash drum amminico
3. adsorbitore per il trattamento dei gas di scarico provenienti dai tagli di testa della colonna VDU verranno sottoposti a trattamento dell'H₂S prima di essere inviati al forno VDU.

L'altra corrente acida provenienti dall'unità HCU è l'LPG. Si tratta di una piccola corrente che viene gestita dal sistema esistente di recupero delle componenti leggere delle unità Crude.

È prevista l'installazione di una nuova unità di rigenerazione, progettata non solo per le esigenze delle nuove unità, ma anche per soddisfare le richieste di rigenerazione amminica dell'intera Raffineria. L'unità di rigenerazione VBU esistente sarà l'unità di riserva, mentre l'unità di rigenerazione nell'unità DOUF sarà decommissionata. In questo modo saranno considerati soddisfatti i requisiti di omologazione IPPC e le linee guida BREF associate che prevedono la disponibilità di una capacità di rigenerazione di riserva nella Raffineria. In caso di malfunzionamento della nuova unità di rigenerazione, la rigenerazione dell'ammina sarà assicurata dall'unità di rigenerazione VBU e la produzione della Raffineria dovrà essere adeguata alla capacità di rigenerazione disponibile.

Il carico termico complessivo della nuova colonna di rigenerazione corrisponde a un carico idraulico di 94 t/h comprendente circa 2100 kg/h di H₂S e 40 kg/h di NH₃. L'unità sarà dotata di una capacità di turndown idraulica pari al 50%.

4.7.2 Descrizione del processo

La descrizione del processo comprende il nuovo adsorbitore LP per il trattamento dei sour gas appartenenti a varie correnti che provengono dall'unità HCU e dalla sezione di rigenerazione amminica. L'adsorbitore ad alta pressione per il trattamento del gas di riciclo nell'unità HCU appartiene alla descrizione del processo HCU; l'adsorbitore a bassa pressione per il trattamento del gas di scarico provenienti dai tagli di testa della colonna di distillazione sotto vuoto appartiene alla descrizione dell'unità VDU.

L'Unità di Ricontatto dell'Ammina (ACU, *Ammine Contacting Unit*) si compone delle seguenti sezioni:

- sezione adsorbitore a bassa pressione
- sezione di rigenerazione
- sezione stoccaggio e trasferimento dell'MDEA
- sezione di filtrazione dell'MDEA
- sezione di drenaggio a circuito chiuso dell'MDEA
- sezione di iniezione dell'antischiomogeno
- sezione di distillazione degli idrocarburi

 WorleyParsons resources & energy	Relazione Progetto Preliminare	Pagina 29 di 45
	Progetto Unità Hydrocracker	N. 180480-HCU-000-45-455-0001

Sezione adsorbitore a bassa pressione

Varie correnti di gas di scarico contenenti H₂S vengono combinate nell'HCU dopo essere state diluite nella corrente di minima pressione e inviate all'adsorbitore a bassa pressione nell'ACU. L'adsorbitore a bassa pressione è una colonna da 20 piatti (10 stadi teorici) dove l'H₂S dei gas di scarico viene assorbita in lavaggio controcorrente con il solvente di MDEA povera di ricircolo al 45% peso. Il gas dolce proveniente dalla testa della colonna viene inviato, sotto controllo di pressione, all'Unità di Produzione dell'Idrogeno (HMU) o, in alternativa, alla rete del fuel gas di raffineria.

L'MDEA povera viene introdotta in testa alla colonna in condizioni di controllo di portata dopo essere stata riscaldata fino a una temperatura di almeno 5°C sopra la temperatura del gas di alimentazione nel riscaldatore dell'MDEA povera per minimizzare le probabilità di condensazione degli idrocarburi, che potrebbe determinare la formazione di schiuma nella colonna. Il mezzo di riscaldamento nel riscaldatore di MDEA povera è il vapore a bassa pressione e la temperatura dell'MDEA povera è controllata mediante controllo a cascata di temperatura/flusso dove la temperatura dell'MDEA povera rappresenta il valore di riferimento per il dispositivo di controllo del flusso di vapore a bassa pressione. La condensa a bassa pressione derivante dal serbatoio viene eliminata mediante uno scaricatore di condensa e rinviata alle caldaie della centrale termoelettrica.

La sezione di fondo dell'adsorbitore presenta una sezione di accumulo dove vengono raccolte tutte le correnti di MDEA ricca (provenienti dall'unità esistente della Raffineria, dall'adsorbitore ad alta pressione nell'unità HCU e dall'adsorbitore nell'unità TGTU).

L'MDEA ricca combinata proveniente dall'adsorbitore viene pompata al rigeneratore di MDEA in condizioni di controllo di livello. L'MDEA ricca viene riscaldata a una temperatura di circa 95°C nello scambiatore di MDEA povera/ricca per il recupero dell'energia prima di essere alimentata in testa alla colonna di rigenerazione.

Sezione di rigenerazione

L'MDEA ricca viene introdotta nel rigeneratore sul piatto 3 di 21 (offrendo 1 stadio teorico sopra la carica e 5 stadi teorici sotto di essa). La coppia di piatti superiore consente il trasferimento termico dal riflusso.

La colonna viene ribollita con un ribollitore kettle utilizzando vapore a bassa pressione come mezzo di riscaldamento. Il carico termico del ribollitore è determinato mediante controllo a cascata di temperatura/flusso dove il dispositivo di controllo della temperatura rispetto ai tagli di testa del rigeneratore fornisce un valore di riferimento per il dispositivo di controllo del flusso rispetto al vapore a bassa pressione diretto al ribollitore. La condensa proveniente dal ribollitore viene eliminata mediante un recipiente di raccolta della condensa con controllo di livello collegato al collettore di condensa LLP e quindi rinviata alle caldaie della centrale termoelettrica.

I tagli di testa del rigeneratore sono condensati in uno scambiatore refrigerato ad aria a monte di un trim cooler dell'acqua di raffreddamento. La temperatura in uscita è controllata a 50°C agendo sul regolatore di velocità di rotazione e sull'inclinazione delle ventole del refrigerante ad aria. Un refrigerante è previsto per l'ulteriore raffreddamento e la condensazione dell'acqua e la riduzione del carico di acqua dalla corrente di gas acidi alle unità di recupero dello zolfo. La pressione in testa al rigeneratore viene mantenuta costante a 1.0 barg mediante controllo della contropressione delle frazioni di gas di scarico provenienti dal ricevitore di riflusso.

Tutti i tagli di testa condensati vengono inviati nuovamente alla colonna come riflusso. Il riflusso è controllato mediante controllo a cascata del livello del ricevitore di riflusso rispetto al flusso.

L'ammoniaca è estremamente solubile in soluzione amminica e, in considerazione della sua presenza nella corrente sour, quasi tutta l'ammoniaca viene assorbita nella soluzione di MDEA. L'ammoniaca si concentrerà nell'impianto di testa del rigeneratore dove, in presenza di acqua e H₂S formerà NH₄SH dalle proprietà corrosive. L'ammoniaca tratterrà in soluzione parte dell'H₂S per effetto dei legami chimici. Una corrente di spurgo al 10% verrà pertanto condotta dal ricevitore di riflusso in condizioni di controllo di portata allo stripper delle acque acide per controllare il livello di ricircolo dell'ammoniaca e dell'H₂S nel riflusso della colonna.

 WorleyParsons resources & energy	Relazione Progetto Preliminare	Pagina 30 di 45
	Progetto Unità Hydrocracker	N. 180480-HCU-000-45-455-0001

L'MDEA povera proveniente dalla base della colonna di rigenerazione viene pompata al serbatoio di stoccaggio dell'MDEA in condizioni di controllo di livello. L'MDEA povera viene raffreddata a circa 85°C nello scambiatore di MDEA povera/ricca per il recupero dell'energia seguito da un refrigerante ad aria, prima di essere alimentata al serbatoio di stoccaggio dell'MDEA. La temperatura all'uscita del refrigerante ad aria è controllata a 50°C mediante agendo sul regolatore di velocità di rotazione e sull'inclinazione delle ventole del refrigerante ad aria. La regolazione della temperatura è critica poiché in condizioni di bassa temperatura ambiente, vi è il rischio di congelamento della soluzione di MDEA povera.

Sezione di trasferimento e stoccaggio dell'MDEA

Il serbatoio di stoccaggio dell'MDEA è un serbatoio a tetto conico di bassa pressione. È prevista l'inertizzazione con azoto per evitare la contaminazione dell'MDEA povera con l'aria in quanto la presenza dell'ossigeno impoverirebbe l'MDEA. La capacità del serbatoio offre volume sufficiente per la conservazione dell'intero inventario di MDEA della Raffineria.

Il serbatoio è provvisto di un serpentino di riscaldamento a vapore per mantenere il contenuto del serbatoio alla temperatura costante di 40°C. Il flusso di vapore a bassa pressione diretto al serpentino del serbatoio è a regolazione di temperatura. La condensa a bassa pressione proveniente dal serbatoio viene rimossa mediante uno scaricatore di condensa e quindi rinviata alle caldaie della centrale termoelettrica.

La perdita di acqua nel sistema (principalmente nei gas acidi umidi diretti all'unità SRU) viene mantenuta nel serbatoio di stoccaggio dell'MDEA mediante l'aggiunta di acqua di alimentazione della caldaia. Si tratta di un'operazione manuale che viene normalmente eseguita in seguito a risultati di laboratorio che indicano un aumento della concentrazione del solvente MDEA.

Il serbatoio di stoccaggio dell'MDEA funge da surge drum tra l'MDEA povera proveniente dal rigeneratore e l'MDEA povera diretta ai vari adsorbitori presenti nella Raffineria. Sono previsti due gruppi di pompe di trasporto, in aspirazione dal serbatoio di stoccaggio dell'MDEA, per far circolare l'MDEA povera attraverso gli adsorbitori.

L'MDEA povera diretta agli adsorbitori esistenti della Raffineria viene messa in circolazione dalla pompa di ricircolo della Raffineria che trasferisce l'MDEA povera allo scarico delle pompe di ricircolo della DEA povera nell'unità VBU a valle del refrigerante e del filtro. La pompa ausiliaria della DEA povera nell'unità VBU provvederà poi al ricircolo dell'MDEA povera negli adsorbitori esistenti della Raffineria come previsto dalle attuali modalità operative.

L'MDEA povera inviata ai nuovi adsorbitori nell'unità Hydrocracker, nell'Unità di Ricontatto dell'Ammina e nell'Unità di Trattamento del Gas di Coda viene messa in circolo dalla pompa di ricircolo HCU.

Entrambi i gruppi di pompe sono provvisti di avvio automatico della pompa ausiliaria in presenza di basso livello del flusso e sono protetti da un dispositivo di controllo di flusso minimo in caso di blocco di un'uscita.

Sezione di filtrazione dell'MDEA

Una sottile corrente di MDEA povera viene filtrata in una o più unità di filtrazione per eliminare le particelle corrosive e le tracce di idrocarburi. L'unità di filtrazione è installata su una corrente di MDEA povera raffreddata, pompata dalla pompa di filtrazione dell'MDEA povera (14-P-204 A/B) che aspira dal serbatoio di stoccaggio dell'MDEA e inviata nuovamente al serbatoio di stoccaggio dell'MDEA. L'unità di filtrazione è un filtro meccanico (del tipo precoat) che consiste in un filtro MDEA principale, un serbatoio di filtrazione precoat e una pompa di filtrazione precoat che filtra in continuo il 25% del flusso circolatorio dell'MDEA povera richiesto nella Raffineria.

La filtrazione meccanica è seguita da un filtro a carbone e da un filtro a cartuccia installati su una corrente sottile di MDEA povera pari al 10% per l'eliminazione degli idrocarburi in sospensione e altri agenti superficiali attivi. Il filtro a cartuccia serve alla rimozione delle polveri fini di carbonio dal filtro a carbone. L'unità di filtrazione fa parte dell'ambito di fornitura.

 WorleyParsons resources & energy	Relazione Progetto Preliminare	Pagina 31 di 45
	Progetto Unità Hydrocracker	N. 180480-HCU-000-45-455-0001

Sezione di drenaggio a circuito chiuso dell'MDEA

È previsto un sistema di drenaggio a circuito chiuso dedicato per il drenaggio dell'MDEA. Il ricevitore di raccolta dell'MDEA è installato in un pozzetto collegato mediante un collettore di drenaggio dell'MDEA sotterraneo per il recupero dell'MDEA. In caso di arresto dell'unità, tutta l'MDEA proveniente dagli adsorbitori viene pompata al serbatoio di stoccaggio dell'MDEA mediante il rigeneratore fino al raggiungimento di un livello di fluido molto basso nell'adsorbitore. L'inventario al di sotto del livello minimo di fluido viene drenato alla pompa di raccolta dell'MDEA. Il ricevitore di raccolta è sottoposto a inertizzazione con azoto per evitare l'ingresso di aria. Una pompa sommersa è installata nel ricevitore per ripompare l'MDEA drenata nel serbatoio di stoccaggio dell'MDEA dove sarà disponibile per il riutilizzo.

La pompa di raccolta dell'MDEA viene utilizzata anche per preparare soluzione fresca di MDEA. L'MDEA fresca è scaricata nel ricevitore e la soluzione viene preparata tramite aggiunta di acqua di alimentazione della caldaia. La soluzione di MDEA fresca viene poi pompata utilizzando la pompa di raccolta dell'MDEA nel serbatoio di stoccaggio dell'MDEA mediante l'unità di filtrazione.

Sezione di iniezione dell'antischiumogeno

L'antischiumogeno viene iniettato nel sistema per arrestare la tendenza alla formazione di schiuma dell'ammina che risulta accentuata per la presenza di impurità come idrocarburi disciolti, prodotti di degradazione dell'ammina, particelle solide, ecc. La formazione di schiuma può verificarsi negli adsorbitori e nel rigeneratore ed è riconoscibile dall'incremento del calo di pressione.

L'unità di iniezione dell'antischiumogeno è un pacchetto del vendor in cui la soluzione antischiumogena è preparata nel serbatoio di miscelazione. L'antischiumogeno viene iniettato in continuo utilizzando la pompa di iniezione di antischiumogeno in continuo o può essere iniettato in modo intermittente a una velocità più elevata utilizzando una pompa di iniezione di antischiumogeno intermittente in caso di intensa formazione di schiuma.

L'iniezione dell'antischiumogeno avviene in due punti:

- aspirazione di pompe di ricircolo dell'MDEA povera (per ridurre la formazione di schiuma negli adsorbitori)
- aspirazione delle pompe di fondo degli adsorbitori a bassa pressione (per ridurre la formazione di schiuma nel rigeneratore)

Sezione di distillazione degli idrocarburi

Gli idrocarburi pesanti hanno la tendenza a non dissolversi nella soluzione di MDEA e a formare uno strato di idrocarburi che galleggia nella soluzione di MDEA. L'adsorbitore a bassa pressione, il serbatoio di stoccaggio dell'MDEA e il ricevitore di riflusso del rigeneratore sono predisposti per la connessione di un sistema di distillazione. Le operazioni di distillazione sono condotte manualmente ed è previsto un indicatore di livello d'interfaccia per verificare la presenza delle due fasi. Se presenti, gli idrocarburi vengono separati manualmente e inviati nella cella di drenaggio degli idrocarburi. Tuttavia nel serbatoio di stoccaggio dell'MDEA vengono inviati al separatore petrolio-acqua.

La cella di drenaggio degli idrocarburi galleggia in funzione della pressione del collettore della torcia. Se presente, la soluzione di MDEA sarà drenata al ricevitore di raccolta dell'MDEA. Gli idrocarburi verranno poi pompati dal ricevitore alla cisterna di decantazione della Raffineria.

Per verificare se nel ricevitore siano presenti solo idrocarburi prima dell'avvio della pompa di trasporto degli idrocarburi distillati, sono previsti due tipi di indicatori di livello galleggianti, uno per il controllo del livello di MDEA e uno per il livello di idrocarburi. Se è presente MDEA, entrambi gli indicatori di livello registreranno una lettura. In caso contrario, se fossero presenti solo gli idrocarburi, si attiverà solo l'indicatore di livello preposto alla lettura degli idrocarburi.

4.7.3 Composizione e condizione del sour gas

Le informazioni sui dati di flusso sono fornite nell'Appendice 3

 WorleyParsons resources & energy	Relazione Progetto Preliminare	Pagina 32 di 45
	Progetto Unità Hydrocracker	N. 180480-HCU-000-45-455-0001

4.8 SERBATOI

Nell'ambito del progetto HCU, le principali modifiche previste rispetto alla capacità di stoccaggio della Raffineria sono le seguenti:

- Tre serbatoi saranno demoliti per fare spazio all'Hydrocracker (serbatoi del blocco 18)
- Tre nuovi serbatoi saranno costruiti nel blocco 29:
 - Due serbatoi di stoccaggio dei residui sotto vuoto, dalla capacità pari a 15.000 mc
 - Un serbatoio di stoccaggio dei distillati intermedi, dalla capacità pari a 25.000 mc

 WorleyParsons resources & energy	Relazione Progetto Preliminare	Pagina 33 di 45
	Progetto Unità Hydrocracker	N. 180480-HCU-000-45-455-0001

5 UTILIZZO DELLE RISORSE

5.1 ACQUA

In seguito all'implementazione delle nuove strutture previste nell'ambito del progetto HCU, vi saranno un nuovo fabbisogno di acqua e carichi aggiuntivi per l'impianto di trattamento delle acque reflue di Raffineria.

Attualmente, l'acqua greggia è estratta da pozzi presenti entro i confine della Raffineria, ma resta da definirsi se questa offerta di acqua potrà proseguire indefinitamente all'attuale velocità di estrazione. Inoltre per il futuro le autorità normative potrebbero imporre limitazioni sulla quantità ammissibile di acqua estratta dalla Raffineria.

Resta inteso che, dove possibile, l'acqua verrà riciclata entro i confini della Raffineria e che, nei limiti previsti dalla legge, si dovrà prediligere l'utilizzo di acqua reflua trattata all'acqua greggia.

Al fine di ottimizzare l'utilizzo complessivo di acqua (offerta/richiesta/riutilizzo/smaltimento), parallelamente alla realizzazione di una barriera idraulica e di un impianto di trattamento dell'acqua emunta (TAF), è in corso un progetto per il riutilizzo delle acque reflue trattate, minimizzando la quantità emunta dai pozzi.

Il consumo di acqua di processo previsto nell'ambito del progetto HCU è stimato in 57.8 mc/h, (pari a 506.328 mc/anno). Inoltre sarà richiesta acqua di integrazione incrementale nella torre di raffreddamento stimata in 119 m³/h (pari a 1.042.440 mc/anno); tali consumi incrementali verranno compensati attraverso il recupero di 250 mc/h (pari a 2.190.000 mc/anno) di acqua reflua, previo trattamento, comportando una riduzione dei prelievi dai pozzi.

5.2 ENERGIA

Il consumo medio stimato di energia elettrica delle unità HCU è di 16MW elettrici.

Il consumo stimato di carburante (per i forni) è di 60,3 MW termici, che saranno forniti principalmente dal fuel gas autoprodotta e dal gas naturale impartato dalla rete SNAM. Non è previsto l'uso di olio combustibile nei forni d processo.

6 EMISSIONI

6.1 EMISSIONI IN ATMOSFERA

6.1.1 VDU

Le emissioni dai camini sono state stimate in base alle seguenti considerazioni:

- Combustione di Fuel Gas della Raffineria e combustione di gas di scarico dell'Unità di Distillazione sotto vuoto (VDU) nel forno di alimento dell'unità VDU.
- Fattore di emissione secondo US EPA AP-42 1998 per gli ossidi di azoto (NO_x – riportati come NO₂), monossido di carbonio e materiale articolato PM₁₀ per la combustione di gas naturale ripartito in relazione all'HHV del fuel gas di Raffineria o dei gas di scarico VDU.
- Fattori di emissione relative alle piccole caldaie (<100 MMBtu/ora) del forno di alimento dell'unità VDU.
- Bruciatori controllati a basso rilascio di ossidi di azoto.
- Impianto marciante alla massima potenzialità, con alimentazione di greggi Es Sider per 24 ore al giorno, 365 giorni all'anno.
- Eccesso d'aria tale che l'ossigeno residuo nei fumi di combustione sia pari al 3 % mol.
- Efficienza complessiva del forno del 89%.
- Contenuto di zolfo nel gas di raffineria pari allo 0,1% peso.

Risultati:

Volume di emissione, a secco in condizioni normali (273K, 101.3 kPa e 3mol% O ₂ nello scarico)	25.600 Nm ³ /h
Volume di emissione reale	50.000 Am ³ /h
Temperatura reale	175 °C
Temperatura di uscita fumi	448 K
Velocità effluente	3,6 m/s (con diametro di uscita fumi pari a 2,22m)
Velocità di emissione degli inquinanti:	
SO _x	1,0 g/s (30 tpa)
NO _x	0,6 g/s (19 tpa)
CO	1,0 g/s (31 tpa)
CO ₂	1385,4 g/s (43,700 tpa)
PM ₁₀	0,1 g/s (2,8 tpa)

6.1.2 HCU

Le emissioni da camino sono state stimate in base alle seguenti considerazioni:

- Combustione del Fuel Gas generato nella Raffineria in tutti i riscaldatori a combustione (nessuna combustione di olio combustibile).
- Fattore di emissione secondo US EPA AP-42 1998 per gli ossidi di azoto (NO_x – riportati come NO₂), monossido di carbonio e materiale particolato PM₁₀ per la combustione di gas naturale ripartito per l'HHV del fuel gas di Raffineria o i gas di scarico VDU.
- Fattori di emissione per piccole caldaie (<100 MMBtu/hr) per tutti i forni Hydrocracker.
- Bruciatori controllati a basso rilascio di ossidi di azoto.
- Impianto marciante alla massima potenzialità, con alimentazione di greggi Es Sider per 24 ore al giorno, 365 giorni all'anno.
- Eccesso d'aria tale che l'ossigeno residuo nei fumi di combustione sia pari al 3 % mol.
- Efficienza complessiva forno del frazionatore aumentata all'89%.

- Efficienza complessiva forno del reattore aumentata al 78%.
- Contenuto di zolfo nel gas di raffineria pari allo 0,1% peso.

Risultati:

Volume di emissione, a secco in condizioni normali (273K, 101,3 kPa e 3mol% O ₂ nello scarico)	35.200 Nm ³ /h
Volume di emissione reale	73.350 Am ³ /h
Temperatura reale	200 °C
Temperatura di uscita fumi	473 K
Velocità effluente	3,8 m/s (con diametro di uscita fumi pari a 2,62m)
Velocità di emissione degli inquinanti:	
SO _x	1,4 g/s (44 tpa)
NO _x	0,8 g/s (26 tpa)
CO	1,4 g/s (43 tpa)
CO ₂	1788,2 g/s (56.400 tpa)
PM10	0,1 g/s (4 tpa)

L'altezza del camino contenente i 2 gas di combustione sia per l'unità VDU sia per l'HCU sarà presumibilmente pari a 56,5m.

6.1.3 HMU

Le emissioni da camino sono state stimate in base alle seguenti considerazioni:

- Dati preliminari delle temperature dei fumi al camino forniti da TECHNIP KTI S.p.A.
- Fattore di emissione secondo US EPA AP-42 1998 per il monossido di carbonio e il materiale particolato PM10 per la combustione di gas naturale ripartito per l'HHV del fuel gas di Raffineria e il gas di coda PSA.
- Fattori di emissione per caldaie per grandi caldaie a combustione da parete (>100 MMBtu/hr) per l'Unità di Produzione dell'Idrogeno (HMU).
- Le emissioni NO_x sono basate sulle informazioni del fornitore in seguito all'installazione di un'unità DeNO_x di catalitica di riduzione degli ossidi di azoto,
- Impianto marciante alla massima potenzialità, con alimentazione di greggi Es Sider per 24 ore al giorno, 365 giorni all'anno.
- Eccesso d'aria tale che l'ossigeno residuo nei fumi di combustione sia pari al 3 % mol.
- La post-combustione nell'unità di produzione dell'idrogeno utilizza fuel gas prodotto in Raffineria, indipendentemente dall'alimentazione.
- Contenuto di zolfo nel gas di raffineria pari allo 0,1% peso.

L'unità di produzione idrogeno può utilizzare come alimentazione indifferentemente Gas Naturale SNAM, GPL autoprodotta e Nafta.

Per le diverse tipologie di carica si originano diversi scenari emissivi.

Alimentazione di gas SNAM con post-combustione nel forno a base di fuel gas prodotto nella Raffineria

Volume di emissione, a secco in condizioni normali (273K, 101.3 kPa e 3mol% O ₂ nello scarico)	93.800 Nm ³ /h
Volume di emissione reale	172.500 Am ³ /h
Temperatura reale	150 °C
Temperatura di uscita fumi	423 K
Velocità effluente	12,6 m/s (con diametro di uscita fumi pari a 2,2m)
Altezza camino	55 m
Velocità di emissioni degli inquinanti:	
SO _x	0,9 g/s (28 tpa)
NO _x	0,55 g/s (17 tpa)
CO	3,2 g/s (102 tpa)
CO ₂	10539,4 g/s (332.400 tpa)
PM10	0,29 g/s (9,3 tpa)

Alimentazione di LPG

Volume di emissione, a secco in condizioni normali (273K, 101.3 kPa e 3mol% O ₂ nello scarico)	96.700Nm ³ /h
Volume di emissione reale	176.800 Am ³ /h
Temperatura reale	150 °C
Temperatura di uscita fumi	423 K
Velocità effluente	12,9 m/s (con diametro di uscita fumi pari a 2,2m)
Altezza camino	55 m
Velocità di emissione degli inquinanti:	
SO _x	1,1 g/s (33 tpa)
NO _x	0,55 g/s (17 tpa)
CO	3,2 g/s (102 tpa)
CO ₂	12266,4 g/s (386.800 tpa)
PM10	0,29 g/s (9,3 tpa)

Alimentazione di nafta

Volume di emissione, a secco in condizioni normali (273K, 101.3 kPa e 3mol% O ₂ nello scarico)	99.900 Nm ³ /h
Volume di emissione reale	182.500 Am ³ /h
Temperatura reale	150 °C
Temperatura di uscita fumi	423 K
Velocità effluente	13,3 m/s (con diametro di uscita fumi pari a 2,2m)
Altezza camino	55 m
Velocità di emissione inquinanti:	
SO _x	1,3 g/s (41 tpa)
NO _x	0,55 g/s (17 tpa)
CO	3,3 g/s (105 tpa)
CO ₂	12711,7 g/s (400.900 tpa)
PM10	0,30 g/s (9,5 tpa)

 WorleyParsons resources & energy	Relazione Progetto Preliminare	Pagina 37 di 45
	Progetto Unità Hydrocracker	N. 180480-HCU-000-45-455-0001

6.1.4 Emissioni fuggitive

Progetto HCU con esclusione dell'unità HMU:

Il numero totale di valvole+flange è pari a 12776. In base al programma di rilevazione ed eliminazione perdite attuato in Raffineria (LDAR, Leak Detection And Repair), le valvole+flange rappresentano circa il 95% del numero complessivo di sorgenti emissive. Pertanto il numero stimato di sorgenti è pari a 13448.

Il coefficiente attuale di emissioni fuggitive, valutato mediante programma di monitoraggio LDAR, è pari a $8,04E-04$ kg/(h*sorgente).

Pertanto, le emissioni fuggitive aggiuntive nell'ambito del progetto HCU (escl. l'unità HMU) sono +94690 kg/anno

In un'ottica conservativa, potrebbe essere adottato un coefficiente dal valore pari a $1.00E-03$ kg/(h*sorgente), con un conseguente aumento delle emissioni fuggitive di +117808 kg/anno.

HMU:

Da una stima di primo impatto basata sugli elenchi delle apparecchiature, si ricava un'indicazione del numero totale di sorgenti pari a 3600.

In questo caso, le emissioni fuggitive aggiuntive provenienti dall'unità HMU saranno: +25060 kg/anno (utilizzando il coefficiente $8,04E-04$) o +31180 kg/anno (utilizzando il coefficiente conservativo $1,00E-03$)

6.1.5 Acque reflue

L'installazione delle nuove unità di processo previste nell'ambito del processo HCU determinerà i seguenti carichi aggiuntivi di acque reflue:

- Acque di processo: Il nuovo impianto di stripping delle acque acide produrrà, alla massima capacità, circa 327.748 mc/anno di acque acide strippate, che verranno riutilizzate negli impianti di dissalaggio del grezzo e quindi inviati al trattamento delle acque reflue.
- Blowdown della torre di raffreddamento : Si prevede un aumento incrementale del fabbisogno di acqua di raffreddamento, con un conseguente incremento del carico termico del sistema di raffreddamento ad acqua. Ne risulta un incremento della quantità di acqua di blowdown fornita dai sistemi di raffreddamento ad acqua. Si stima che si tratti di un aumento continuo di circa $53 \text{ m}^3/\text{h}$, pari a 464.280 mc/anno. Questa stima si basa su una domanda di acqua di raffreddamento di ricircolo pari a $5300 \text{ m}^3/\text{h}$ e sul presupposto di 3 cicli di concentrazione e perdite per deriva pari a 0,2%.
- Rifiuti sanitari: Il reclutamento di nuovo personale fisso che farà seguito all'espansione della Raffineria determinerà un incremento della quantità di rifiuti sanitari. Si presuppone un carico aggiuntivo su base continuativa equivalente a 20 persone, stimabile in 1.700 mc/anno.

Tali scarichi incrementali (pari a 793.728 mc/anno) verranno abbondantemente compensati dalla quantità che verrà recuperata nell'impianto di recupero acqua reflua, della capacità di 250 mc/h, che consentirà quindi di ridurre il quantitativo globale di acqua attualmente scaricata.

L'installazione delle nuove unità di processo, pur variando in maniera non significativa le quantità in gioco, non varierà le modalità e le procedure per la segregazione delle acque prodotte in situazioni di picco originate da eventi atmosferici (prima pioggia) o da situazioni di emergenza (acqua antincendio). Tali acque, dopo segregazione negli appositi serbatoi di accumulo, saranno successivamente processate assieme alle acque oleose di processo.

6.1.6 Rumore

I criteri di progettazione adottati per le emissioni sonore definiscono essenzialmente una richiesta di non aggravio dell'attuale stato acustico emissivo della raffineria, in seguito alla messa in marcia delle apparecchiature previste all'interno del progetto. In particolare, sono stati eseguiti rilievi fonometrici ante operam nelle due aree ritenute influenzabili dalle nuove apparecchiature incluse nel progetto.

I livelli sonori registrati, insieme alle stime del rumore emesso da ogni nuova apparecchiatura, saranno utilizzati per sviluppare uno studio di impatto acustico per verificare il non aggravio della situazione attuale e per identificare le prescrizioni, relative al controllo della rumorosità, da applicare a ciascuna fornitura.

6.1.7 Rifiuti

Durante il funzionamento dell'unità HCU, saranno generate i seguenti rifiuti, del tutto analoghi per tipologia e per trattamento di smaltimento richiesto.

Catalizzatori

- **HMU**

La tipologia di catalizzatori installata nell'unità sarà la seguente:

- Catalizzatore di idrogenazione da 5m³ (CoMox o NiMox) con una durata in servizio garantita di 2 anni.
- Catalizzatore di desolforazione da 2 x 9m³ (ZnO) con 6 mesi di garanzia per ciascun letto.
- Catalizzatore del processo di reforming da 21 m³ (NiO) con 2 anni di garanzia.
- Catalizzatore di conversione CO da 23 m³ (Fe-CrO promosso da Cu) con 2 anni di garanzia.

I catalizzatori esausti saranno inviati fuori sito per il recupero dei metalli e saranno rimpiazzati con catalizzatori freschi.

- **HCU**

La tipologia di catalizzatori installata nell'unità sarà la seguente:

- | | |
|---------------|----------|
| ○ ICR 122 ZSF | 2700 kg |
| ○ ICR 132 NAQ | 5900 kg |
| ○ ICR 178 NAQ | 35150 kg |
| ○ ICR 142 NAQ | 65350 kg |
| ○ ICR 240 L | 80850 kg |

I catalizzatori dell'Unità Hydrocracker saranno rigenerati ex-situ ogni 2 anni: a ciascuna rigenerazione verrà sostituito il 10% del catalizzatore, e ogni 6 anni il catalizzatore sarà sostituito per intero.

- **SRU**

La tipologia di catalizzatori installata nell'unità sarà la seguente:

- Catalizzatore a base di allumina da 9m³ (per es. Axens CR 3S, Alcoa DD-431, UOP S-2001)
- Catalizzatore all'ossido di titanio da 3m³ (per es. Axens CRS 31, Alcoa SRC 99ti, UOP S-7001)

Il catalizzatore nell'unità SRU ha lunga durata e richiederà una sostituzione solo una volta ogni 5 anni.

Produzione di coke

- **Visbreaker - TGU**

Con le modifiche apportate all'unità visbreaker e la conseguente diminuzione della produzione, la quantità di coke prodotto presso la Raffineria non dovrebbe aumentare.

 WorleyParsons resources & energy	Relazione Progetto Preliminare	Pagina 39 di 45
	Progetto Unità Hydrocracker	N. 180480-HCU-000-45-455-0001

- VDU

La rimozione del coke formatosi nel forno dell'unità VDU, avviene tipicamente con mezzi meccanici; tipicamente l'operazione si ripete ogni due anni.

Il coke verrà smaltito con le stesse procedure seguite attualmente per l'impianto Visbreaker .

Varie

Una varietà di altri prodotti di scarto solidi sarà generata in modo intermittente o solo nelle fasi transitorie di avviamento. Tra di essi il materiale presente nei filtri precoat dell'unità ACU, in vari elementi filtranti e nei filtri di aspirazione temporanei.

 WorleyParsons resources & energy	Relazione Progetto Preliminare	Pagina 40 di 45
	Progetto Unità Hydrocracker	N. 180480-HCU-000-45-455-0001

7 ATTREZZATURE DI COSTRUZIONE E FASE DI CANTIERE

7.1 OPERE CIVILI

I lavori da eseguire nell'ambito del progetto prevedono attualmente la realizzazione delle fondazioni compresi i pali trivellati. Le fondazioni e la pavimentazione richiederanno circa 16.200 m³ di cemento. L'esatta natura dei pali verrà definita nella fase di progettazione in dettaglio del progetto. Inoltre, entro i confini del luogo di costruzione è prevista la costruzione di una nuova sottostazione / sala strumentazione di campo e di circa 6480m² di nuove strade.

I componenti di impianto principali (colonne) saranno circondati da strutture in carpenteria metallica che consentiranno l'accesso per gli interventi di manutenzione. Queste strutture saranno alte fino a ~ 55m e adiacenti alle colonne. Inoltre sono previste rastrelliere di larghezza fino a 12m ed altezza fino a 20m intorno e dentro le unità.

7.2 EDIFICI

Sottostazione / edificio FIR (Field Instrument Room)

L'edificio sarà realizzato in cemento, in esecuzione antideflafrante, e avrà un piano terra rialzato dalla superficie pari a circa 50m x 11m. Quest'area ospiterà i quadri elettrici. È inoltre prevista un'estensione di circa 11m collegata all'edificio, che sarà adibita all'alloggiamento dei trasformatori a livello del terreno.

Sotto il piano terra rialzato sarà disponibile un open space per la posa dei cavi in ingresso.

7.3 SCAVI

Le fondazioni di tutte le attrezzature e le strutture saranno dotate di una piattaforma comune a circa 2m sotto il piano terra, e gli elementi più pesanti saranno supportati da pali. Saranno realizzate fino a tre fosse di fondazione delle apparecchiature a una profondità di 4,5m sotto terra. Sono previsti fino a tre bacini di scarico a una profondità di 3,5m sotto il piano terra. I dati costruttivi finali saranno ad ogni modo subordinati al progetto in dettaglio.

7.4 ELENCO DELLE APPARECCHIATURE DEL NUOVO IMPIANTO

L'Appendice 5 fornisce un computo preventivo dei materiali richiesti per la realizzazione del nuovo impianto.

7.5 ATTREZZATURE DI COSTRUZIONE

In fase di realizzazione delle opere, è previsto l'utilizzo delle seguenti attrezzature.

- Autocarri ribaltabili
- Escavatori
- Pale escavatrici
- Bulldozer
- Macchine incalzatrici
- Pale caricatrici
- Gru (mobili)
- Gru (da carico pesante)
- Semoventi modulari.
- Generatori
- Saldatrici
- Piattaforme elevatrici
- Autocarri pick up
- Betoniere

 WorleyParsons resources & energy	Relazione Progetto Preliminare	Pagina 41 di 45
	Progetto Unità Hydrocracker	N. 180480-HCU-000-45-455-0001

7.6 CONSUMO DI ACQUA ED ENERGIA IN FASE DI CANTIERE

Complessivamente, il numero medio di personale (impiegato direttamente sul luogo di costruzione) è stimato in 500 unità.

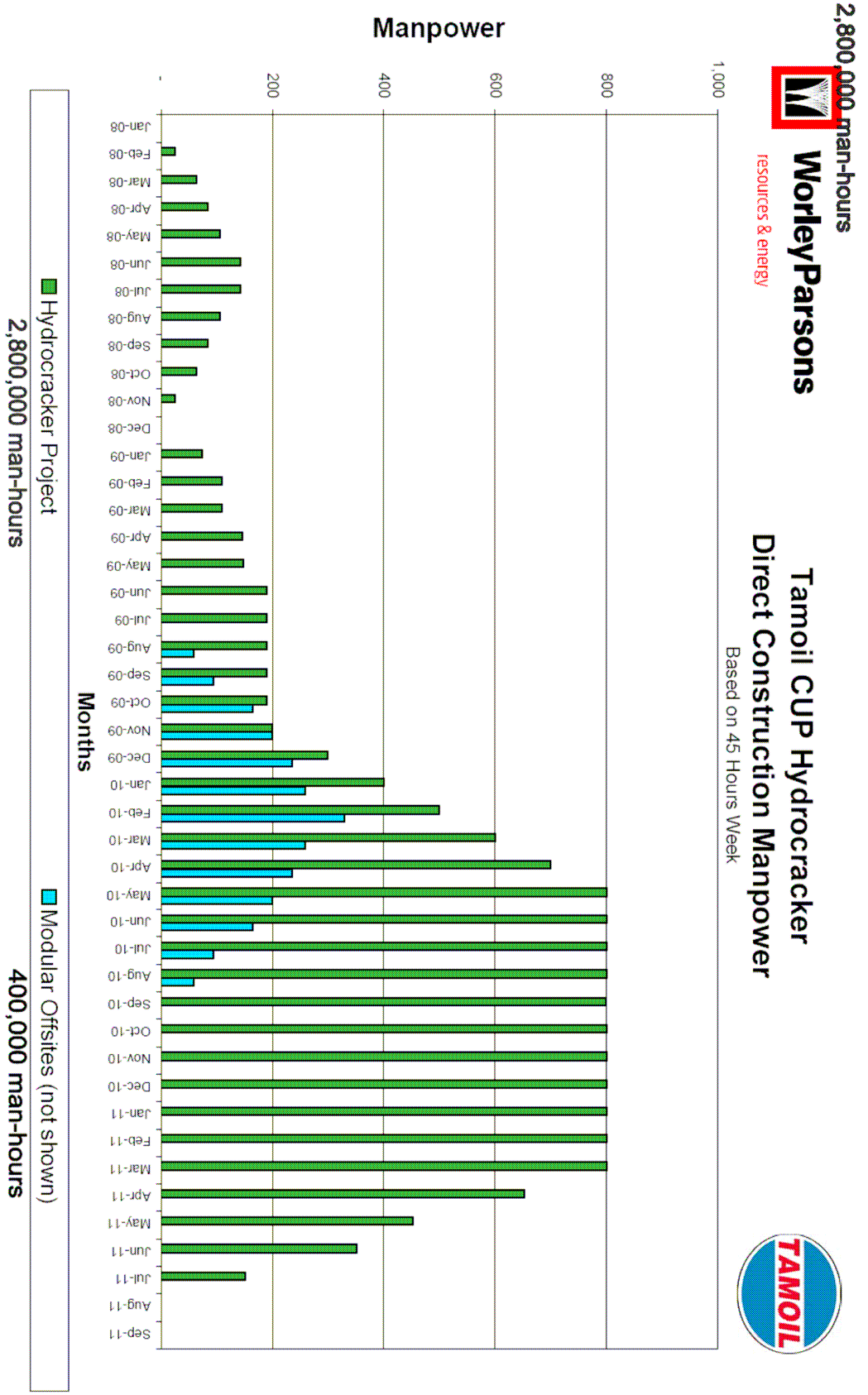
Partendo da questo presupposto, sono state stimati i seguenti consumi:

Acqua potabile: 500 persone x 12 litri/giorno x 24 mesi= 4.380.000 litri di acqua industriale: 500 persone x 30 litri/giornox 24 mesi= 10.950.000 litri

Consumo di energia elettrica 500 persone x 2kW x 24 mesi = 17.520.000 kWh.

7.7 RICHIESTA DI FORZA LAVORO

Secondo i dati riportati nella tabella seguente, la richiesta di forza lavoro durante la fase di cantiere sarà così composta.



 WorleyParsons resources & energy	Relazione Progetto Preliminare	Pagina 43 di 45
	Progetto Unità Hydrocracker	N. 180480-HCU-000-45-455-0001

8 VALUTAZIONE DEL RISCHIO

8.1 RISPETTO DELLE NORMATIVE

Il Progetto Hydrocracker sarà eseguito in conformità con la normativa italiana vigente compreso a titolo indicativo ma non esaustivo il Decreto Legislativo 334/99 in attuazione della Direttiva 96/82/CE sul controllo dei pericoli di incidenti rilevanti connessi con determinate sostanze pericolose.



ELENCO DELLE APPENDICI

Appendice 1: Piano Regionale

Tag	Rev	Titolo
Cremona 0.jpg		Italia
Cremona 1.jpg		Cremona
Cremona 2.jpg		Raffineria

Appendice 2: Layout complessivo

Tag	Rev	Titolo
180480-HCU-000-32-201-0001	2B	PLOT PLAN, PLOT PLAN COMPLESSIVO-KEYPLAN 07003-90-TD-ON HOLD
180480-HCU-000-32-201-0002	02B	PLOT PLAN BLOCCO 18 07003-90-TD-0002
180480-HCU-000-32-201-0006	02C	PLOT PLAN BLOCCO 29 07003-90-TD-0006
BLOCK_10_PERMITTING		PLOT PLAN BLOCCO - PERMITTING
180480-HCU-000-32-201-0011	2A	PLOT PLAN, VIE DI COMUNICAZIONE DI SERVIZIO 07003-90-TD-ON HOLD
BLOCK_10_HLINE_NORTH	N/A	BLOCCO 10 PROIEZIONE VERTICALE
BLOCK_29_HLINE_NORTH	N/A	BLOCCO 29 PROIEZIONE VERTICALE

Appendice 3: Dettagli sulle unità
010 – VDU

Tag	Rev	Titolo
180480-HCU-010-31-301-0001	02C	UNITÀ DISTILLAZIONE SOTTO VUOTO (VDU) SUPPLEMENTO DI PROCESSO A CLG BILANCIO MATERIALE E TERMICO 07003-90-PE-ON HOLD
180480-HCU-000-32-201-0004	02B	PLOT PLAN, UNITÀ DISTILLAZIONE SOTTO VUOTO (VDU) 07003-90-TD-0004
180480-HCU-010-31-151-0001	02B	SCHEMA DI FLUSSO DI PROCESSO, UNITÀ DISTILLAZIONE SOTTO VUOTO, RISCALDATORE CARICA & GENERAZIONE VAPORE 07003-90-PF-ON HOLD
180480-HCU-010-31-151-0002	02B	SCHEMA DI FLUSSO DI PROCESSO, UNITÀ DISTILLAZIONE SOTTO VUOTO, COLONNA DISTILLAZIONE SOTTO VUOTO 07003-90-PF-ON HOLD
180480-HCU-010-31-151-0003	02C	SCHEMA DI FLUSSO DI PROCESSO, UNITÀ DISTILLAZIONE SOTTO VUOTO, EIETTORE 07003-90-PF-ON HOLD

011 – HCU

Tag	Rev	Titolo
180480-HCU-011-31-301-0004	1	UNITÀ HYDROCRACKER (HCU), BILANCIO MATERIALE E TERMICO & COMPOSIZIONI 07003-90-PE-0004
180480-HCU-000-32-201-0003	02B	PLOT PLAN, UNITÀ HYDROCRACKER (HCU) 07003-90-TD-0003
180480-HCU-011-31-151-0001	02A	SCHEMA DI FLUSSO DI PROCESSO, SEZIONE REAZIONE 07003-90-PF-ON HOLD
180480-HCU-011-31-151-0002	02A	SCHEMA DI FLUSSO DI PROCESSO, SEZIONE SEPARAZIONE 07003-90-PF-ON HOLD
180480-HCU-011-31-151-0003	02A	SCHEMA DI FLUSSO DI PROCESSO, SEZIONE FRAZIONAMENTO 1 07003-90-PF-ON HOLD
180480-HCU-011-31-151-0004	02A	SCHEMA DI FLUSSO DI PROCESSO, RECUPERO COMPONENTI LEGGERE 07003-90-PF-ON HOLD
180480-HCU-011-31-151-0005	02A	SCHEMA DI FLUSSO DI PROCESSO, IDROGENO DI INTEGRAZIONE 07003-90-PF-ON HOLD
180480-HCU-011-31-151-0006	1	SCHEMA DI FLUSSO DI PROCESSO, RECUPERO COMPONENTI LEGGERE, UNITÀ HYDROCRACKER 07003-90-PF-0305
HCU_HLINE_NORTH	N/A	PROIEZIONE VERTICALE – LATO NORD
HCU_HLINE_EAST	N/A	PROIEZIONE VERTICALE – LATO EST

012 - HMU

Tag	Rev	Titolo
1969-000-DW-0051-001-1_C	C	PLOT PLAN GENERALE (disegno del fornitore – tipico)
1969-000-DW-0051-002-1_A	A	UNITÀ PRODUZIONE IDROGENO, PROIEZIONE VERTICALE (disegno del fornitore – tipico)

013 - SWS

Tag	Rev	Titolo
180480-HCU-013-31-151-0101	3A	SCHEMA DI FLUSSO DI PROCESSO, IMPIANTO STRIPPAGGIO ACQUE ACIDE 07003-90-PE-ON HOLD

014 - ACU

Tag	Rev	Titolo
180480-HCU-014-31-301-0201	3	UNITÀ RICONTATTO AMMINA, BILANCIO MATERIALE E TERMICO 07003-90-PE-ON HOLD
180480-HCU-014-31-151-0201	3	SCHEMA DI FLUSSO DI PROCESSO, UNITÀ RICONTATTO AMMINA, ADSORBIMENTO & RIGENERAZIONE AMMINA 07003-90-PF-ON HOLD
180480-HCU-014-31-151-0202	3	SCHEMA DI FLUSSO, UNITÀ RICONTATTO AMMINA, STOCCAGGIO & FILTRAZIONE 07003-90-PF-ON HOLD



Appendice 4: Elenco attrezzature

Tag	Rev	Titolo
180480-HCU-000-31-353-0001	1	ELENCO ATTREZZATURE MECCANICHE HCU,VDU,SRU,TRATTAMENTO AMMINA, IDROGENO, VBU, SWS, UTILITIES & OFFSITES