

Richiesta N°51

Scheda/Allegato	Tipologia di informazione	Assente/parziale /da approfondire	Commenti
Scheda D - Individuazione della proposta impiantistica ed effetti ambientali All. D.15	Gap analysis	Da approfondire	Si richiede di riportare un confronto dettagliato tra le MTD delle linee guida di riferimento con le l'assetto produttivo per il quale è richiesta l'autorizzazione. Tale confronto dovrà riportare anche i livelli di prestazioni e le motivazione della loro eventuale non applicabilità.

DOMANDA DI AUTORIZZAZIONE INTEGRATA AMBIENTALE

Documentazione integrativa di cui alle richieste del ministero ambiente protocollo DSA-2008-0021421 del 01/08/2008

- 1) Verifica della applicazione delle MTD : tutti gli impianti. (pag. da 2 a 25)
- 2) Applicazione delle MTD : gap analysis. (pagg. da 26 a 29)

Il presente documento è costituito da n° 29 pagine progressivamente numerate.

Emissione: 01
Data: Settembre 2008
Doc. n° 7-AIA-25198
Commessa: 25198
File: 25198_E01_51.doc

**1) Verifica della applicazione delle MTD : tutti gli impianti.**

1. HDS 1 – HDS 2 - HDSKero	
indicazioni MTD	Situazione impianti Raffineria
1. Recupero termico dagli streams ad alta temperatura in Waste Heat Boilers e recupero energetico nelle unità ad alta pressione.	Viene recuperato il calore a medio livello termico della corrente del gasolio desolfurato e dei vapori di testa stripper allo scopo di preriscaldare l'acqua demi che costituisce la carica delle caldaie alta pressione per la produzione di vapore (scambiatori E731 ed E1731).
2. Invio degli off-gas contenenti H ₂ S a lavaggi gas per successivo recupero dello zolfo.	Tutti i gas contenenti H ₂ S vengono lavati con soluzione amminica per assorbimento di H ₂ S e successiva conversione in zolfo negli impianti Claus.
3. Invio delle acque di processo contenenti H ₂ S e N-compounds ad appropriato impianto di trattamento acque.	Tutte le acque acide provenienti dalle unità, vengono inviate all'impianto di trattamento delle acque acide (SWS) per rimozione dell'ammoniaca e H ₂ S. La sour water del HDSK viene al momento inviata al serbatoio di slop S.7 e da qui mandata in carica al SWS. In corso di sviluppo la miglioria per inviarla direttamente all'accumulatore di carica SWS (fase di ingegneria e hazop Agosto 2008)
4. Sostituzione catalizzatore con impianto in marcia per cariche ad alto contenuto in metalli.	Le cariche alle unità di HDS1 e HDS2 hanno un contenuto in metalli che non giustifica la necessità della sostituzione catalizzatore in marcia. Lo strato superficiale dei catalizzatori in ingresso reattori prevede uno strato ad elevata capacità di assorbimento metalli.
5. Promuovere l'opzione di rigenerazione catalizzatore in collaborazione con il fornitore/produttore del catalizzatore.	E' prassi della Raffineria individuare ed usufruire, in collaborazione con i fornitori dei catalizzatori, delle migliori tecnologie disponibili per la rigenerazione, il recupero e lo smaltimento con recupero delle parti nobili, di tutte le masse catalitiche. In particolare i catalizzatori alla fine del loro ciclo di marcia vengono scaricati per essere rigenerati presso ditte specializzate per questa operazione (rigenerazione ex-situ). Dal 1985 non vengono rigenerati in situ catalizzatori di desolforazione.
6. Ottimizzazione del recupero di calore.	L'unità 760, HDSKero è termicamente integrata con HDS1 : il kerosene alimentato al reattore HDSKero viene riscaldato dall'effluente reattore HDS1. Le unità sono integrate con il circuito interno di recupero calore per il teleriscaldamento. L'unità HDS2 è progettata per carica calda in modo da evitare il raffreddamento e successivo riscaldamento del gasolio proveniente dagli impianti a monte.



2 . Impianto di desalter del grezzo	
indicazioni MTD	Situazione impianti Raffineria
1. Ottimizzazione del recupero di calore dei flussi caldi di processo all'interno del singolo impianto o tramite integrazioni termiche tra diversi impianti/processi	L'acqua utilizzata come wash water al Desalter viene pre riscaldata dal taglio laterale 2 (gasolio leggero) e dalla stessa acqua effluente (calda) dallo scarico del desalter.
2. Sistemi di campionamento a circuito chiuso per evitare dispersioni del prodotto da campionare	L'attuale sistema di campionamento è raffreddato con acqua torri ed è a circuito aperto. Verrà valutata la possibilità di installare un campionatore a circuito chiuso.
4. Utilizzo di acqua riciclata effluente da altre unità di raffineria invece di utilizzo di fresh water.	La wash water utilizzata al processo desalting è costituita dall'acqua effluente dagli impianti di cracking, Visbreaker, Vacuum e Thermal Cracking, allo scopo di rimuovere i fenoli presenti in queste acque attraverso il contatto con il grezzo. I fenoli vengono successivamente distribuiti nei prodotti di distillazione del grezzo, benzina, kerosene e gasolio, per essere successivamente rimossi nei processi catalitici attraverso le reazioni di defenolazione con generazione di acqua acida che verrà processata nell'impianto di trattamento delle acque acide. Il reintegro con acqua fresca (Boiler feed water) per garantire la portata richiesta per dall'operazione di desalting è una opzione prevista come riserva per le fasi di avviamento.
5. Utilizzo di agenti chimici disemulsionanti non tossici, biodegradabili e non infiammabili.	E' utilizzato l'agente disemulsionante CH2439 (Chimec) che ha caratteristiche di infiammabilità e tossicità per l'ambiente, di bassa biodegradabilità. Viene valutata la possibilità di sostituire l'attuale prodotto con un altro meno impattante.
6. Procedure scritte volte a ottimizzare i parametri operativi del desalting come la pressione, la temperatura, la viscosità e la portata.	Il Manuale Operativo include una sezione dedicata per il controllo e l'ottimizzazione dei parametri operativi inerenti alla massimizzazione del rendimento della desalificazione e deidratazione del desalting.
7. Trasferimento dell' acqua effluente desalter in serbatoi ove si può ottenere una ulteriore separazione olio/acqua	Dopo raffreddamento, l'acqua viene inviata ai separatori API , dove avviene la separazione olio - acqua .
8. Scelta ed utilizzo di adatte apparecchiature per il controllo ottimale del livello di interfaccia olio/acqua	Il controllo di interfaccia acqua/olio è a prelievo. E' prevista l'installazione di un livello a microonde (Agar probe) che garantisce una maggiore accuratezza di individuazione della interfaccia tra le 2 fasi.

**2 . Impianto di desalter del grezzo**

indicazioni MTD	Situazione impianti Raffineria
9. Utilizzo di dispositivi che minimizzano la rottura di emulsioni oleose durante la fase di miscelazione	Viene utilizzata una valvola di miscelazione tra acqua di lavaggio e grezzo prima dell'immissione nel desalter. All'interno del desalter è prevista l'immissione di vapore per minimizzare la emulsione.
10. Valutazione dell'efficacia del sistema di lavaggio dei fanghi	Vessel non attrezzato per desludging
11. Introduzione nel desalter di acqua a bassa pressione per impedire condizioni di turbolenza	Vessel non attrezzato per desludging
12. Sostituzione dei sistemi di rimozione fanghi a getto di acqua con sistemi meccanici onde impedire l'insorgere della turbolenza	Vessel non attrezzato per desludging
13. La sospensione acquosa può essere separata in un separatore a piatto pressurizzato o tramite una combinazione di idrociclone desalficatore e idrociclone deoleatore	Non è disponibile un sistema di lavaggio dei fanghi e di conseguenza apparecchiature per la rimozione delle sospensioni acquose.
14. Effettuare operazioni di strippaggio sulla fase acquosa salina proveniente dal desalter, prima di inviarla all'impianto di depurazione, in modo da rimuovere idrocarburi, zolfo ed ammoniaci	Nel caso di contenuto di ammoniaci inferiore a 40ppm, l'acqua in uscita desalter viene inviata al sistema di trattamento delle acque reflue senza subire operazioni di strippaggio, altrimenti è inviata in carica al SWS.



3. Impianto di Isomerizzazione (processo con catalizzatore ad allumina clorurata)	
indicazioni MTD	Situazione impianti Raffineria
1. Utilizzare la tecnologia del catalizzatore ad allumina attivata con promotore cloro se vi sono sufficienti garanzie sulla qualità della carica e sul contenuto in composti contaminanti.	L'unità utilizza la tecnologia del catalizzatore ad allumina attivata con promotore cloro. La carica viene preventivamente purificata dagli elementi che sono veleni permanenti per il catalizzatore con il processo di desolforazione e denitrificazione (HDN/HDS) seguito da essiccamento su setacci molecolari a base di silico-alluminati per la rimozione di tracce di H ₂ S e acqua. Il gas di trattamento proveniente dal reformer e utilizzato nella sezione reazione viene essiccato su setacci molecolari per la rimozione di tracce di acqua
2. Ottimizzazione dei consumi di composti organici clorurati utilizzati per il mantenimento dell'attività catalizzatore.	Fino dai primi anni 90 si utilizza Percloroetilene che ha basso impatto su ozono atmosferico ed è meno nocivo rispetto al tetracloruro di carbonio precedentemente utilizzato. Il PCE è dosato nella quantità strettamente necessaria al mantenimento dell'attività catalizzatore e il controllo della additivazione viene effettuato ogni 8 ore. Il sistema di stoccaggio e il circuito di additivazione del PCE sono a circuito chiuso. I gas prodotti dal processo, che contengono tracce di acido cloridrico, vengono trattati in una torre di lavaggio in controcorrente con soluzione sodica (NaOH) prima di essere immessi nella rete fuel gas : il contenuto di cloro nel gas lavato viene controllato ogni 8 ore. E' possibile effettuare ulteriori miglioramenti per la rimozione del cloro dal gas di processo attraverso tecniche aggiuntive di abbattimento.



4. Impianto Hydrocracking.	
indicazioni MTD	Situazione impianti Raffineria
<p>1. Il calore generato nel reattore a seguito delle reazioni esotermiche può essere parzialmente utilizzato per preriscaldare la carica con scambiatori carica / effluente. Un forno porta la carica al reattore alla temperatura desiderata : la temperatura del reattore è controllata iniettando idrogeno freddo tra un letto catalitico e l'altro.</p>	<p>Il calore dell'effluente reattore viene ceduto alla carica negli scambiatori E1501A/B/C/D. La temperatura in ingresso reattore viene regolata dal forno H1501. La temperatura del secondo e del terzo letto catalitico viene regolata iniettando idrogeno freddo in ingresso ai letti.</p>
<p>2. L'efficienza energetica può essere ulteriormente incrementata applicando un sistema di separazione a quattro stadi. In questo modo l'alimentazione alla sezione di frazionamento è resa significativamente più calda e di conseguenza diminuisce la richiesta di calore nella sezione di frazionamento.</p>	<p>Il sistema di separazione effluenti reattore è composto da 2 separatori ad alta pressione, V1502 (hot separator) e V1503 (cold separator) minimizzando in questo modo la dispersione di calore sui sistemi di raffreddamento ad aria o ad acqua.</p>
<p>3. Recuperare calore dalle correnti di processo ad elevata temperatura utilizzandolo per la produzione di vapore nei boiler e/o per recuperare calore in altre unità attraverso integrazioni termiche.</p>	<p>I distillati da vuoto caldi in carica possono essere raffreddati nel kettle E1505 cedendo il calore in eccesso per produrre vapore di media pressione da inviare nella rete raffineria.</p>
<p>4. Inviare l'off-gas contenente H₂S e composti azotati al sistema di lavaggio amminico e al recupero zolfo.</p>	<p>L'off-gas proveniente dalla testa stripper viene trattato con lavaggio amminico. La soluzione di ammina utilizzata per il lavaggio viene successivamente rigenerata e l' H₂S asportato è inviato all'unità di recupero zolfo.</p>
<p>5. Inviare le acque di scarico contenenti H₂S e composti azotati ad appropriati sistemi di trattamento acque.</p>	<p>Le acque di scarico acide contenenti H₂S ed NH₃ vengono raccolte nell'accumulatore V1508 per essere inviate all'impianto di SWS.</p>
<p>6. Utilizzare cambio di catalizzatore in linea per cariche con elevata concentrazione di metalli.</p>	<p>La carica impianto non presenta una concentrazione di metalli tale da giustificare l'installazione di un reattore in parallelo per consentire il cambio di catalizzatore con impianto in marcia. Il top layer di catalizzatore nel primo letto del reattore ha la funzione di assorbire i metalli.</p>
<p>7. Promuovere l'opzione di rigenerazione catalizzatore in collaborazione con i fornitori di catalizzatore dove possibile.</p>	<p>E' prassi della Raffineria individuare ed usufruire, in collaborazione con i fornitori dei catalizzatori, delle migliori tecnologie disponibili per la rigenerazione, il recupero e lo smaltimento con recupero delle parti nobili, di tutte le masse catalitiche. In particolare i catalizzatori alla fine del loro ciclo di marcia vengono scaricati per essere rigenerati presso ditte specializzate per questa operazione (rigenerazione ex-situ).</p>
<p>8. Riutilizzo dell'acqua di condensa</p>	<p>Non viene recuperata la condensa prodotta dal vapore utilizzato per le tracciatore delle linee. E' in fase di valutazione la progettazione di una rete per il recupero della acqua di condensa delle tracciatore utilizzate nell'impianto.</p>

**5. Purificazione dell'idrogeno (separazione a membrana)**

indicazioni MTD	Situazione impianti Raffineria
1. Utilizzo del purge gas dell'impianto all'interno della raffineria nel circuito di fuel gas.	Il purge gas dell'unità di purificazione a membrane dell'H ₂ , viene inviato alla rete di fuel gas Raffineria per utilizzo dello stesso come combustibile ai forni di processo.



6. Impianto di Reforming Catalitico	
indicazioni MTD	Situazione impianti Raffineria
1. Invio dei gas provenienti dalla rigenerazione del catalizzatore ad un sistema di lavaggio (scrubber), previo trattamento con trappole per il cloro ($ZnO/NaCO_3$ o NaOH su allumina) che sarebbero in grado di bloccare anche le diossine eventualmente presenti.	Non viene effettuata l'operazione specifica indicata nella MTD con le guardie di filtraggio. Viene effettuata l'operazione di lavaggio continuo dei gas sviluppati nel corso della combustione del catalizzatore con soluzione di NaOH/NaHCO ₃ a valle dei reattori allo scopo di abbattere il contenuto in HCl ed eventuale diossina. E' stata monitorata la fase di combustione in rigenerazione per verificare la presenza di diossine nel gas e nei liquidi scaricati
2. Invio dell'acqua reflua prodotta dallo scrubbing, durante la fase di rigenerazione, al sistema di trattamento acque reflue.	Le acque prodotte dall'impianto vengono inviate ad una vasca di raccolta per il controllo qualità e il suo idoneo condizionamento per successivo smaltimento al sistema delle acque reflue.
3. Ottimizzazione dei consumi di promotori clorurati durante la fase di rigenerazione.	Fino dai primi anni 90 si utilizza Percloroetilene che ha basso impatto su ozono atmosferico ed è meno nocivo rispetto al tetracloruro di carbonio precedentemente utilizzato. Il PCE durante la fase di rigenerazione è dosato nella quantità strettamente necessaria come prescritto dalla procedura operativa. Il monitoraggio dell'operazione viene effettuato con cadenza oraria.
4. Quantificazione delle emissioni di PCDD/PCDF potenzialmente provenienti dalla rigenerazione.	La analisi delle emissioni potenziali di PCDD/PCDF è stata effettuata durante la rigenerazione di Novembre 2006.
5. Valutare la fattibilità di utilizzare sistemi di abbattimento polveri nella fase di rigenerazione.	Il gas di combustione viene lavato con soluzione di NaOH/NaHCO ₃ in uscita reattori.
6. Ottimizzazione del recupero di calore.	L'effluente del terzo reattore preriscalda la carica al primo forno in uno scambiatore a piastre (Packinox) che ha una elevatissima efficienza di scambio termico. Il prodotto di fondo colonna di stabilizzazione della refomata cede calore alla rete di teleriscaldamento. Il calore dei fumi emessi dai forni di processo è recuperato con produzione di vapore di media pressione
7. Riutilizzo acqua di condensa.	Il vapore scaricato dalla turbina che aziona il compressore del gas di riciclo è condensato e riutilizzato nella centrale di produzione vapore.



7. Impianti di Recupero Zolfo e Lavaggi Amminici	
Indicazioni MTD	Situazione impianti Raffineria
1. Assicurare un'efficienza di recupero del 99.5÷99.9% per gli impianti nuovi e superiore al 99% per gli impianti esistenti.	L'efficienza di progetto degli impianti Claus esistenti a tre reattori è 97.6 %. Con il futuro inserimento dell'impianto di trattamento del gas di coda (TGCU) sulla nuova unità SRU 3, il rendimento di conversione sarà > di 99.7%.
2. Massimizzare il fattore di utilizzo degli impianti Zolfo al 95÷96% inclusi i periodi di fermata.	Gli impianti esistenti del recupero zolfo SRU1 e SRU2 sono in grado di processare il 100% della produzione di zolfo (prescrizione CRIAL) : in caso di fermata di un SRU, la produzione di H2S viene adeguata alla capacità di recupero disponibile.
3. Recuperare nell'impianto anche il gas acido proveniente da SWS . Le condizioni di progetto e i parametri operativi devono essere adatti alla distruzione completa dell'ammoniaca per evitare sporcamenti e cali di efficienza nella conversione. Controllo delle temperature nel reattore termico per distruggere correttamente l'ammoniaca.	L'unità SRU2 è progettata per trattare il gas acido da SWS ed utilizza la tecnologia di arricchimento dell'aria con ossigeno liquido per raggiungere la temperatura necessaria. Peraltro la progressiva deposizione di sali d'ammonio determina un accorciamento del ciclo di attività del catalizzatore. La nuova unità SRU3 è progettata per trattare il gas proveniente dal SWS.
4. Ottimizzare il rapporto H ₂ S/SO ₂ con analizzatori di processo adeguati.	Le unità SRU1 e SRU2 sono dotate di analizzatori del tail gas per regolare la portata dell'aria secondaria ottimizzando il rapporto H ₂ S/SO ₂ nel tail gas : la stessa dotazione è prevista per SRU3.
5. Assicurare la distruzione termica con efficienza minima del 98% delle tracce di H2S non convertito.	Il limite richiesto da CRIAL è di 10 mg/Nmc di H2S all'uscita del post combustore.
6. Le correnti gassose devono essere tratte per rimuovere l'H2S tramite il lavaggio in una soluzione di ammine (MEA, DEA, DIPA, MDEA) prima di essere inviate alla rete di fuel gas Raffineria per essere bruciate nei forni o nelle caldaie.	Tutti i gas destinati alla combustione nei forni di processo contenenti H2S vengono trattati negli impianti di lavaggio con ammina. Viene usata soluzione di MDEA .
7. Si consigliano le ammine DIPA o MDEA in quanto particolarmente adatte per l'utilizzo nell'unità di trattamento dei gas di coda provenienti dal Claus a seguito della bassa selettività per la CO ₂	Non essendo installato un FCC, non esiste un problema di CO2 nella carica ai lavatori amminici , che peraltro utilizzano tutti MDEA.
8. Riutilizzo dell'acqua di condensa	I ribollitori delle colonne di rigenerazione della ammina utilizzano vapore di bassa pressione, con recupero della condensa e riciclo agli impianti di produzione vapore.



7. Impianti di Recupero Zolfo e Lavaggi Amminici

Indicazioni MTD	Situazione impianti Raffineria
9. Ottimizzazione del recupero di calore dei flussi di caldi di processo all'interno di ogni singolo impianto e/o tramite integrazioni termiche tra diversi impianti/processi.	<p>Il calore prodotto dalle reazioni degli impianti Claus di raffineria viene utilizzato per produrre vapore di bassa pressione.</p> <p>Ambedue le unità SRU 1 e SRU 2 hanno scambiatori di recupero calore sull'effluente del terzo reattore collegati al circuito interno di teleriscaldamento.</p> <p>Il postcombustore della nuova unità SRU3-TGCU è attrezzato con recupero termico dai fumi per produzione di vapore .</p>
10. Gestione ottimale dei rifiuti	<p>La circolazione della soluzione amminica prevede il filtraggio della stessa nei filtri a carboni attivi e nei filtri meccanici per l' intrattenimento dei solidi sospesi. In questo modo la soluzione amminica viene recuperata all'interno del processo.</p> <p>I carboni attivi vengono sostituiti ogni 2 anni e smaltiti come rifiuti solidi.</p> <p>La soluzione amminica viene stoccata in un serbatoio dedicato e successivamente ripresa in carico all'impianto previo filtrazione per l'eliminazione dei solidi sospesi.</p>
11. Sistemi di campionamento a circuito chiuso per evitare dispersioni del prodotto da campionare.	<p>Il campionamento della soluzione amminica del impianto Hydrocracking è a circuito chiuso.</p> <p>Quello dell'impianto Lavaggio-2 è a circuito aperto ed è prevista l'adozione di un sistema a circuito chiuso.</p>



8. Impianto di strippaggio acque acide (SWS)	
Indicazioni MTD	Situazione impianti Raffineria
1. Invio delle acque acide di processo all'impianto di SWS.	Le acque acide recuperate al Visbreaking, Vacuum e Thermal Cracking, che hanno elevato contenuto di fenoli, vengono utilizzate come wash water al desalter del grezzo per eliminare il fenolo. Tutte le acque acide della raffineria vengono inviate all'impianto di trattamento SWS. L'impianto SWS di raffineria è a singolo stadio con vapore di strippaggio diretto. L'acqua acida da trattare contiene tipicamente circa 8.000 ppm di NH ₃ e circa 12.000 ppm di H ₂ S : dati i processi utilizzati, la sour water non contiene acido cianidrico.
2. Riutilizzo dell'acqua acida strippata proveniente dal SWS come acqua di lavaggio a Desalter.	Attualmente l'acqua strippata viene convogliata al trattamento acque reflue della raffineria. E' in fase di studio la sostituzione della acqua di pozzo attualmente utilizzata nei due compressori ad anello liquido e nella guardia idraulica della torcia con sour water o con acqua strippata effluente da SWS.
3. Massimizzare la temperatura della carica stripper per ottimizzare il consumo di vapore di strippaggio.	La carica alla colonna di SWS viene preriscaldata dalla acqua strippata in uscita dal di fondo.
4. Ottimizzazione del recupero di calore dei fluidi caldi di processo.	Attraverso il sistema di controllo dello scambio termico viene garantita la massimizzazione del recupero termico di impianto a beneficio della carica e del raffreddamento del fondo colonna.
5. I gas acidi prodotti dall'impianto possono essere inviati a recupero zolfo, ad un forno inceneritore oppure alla torcia. E' preferibile il trattamento ad SRU per minimizzare la produzione di SO ₂ ed NO _x .	Il gas acido prodotto da SWS viene normalmente inviato all'unità SRU2, o in alternativa può essere inviato ai bruciatori speciale del forno H101 di Topping o in torcia.
6. L'utilizzo di un'unità SWS a due stadi consente di separare l'H ₂ S dall'NH ₃ con il vantaggio di inviare la corrente ricca di H ₂ S al recupero zolfo eliminando l'impatto negativo dell'NH ₃ . L'ammoniaca può essere inviata a bruciatori dedicati alla sua completa distruzione con emissioni contenute di NO _x .	Il Sour Water Stripper è a singolo stadio
7. E' necessario massimizzare la disponibilità e affidabilità dell'impianto per ridurre al minimo i tempi di fuori servizio.	La fermata dell'impianto per eventuale manutenzione è prevista in corrispondenza della fermata degli impianti produttori di acqua acida. In caso di fermata non programmata, l'acqua acida viene stoccata in un serbatoio a tetto galleggiante con doppia tenuta

**8. Impianto di strippaggio acque acide (SWS)**

Indicazioni MTD	Situazione impianti Raffineria
8. Ottimizzazione dell'efficienza di scambio termico.	Utilizzo di chemical antisporcamento per massimizzare l'efficienza di scambio termico degli scambiatori di recupero calore dell'effluente strippato.
9. Verifica della qualità delle acque di scarico Desalter. Eventuale trattamento al SWS in caso di elevato contenuto ammoniacale, incompatibile con il sistema di acque reflue di raffineria.	L'unità di SWS è dimensionata per trattare anche la acqua effluente dal Desalter. L'acqua effluente dal Desalter viene inviata direttamente al trattamento acque reflue se il contenuto di ammoniaca è inferiore a 40 ppm.



9. Impianto Thermal Cracking	
indicazioni MTD	Situazione impianti Raffineria
<p>1. Gestione ottimale della combustione. Ricorso a campagne analitiche e di controllo periodiche per il miglioramento dell'efficienza termica. Utilizzo del preriscaldamento aria e/o mantenimento temperatura fumi a livello prossimo a quello di inizio condensazione per massimizzare l'efficienza termica.</p>	<p>Viene effettuato il monitoring di tutti i parametri del forno sia lato processo che lato combustione allo scopo di verificare la corretta conduzione del forno. Forno a tiraggio naturale senza preriscaldamento aria</p>
<p>2. Ottimizzazione del recupero di calore dei flussi caldi di processo all'interno del singolo impianto o tramite integrazioni termiche tra diversi impianti/processi.</p>	<p>Sono presenti le seguenti integrazioni termiche interne all'impianto:</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ recupero di calore del pumparound di gasolio della colonna di frazionamento C1201 per preriscaldare la carica prima dell'entrata nel forno H1201; ➤ recupero di calore del circuito di fondo per preriscaldare la carica proveniente da serbatoio; ➤ recupero di calore del gasolio prodotto per preriscaldare la benzina inviata all'impianto Unifining. <p>Sono presenti le seguenti integrazioni termiche con impianti esterni:</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Cessione di calore del circuito di fondo e del pumparound di gasolio per preriscaldare la carica dell'impianto Visbreaker; ➤ Cessione di calore del prodotto di fondo colonna e della convettiva del forno impianto al circuito di teleriscaldamento ➤ Cessione di calore dei pumparound di gasolio per la generazione di vapore di media pressione.
<p>3. Ottimizzazione dell'efficienza di scambio termico, attraverso per esempio l'utilizzo di prodotti antisporcamento negli scambiatori di calore e nei forni e caldaie.</p>	<p>La carica dell'impianto è a basso contenuto di carbone ed è già idrogenata nell'impianto a monte di Hydrocracking. Il residuo dell'impianto è a basso contenuto di asfalteni e non presenta problemi di stabilità, sono quindi da escludere i problemi connessi allo sporcamento per precipitazione di asfalteni, per cui non sono utilizzati prodotti antisporcamento. Per massimizzare il recupero di calore nel preriscaldamento della carica Visbreaker, viene effettuato un accurato monitoring degli scambiatori interessati.</p>
<p>4. Gestione delle operazioni con utilizzo della torcia solo durante le operazioni di avviamento, fermata ed in situazioni di emergenza.</p>	<p>Non vi sono scarichi continui nel sistema torcia. Gli scarichi vengono effettuati in fase di avviamento, fermata oppure in caso di emergenza.</p>



9. Impianto Thermal Cracking	
indicazioni MTD	Situazione impianti Raffineria
5. Invio dei gas prodotti al trattamento di gas e recupero zolfo.	I gas prodotti dall'impianto vengono inviati, assieme ai gas provenienti da Topping, Vacuum e Visbreaking, tramite i compressori K1201 A/B e K1401, agli impianti di lavaggio amminico. L'H ₂ S rimosso negli impianti di lavaggio viene poi inviato al recupero zolfo.
6. Minimizzare la formazione di coke controllando il contenuto di sodio nella alimentazione o aggiungendo additivi.	Il sodio in carica è nullo in quanto l'impianto prende in carica il residuo non convertito dell'Hydrocracking, quindi non si utilizzano additivi per minimizzare la formazione di coke.



10. Impianto di distillazione atmosferica	
indicazioni MTD	Situazione impianti Raffineria
1. Ottimizzazione del recupero di calore dei flussi caldi di processo all'interno del singolo impianto o tramite integrazioni termiche tra diversi impianti/processi	La integrazione termica dell'impianto prevede il recupero di gran parte del calore dei prodotti effluenti e dei due pumparound del frazionatore per preriscaldamento del grezzo prima dell'entrata nel forno. Parte del calore del circuito di testa colonna e del primo taglio laterale a stoccaggio viene trasferito al circuito di teleriscaldamento. Parte del calore viene anche utilizzata per il preriscaldamento della wash water di desalter e per generazione di vapore a media pressione a spese del calore del gasolio leggero. Attraverso l'utilizzo della tecnologia di pinch, è stato stimato che la ottimizzazione del recupero del calore potrebbe portare il preriscaldamento del grezzo in carica dagli attuali 59 MW a 60.8 MW ovviamente aggiungendo superficie di scambio.
2. Valutazione delle possibilità dell'applicazione di efficienti tecniche di produzione di energia (es. utilizzo turbine a gas con caldaie a recupero calore, preriscaldamento dell'aria di combustione etc.)	L'aria comburente del forno Topping viene preriscaldata a spese del calore sensibile dei fumi del forno stesso. Il vapore di strippaggio usato nel frazionatore viene surriscaldato nella zona di alta convettiva del forno. Sono previsti interventi di miglioria sul sistema di preriscaldamento aria forno per riportare il rendimento complessivo dai valori attuali di 86-88% al 90-92%.
3. Ottimizzazione dell'efficienza di scambio termico, attraverso per esempio l'utilizzo di prodotti antisporcamento negli scambiatori di calore e nei forni e caldaie	Sono regolarmente utilizzati prodotti antifouling per mantenere l'efficienza di scambio termico degli scambiatori di preriscaldamento carica : con il monitoraggio del treno di scambio vengono definiti interventi mirati al contenimento del fouling.
4. Riutilizzo dell'acqua di condensa	Non viene recuperata l'acqua di condensa prodotta dal vapore utilizzato per le tracciatore delle linee.
5. Gestione delle operazioni con utilizzo della torcia solo durante le operazioni di avviamento, fermata ed in situazioni di emergenza	Non vi sono scarichi continui nel sistema torcia e il crude gas viene recuperato dai compressori K1201 A/B oppure bruciato direttamente nel forno di Topping H101 . Gli scarichi a torcia sono limitati alla fase di avviamento, fermata o in caso di emergenza.
6. Strippaggio, per i nuovi impianti, delle frazioni laterali con utilizzo di strippers del tipo <i>reboiled</i> anziché ad iniezione di vapore.	Non applicabile, gli attuali strippers sono di tipo a vapore diretto.



11. Impianto di distillazione sotto Vuoto	
indicazioni MTD	Situazione impianti Raffineria
1. Ottimizzazione del recupero di calore dei flussi caldi di processo all'interno del singolo impianto o tramite integrazioni termiche tra diversi impianti/processi	Il Vacuum riceve carica direttamente dal fondo colonna di frazionamento dell'impianto di Visbreaking a monte. La integrazione termica prevede il recupero di calore dai prodotti e dai pumparound della colonna di Vacuum per preriscaldare la carica dell'impianto di Visbreaking. Inoltre il raffreddamento del prodotto di fondo colonna a stoccaggio (bitume) è realizzato con produzione di vapore a media e bassa pressione e con cessione di calore al circuito di teleriscaldamento
2. Valutazione delle possibilità dell'applicazione di efficienti tecniche di produzione di energia	Il vapore utilizzato dal processo (strippaggio e iniezione ai serpentini del forno) viene surriscaldato dai fumi in uscita dalla convettiva del forno.
3. Ottimizzazione dell'efficienza di scambio termico, attraverso per esempio l'utilizzo di prodotti antisporcamento negli scambiatori di calore e nei forni e caldaie	Sono utilizzati prodotti antifouling per mantenere l'efficienza degli scambiatori di preriscaldamento della carica e sostenere il recupero termico. Inoltre vengono immessi nella carica al Vacuum dei prodotti per contenere la formazione di coke nei serpentini.
4. Riutilizzo dell'acqua di condensa	Non viene recuperata l'acqua di condensa prodotta dal vapore utilizzato per le tracciatore delle linee. La condensa recuperata nel pozzo caldo degli eiettori di testa colonna viene riutilizzata come wash water del desalter del grezzo
5. Gestione delle operazioni con utilizzo della torcia solo durante le operazioni di avviamento, fermata ed in situazioni di emergenza	Non vi sono scarichi continui nel sistema torcia.
6. Sistemi di campionamento a circuito chiuso per evitare dispersioni del prodotto da campionare	I prodotti distillati e il residuo vengono campionati a circuito aperto dopo raffreddamento : non viene disperso prodotto.
7. Tecniche per la riduzione di emissioni di SO _x dai gas (bruciati nel forno) provenienti dall'eiettore dell'impianto VPS	Il gas in condensabile recuperato dal sistema di vacuum ad eiettori, viene aspirato da un compressore ad anello liquido ed inviato ai lavaggi MDEA per rimuovere l'H ₂ S contenuto.
8. Riduzione del grado di vuoto, ove compatibile con le necessità produttive del processo (sotto i 25mmHg)	Il grado di vuoto è normalmente mantenuto a 20-25mmHg.
9. Utilizzo di pompe da vuoto con condensatori a superficie in alternativa o in combinazione con eiettori a vapore	L'attuale sistema è a 3 stadi con eiettori a vapore di bassa e media pressione. Viene utilizzato un compressore ad anello liquido per il recupero dei gas incondensabili.

**11. Impianto di distillazione sotto Vuoto**

indicazioni MTD	Situazione impianti Raffineria
10. Utilizzo dei reflui acquosi della sezione di riflusso di testa, dopo trattamento nell'impianto SWS, come acqua di lavaggio nel processo di desalter	L'acqua recuperata nel pozzo caldo degli eiettori di testa colonna viene utilizzata come wash water al desalter del grezzo, mentre la fase olio separata viene inviata direttamente negli impianti di desolforazione (HDS).



12. Impianto di Visbreaking	
indicazioni MTD	Situazione impianti Raffineria
1. Ottimizzazione del recupero di calore dei flussi caldi di processo all'interno del singolo impianto o tramite integrazioni termiche tra diversi impianti/processi	L'integrazione termica dell'impianto prevede il recupero di calore dei prodotti effluenti e dei pumparound della colonna di distillazione per preriscaldare la carica impianto e per la produzione di vapore a media pressione . Parte del calore viene anche ceduto alla rete di teleriscaldamento
2. Valutazione delle possibilità dell'applicazione di efficienti tecniche di produzione di energia (es. utilizzo turbine a gas con caldaie a recupero calore, preriscaldamento dell'aria di combustione et al.)	Il vapore utilizzato dal processo viene surriscaldato nella convettiva del forno. Una sezione della zona convettiva del forno è dedicata alla produzione di vapore di media pressione . Si prevede di realizzare un preriscaldamento dell'aria al forno utilizzando calore disponibile sulla rete di teleriscaldamento interna
3. Ottimizzazione dell'efficienza di scambio termico, attraverso per esempio l'utilizzo di prodotti antisporcamento negli scambiatori di calore e nei forni e caldaie	Sono utilizzati appositi prodotti antifouling per mantenere elevata l'efficienza di scambio termico degli scambiatori di preriscaldamento della carica impianto e sostenere la temperatura di ingresso forno impianto Visbreaker. Prodotti anticoke sono utilizzati anche nel forno, per contenere lo sporcamento dei serpentini. Al fine di massimizzare il calore ceduto alla carica impianto, viene effettuato un accurato monitoring degli scambiatori interessati.
4. Riutilizzo dell'acqua di condensa	Non viene recuperata l'acqua di condensa prodotta dal vapore utilizzato per le tracciate delle linee.
5. Gestione delle operazioni con utilizzo della torcia solo durante le operazioni di avviamento, fermata ed in situazioni di emergenza	Non vi sono scarichi continui nel sistema torcia. Gli scarichi vengono effettuati in fase di avviamento, fermata oppure in caso di emergenza.
6. Sistemi di campionamento a circuito chiuso per evitare dispersioni del prodotto da campionare	I prodotti distillati e il residuo vengono campionati a circuito aperto a seguito raffreddamento con acqua torri. E' prevista la installazione di campionatori a circuito chiuso
7. Invio dei gas prodotti al trattamento e recupero dello zolfo	Il gas proveniente dal sistema di testa frazionatore viene inviato dai compressori K1401, K1201 agli impianti per il lavaggio amminico per la separazione dell' H2S. Il gas lavato viene quindi inviato nella rete di fuel gas.
8. Controllo nel contenuto di sodio nell'alimentazione anche mediante l'aggiunta di additivi che minimizzano la formazione di coke	L'operazione di controllo e di ottimizzazione dell'utilizzo della soda viene applicata nell'impianto a monte (Topping). Gli additivi iniettati nella carica al forno di Visbreaker contribuiscono al contenimento della formazione di coke nei serpentini.



13. Torcia	
Indicazioni MTD	Situazione impianti Raffineria
1. Utilizzo solo come dispositivo di sicurezza (avviamento, fermata ed emergenza impianti).	Non sono presenti scarichi continui di processo nel sistema torcia.
2. Assicurare l'operatività della torcia senza formazione di pennacchio, indice di elevato contenuto di particolato, mediante l'immissione di vapore.	In caso di scarichi continui in torcia, viene aperto manualmente il vapore di media pressione per evitare la formazione di pennacchio e di nerofumo. E' prevista l'installazione di un nuovo sistema di torcia munito di telecamera e sistema di regolazione automatico del vapore in caso di formazione di pennacchio.
3. Minimizzare la quantità di gas da bruciare attraverso il bilanciamento del sistema gas di raffineria (produzione – consumo).	La pressione della rete gas consumi interni è regolata dalla immissione di metano dalla rete. Eventuali problemi di gas containment sono compensati riducendo il brucio dei combustibili liquidi.
4. Minimizzare la quantità di gas da bruciare attraverso l'utilizzo, nelle unità di processo di raffineria, di valvole di sicurezza ad alta integrità (senza trafiletti di gas).	Le PSV utilizzate negli impianti di processo garantiscono una perfetta tenuta. Eventuali perdite occasionali sono assorbite dal compressore di recupero gas.
5. Minimizzare la quantità di gas da bruciare attraverso l'applicazione di procedure e pratiche di controllo delle unità di processo tali da evitare invio di gas alla torcia.	Le procedure operative esistenti sono definite in modo da evitare l'invio di gas alla torcia.
6. Minimizzare la quantità di gas da bruciare attraverso l'installazione, di un sistema di recupero del gas diretto alla torcia.	Il sistema di recupero gas dal collettore della torcia con compressore ad anello liquido è in funzione dal 2000
7. Valutare l'opportunità di installare un sistema di misurazione della portata del gas inviata in torcia.	La portata del gas avviata alla combustione a valle del compressore di recupero viene misurata in continuo.
8. E' solitamente presente una torcia addizionale, separata da quella generale, utilizzata per la specifica combustione del gas acido (ricco di H ₂ S) residuo, non convertito, proveniente dagli impianti di recupero zolfo, Claus o TGCU.	La torcia attuale non prevede la segregazione degli scarichi acidi. La nuova torcia prevede la segregazione dei gas acidi per brucio su tip dedicato.
9. Includere una sezione di convogliamento di potenziali scarichi di gas, con knock out drum (separatore gas – liquido) ed il camino di combustione.	Tutti gli scarichi sono convogliati al blow down drum per la separazione gas – liquido e la fase liquida viene pompata al serbatoio di slop.
10. Il sistema di torcia deve includere dispositivi per evitare ritorni di fiamma (guardia idraulica), bruciatori pilota sempre accesi e sistema di iniezione di vapore appropriato.	Per garantire la copertura di gas al tip della torcia, viene immesso un flusso continuo (misurato) di 30-40 kg/h di metano. La immissione dello scarico al riser attraversa una guardia idraulica garantita mediante un sistema di reintegro acqua, immessa in automatico. Il tip è dotato di tre piloti a metano con rilevazioni di temperatura segnalate al quadro DCS



14. Trattamento Effluenti e riutilizzo acque.	
Indicazioni MTD	Situazione impianti Raffineria
1. Invio acque acide all'impianto SWS	Tutte le acque di processo con elevato contenuto di NH ₃ ed H ₂ S vengono trattate allo strippaggio SWS (U150) per ridurre il loro contenuto di inquinanti a livelli compatibili con la carica all'impianto di trattamento acque effluenti. Le acque di processo da Visbreaker, Thermal Cracker e Vuoto, sono riutilizzate come acqua di lavaggio nel desalter per recuperare i fenoli : il refluo da desalter è inviato direttamente al trattamento effluenti via rete fognaria, con la alternativa di trattamento all'impianto SWS, se il contenuto di H ₂ S o di ammoniacca supera i valori accettabili per il trattamento effluenti.
2. Riutilizzo dell'acqua acida proveniente da SWS come acqua di lavaggio del desalter	Il refluo SWS viene scaricato direttamente nella rete fognaria per essere successivamente trattato nell'impianto effluenti. E' previsto il suo riutilizzo in sostituzione di acqua pozzi alla guardia idraulica della torcia e alle tenute di due compressori ad anello liquido.
3. Pre-trattamento dell'acqua reflua di processo derivante dall'unità di cracking a causa del suo elevato contenuto di fenoli.	L'acqua reflua di processo contenente fenoli è quella proveniente dagli impianti VB, TH.C, Vuoto, che viene usata come acqua di lavaggio al desalter del grezzo, dove i fenoli vengono dissolti negli idrocarburi e successivamente idrogenati nei processi di desolforazione dei prodotti ottenuti dalla distillazione atmosferica.
4. Stoccaggio in serbatoi a tetto galleggiante delle acque di zavorra che possono contenere prodotti volatili e quindi generare emissioni significative di VOC	Il drenaggio di acqua dai serbatoi di stoccaggio grezzo viene inviato nel serbatoio di slop S.72 per la separazione della fase oleosa, che viene recuperata come tale. La fase acquosa viene inviata ai separatori API e quindi al trattamento acque effluenti.
5. Monitoraggio della temperatura dell'acqua da trattare al fine di ridurre la volatilizzazione e per assicurare la corretta performance del trattamento biologico	Gli scarichi di acqua a fogna con temperature potenzialmente elevate sono l'effluente desalter e l'acqua strippata da SWS. La temperatura dell'acqua in uscita dal desalter viene ridotta dagli scambiatori di preriscaldamento dell'acqua in ingresso E 158 A/B e quindi raffreddata nei coolers E851A/B ad acqua torre : la temperatura finale è misurata con termometro locale. L'acqua strippata scaricata dal SWS è raffreddata dai preriscaldatori di carica E151 A/B e poi da E 154 (air fin) e da E 152 (acqua torre) : la temperatura di scarico è misurata da TI.1505, riportato a quadro di controllo.



14. Trattamento Effluenti e riutilizzo acque.	
Indicazioni MTD	Situazione impianti Raffineria
6. Invio dell'acqua piovana inquinata , proveniente da aree impianti, all'impianto di trattamento effluenti	La raffineria è dotata di un solo sistema fognante, quindi, l'acqua piovana delle aree impermeabilizzate è convogliata al trattamento effluenti, assieme all'acqua di processo.
7. Controllo e minimizzazione delle sostanze tensioattive, utilizzate nei vari processi, nelle acque reflue che causano l'aumento della quantità di emulsioni e di fanghi generati.	Nella normale routine operativa i tensioattivi convogliati all'impianto trattamento reflui provengono unicamente dal blow down del circuito dell'acqua di raffreddamento. I prodotti contenenti tensioattivi sono dei disperdenti che vengono utilizzati in caso di inquinamento dell'acqua per idrocarburi provenienti da coolers di processo. I dosaggi adottati e la gestione del blow-down del circuito, sono tali da minimizzare l'impatto ad effluenti di tali composti. Nel caso si rendesse necessario aumentare il dosaggio di tensioattivi nel circuito di acqua di raffreddamento, si contiene la loro concentrazione entro i limiti accettabili per il trattamento acqua effluente, utilizzando apposite procedure operative che prevedono la verifica della concentrazione dei tensioattivi.
8. Installazione di un lavaggio ad alta pressione per ridurre l'utilizzo di solventi clorurati	Non vengono impiegati solventi clorurati nelle operazioni di pulizia e lavaggio delle apparecchiature, che sono da anni eseguite con acqua di pozzo ad alta pressione.
9. Evitare l'utilizzo di sgrassatori a base di solventi clorurati e scarsamente biodegradabili	Le sostanze impiegate dalle Ditte che eseguono la bonifica delle colonne C1401; C1101, C1201, sono preventivamente autorizzate dalla Raffineria : la soluzione utilizzata viene raccolta in un apposito serbatoio S17 per il successivo smaltimento controllato.
10. Riduzione e recupero degli idrocarburi provenienti dalle acque reflue.	I reflui ad elevato contenuto di HC vengono convogliati nei serbatoi di slop S7, S8 ove la parte oleosa viene eliminata dallo stream acquoso prima dell'invio a trattamento.
11. Trattamento primario (disoleazione API, PPL, CPI)	La raffineria è dotata di un doppio impianto di disoleazione primaria del tipo separatori API, dove viene trattato tutto lo scarico di acqua dello stabilimento.
12. Trattamento secondario (flottazione)	Il sistema di trattamento reflui è dotato di flottatore



14. Trattamento Effluenti e riutilizzo acque.	
Indicazioni MTD	Situazione impianti Raffineria
<p>13. Trattamento terziario o microbiologico Riceve l'acqua reflua dal flottatore. In questo impianto vengono rimossi quasi tutti gli idrocarburi disciolti ed altri organici, per mezzo di batteri. Nel caso sia richiesta la rimozione spinta dei composti azotati, si effettua la denitrificazione in separatore. Altre tecniche considerate sono l'utilizzo di carboni attivi L'unità di trattamento biologico rimuove l'80÷90% di olio disciolto ed il COD.. Particolarmente importante che la progettazione del trattamento sia specifica per la tipologia dei contaminanti.</p>	<p>L'impianto di trattamento biologico consiste in due sistemi a percolazione, ciascuno dei quali capace di processare acqua reflua alla portata massima prevista. Lo scarico dei percolatori passa ad un decantatore dove l'acqua viene liberata dai sospesi di origine biologica, prima di essere immessa nel corpo ricettore.</p>
<p>14. Trattamenti finali Si deve valutare la possibilità di riutilizzo dell'acqua, ad esempio, come acqua di lavaggio o alimentazione caldaia. I trattamenti addizionali richiesti potrebbero essere: filtrazione a sabbia seguita da ultrafiltrazione, e osmosi inversa. Oppure ozonizzazione/ossidazione e scambio ionico.</p>	<p>Il refluo di raffineria viene parzialmente riutilizzato per il reintegro del circuito di acqua di raffreddamento e per la pressurizzazione del circuito antincendio. Eseguire studio di fattibilità per riutilizzo come carica al trattamento acqua per alimento caldaie</p>
<p>15. Utilizzo di bacini /serbatoi di equalizzazione per lo stoccaggio delle acque reflue di raffineria o di alcuni effluenti critici di raffineria</p>	<p>I bacini di accumulazione n° 3 e n° 5 sono utilizzati per lo stoccaggio delle punte di scarico da precipitazioni atmosferiche di forte intensità a monte dei separatori API. L'acqua accumulata viene poi ripresa in carica ai separatori API quando la portata di scarico ritorna normale.</p>
<p>16. Valutazione della fattibilità di installare coperture nei separatori olio/acqua e nelle unità di flottazione per ridurre le emissioni di VOC</p>	<p>Le strutture esistenti sono prive di copertura. Eseguire studio di fattibilità per valutazione costi / benefici</p>
<p>17. Adozione di un sistema di gestione delle acque come parte integrante del già ampio sistema di gestione ambientale</p>	<p>Vedi SGA</p>
<p>18. Analisi integrata e studi sulle possibilità di ottimizzazione della rete acqua e delle diverse utenze, finalizzata alla riduzione dei consumi</p>	<p>Vedi azioni di riciclo acque effluenti SWS</p>
<p>19. Minimizzazione del consumo di acqua fresca aumentando il ricircolo della stessa con l'applicazione di tecniche per il riutilizzo dell'acqua reflua dove tecnicamente ed economicamente possibile</p>	<p>Vedi riutilizzo acqua reflua dopo trattamento</p>
<p>20. Adozione di tecniche per ridurre la quantità di acqua reflua generata in ogni singolo processo, attività o unità produttiva.</p>	<p>Programma di recupero scarico condense di tracciatura per riscaldamento linee</p>
<p>21. Applicazione di procedure operative finalizzate alla riduzione della contaminazione dell'acqua reflua</p>	<ul style="list-style-type: none"> - l'acqua fenolica viene inviata al desalter del grezzo per eliminare tali sostanze - tutta l'acqua di processo viene trattata a SWS per eliminare i contaminanti gassosi (NH₃ ed H₂S) - i drenaggi a prevalenza idrocarburica vengono inviati ai serbatoi di slop S7 e S8



14. Trattamento Effluenti e riutilizzo acque.	
Indicazioni MTD	Situazione impianti Raffineria
22. Collettamento delle acque di dilavamento delle aree inquinate ed invio delle stesse ad impianto di trattamento.	Le aree soggette a possibili inquinamenti sono impermeabilizzate e collegate alla rete fognaria di raffineria.
23. Sistemi e procedure di drenaggio da apparecchiature, contenitori, serbatoi dedicati per massimizzare la separazione di olio ed acqua riducendo l'invio di olio alla rete fognaria	I drenaggi impianti ricchi di idrocarburi sono convogliati ai due serbatoi di slop a tetto galleggiante, S7 ed S8.
24. Tecniche per la riduzione dei volumi di fanghi prodotti, Le tecniche utilizzate sono il dewatering / deoiling tramite centrifugazione, filtri a pressa, filtri a pressione, filtri rotanti sottovuoto, centrifughe a dischi. Nelle raffinerie italiane tali operazioni sono generalmente effettuate con attrezzature fisse o mobili fornite da ditte specializzate.	I fanghi prodotti al trattamento effluenti subiscono un primo ispessimento in un impianto fisso. Prima dello smaltimento finale, vengono sottoposti a dewatering / deoiling con apparecchiature mobili. Operazione eseguita da ditte esterne.
25. Procedure e tecniche per identificare e controllare la causa di eventuale presenza anomala di olio nei sistemi di trattamento delle acque reflue	Vedi SGA
26. Ottimizzazione dell'utilizzo della soda impiegata nei vari processi di trattamento dei prodotti (aumentandone il riciclo) per assicurarsi che sia completamente esausta prima di essere considerata rifiuto	I processi che utilizzano soluzioni di NaOH sono gli impianti di Penex, Topping e di produzione acqua demi. Al Penex: la soluzione di soda serve per eliminare l'HCl dal gas di processo. Per mantenere la efficienza del lavaggio gas, la soluzione viene sostituita quando la sua concentrazione è inferiore a 30÷50 g/l. Al Topping la soluzione di NaOH si inietta in minima quantità nel grezzo in uscita desalter : l'NaOH salificato rimane nei prodotti pesanti e non può raggiungere il trattamento effluenti. Nell'impianto di produzione acqua demi, a resine, l'NaOH si impiega per la rigenerazione del letto anionico.
27. Definizione e utilizzo di procedure per ridurre l'ingresso di particelle solide in rete fognante, con periodica pulizia delle aree pavimentate e dei pozzetti delle fognature	Vedi SGA
28. Segregazione, ove possibile, delle acque effluenti di processo dalle acque piovane	La raffineria è dotata di una unica rete di fognature e l'acqua piovana è quindi convogliata al trattamento effluenti assieme all'acqua di processo. La segregazione di acqua piovana da superfici non potenzialmente contaminate da idrocarburi non è giustificabile in quanto le superfici di questo tipo sono ridotte.
29. Esecuzione di una analisi di rischio ambientale per identificare e prevenire i casi dove possono verificarsi eventi incidentali di sversamento prodotti	Analisi da sviluppare.



14. Trattamento Effluenti e riutilizzo acque.	
Indicazioni MTD	Situazione impianti Raffineria
<p>30. Inquinanti tipici significativi per singolo processo, attività o unità produttiva, convogliati in acqua reflua. Acque reflue provenienti dalle unità di trattamento acqua di caldaia e dallo spurgo delle caldaie</p>	<p>I reflui provenienti dall'unità di produzione acqua d'alimento caldaie sono caratterizzati da elevata concentrazione salina, dalla presenza di fanghi, in prevalenza carbonatici e da un eccesso di NaOH. A questo si associano i controlavaggi dei filtri a sabbia, ricchi di idrossido ferroso. Il tutto è convogliato in vasche di decantazione da dove si drena la fase liquida chiarificata. I fanghi vengono periodicamente smaltiti da Ditte esterne, previa disidratazione con filtro-presse. Solo gli spurghi delle caldaie di produzione vapore vengono scaricati direttamente ad effluenti, avendo portate ridotte e minime concentrazioni di sali.</p>
<p>31. Inquinanti tipici significativi per singolo processo, attività o unità produttiva, convogliati in acqua reflua. Processo di lavaggio grezzo in desalter Acque reflue contenenti idrocarburi. Sali clorurati, solfuri, solfati, carbonati, ossidi di ferro, sabbia, ecc.</p>	<p>L'acqua scaricata dal desalter è convogliata al trattamento acque reflue se il tenore di ammoniaca è inferiore a 40 ppm, altrimenti viene convogliata all'accumulatore di carica SWS, per essere poi processata assieme alla sour water.</p>
<p>32. Inquinanti tipici significativi per singolo processo, attività o unità produttiva, convogliati in acqua reflua. Impianto di distillazione atmosferica Acque reflue contenenti idrocarburi, H₂S, fenolo, NH₃</p>	<p>L'acqua di processo prodotta dal topping viene utilizzata per il lavaggio del grezzo nel desalter o convogliata a SWS.</p>
<p>33. Inquinanti tipici significativi per singolo processo, attività o unità produttiva, convogliati in acqua reflua. Lavaggi amminici Presenza di ammina esausta nell'acqua reflua</p>	<p>Lo scarico dell'ammina in fase di fermata viene recuperato dal sistema di drenaggio segregato appositamente costruito.</p>
<p>34. Inquinanti tipici significativi per singolo processo, attività o unità produttiva, convogliati in acqua reflua. Claus, TGPU Acque reflue acide da trattamento gas di coda.</p>	<p>Se si esclude il blow-down della caldaia di produzione vapore a recupero termico, gli impianti SRU n°1 e n°2, non generano reflui acquosi. L'acqua prodotta dal nuovo impianto TGPU associato al SRU 3 viene convogliata al SWS</p>
<p>35. Inquinanti tipici significativi per singolo processo, attività o unità produttiva, convogliati in acqua reflua. Reforming catalitico Acqua sodica durante la rigenerazione. Acque reflue contenenti solidi sospesi, COD, H₂S, cloro, NH₃, mercaptani, benzene. Nel caso che il flue gas della rigenerazione fosse lavato in uno scrubber, potrebbe esserci presenza di PCDD e PCDF</p>	<p>Lavaggio basico dei fumi prodotti in fase di combustione con scarico controllato (vedi relazione)</p>
<p>36. Inquinanti tipici significativi per singolo processo, attività o unità produttiva, convogliati in acqua reflua. Visbreaking, Vuoto, Th. Cracking Acque reflue acide contenenti idrocarburi, H₂S, fenoli, NH₃</p>	<p>L'acqua di processo di questi impianti viene convogliata a desalter.</p>

**14. Trattamento Effluenti e riutilizzo acque.**

Indicazioni MTD	Situazione impianti Raffineria
37. Inquinanti tipici significativi per singolo processo, attività o unità produttiva, convogliati in acqua reflua. Impianto di isomerizzazione	Questo impianto non produce reflui acquosi.
38. Impatto ambientale Acqua. Oli minerali, additivi a base di cloro, bromo, zinco, cromo, molibdeno	Viene usato ipoclorito per il trattamento biocida nell'acqua del circuito cooling. La concentrazione di cloro libero nell'acqua di circuito e quindi nel blow-down, è mantenuta a livelli tali da non creare impatto negativo al trattamento effluenti. I trattamenti a base di zinco, cromo, molibdeno o più in generale con metalli pesanti sono stati eliminati da tempo.
39. Tecniche per prevenire, e minimizzare la produzione e pericolosità dei rifiuti e la contaminazione dei suoli e delle acque	I fanghi prodotti dal trattamento reflui sono di due tipi : fanghi oleosi prodotti dal separatore API e dal flocculatore/flottatore e fanghi prodotti dal trattamento biologico. Ambedue i tipi vengono ispessiti in apposita sezione per recuperare buona parte della fase oleosa e ridurre l'acqua per minimizzarne volumi.



2) Applicazione delle MTD : elenco per eccezioni (gap analysis).

1. HDS1 – HDS2 – HDSK (impianti consumatori di idrogeno)	
indicazioni MTD	Situazione impianti Raffineria
7. Invio delle acque di processo contenenti H ₂ S e composti dell'Azoto ad appropriato impianto di trattamento acque.	Tutte le acque provenienti dalle unità, con la sola eccezione di HDSKero (proposta di miglioramento in corso) vengono inviate all'impianto di trattamento delle acque acide (SWS) per rimozione dell'ammoniaca e H ₂ S.

2. Impianto di desalting del grezzo in carica Topping	
indicazioni MTD	Situazione impianti Raffineria
2. Sistemi di campionamento a circuito chiuso per evitare dispersioni del prodotto da campionare	L'attuale sistema di campionamento del deasalter è raffreddato con acqua torri ed è a circuito aperto. Verrà valutata la possibilità di installare un sistema di campionamento a circuito chiuso.
5. Utilizzo di agenti chimici disemulsionanti non tossici, biodegradabili e non infiammabili.	E' utilizzato l'agente disemulsionante CH2439 (Chimec) che ha caratteristiche di infiammabilità e tossicità per l'ambiente, di bassa biodegradabilità. E' in fase di valutazione la sostituzione dell'attuale prodotto con equivalenti di natura conforme alle MTD.
8. Scelta ed utilizzo di adatte apparecchiature per il controllo ottimale del livello di interfaccia olio/acqua	Il controllo di interfaccia acqua/olio è a prelievo. E' prevista l'installazione di un livello a microonde che garantisce una maggiore accuratezza di separazione tra le 2 fasi.
10. Valutazione dell'efficacia del sistema di lavaggio dei fanghi	Non è disponibile un sistema di lavaggio dei fanghi (scarico in fermata)
12. Sostituzione dei sistemi di rimozione fanghi a getto di acqua con sistemi meccanici onde impedire l'insorgere della turbolenza	Non è disponibile un sistema di lavaggio dei fanghi
13. La sospensione acquosa può essere separata in un separatore a piatto pressurizzato o tramite una combinazione di idrociclone desalficatore e idrociclone deoleatore	Non è disponibile un sistema di lavaggio dei fanghi e di conseguenza apparecchiature per la rimozione delle sospensioni acquose.

3. Impianto di Isomerizzazione (processo con catalizzatore ad allumina clorurata)	
indicazioni MTD	Situazione impianti Raffineria
Nessuna eccezione	

**4. Impianto Hydrocracking**

indicazioni MTD	Situazione impianti Raffineria
8. Riutilizzo dell'acqua di condensa	Non viene recuperata l'acqua di condensa prodotta dal vapore utilizzato per le tracciatore delle linee.

4. Purificazione dell'idrogeno (separazione a membrana)

indicazioni MTD	Situazione impianti Raffineria
Nessuna eccezione	

5. Impianto di Reforming Catalitico

indicazioni MTD	Situazione impianti Raffineria
Nessuna eccezione	

6. Impianti di Recupero Zolfo e Lavaggi Amminici

Indicazioni MTD	Situazione impianti Raffineria
1. Assicurare un'efficienza di recupero del 99.5÷99.9% per gli impianti nuovi e superiore al 99% per gli impianti esistenti.	L'efficienza di progetto degli impianti Claus esistenti a tre reattori è 97.6 %. Con la costruzione nel 2008 del nuovo impianto SRU3, dotato di trattamento del gas di coda (TGCU), il rendimento di conversione sale al 99.7%.
10. Sistemi di campionamento a circuito chiuso per evitare dispersioni del prodotto da campionare.	Quello dell'impianto Lavaggio gas 2 (U1800) è a circuito aperto ed è prevista l'adozione di un sistema a circuito chiuso.

7. Impianto di strippaggio acque acide (SWS)

Indicazioni MTD	Situazione impianti Raffineria
2. Riutilizzo dell'acqua acida strippata proveniente dal SWS come acqua di lavaggio a Desalter.	E' in fase di studio la sostituzione della acqua di pozzo attualmente utilizzata nei due compressori ad anello liquido e nella guardia idraulica della torcia con acqua strippata effluente da SWS.

8. Impianto Thermal Cracking

indicazioni MTD	Situazione impianti Raffineria
Nessuna eccezione	



9. Impianto di distillazione atmosferica	
indicazioni MTD	Situazione impianti Raffineria
1. Ottimizzazione del recupero di calore dei flussi caldi di processo all'interno del singolo impianto o tramite integrazioni termiche tra diversi impianti/processi	<p>La integrazione termica dell'impianto è massimizzata (recupero di calore dai prodotti effluenti e dai pumparound del frazionatore) per preriscaldamento del grezzo prima dell'entrata nel forno con TIF 270°C a inizio ciclo.</p> <p>Parte del calore del circuito di testa colonna e del primo taglio laterale viene trasferito al circuito di teleriscaldamento.</p> <p>Parte del calore viene utilizzata per il preriscaldamento della wash water di desalter e per generazione di vapore a media pressione a spese del calore del gasolio leggero.</p> <p>Attraverso l'utilizzo della tecnologia di pinch, è stato individuato un potenziale ulteriore incremento del preriscaldamento del grezzo in carica dagli attuali 59 MW a 60.8 MW aggiungendo superficie di scambio .</p>
4. Riutilizzo dell'acqua di condensa	Non viene recuperata l'acqua di condensa prodotta dal vapore utilizzato per le tracciatore delle linee.

10 Impianto di distillazione sotto Vuoto	
indicazioni MTD	Situazione impianti Raffineria
4. Riutilizzo dell'acqua di condensa	<p>Non viene recuperata l'acqua di condensa prodotta dal vapore utilizzato per le tracciatore delle linee.</p> <p>La condensa recuperata nel pozzo caldo degli eiettori di testa colonna viene riutilizzata come wash water del desalter del grezzo</p>

11 Impianto di Visbreaking	
indicazioni MTD	Situazione impianti Raffineria
2. Valutazione delle possibilità dell'applicazione di efficienti tecniche di produzione di energia (es. utilizzo turbine a gas con caldaie a recupero calore, preriscaldamento dell'aria di combustione et al.)	<p>Il vapore utilizzato dal processo viene surriscaldato nella convettiva del forno.</p> <p>Una sezione della zona convettiva del forno è dedicata alla produzione di vapore di media pressione .</p> <p>Si prevede di realizzare un preriscaldamento dell'aria al forno utilizzando calore disponibile sulla rete di teleriscaldamento</p>
4. Riutilizzo dell'acqua di condensa	Non viene recuperata l'acqua di condensa prodotta dal vapore utilizzato per le tracciatore delle linee.
6. Sistemi di campionamento a circuito chiuso per evitare dispersioni del prodotto da campionare	<p>I prodotti distillati e il residuo vengono campionati a circuito aperto a seguito raffreddamento con acqua torri.</p> <p>E' prevista la installazione di campionatori a circuito chiuso</p>

**12. Torcia**

Indicazioni MTD	Situazione impianti Raffineria
4. Assicurare l'operatività della torcia senza formazione di pennacchio, indice di elevato contenuto di particolato, mediante l'immissione di vapore.	E' prevista nel 2009 la costruzione di una nuova torcia (dotata di sensore e sistema di regolazione automatico del vapore in caso di formazione di pennacchio) e la dismissione della attuale.

13. Trattamento Effluenti e riutilizzo acque.

Indicazioni MTD	Situazione impianti Raffineria
2. Riutilizzo dell'acqua acida proveniente da SWS come acqua di lavaggio del desalter	Il reflu SWS viene scaricato direttamente nella rete fognaria per essere successivamente trattato nell'impianto effluenti. E' previsto il suo riutilizzo in sostituzione di acqua pozzi alla guardia idraulica della torcia e alle tenute di due compressori ad anello liquido. Viene valutata la possibilità di inviare la rimanente aliquota del reflu SWS a reintegro acqua cooling.
14. Trattamenti finali Si deve valutare la possibilità di riutilizzo dell'acqua, ad esempio, come acqua di lavaggio o alimentazione caldaia. I trattamenti addizionali richiesti potrebbero essere: filtrazione a sabbia seguita da ultrafiltrazione, e osmosi inversa. Oppure ozonizzazione/ossidazione e scambio ionico.	Il reflu di raffineria viene parzialmente riutilizzato per il reintegro del circuito di acqua di raffreddamento e per la pressurizzazione del circuito antincendio. Eseguire studio di fattibilità per riutilizzo come carica al trattamento acqua per alimento caldaie.
16. Valutazione della fattibilità di installare coperture nei separatori olio/acqua e nelle unità di flottazione per ridurre le emissioni di VOC	Le strutture esistenti sono prive di copertura. Eseguire studio di fattibilità per valutazione costi / benefici
17. Adozione di un sistema di gestione delle acque come parte integrante del già ampio sistema di gestione ambientale	Vedi SGA
20. Adozione di tecniche per ridurre la quantità di acqua reflua generata in ogni singolo processo, attività o unità produttiva.	Programma di recupero scarico condense di tracciatura per riscaldamento linee
25. Procedure e tecniche per identificare e controllare la causa di eventuale presenza anomala di olio nei sistemi di trattamento delle acque reflue	Vedi SGA
27. Definizione e utilizzo di procedure per ridurre l'ingresso di particelle solide in rete fognante, con periodica pulizia delle aree pavimentate e dei pozzetti delle fognature	Vedi SGA
29. Esecuzione di una analisi di rischio ambientale per identificare e prevenire i casi dove possono verificarsi eventi incidentali di sversamento prodotti	Analisi da sviluppare.