



Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare - Direzione Generale Valutazioni Ambientali

E.prot DVA - 2014 - 0022235 del 07/07/2014

raffineria di gela

Sede legale In Gela,
Contrada Piana del Signore
93012 GELA (CL)
Tel. Centralino +39 0933 841111
Fax +39 0933 845402
Casella Postale 35

Prot. RAGE/AD/DIGE/416/T
Gela, 03/07/2014

Spett.le Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare - Direzione Generale Valutazioni Ambientali
Divisione IV - Rischio rilevante e autorizzazione integrata ambientale

Via Cristoforo Colombo, 44

00147 ROMA

aia@PEC.minambiente.it

e, p.c. Presidente della Commissione Istruttoria AIA-IPPC

Via Vitaliano Brancati, 60

00144 ROMA

roberto.nigro@isprambiente.it

.. Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale

Via Vitaliano Brancati, 48

00144 ROMA

protocollo.ispra@ispra.legalmail.it



Oggetto: Decreto MATTM prot. DEC - MIN 0000236 del 21 dicembre 2012 - Autorizzazione integrata ambientale per l'esercizio dell'impianto della società Raffineria di Gela S.p.A., ubicato nel comune di Gela.

Rif. prot DVA-2014-0017226 del 04/06/2014; *Adempimento prescrizione n. 8 del Decreto AIA relativa all'adozione delle MTD non ancora applicate all'impianto FCC-CO. - Richiesta integrazioni.*

Con riferimento alla comunicazione di cui in oggetto inviamo, in allegato alla presente, le informazioni integrative richieste.

Nello specifico la relazione viene integrata, in ossequio alle indicazioni della Commissione Istruttoria AIA-IPPC (cfr. prot. CIPPC-00-2014-0000960 del 19/05/2014), con schemi esemplificativi del processo unitamente ad una più puntuale ed argomentata giustificazione tecnica delle motivazioni alla base della quale vengono ritenute non applicabili all'impianto di specie talune MTD di settore, MTD che val la pena ricordare rappresentano, conformemente a quanto indicato dalla stessa normativa tecnica vigente, tecnologie di carattere generale che devono comunque essere "calate" caso per caso allo specifico impianto per come interconnesso all'interno del proprio ciclo produttivo.

La scrivente segnala altresì che, relativamente all'impianto FCC-CO oggetto della presente, per esso è attualmente previsto il mantenimento di lungo termine in stato di conservazione (previo svuotamento e bonifica di tutte le apparecchiature); quanto sopra al fine di analizzare la valenza strategica del suo mantenimento nell'attuale configurazione impiantistica.



Sede legale in Gela, Contrada Piana del Signore, 93012 (CL)
Società per Azioni
Capitale Sociale € 15.000.000,00 i.v.
Partita IVA e Cod. Fisc. 06496081008
R.E.A. Caltanissetta n. 89181
Società soggetta all'attività di direzione e coordinamento dell'Eni S.p.A.
Società a socio unico



raffineria di gela

Sede legale in Gela,
Contrada Piana del Signore
93012 GELA (CL)
Tel. Centralino +39 0933 841111
Fax +39 0933 845402
Casella Postale 35

In conseguenza di quanto sopra emarginato lo studio non contempla, evidentemente, cronoprogramma di realizzazione interventi.

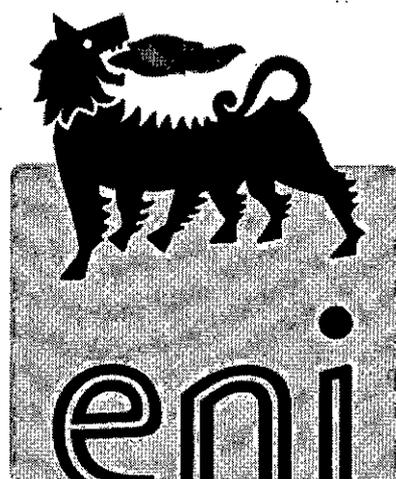
Rimanendo disponibili per qualsivoglia eventuale chiarimento, porgiamo distinti saluti

Il Direttore Generale
Settimio Carlo Guarrata

All. c.s.



Sede legale in Gela, Contrada Piana del Signore, 93012 (CL)
Società per Azioni
Capitale Sociale € 15.000.000,00 i.v.
Partita IVA e Cod. Fisc. 06496081008
R.E.A. Caltanissetta n. 89181
Società soggetta all'attività di direzione
e coordinamento dell'Eni S.p.A.
Società a socio unico



raffineria di gela

**Adozione delle MTD non ancora
applicate all'impianto FCC/CO**
Richiesta integrazioni

Luglio 2014

INDICE

Sezione	N° di Pag.
1	PREMESSA E SCOPO DEL DOCUMENTO 2
2	SINTESI DELLA NOTA PREDISPOSTA DALLA RAFFINERIA IN RISPOSTA ALLA PRESCRIZIONE N. 8 DEL PIC..... 3
3	DESCRIZIONE IMPIANTO DI CRACKING CATALITICO..... 4
4	APPROFONDIMENTI RICHIESTI DAL MATTM 7
4.1	Impostazione metodologica 7
4.2	Riduzione delle emissioni di NOx 8
4.3	Riduzione delle emissioni di particolato 9
4.4	Riduzione delle emissioni di SOx 10
4.5	Valutazione di sintesi..... 11

ALLEGATI**ALLEGATO 1 - Schemi impianto FCC****Overview schema FCC - PFD - Schemi costruttivi Cicloni e Sezione di rigenerazione**

1 PREMESSA E SCOPO DEL DOCUMENTO

La Raffineria di Gela S.p.A. (di seguito "Raffineria") è intestataria del Decreto di Autorizzazione Integrata Ambientale (Decreto AIA) Prot. 0000236 del 21/12/2012 rilasciato dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (MATTM).

La prescrizione n. 8 del PIC (Parere Istruttorio Conclusivo) recita: *"Il Gestore, entro 12 mesi dal rilascio dell'AIA, dovrà presentare all'Autorità Competente uno studio finalizzato alla fattibilità dell'adozione delle MTD, non ancora applicate allo specifico impianto. Lo studio dovrà contemplare il progetto di adeguamento con cronoprogramma di realizzazione in modo da effettuare le opportune modifiche impiantistiche entro sei mesi prima della scadenza dell'AIA"*.

Con nota del 2 Dicembre 2013 (Prot. RAGE/AD/DIGE/1042/T) la Raffineria ha trasmesso al Ministero lo studio richiesto dalla prescrizione n. 8 del Parere Istruttorio Conclusivo (PIC).

In data 4 giugno 2014 il MATTM con nota Prot. DVA-2014-0017226 ha riscontrato la nota della Raffineria richiedendo documentazione integrativa completa delle informazioni mancanti, necessarie per la conclusione delle attività istruttorie.

Questo elaborato costituisce la documentazione integrativa richiesta dal MATTM e necessaria per la conclusione delle attività istruttorie.

2 SINTESI DELLA NOTA PREDISPOSTA DALLA RAFFINERIA IN RISPOSTA ALLA PRESCRIZIONE N. 8 DEL PIC

La nota predisposta dalla Raffineria in risposta alla prescrizione n. 8 del PIC evidenziava come non applicabili le seguenti MTD all'unità FCC della Raffineria di Gela.

Riduzione emissioni di NO_x

Sistemi di trattamento secondari di tipo SCR e SNCR per la rimozione degli NO_x dai fumi prodotti dal rigeneratore.

Riduzione emissioni di Polveri

Applicazione di un ESP (Electrostatic Precipitator) o uno scrubber al gas dal rigeneratore a valle del CO boiler.

Riduzione emissioni di SO₂

Sistemi di desolfurazione per la rimozione di SO₂ dai fumi prodotti del rigeneratore (indicati anche come FGD – Flue Gas Desulphurization).

Come evidenziato dalle stesse Linee Guida di Settore, l'implementazione di sistemi di desolfurazione (FGD) per la riduzione delle emissioni di SO₂, di sistemi di tipo SCR e SNCR per la riduzione delle emissioni di NO_x e di un ESP/Scrubber per la riduzione delle emissioni di particolato comporterebbe le seguenti controindicazioni:

1. Criticità a livello di lay-out dati i vincoli stringenti esistenti per le installazioni di tali impianti presso la raffineria.
2. Aumento del livello di rischio complessivo per via dell'introduzione di nuovi impianti.
3. Aumento della produzione di rifiuti associati all'esercizio degli impianti (miscela semiliquida di calcare/acqua da FGD, catalizzatore esausto da SCR, polveri rimosse da ESP).
4. Acque reflue contaminate da solidi sospesi, metalli e cloruri che necessitano di trattamenti dedicati nel caso di FGD.
5. Aumento dei consumi energetici per il funzionamento di tutte le apparecchiature considerate, in particolare di elettricità per l'esercizio dell'ESP.
6. Elevati costi di investimento iniziali di installazione e di esercizio degli impianti di abbattimento.

Qui di seguito vengono approfondite e ulteriormente supportate le ragioni per cui le MTD qui indicate non sono applicabili presso la Raffineria di Gela.

3 DESCRIZIONE IMPIANTO DI CRACKING CATALITICO

Questo paragrafo descrive in modo sintetico l'unità di cracking catalitico della Raffineria. In Allegato 1 sono riportati gli schemi e i PFD di questa unità di processo.

L'unità di Cracking Catalitico a letto fluido FCC (Fluid Catalytic Cracking) ha lo scopo di incrementare la produzione di benzine alto ottaniche a scapito dei distillati pesanti.

L'impianto è stato progettato per convertire il gasolio pesante ottenuto dall'unità Vacuum e dai Coking, previo opportuno trattamento nell'impianto Gofiner (HDS), in idrocarburi liquidi e gassosi a più basso peso molecolare.

L'impianto è del tipo Fluid Catalytic Cracking ed ha una capacità di 5.400 t/d di distillati pesanti ed è costituito dalle seguenti sezioni:

- sezione di reazione;
- sezione di rigenerazione del catalizzatore;
- sezione di frazionamento.

La carica preventivamente desolforata viene riscaldata in un treno di scambio ed inviata, previo miscelamento con catalizzatore, al reattore di cracking catalitico R-101. Il prodotto del reattore viene quindi alimentato direttamente alla colonna di separazione C-101. La colonna prevede 2 tagli laterali. Il primo viene impiegato per fornire calore alla colonna di distillazione benzine C-205, per poi ritornare come riflusso nella colonna medesima. Il secondo taglio, costituito da olio combustibile leggero, in parte va a stoccaggio ed in parte, dopo aver ceduto calore allo stripper C-203, viene utilizzato come olio di lavaggio nella colonna C-202 e successivamente ricircolato nella colonna C-101.

Il prodotto di coda della colonna C-101 "slurry" viene ricircolato nella colonna stessa dopo aver recuperato parte del suo calore in una caldaia per la produzione di vapore a 18 ate, ed in parte va in un decantatore sul cui fondo si depositano trascinamenti di catalizzatore del reattore ricircolati in alimentazione.

Il prodotto di testa, previo raffreddamento, perviene al separatore V-104. La fase gassosa viene compressa tramite TK-201 e unitamente al prodotto di testa dello stripper C-203 e a quello di fondo della colonna C-201, va nel separatore ad alta pressione V-203. I gas separati in V-203 sono alimentati alla colonna assorbitrice C-201, la fase liquida perviene allo stripper C-203, mentre i dreni liquidi sono inviati all'unità SWS.

La fase liquida idrocarburica separata in V-104 viene alimentata alla prima colonna assorbitrice C-201, in controcorrente con i gas provenienti da V-203. I prodotti gassosi dalla testa della colonna C-201, depurati dalla maggior parte dei C3 e più pesanti,

vengono inviati al secondo assorbitore C-202 per una ulteriore depurazione dei C3, mediante lavaggio con olio leggero proveniente dalla zona centrale della colonna C-101.

Dalla testa della colonna C-202 i gas depurati sono convogliati all'unità Recupero Gas. Il prodotto di coda della colonna C-202 viene ricircolato nella colonna C-101.

La fase liquida del separatore V-203 sono alimentati nella colonna di strippaggio C-203 per l'eliminazione del H₂S che ritorna in alimentazione alla colonna di assorbimento. Il fondo dello stripper viene mandato, previo riscaldamento, alla colonna debutanizzatrice C-204. I prodotti di testa, costituiti da propano, propilene, butani e buteni, in parte riciccolati in colonna ed in parte inviati all'unità Merox.

Il prodotto di fondo della colonna C-204 perviene alla colonna di distillazione delle benzine C-205. La benzina leggera ottenuta in testa, previo raffreddamento, viene inviata all'impianto TAME, mentre la benzina più pesante ottenuta in coda perviene all'unità Merox. Nella sezione di rigenerazione del catalizzatore avviene la combustione del coke formatosi sul catalizzatore con produzione di flue gas in pressione che viene sottoposto a diversi trattamenti: separazione delle polveri mediante due sistemi di cicloni in serie (terzo e quarto stadio), turbo expander e CO boiler.

L'unità è dotata di un unico camino E4, dove vengono convogliati i fumi del CO Boiler.

Lo schema di flusso dell'impianto è illustrato nella seguente figura 1.

In Allegato 1 sono riportati i seguenti documenti descrittivi dell'impianto FCC.

- Overview schema generale e schema di flusso.
- PFD.
- Schemi costruttivi delle sezioni di rigenerazione e dei cicloni.

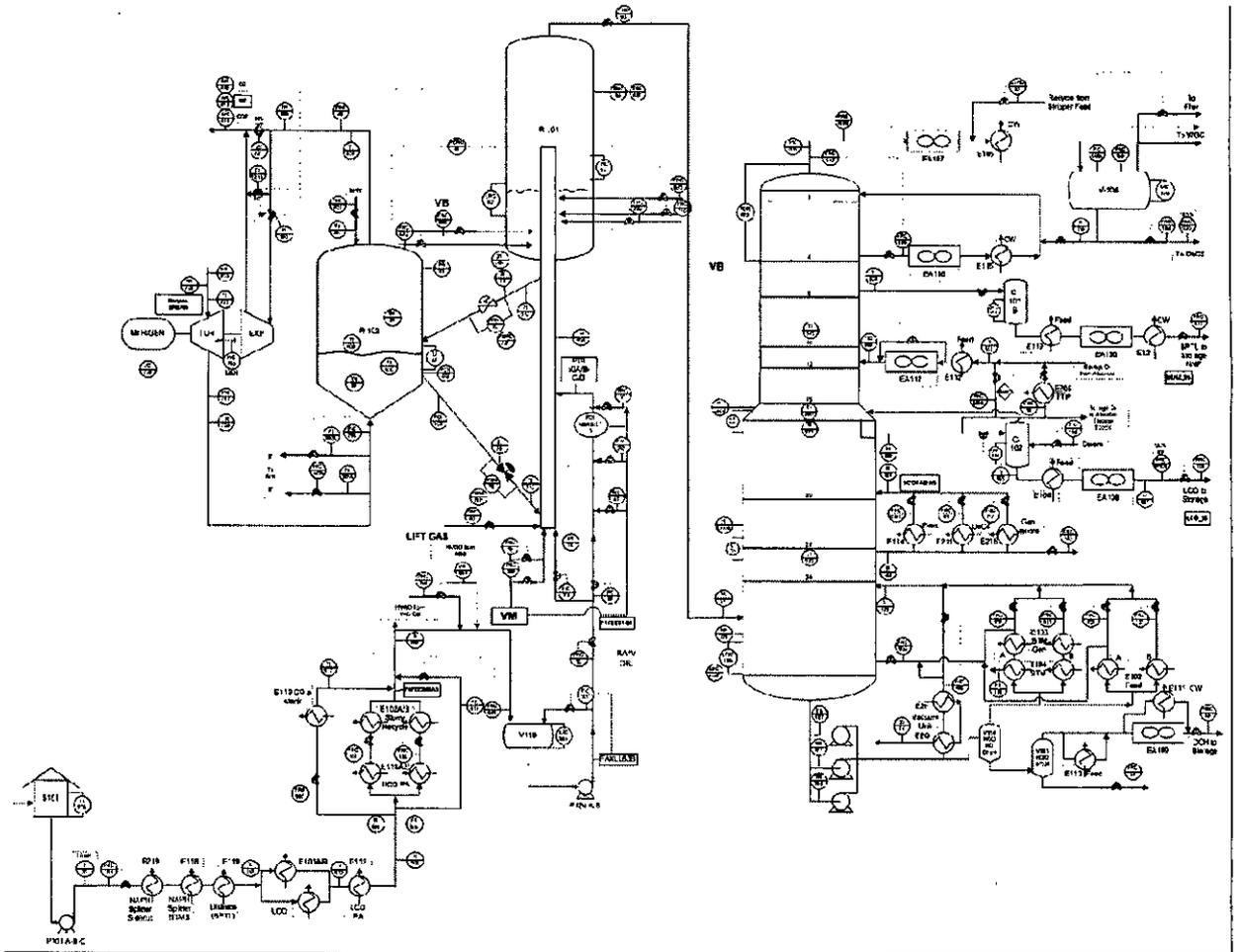


Figura 1 Schema di flusso impianto FCC di Gela

4 APPROFONDIMENTI RICHIESTI DAL MATTM

4.1 Impostazione metodologica

Scopo di questo capitolo è di fornire le informazioni ritenute mancanti dal MATTM atte a dimostrare che le MTD relative al trattamento fumi in uscita dall'unità di cracking catalitico (FCC) non sono applicabili alla specifica realtà della Raffineria di Gela.

Le MTD in esame sono:

- Riduzione delle emissioni di NO_x: Impianti di trattamento secondari di tipo SCR (Selective Catalytic Reduction) e SNCR (Selective Non Catalytic Reduction) sulla linea in uscita dal generatore (a valle del CO boiler).
- Riduzione delle emissioni di particolato: Impianti di trattamento secondari quali ESP (Electro Static Precipitator) o scrubber sulla linea in uscita dal generatore (a valle del CO boiler).
- Riduzione delle emissioni di SO₂ Sistemi di desolforazione catalitici o a umido (FGD – Flue Gas Desulphurization) per la rimozione di SO₂ dai fumi prodotti dal rigeneratore.

Le considerazioni e le analisi qui di seguito sviluppate sono base dei seguenti elementi:

1. Specifica conoscenza delle problematiche connesse con gli impianti di raffinazione della struttura tecnica centrale e del circuito delle Raffinerie di Eni R&M.
2. Specifica conoscenza del contesto impiantistico della Raffineria di Gela.
3. Dati e informazioni contenute nel D.Lgs 372/99 (art 3 comma 2) - Linee Guida per l'identificazione delle migliori tecniche disponibili (Raffinerie di petrolio e gas).
4. Dati e informazioni contenute nel Best Available Techniques (BAT) Reference Document for the Refining of Mineral Oil and Gas – Final Draft (July 2013).

4.2 Riduzione delle emissioni di NOx

Le tecniche di trattamento degli NOx indicate dalle MTD di settore sono:

- Riduzione catalitica - SCR – Selective Catalytic Reduction
- Riduzione non catalitica - SNCR – Selective Non Catalytic Reduction

In via preliminare si evidenzia che la raffineria privilegia tecniche primarie atte a limitare la formazione degli NOx mediante l'adozione di bruciatori Low NOx installati sul CO Boiler.

Si evidenzia inoltre che concentrazione di NOx in uscita dal rigeneratore e dal CO Boiler è mediamente compresa nel range 100 – 300 mg/Nm³ indicato dalle MTD di settore, ovvero allineata con i valori di emissioni ottenibili per le condizioni di combustione parziale.

Le MTD di settore evidenziano inoltre che dal punto di vista ambientale l'installazione di impianti SNCR o SCR può determinare un incremento delle concentrazioni di CO nelle emissioni. La presenza di ammoniaca a temperature prossime al limite minimo di esercizio dell'impianto può infatti inibire il processo di ossidazione del CO, favorendone conseguentemente un incremento di concentrazione.

Inoltre in particolare per l'SCR si renderebbe necessario la riprogettazione dell'intera linea fumi del FCC con l'installazione di opportuni dispositivi di compressione dei gas a causa della perdita di carico che questo sistema di trattamento determinerebbe. Ciò inevitabilmente causerebbe notevoli inefficienze nei processi di recupero energetici oggi in atto in questa unità di processo.

Per quanto riguarda gli aspetti economici connessi con un eventuale retrofitting dell'esistente impianto di cracking catalitico si riportano qui di seguito i costi. Si evidenzia che essi tengono in conto esclusivamente l'installazione e la gestione di impianti SNCR e SCR, non considerando i rilevanti interventi di riorganizzazione complessiva dell'unità di processo che si renderebbero necessari a fronte della mancanza di spazio nell'area di intervento e delle perdite di carico non sostenibili da punto di vista fluidodinamico che si verificherebbero.

Tecnica di trattamento	Costo di investimento (M€)	Costo di gestione (€/anno)
SNCR	12 - 22	2 - 4.5
SCR	61 - 114	5.9 – 14

Tabella 1 Costi impianti DeNox (rif. Best Available Techniques Reference Document for the Refining of Mineral Oil and Gas – Final Draft (July 2013).

4.3 Riduzione delle emissioni di particolato

Le MTD di settore indicano quali tecniche di riduzione del particolato la combinazione di:

1. Cicloni terziari e multistadio.
2. Applicazione di un ESP o uno scrubber al gas dal rigeneratore (dopo il CO boiler);
3. Contenimento delle perdite dal catalizzatore durante le fasi di carico/ scarico.
4. Selezione di catalizzatori resistenti all'attrito per abbassare la frequenza di sostituzione e ridurre le emissioni.

L'MTD n. 1 è applicata dalla Raffineria in quanto la sezione di rigenerazione del catalizzatore prevede due sistemi di cicloni in serie (terzo e quarto stadio). L'operazione di scarico avviene mediante collegamento a circuito chiuso del rigeneratore ad un sylos.

Con riferimento alla MTD n. 4 si evidenzia che il catalizzatore attualmente utilizzato è caratterizzato da una resistenza meccanica tipica di catalizzatori FCC di ultima generazione per minimizzare la produzione delle polveri. L'indice GDI per valutare la resistenza meccanica alla produzione di polveri è 5, potendo variare tra 1 (massima resistenza) e 20 (minima) e quindi risulta tra i più resistenti all'attrito.

Un sistema di trattamento tipo ESP per la rimozione del particolato dai gas di scarico del rigeneratore non è applicabile per ragioni di spazio disponibile e per ragioni economiche. L'ESP è tipologia di impianto che tratta stream gassosi a bassa velocità e richiede quindi volumetrie considerevoli, se applicate ai fumi in uscita dall'unità FCC di Gela.

Per quanto riguarda gli aspetti economici si evidenzia che i costi di installazione di un impianto ESP sono compresi tra 14 e 32 M€ mentre i costi di gestione compresi tra 2 e 4 M€. Anche in questo caso i costi evidenziati solo significativamente sottostimati in quanto non tengono conto degli interventi complessivi sul lay-out dell'esistente impianto che si renderebbero necessari (rif. Best Available Techniques Reference Document for the Refining of Mineral Oil and Gas – Final Draft (July 2013).

4.4 Riduzione delle emissioni di SOx

Le MTD di settore prevedono la riduzione delle emissioni di SOx attraverso la combinazione di:

1. Utilizzo di DeSOx catalitico.
2. Utilizzo di un impianto di desolforazione a umido – wet scrubbers.
3. Idrotattamento della carica FCC: serve per ridurre contemporaneamente NOx, SOx, particolato e gli scarichi di acqua reflua. E' necessario valutarne la possibilità/fattibilità e convenienza economica. In considerazione degli elevatissimi costi questa tecnica è molto raramente giustificata per motivi ambientali e viene applicata, quasi esclusivamente, nei casi in cui vi sia necessità di miglioramento della qualità dei prodotti per motivi commerciali.

Anche in questo caso si evidenzia in via preliminare che la raffineria privilegia tecniche di trattamento primario. La carica all'unità FCC è costituita da miscela di correnti idrocarburiche, preventivamente trattate e desolforate nell'unità Gofiner HDS.

Si evidenzia inoltre che la concentrazione di SO₂ in uscita dal rigeneratore e dal CO Boiler è mediamente compresa nel range 500 – 1.500 mg/Nm³, valore inferiore a quanto indicato dalla MTD relativamente alle performance ottenibili con l'utilizzo di un sistema di DeSOx catalitico (di fatto realizzato attraverso l'impianto Gofiner). Si ritiene pertanto che l'implementazione di un ulteriore sistema DeSOx catalitico non risulti vantaggiosa dal punto di vista ambientale.

Per quanto riguarda i trattamenti a umido - wet scrubbers - possono essere valutate due soluzioni alternative:

- l'utilizzo di soluzioni non rigenerabili a base di idrossido di sodio.
- l'utilizzo di soluzioni rigenerabili (ad esempio processo Belco) a base di idrossido di sodio e acido fosforico.

In entrambi di casi si determinerebbe comunque un notevole incremento nella produzione di rifiuti, costituiti dalle soluzioni esauste, e di utilizzo di chemicals. Inoltre si renderebbe necessario il riscaldamento del *flue gas* in uscita dall'impianto al fine di contenere vistosi pennacchi di vapore (in ogni caso sempre presenti in impianti di tale tipologia).

Il costo medio di installazione di un impianto di trattamento a umido -wet scrubbers - è compreso tra 9,5 e 13,8 M€ mentre i costi di gestione sono compresi tra 0,32 e 0,57 M€/anno (rif. Best Available Techniques Reference Document for the Refining of Mineral Oil and Gas – Final Draft (July 2013).

4.5 Valutazione di sintesi

In sintesi gli elementi a supporto della non applicabilità delle MTD indicate all'impianto FCC di Gela possono essere raggruppati in tre distinte categorie.

- Elementi di natura impiantistica
- Elementi di natura ambientale
- Elementi di natura economica

Elementi di natura impiantistica

Gli impianti di riduzione delle emissioni di NO_x, particolato e SO_x indicati come MTD sono impianti di dimensioni e complessità tali che non possono essere installati nell'area dell'unità FCC della raffineria di Gela.

Un eventuale retrofitting dell'unità di FCC richiederebbe la riprogettazione dell'intera unità di processo per ragioni di lay-out complessivo, per ragioni di processo vere e proprie (ad esempio a causa della perdita di carico che si determinerebbe) oltre che per ragioni di spazio. Data la complessità dell'impianto FCC un retrofitting con le unità di trattamento fumi non risulta realizzabile dal punto ingegneristico senza intervenire radicalmente nell'assetto complessivo della raffineria.

Si renderebbe necessario riprogettare e ricostruire l'unità produttiva nel suo complesso con costi di investimento e di mancata produzione che si verificherebbe a fronte del prolungato fermo impianti che si renderebbe necessario.

Anche l'installazione di un impianto relativamente compatto come l'impianto "Belco" comporterebbe problematiche a livello di lay-out complessivo degli impianti non superabili presso il sito di Gela.

Elementi di natura ambientale

La raffineria di Gela predilige l'applicazione di tecniche di riduzione dell'inquinamento di tipo primario ossia tecniche che prevengano la formazione di contaminanti piuttosto che tecniche di trattamento "end of pipe" ossia finalizzate alla loro rimozione (trattamenti secondari).

A questo proposito si evidenzia che la carica all'unità FCC è costituita da miscela di correnti idrocarburiche, preventivamente trattate e desolforate nell'unità Gofiner (HDS).

Per quanto riguarda gli NO_x si evidenzia che la loro concentrazione in uscita dal rigeneratore e dal CO Boiler è mediamente compresa nel range 100 – 300 mg/Nm³ indicato dalla LG MTD Raffinerie, ovvero allineata con i valori di emissioni ottenibili per le

condizioni di combustione parziale. Anche la concentrazione di SO₂ in uscita dal rigeneratore e dal CO Boiler è mediamente compresa nel range 500 – 1.500 mg/Nm³ valore inferiore a quanto indicato dalla MTD relativamente alle performance ottenibili con l'utilizzo di un sistema di DeSOx catalitico.

Si ritiene pertanto che l'implementazione dei sistemi indicati come BAT per il trattamento fumi risulti non vantaggiosa dal punto di vista ambientale nella specifica realtà della Raffineria di Gela.

Si evidenzia inoltre come l'installazione di un sistema di trattamento fumi tipo Belco comporterebbe, anche dal punto di vista visivo, un pennacchio emissivo estremamente visibile che in un contesto territoriale quale quello della raffineria sarebbe di difficile accettazione (si veda in proposito la fotografia qui riportata di un camino di un tipico impianto Belco).

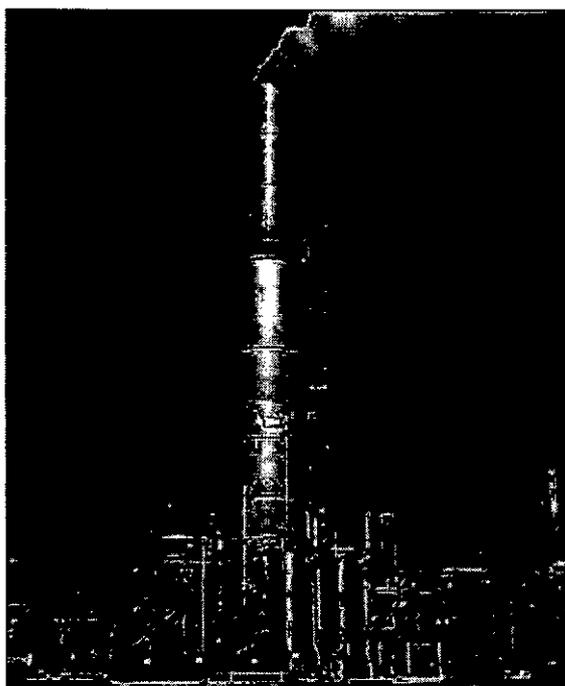


Figura 1. Camino di un impianto tipo Belco (foto tratta da documentazione Belco Dupont)

Elementi di natura economica

I costi di installazione medi delle unità di trattamento indicate come BAT sono di seguito presentati. Essi sono tratti dal documento - Best Available Techniques (BAT) Reference Document for the Refining of Mineral Oil and Gas – Final Draft (July 2013).

Inquinante trattato	Tecnica di trattamento	Costo di investimento (M€)	Costo di Gestione (M€/anno)
NOx	SNCR	12 - 22	2 – 4,5
	SCR	61 -114	5,9 – 14
Particolato	ESP	14-32	2-4
SOx	Wet scrubbers (*)	9,5 – 13,8	0,32-0,57

(*) soluzione non rigenerabile

Tabella 2 Costi impianti BAT

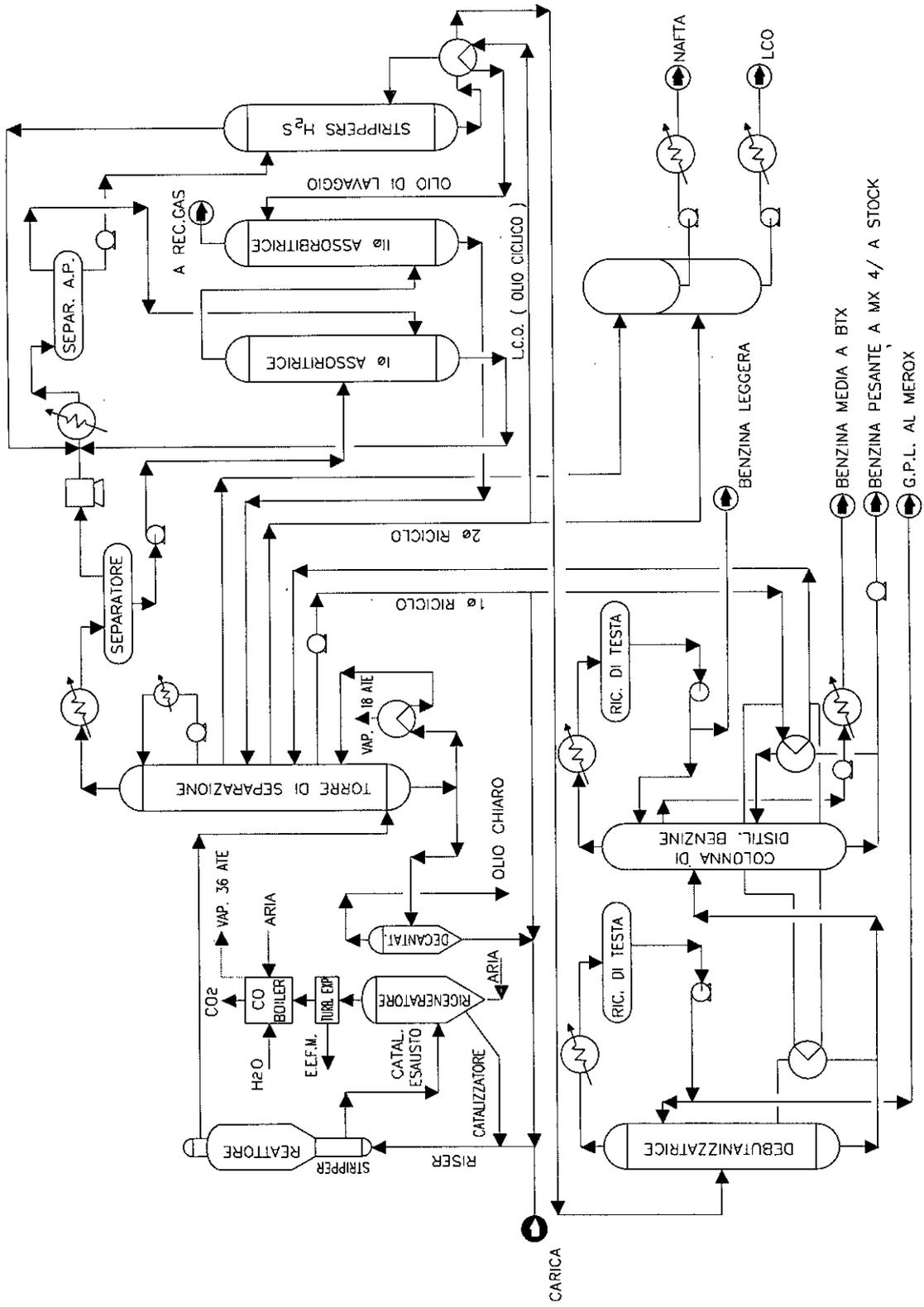
I costi qui riportati evidenziano gli investimenti necessari esclusivamente per l'installazione e la gestione degli impianti indicati, non considerando i costi, sicuramente molto più consistenti, necessari per la riorganizzazione del lay-out complessivo dell'unità di FCC della Raffineria di Gela. Non sono stati inoltre considerati i costi associati alla mancata produzione che si verificherebbe a fronte del prolungato fermo impianti che si renderebbe necessario.

Allegato 1

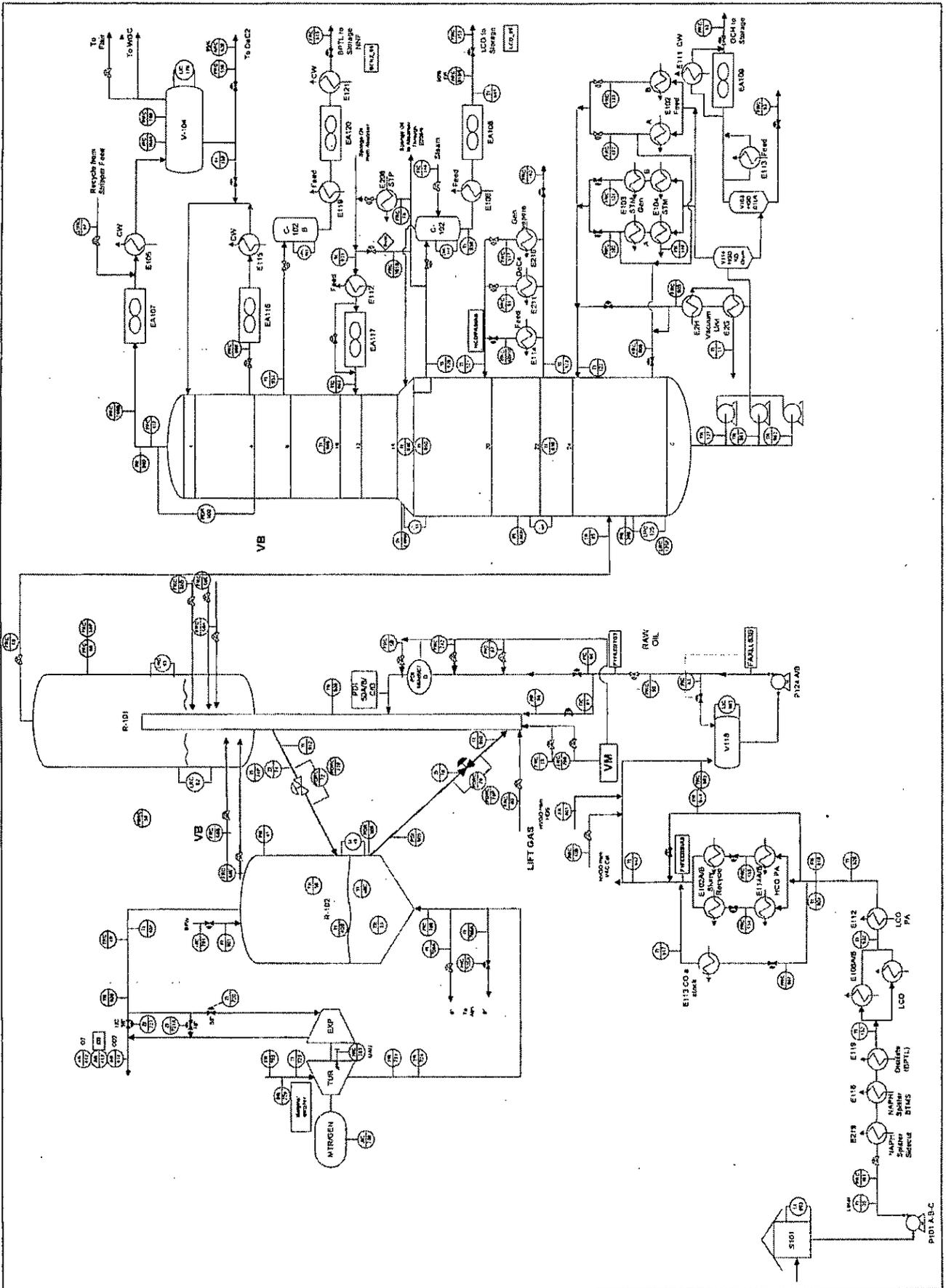
Schema impianto FCC Overview

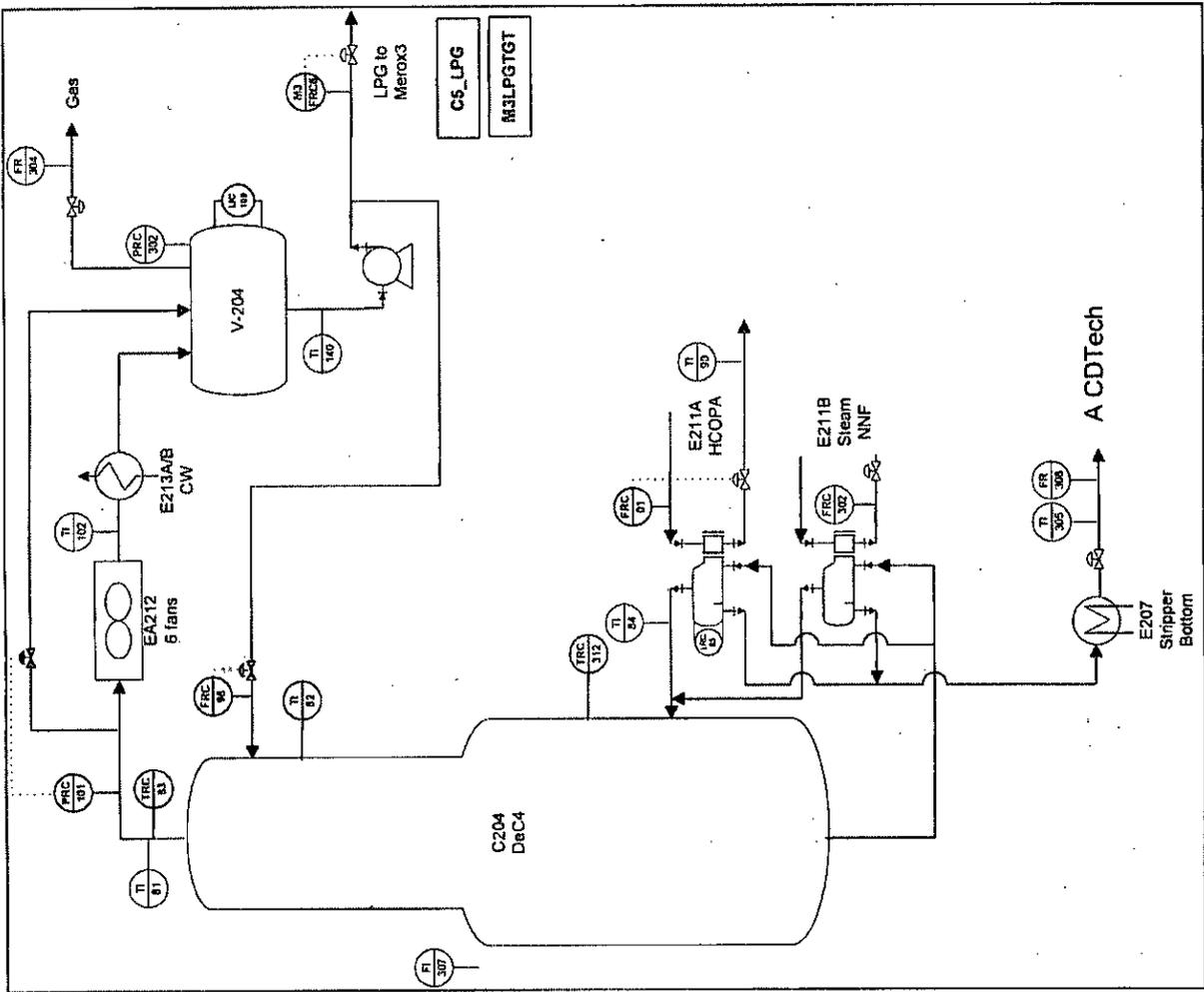
Schemi PFD

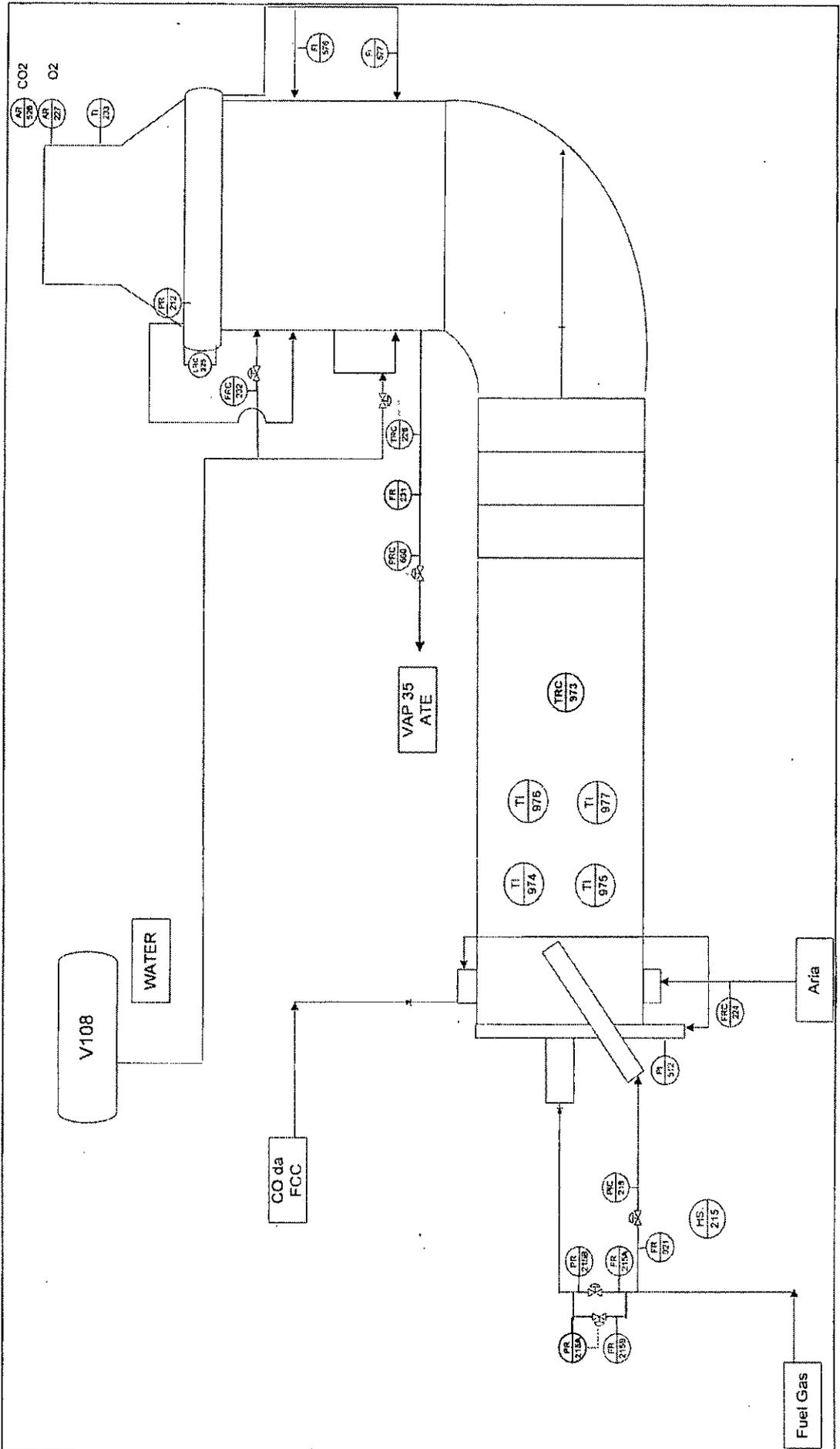
Schemi costruttivi Cicloni e Sezione di Rigenerazione

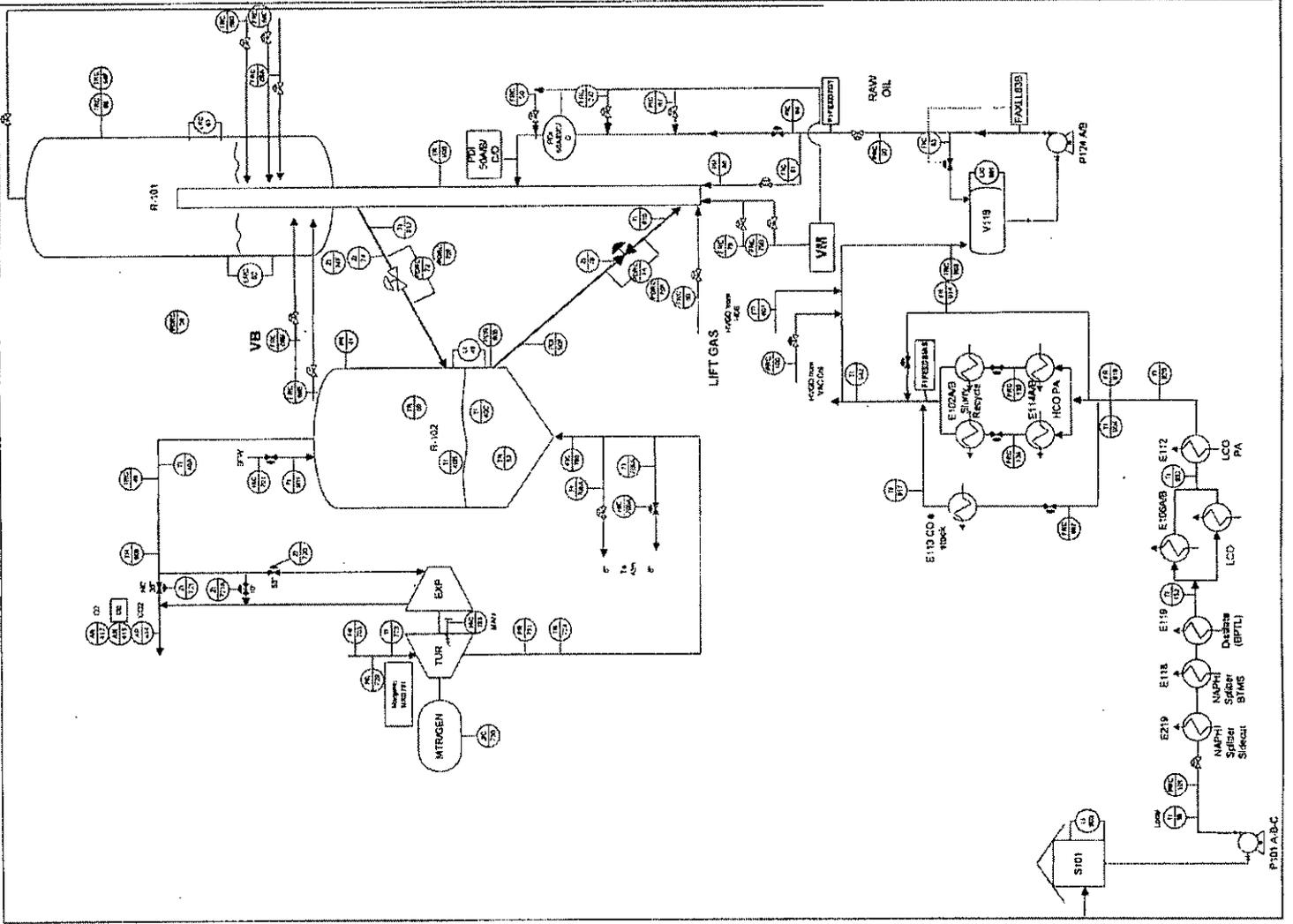


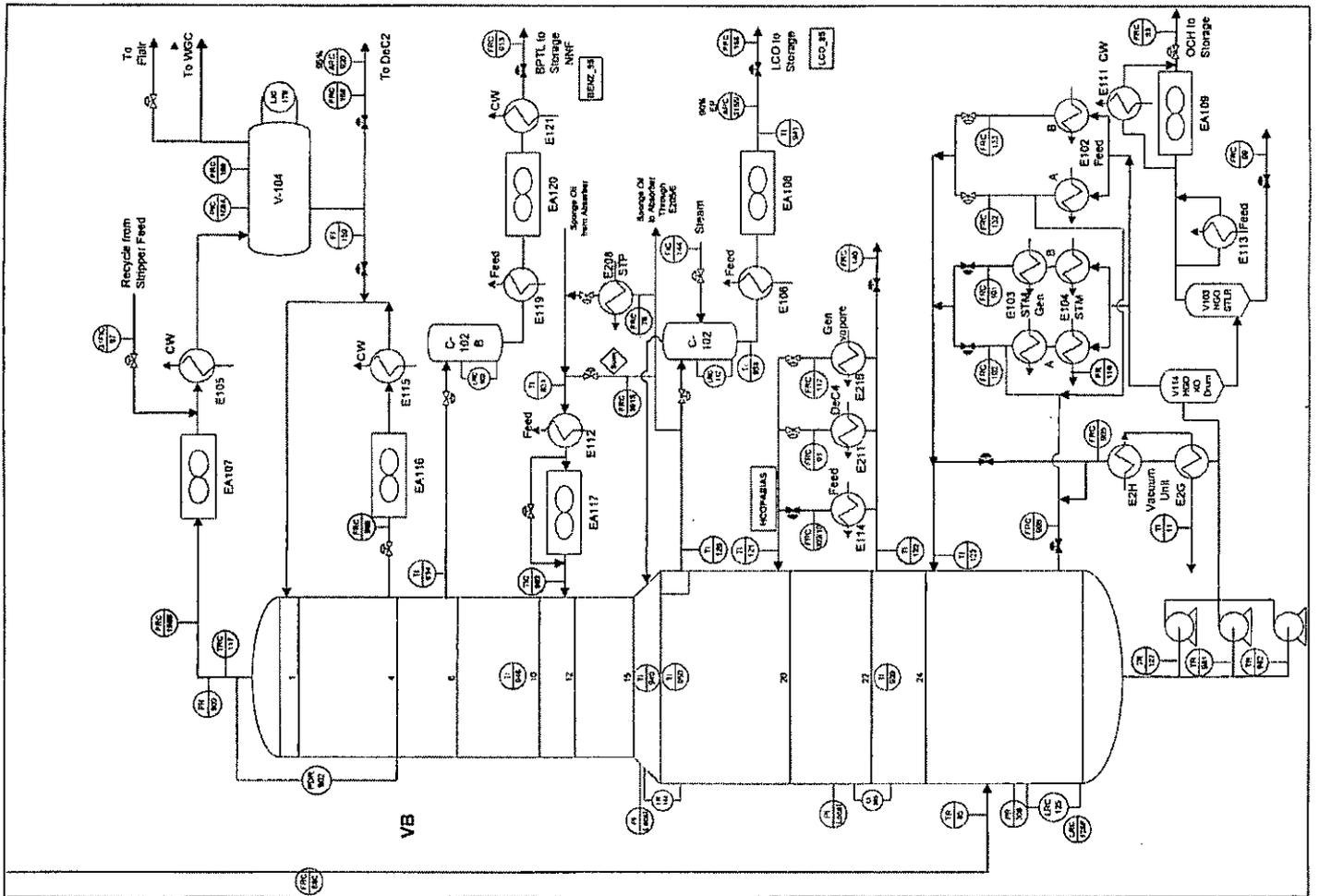
FLUID CATALYTIC CRACKING

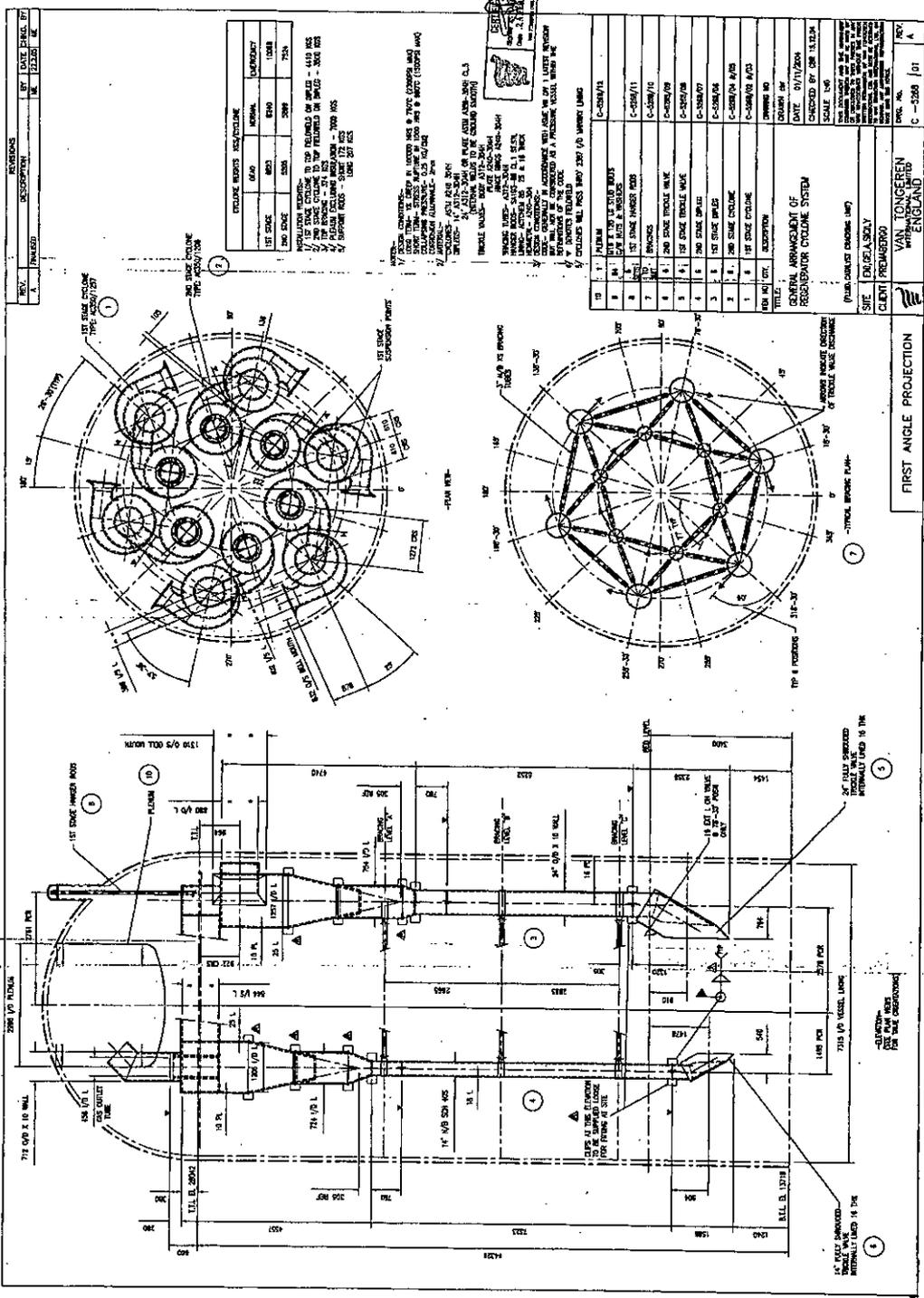












REVISIONS

NO.	DESCRIPTION	BY	DATE
1	ISSUED	ME	12.21.54

ENGINE WEIGHTS AND DIMENSIONS

	NO.	WEIGHT	DIMENSION
1st Stage	8220	2200	10.50
2nd Stage	8230	2200	7.50

- NOTES:
1. THIS ENGINE IS DESIGNED TO OPERATE ON FUEL WITH A MAXIMUM CALORIFIC VALUE OF 18,500 BTU/LB. (84.5 MJ/KG). THE FUEL SYSTEM SHALL BE DESIGNED TO OPERATE ON THIS FUEL WITH A MAXIMUM FUEL PRESSURE OF 100 PSI (6.89 MPa).
 2. THE ENGINE SHALL BE DESIGNED TO OPERATE AT A MAXIMUM RPM OF 5000 (30000 RPM).
 3. THE ENGINE SHALL BE DESIGNED TO OPERATE AT A MAXIMUM AMBIENT TEMPERATURE OF 100°F (37.8°C).
 4. THE ENGINE SHALL BE DESIGNED TO OPERATE AT A MAXIMUM ALTITUDE OF 20,000 FT (6096 M).
 5. THE ENGINE SHALL BE DESIGNED TO OPERATE AT A MAXIMUM VIBRATION LEVEL OF 0.5 G RMS.
 6. THE ENGINE SHALL BE DESIGNED TO OPERATE AT A MAXIMUM ACCELERATION LEVEL OF 10 G RMS.
 7. THE ENGINE SHALL BE DESIGNED TO OPERATE AT A MAXIMUM SHOCK LEVEL OF 100 G.
 8. THE ENGINE SHALL BE DESIGNED TO OPERATE AT A MAXIMUM NOISE LEVEL OF 140 DB(A).
 9. THE ENGINE SHALL BE DESIGNED TO OPERATE AT A MAXIMUM WEIGHT OF 2000 LBS (907 KG).
 10. THE ENGINE SHALL BE DESIGNED TO OPERATE AT A MAXIMUM LENGTH OF 100 IN (2540 MM).
 11. THE ENGINE SHALL BE DESIGNED TO OPERATE AT A MAXIMUM DIAMETER OF 40 IN (1016 MM).
 12. THE ENGINE SHALL BE DESIGNED TO OPERATE AT A MAXIMUM HEIGHT OF 60 IN (1524 MM).
 13. THE ENGINE SHALL BE DESIGNED TO OPERATE AT A MAXIMUM WIDTH OF 40 IN (1016 MM).
 14. THE ENGINE SHALL BE DESIGNED TO OPERATE AT A MAXIMUM DEPTH OF 60 IN (1524 MM).
 15. THE ENGINE SHALL BE DESIGNED TO OPERATE AT A MAXIMUM WEIGHT OF 2000 LBS (907 KG).
 16. THE ENGINE SHALL BE DESIGNED TO OPERATE AT A MAXIMUM LENGTH OF 100 IN (2540 MM).
 17. THE ENGINE SHALL BE DESIGNED TO OPERATE AT A MAXIMUM DIAMETER OF 40 IN (1016 MM).
 18. THE ENGINE SHALL BE DESIGNED TO OPERATE AT A MAXIMUM HEIGHT OF 60 IN (1524 MM).
 19. THE ENGINE SHALL BE DESIGNED TO OPERATE AT A MAXIMUM WIDTH OF 40 IN (1016 MM).
 20. THE ENGINE SHALL BE DESIGNED TO OPERATE AT A MAXIMUM DEPTH OF 60 IN (1524 MM).

18	1	ITEM NO.	C-200/1A
19	1	1ST STAGE COMPRESSOR	C-200/1A
20	1	2ND STAGE COMPRESSOR	C-200/1A
21	1	3RD STAGE COMPRESSOR	C-200/1A
22	1	4TH STAGE COMPRESSOR	C-200/1A
23	1	5TH STAGE COMPRESSOR	C-200/1A
24	1	6TH STAGE COMPRESSOR	C-200/1A
25	1	7TH STAGE COMPRESSOR	C-200/1A
26	1	8TH STAGE COMPRESSOR	C-200/1A
27	1	9TH STAGE COMPRESSOR	C-200/1A
28	1	10TH STAGE COMPRESSOR	C-200/1A
29	1	11TH STAGE COMPRESSOR	C-200/1A
30	1	12TH STAGE COMPRESSOR	C-200/1A
31	1	13TH STAGE COMPRESSOR	C-200/1A
32	1	14TH STAGE COMPRESSOR	C-200/1A
33	1	15TH STAGE COMPRESSOR	C-200/1A
34	1	16TH STAGE COMPRESSOR	C-200/1A
35	1	17TH STAGE COMPRESSOR	C-200/1A
36	1	18TH STAGE COMPRESSOR	C-200/1A
37	1	19TH STAGE COMPRESSOR	C-200/1A
38	1	20TH STAGE COMPRESSOR	C-200/1A
39	1	21ST STAGE COMPRESSOR	C-200/1A
40	1	22ND STAGE COMPRESSOR	C-200/1A
41	1	23RD STAGE COMPRESSOR	C-200/1A
42	1	24TH STAGE COMPRESSOR	C-200/1A
43	1	25TH STAGE COMPRESSOR	C-200/1A
44	1	26TH STAGE COMPRESSOR	C-200/1A
45	1	27TH STAGE COMPRESSOR	C-200/1A
46	1	28TH STAGE COMPRESSOR	C-200/1A
47	1	29TH STAGE COMPRESSOR	C-200/1A
48	1	30TH STAGE COMPRESSOR	C-200/1A
49	1	31ST STAGE COMPRESSOR	C-200/1A
50	1	32ND STAGE COMPRESSOR	C-200/1A
51	1	33RD STAGE COMPRESSOR	C-200/1A
52	1	34TH STAGE COMPRESSOR	C-200/1A
53	1	35TH STAGE COMPRESSOR	C-200/1A
54	1	36TH STAGE COMPRESSOR	C-200/1A
55	1	37TH STAGE COMPRESSOR	C-200/1A
56	1	38TH STAGE COMPRESSOR	C-200/1A
57	1	39TH STAGE COMPRESSOR	C-200/1A
58	1	40TH STAGE COMPRESSOR	C-200/1A
59	1	41ST STAGE COMPRESSOR	C-200/1A
60	1	42ND STAGE COMPRESSOR	C-200/1A
61	1	43RD STAGE COMPRESSOR	C-200/1A
62	1	44TH STAGE COMPRESSOR	C-200/1A
63	1	45TH STAGE COMPRESSOR	C-200/1A
64	1	46TH STAGE COMPRESSOR	C-200/1A
65	1	47TH STAGE COMPRESSOR	C-200/1A
66	1	48TH STAGE COMPRESSOR	C-200/1A
67	1	49TH STAGE COMPRESSOR	C-200/1A
68	1	50TH STAGE COMPRESSOR	C-200/1A
69	1	51ST STAGE COMPRESSOR	C-200/1A
70	1	52ND STAGE COMPRESSOR	C-200/1A
71	1	53RD STAGE COMPRESSOR	C-200/1A
72	1	54TH STAGE COMPRESSOR	C-200/1A
73	1	55TH STAGE COMPRESSOR	C-200/1A
74	1	56TH STAGE COMPRESSOR	C-200/1A
75	1	57TH STAGE COMPRESSOR	C-200/1A
76	1	58TH STAGE COMPRESSOR	C-200/1A
77	1	59TH STAGE COMPRESSOR	C-200/1A
78	1	60TH STAGE COMPRESSOR	C-200/1A
79	1	61ST STAGE COMPRESSOR	C-200/1A
80	1	62ND STAGE COMPRESSOR	C-200/1A
81	1	63RD STAGE COMPRESSOR	C-200/1A
82	1	64TH STAGE COMPRESSOR	C-200/1A
83	1	65TH STAGE COMPRESSOR	C-200/1A
84	1	66TH STAGE COMPRESSOR	C-200/1A
85	1	67TH STAGE COMPRESSOR	C-200/1A
86	1	68TH STAGE COMPRESSOR	C-200/1A
87	1	69TH STAGE COMPRESSOR	C-200/1A
88	1	70TH STAGE COMPRESSOR	C-200/1A
89	1	71ST STAGE COMPRESSOR	C-200/1A
90	1	72ND STAGE COMPRESSOR	C-200/1A
91	1	73RD STAGE COMPRESSOR	C-200/1A
92	1	74TH STAGE COMPRESSOR	C-200/1A
93	1	75TH STAGE COMPRESSOR	C-200/1A
94	1	76TH STAGE COMPRESSOR	C-200/1A
95	1	77TH STAGE COMPRESSOR	C-200/1A
96	1	78TH STAGE COMPRESSOR	C-200/1A
97	1	79TH STAGE COMPRESSOR	C-200/1A
98	1	80TH STAGE COMPRESSOR	C-200/1A
99	1	81ST STAGE COMPRESSOR	C-200/1A
100	1	82ND STAGE COMPRESSOR	C-200/1A

TITLE: GENERAL ARRANGEMENT OF REGENERATOR CYCLINE SYSTEM

DATE: 9/17/2004

CHECKED BY: [Signature]

SCALE: 1/8" = 1'-0"

DESIGNED BY: [Signature]

CLIENT: [Signature]

PROJECT: [Signature]

NO. 101

NO. 102

NO. 103

NO. 104

NO. 105

NO. 106

NO. 107

NO. 108

NO. 109

NO. 110

NO. 111

NO. 112

NO. 113

NO. 114

NO. 115

NO. 116

NO. 117

NO. 118

NO. 119

NO. 120

NO. 121

NO. 122

NO. 123

NO. 124

NO. 125

NO. 126

NO. 127

NO. 128

NO. 129

NO. 130

NO. 131

NO. 132

NO. 133

NO. 134

NO. 135

NO. 136

NO. 137

NO. 138

NO. 139

NO. 140

NO. 141

NO. 142

NO. 143

NO. 144

NO. 145

NO. 146

NO. 147

NO. 148

NO. 149

NO. 150

NO. 151

NO. 152

NO. 153

NO. 154

NO. 155

NO. 156

NO. 157

NO. 158

NO. 159

NO. 160

NO. 161

NO. 162

NO. 163

NO. 164

NO. 165

NO. 166

NO. 167

NO. 168

NO. 169

NO. 170

NO. 171

NO. 172

NO. 173

NO. 174

NO. 175

NO. 176

NO. 177

NO. 178

NO. 179

NO. 180

NO. 181

NO. 182

NO. 183

NO. 184

NO. 185

NO. 186

NO. 187

NO. 188

NO. 189

NO. 190

NO. 191

NO. 192

NO. 193

NO. 194

NO. 195

NO. 196

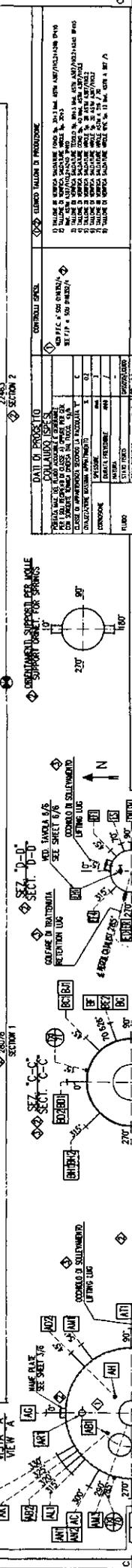
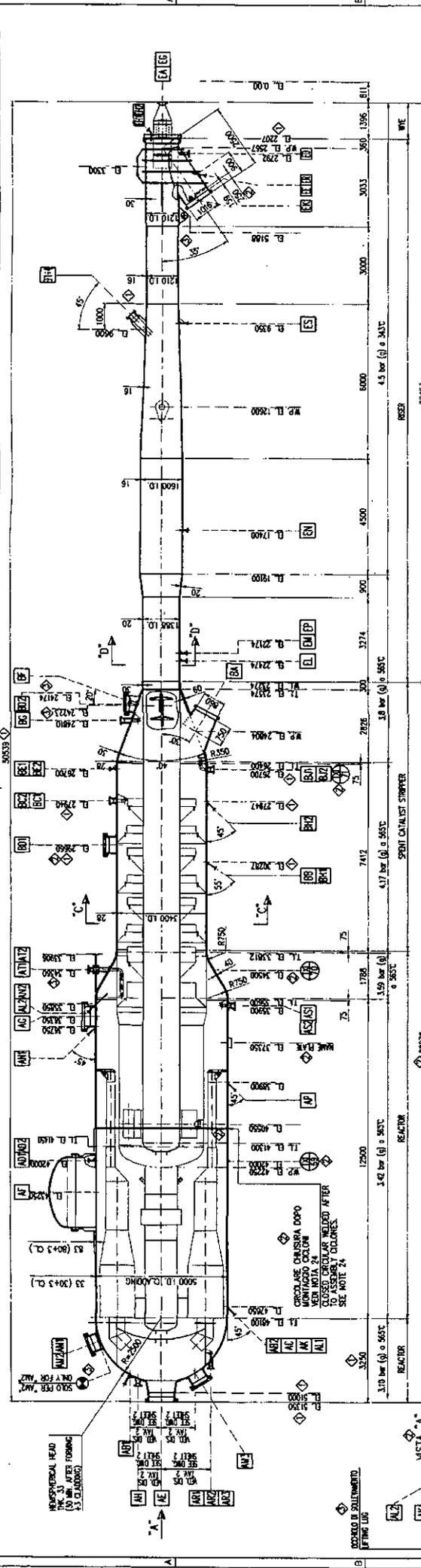
NO. 197

NO. 198

NO. 199

NO. 200

FIRST ANGLE PROJECTION



DATI DI PROGETTO - PROJECT DATA		CONTROLLI SPECIALI - SPECIAL CONTROLS	
PROGETTO	REATTORI	PROVA	PROVA
NUMERO
...

MATERIE PRIME - MATERIALS		MATERIE PRIME - MATERIALS	
...
...

MATERIE PRIME - MATERIALS		MATERIE PRIME - MATERIALS	
...
...

ELENCO COMPONENTI - COMPONENT LIST		ELENCO COMPONENTI - COMPONENT LIST	
...
...

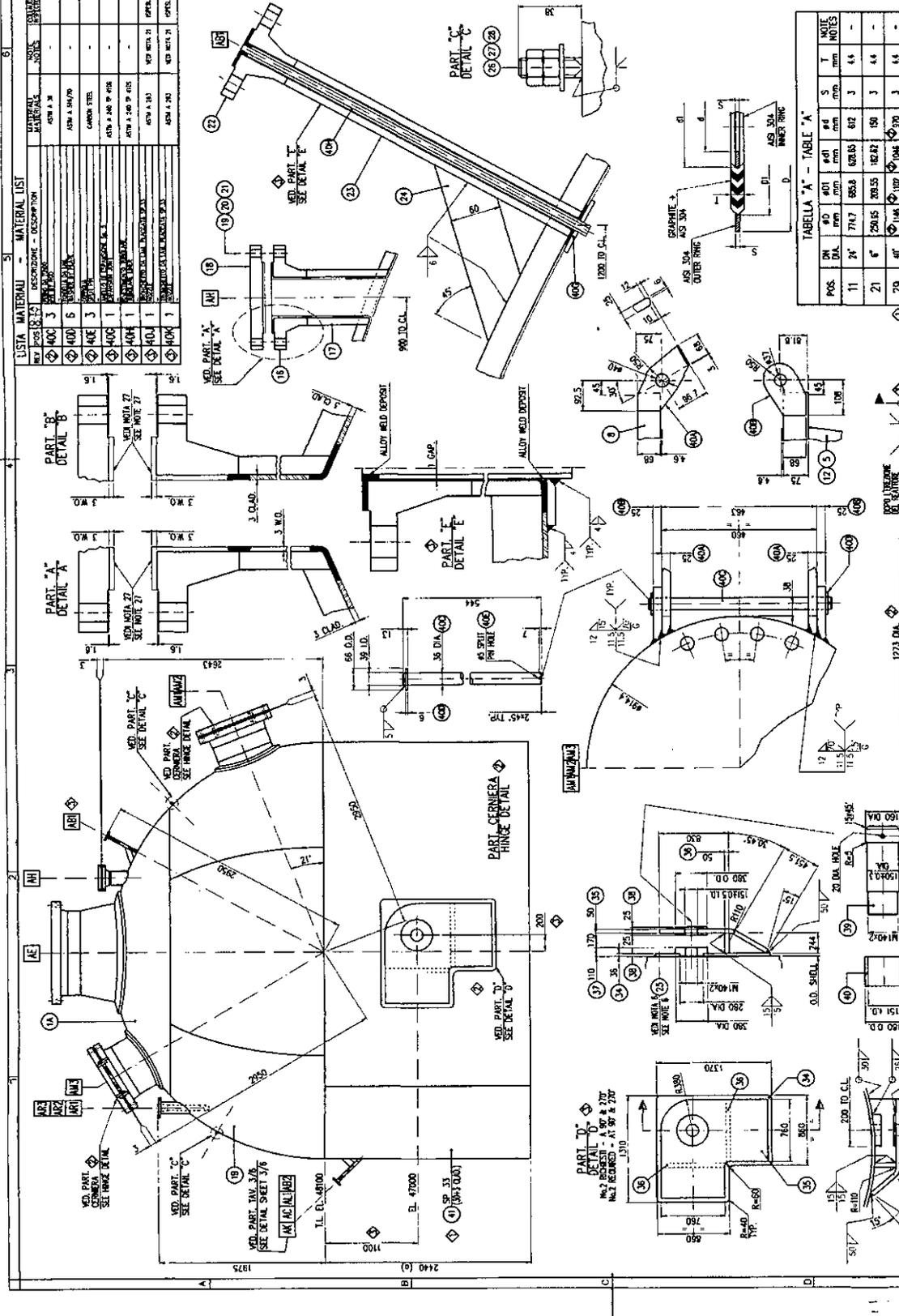
ELENCO COMPONENTI - COMPONENT LIST		ELENCO COMPONENTI - COMPONENT LIST	
...
...

NOTE PER LA COSTRUZIONE - CONSTRUCTION NOTES		NOTE PER LA COSTRUZIONE - CONSTRUCTION NOTES	
...
...

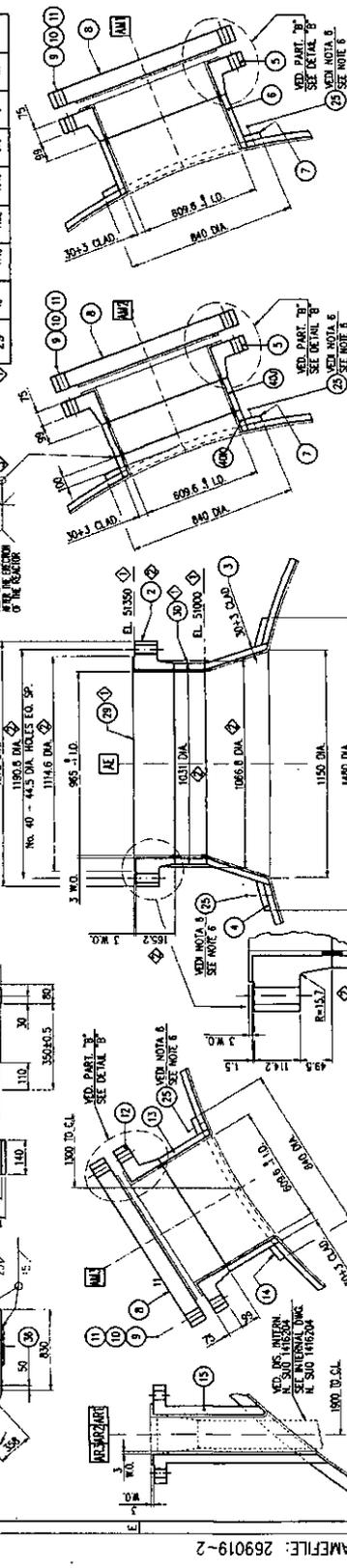
NOTE PER LA COSTRUZIONE - CONSTRUCTION NOTES		NOTE PER LA COSTRUZIONE - CONSTRUCTION NOTES	
...
...

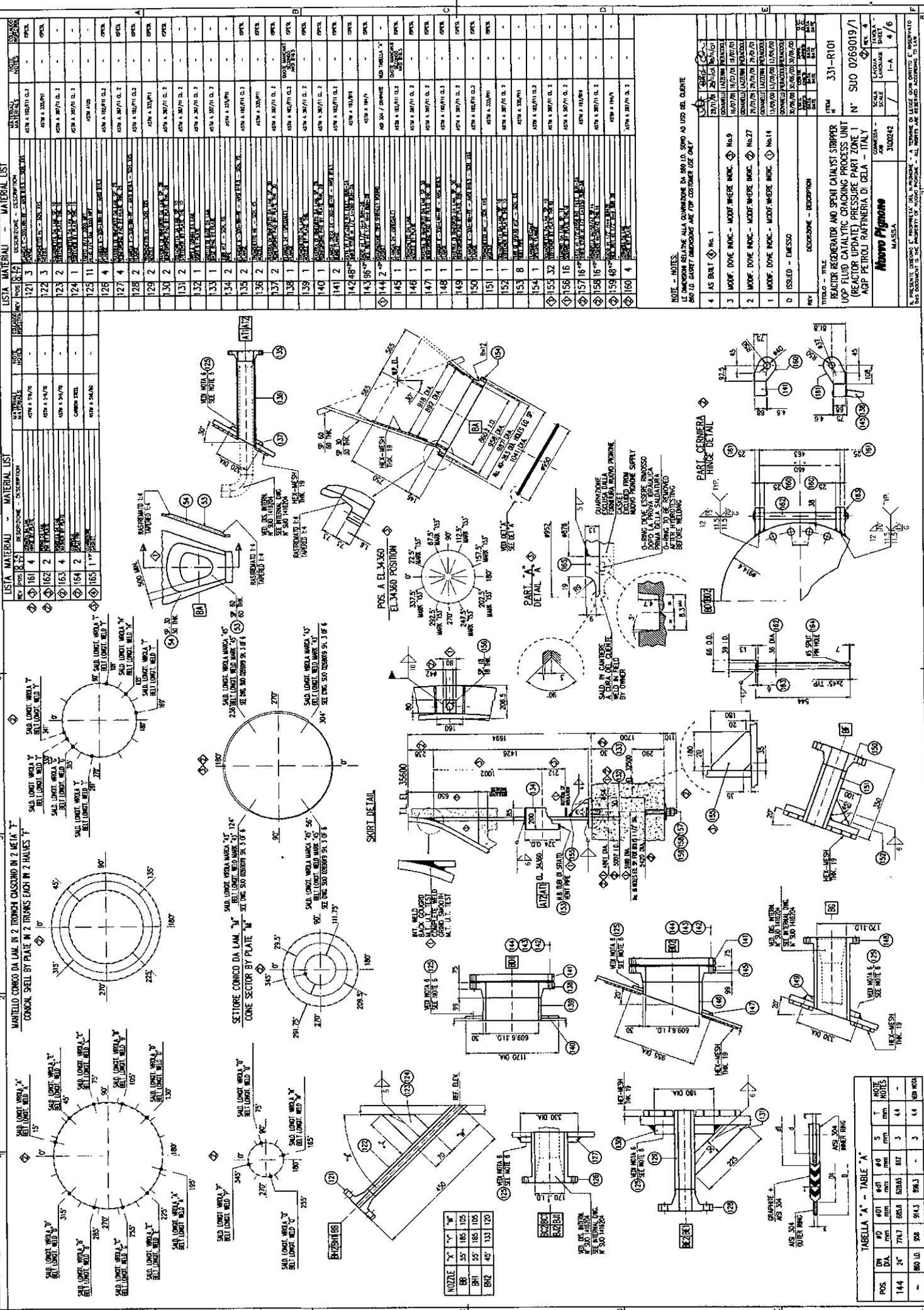
REV. NO.	DESCRIPTION	MATERIAL	QUANTITY	UNIT	REVISIONS
1	INITIAL DESIGN				
2	REVISED DESIGN				
3	REVISED DESIGN				
4	REVISED DESIGN				
5	REVISED DESIGN				
6	REVISED DESIGN				
7	REVISED DESIGN				
8	REVISED DESIGN				
9	REVISED DESIGN				
10	REVISED DESIGN				
11	REVISED DESIGN				
12	REVISED DESIGN				
13	REVISED DESIGN				
14	REVISED DESIGN				
15	REVISED DESIGN				
16	REVISED DESIGN				
17	REVISED DESIGN				
18	REVISED DESIGN				
19	REVISED DESIGN				
20	REVISED DESIGN				
21	REVISED DESIGN				
22	REVISED DESIGN				
23	REVISED DESIGN				
24	REVISED DESIGN				
25	REVISED DESIGN				
26	REVISED DESIGN				
27	REVISED DESIGN				
28	REVISED DESIGN				
29	REVISED DESIGN				
30	REVISED DESIGN				
31	REVISED DESIGN				
32	REVISED DESIGN				
33	REVISED DESIGN				
34	REVISED DESIGN				
35	REVISED DESIGN				
36	REVISED DESIGN				
37	REVISED DESIGN				
38	REVISED DESIGN				
39	REVISED DESIGN				
40	REVISED DESIGN				
41	REVISED DESIGN				
42	REVISED DESIGN				
43	REVISED DESIGN				
44	REVISED DESIGN				
45	REVISED DESIGN				
46	REVISED DESIGN				
47	REVISED DESIGN				
48	REVISED DESIGN				
49	REVISED DESIGN				
50	REVISED DESIGN				

REV. NO.	DESCRIPTION	MATERIAL	QUANTITY	UNIT	REVISIONS
1	INITIAL DESIGN				
2	REVISED DESIGN				
3	REVISED DESIGN				
4	REVISED DESIGN				
5	REVISED DESIGN				
6	REVISED DESIGN				
7	REVISED DESIGN				
8	REVISED DESIGN				
9	REVISED DESIGN				
10	REVISED DESIGN				
11	REVISED DESIGN				
12	REVISED DESIGN				
13	REVISED DESIGN				
14	REVISED DESIGN				
15	REVISED DESIGN				
16	REVISED DESIGN				
17	REVISED DESIGN				
18	REVISED DESIGN				
19	REVISED DESIGN				
20	REVISED DESIGN				
21	REVISED DESIGN				
22	REVISED DESIGN				
23	REVISED DESIGN				
24	REVISED DESIGN				
25	REVISED DESIGN				
26	REVISED DESIGN				
27	REVISED DESIGN				
28	REVISED DESIGN				
29	REVISED DESIGN				
30	REVISED DESIGN				
31	REVISED DESIGN				
32	REVISED DESIGN				
33	REVISED DESIGN				
34	REVISED DESIGN				
35	REVISED DESIGN				
36	REVISED DESIGN				
37	REVISED DESIGN				
38	REVISED DESIGN				
39	REVISED DESIGN				
40	REVISED DESIGN				
41	REVISED DESIGN				
42	REVISED DESIGN				
43	REVISED DESIGN				
44	REVISED DESIGN				
45	REVISED DESIGN				
46	REVISED DESIGN				
47	REVISED DESIGN				
48	REVISED DESIGN				
49	REVISED DESIGN				
50	REVISED DESIGN				



REV. NO.	DESCRIPTION	MATERIAL	QUANTITY	UNIT	REVISIONS
1	INITIAL DESIGN				
2	REVISED DESIGN				
3	REVISED DESIGN				
4	REVISED DESIGN				
5	REVISED DESIGN				
6	REVISED DESIGN				
7	REVISED DESIGN				
8	REVISED DESIGN				
9	REVISED DESIGN				
10	REVISED DESIGN				
11	REVISED DESIGN				
12	REVISED DESIGN				
13	REVISED DESIGN				
14	REVISED DESIGN				
15	REVISED DESIGN				
16	REVISED DESIGN				
17	REVISED DESIGN				
18	REVISED DESIGN				
19	REVISED DESIGN				
20	REVISED DESIGN				
21	REVISED DESIGN				
22	REVISED DESIGN				
23	REVISED DESIGN				
24	REVISED DESIGN				
25	REVISED DESIGN				
26	REVISED DESIGN				
27	REVISED DESIGN				
28	REVISED DESIGN				
29	REVISED DESIGN				
30	REVISED DESIGN				
31	REVISED DESIGN				
32	REVISED DESIGN				
33	REVISED DESIGN				
34	REVISED DESIGN				
35	REVISED DESIGN				
36	REVISED DESIGN				
37	REVISED DESIGN				
38	REVISED DESIGN				
39	REVISED DESIGN				
40	REVISED DESIGN				
41	REVISED DESIGN				
42	REVISED DESIGN				
43	REVISED DESIGN				
44	REVISED DESIGN				
45	REVISED DESIGN				
46	REVISED DESIGN				
47	REVISED DESIGN				
48	REVISED DESIGN				
49	REVISED DESIGN				
50	REVISED DESIGN				





POS.	QTY.	DESCRIZIONE	UNITA'	MATERIALE	NOTE
121	1
122	2
123	2
124	1
125	11
126	4
127	2
128	2
129	2
130	2
131	1
132	1
133	1
134	2
135	1
136	2
137	2
138	1
140	1
141	2
142	48
143	96
144	2
145	1
146	1
147	1
148	1
149	1
150	1
151	1
152	1
153	8
154	1
155	32
156	16
157	16
158	16
159	48
160	4

NOTE - DIMENSIONI RELATIVE ALLA QUANTITA' DA SOTTO AD USI DEL CLIENTE
 800 TO. QUANTITA' DIMENSIONI PER CLIENTE USI SOLO

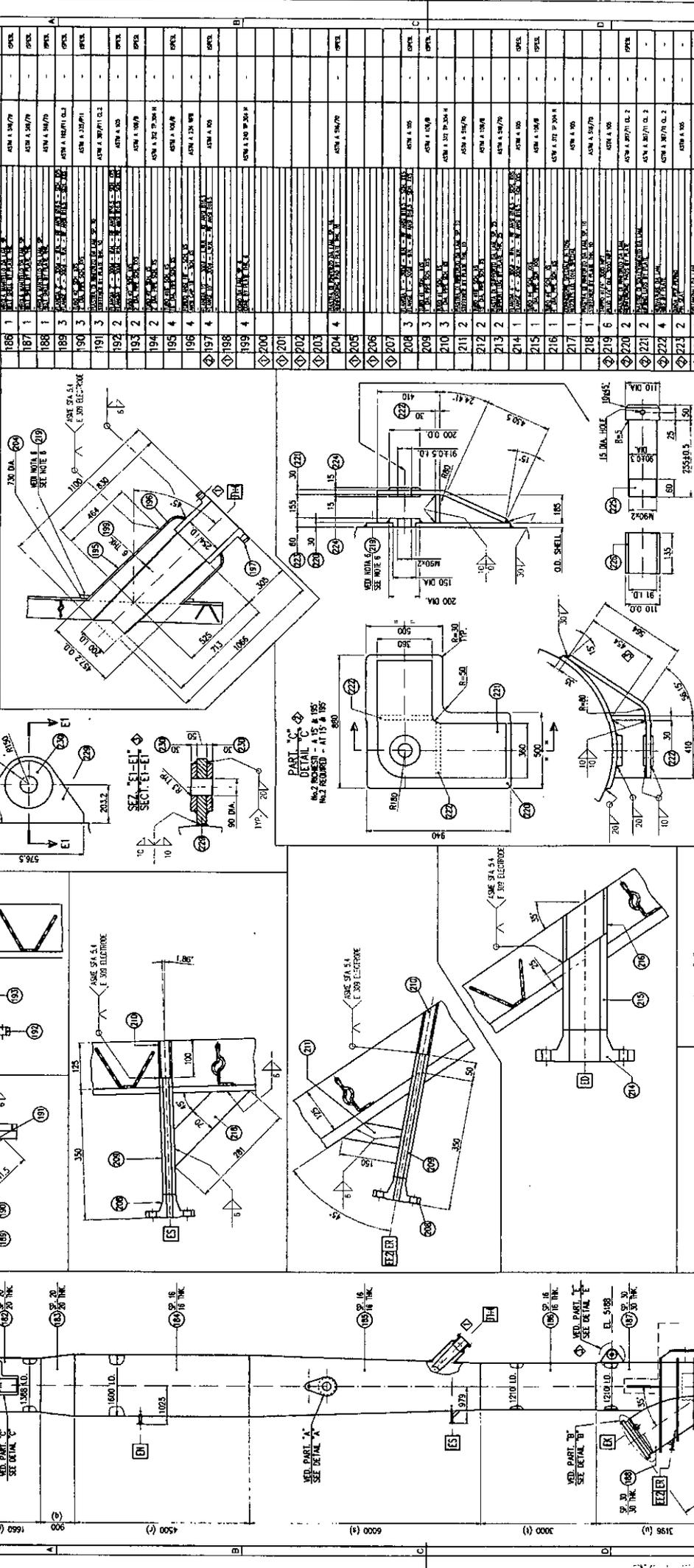
POS.	QTY.	DESCRIZIONE	UNITA'	MATERIALE	NOTE
4	AS BUILT
3	MODIF.	DOVE MODIF. - MODIF. WERE MADE	
2	MODIF.	DOVE MODIF. - MODIF. WERE MADE	
1	MODIF.	DOVE MODIF. - MODIF. WERE MADE	
0	ISSUED	IN BRESSO	

TITOLO - TITLE: REATOR REGENERATOR AND SPENT CATALYST STRIPPER
 UOP FLUID CATALYTIC CRACKING PROCESS UNIT (REACTOR UPDATE) PRESSURE PART ZONE 1
 AGP PETROLI RAFFINERIA DI GELA - ITALY

MASSA 3000442
 N° SUO 0269019/1
 331-R101

REV.	NO.	DESCRIPTION - DIMENSIONS	DATE	BY	CHK.
1	181	ASIN A 30/70 Q.2			
2	182	ASIN A 30/70 Q.2			
3	183	ASIN A 30/70 Q.2			
4	184	ASIN A 30/70 Q.2			
5	185	ASIN A 30/70 Q.2			
6	186	ASIN A 30/70 Q.2			
7	187	ASIN A 30/70 Q.2			
8	188	ASIN A 30/70 Q.2			
9	189	ASIN A 30/70 Q.2			
10	190	ASIN A 30/70 Q.2			
11	191	ASIN A 30/70 Q.2			
12	192	ASIN A 30/70 Q.2			
13	193	ASIN A 30/70 Q.2			
14	194	ASIN A 30/70 Q.2			
15	195	ASIN A 30/70 Q.2			
16	196	ASIN A 30/70 Q.2			
17	197	ASIN A 30/70 Q.2			
18	198	ASIN A 30/70 Q.2			
19	199	ASIN A 30/70 Q.2			
20	200	ASIN A 30/70 Q.2			
21	201	ASIN A 30/70 Q.2			
22	202	ASIN A 30/70 Q.2			
23	203	ASIN A 30/70 Q.2			
24	204	ASIN A 30/70 Q.2			
25	205	ASIN A 30/70 Q.2			
26	206	ASIN A 30/70 Q.2			
27	207	ASIN A 30/70 Q.2			
28	208	ASIN A 30/70 Q.2			
29	209	ASIN A 30/70 Q.2			
30	210	ASIN A 30/70 Q.2			
31	211	ASIN A 30/70 Q.2			
32	212	ASIN A 30/70 Q.2			
33	213	ASIN A 30/70 Q.2			
34	214	ASIN A 30/70 Q.2			
35	215	ASIN A 30/70 Q.2			
36	216	ASIN A 30/70 Q.2			
37	217	ASIN A 30/70 Q.2			
38	218	ASIN A 30/70 Q.2			
39	219	ASIN A 30/70 Q.2			
40	220	ASIN A 30/70 Q.2			
41	221	ASIN A 30/70 Q.2			
42	222	ASIN A 30/70 Q.2			
43	223	ASIN A 30/70 Q.2			
44	224	ASIN A 30/70 Q.2			
45	225	ASIN A 30/70 Q.2			

REV.	NO.	DESCRIPTION - DIMENSIONS	DATE	BY	CHK.
1	226	ASIN A 30/70 Q.2			
2	227	ASIN A 30/70 Q.2			
3	228	ASIN A 30/70 Q.2			
4	229	ASIN A 30/70 Q.2			
5	230	ASIN A 30/70 Q.2			
6	231	ASIN A 30/70 Q.2			
7	232	ASIN A 30/70 Q.2			
8	233	ASIN A 30/70 Q.2			
9	234	ASIN A 30/70 Q.2			
10	235	ASIN A 30/70 Q.2			
11	236	ASIN A 30/70 Q.2			
12	237	ASIN A 30/70 Q.2			
13	238	ASIN A 30/70 Q.2			
14	239	ASIN A 30/70 Q.2			
15	240	ASIN A 30/70 Q.2			
16	241	ASIN A 30/70 Q.2			
17	242	ASIN A 30/70 Q.2			
18	243	ASIN A 30/70 Q.2			
19	244	ASIN A 30/70 Q.2			
20	245	ASIN A 30/70 Q.2			
21	246	ASIN A 30/70 Q.2			
22	247	ASIN A 30/70 Q.2			
23	248	ASIN A 30/70 Q.2			
24	249	ASIN A 30/70 Q.2			
25	250	ASIN A 30/70 Q.2			



REV.	NO.	DESCRIPTION - DIMENSIONS	DATE	BY	CHK.
1	AS BUILT	AS BUILT			
2	MODIF. DOVE INDIC. - MODIF. WHERE INDIC. No.13	MODIF. DOVE INDIC. - MODIF. WHERE INDIC. No.13			
3	MODIF. DOVE INDIC. - MODIF. WHERE INDIC. No.11	MODIF. DOVE INDIC. - MODIF. WHERE INDIC. No.11			
4	ISSUED - ENNESSO	ISSUED - ENNESSO			

TITOLO - TITLE	REATOR REGENERATOR AND SPENT CATALYST STRIPPER
UNITA' - UNIT	UOP FLUID CATALYTIC CRACKING PROCESS UNIT
PRODOTTORE - PRODUCER	AGIP PETROLIO RAFFINERIA DI GELA - ITALY
NUMERO - NUMBER	331-R101
PROGETTO - PROJECT	N° SUO 0298019/1
SCALE - SCALE	1:1
DATA - DATE	1-A
PROGETTORE - PROJECTOR	MASSA
VERIFICATORE - CHECKER	3100242

PRESSIONE DESIGN - DESIGN PRESSURE: 15 BAR

TEMPERATURA DESIGN - DESIGN TEMPERATURE: 350°C

NOTE: ALL DIMENSIONS ARE IN MILLIMETERS UNLESS OTHERWISE SPECIFIED.

ALL DIMENSIONS ARE TO CENTER UNLESS OTHERWISE SPECIFIED.

ALL DIMENSIONS ARE TO CENTER UNLESS OTHERWISE SPECIFIED.

LISTA MATERIALI - MATERIAL LIST

POS.	DESCRIZIONE	UNITA'	QUANTITA'
251	AS 1010	OPERA	
252	AS 1015	OPERA	
253	AS 1020	OPERA	
254	AS 1025	OPERA	
255	AS 1030	OPERA	
256	AS 1035	OPERA	
257	AS 1040	OPERA	
258	AS 1045	OPERA	
259	AS 1050	OPERA	
260	AS 1055	OPERA	
261	AS 1060	OPERA	
262	AS 1065	OPERA	
263	AS 1070	OPERA	
264	AS 1075	OPERA	
265	AS 1080	OPERA	
266	AS 1085	OPERA	
267	AS 1090	OPERA	
268	AS 1095	OPERA	
269	AS 1100	OPERA	
270	AS 1105	OPERA	
271	AS 1110	OPERA	
272	AS 1115	OPERA	
273	AS 1120	OPERA	
274	AS 1125	OPERA	
275	AS 1130	OPERA	
276	AS 1135	OPERA	

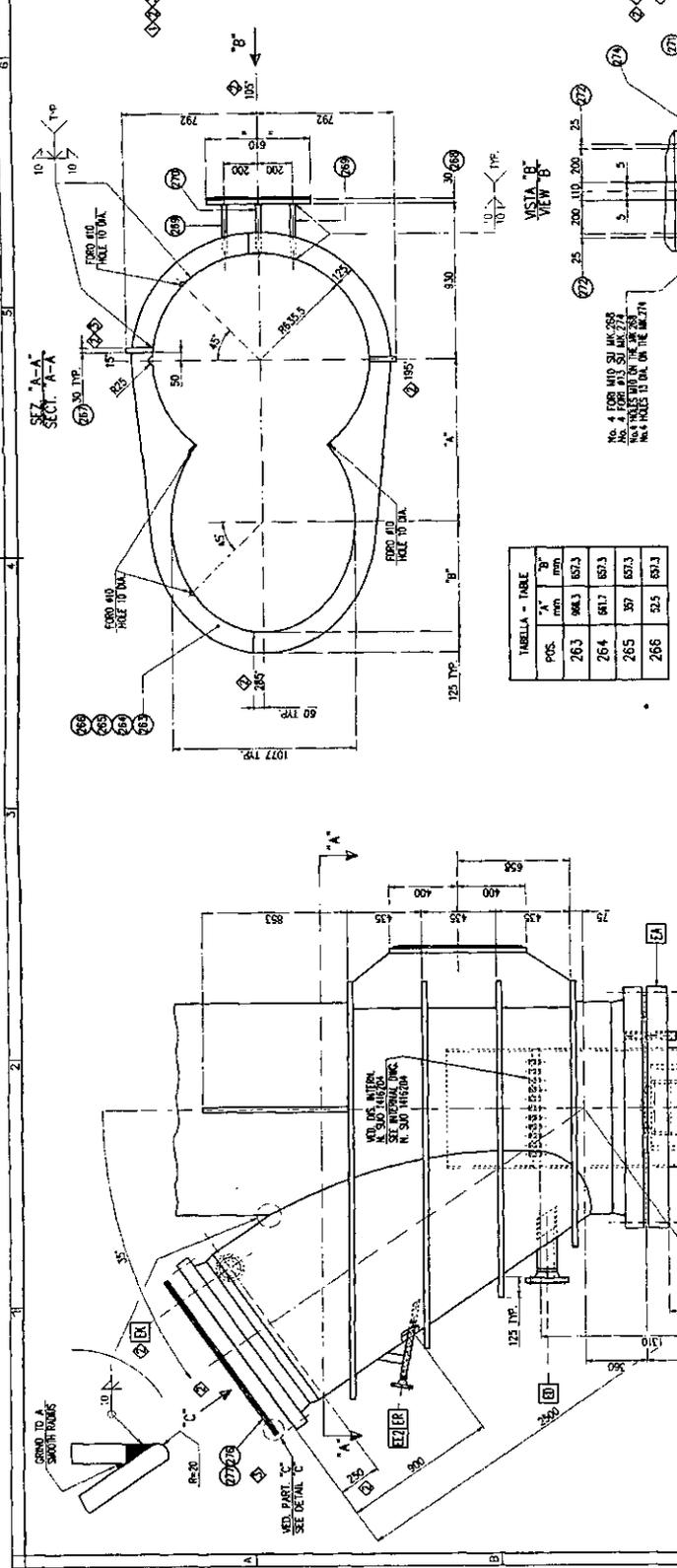
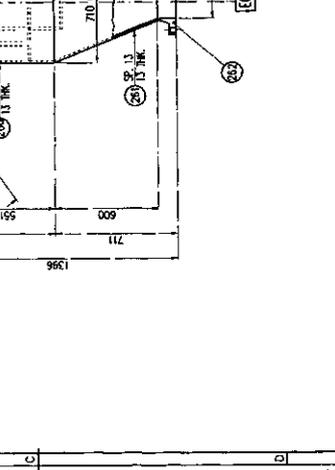
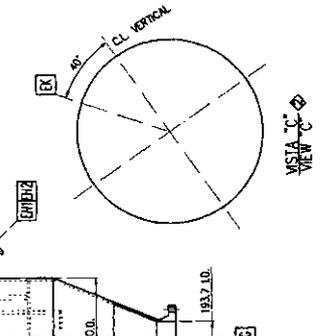
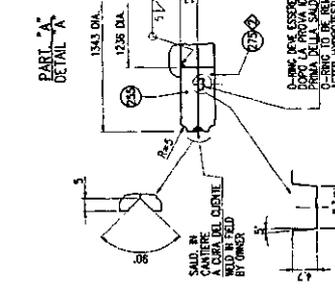


TABELLA - TABLE

POS.	A	B
263	98.3	65.3
264	91.7	65.3
265	89	65.3
266	82.5	65.3



AS BAR

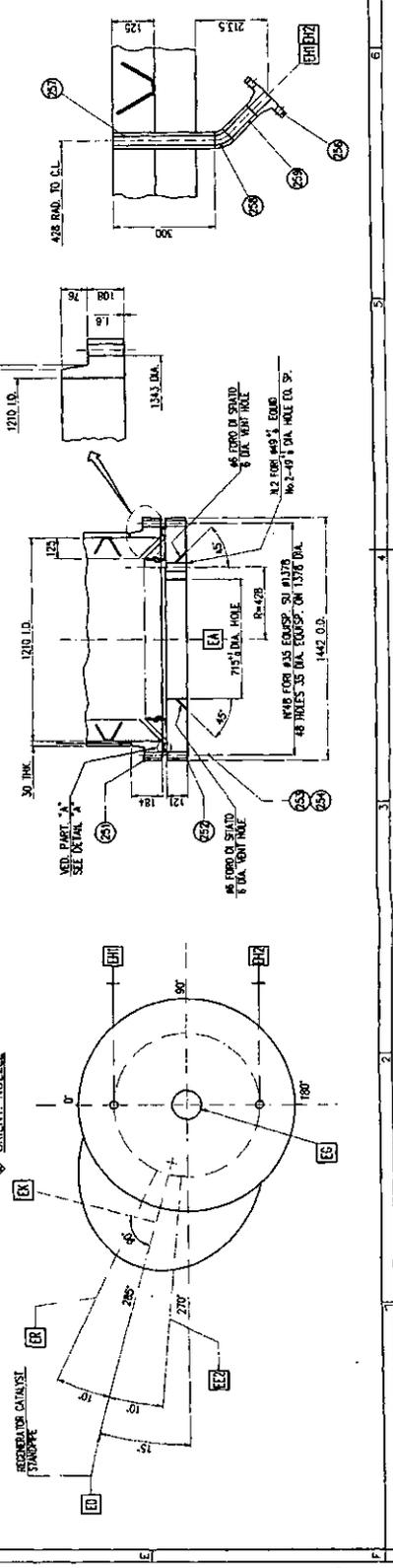
REV.	DESCRIZIONE - DESCRIPTION
3	MODIF. DOVE INDIC. - MODIF. WHERE INDIC. No.6
2	MODIF. DOVE INDIC. - MODIF. WHERE INDIC. No.13
1	MODIF. DOVE INDIC. - MODIF. WHERE INDIC. No.1
0	ISSUED - EMESSE

PROJ. - TITLE: REACTOR REGENERATOR AND SPENT CATALYST SHRIPPER (REACTOR UPDATE) KEY SECTION
 N° SUO 0269019/1
 AGIP PETROLI RAFFINERIA DI CELA - ITALY

331-R101

COMPASS - JAP 3100242

SCALE: 1:1 A 6/6



DGpostacertificata

Da: raffineriadigela [raffineriadigela@pec.eni.com]
Inviato: giovedì 3 luglio 2014 11:48
A: MATTM DGVA; ispra; roberta nigro
Cc: carlo guarrata
Oggetto: RAFFINERIA-CL-GELA; RISCONTRO PROT DVA-2014-0017226 del 04/06/2014;
Richiesta integrazioni relative a prescriz N° 8 del PIC
Allegati: 112_Lettera RAGE_AD_DIGE_416_T del 03 07 2014_rif prot MATTM
DVA-2014-0017226 del 04 06 2014 (Integrazioni studio MTD su FCC-CO).pdf

Con riferimento alla Autorizzazione Integrata Ambientale della società Raffineria di Gela S.p.A. (pubblicata su G.U. del 10/01/2013) inviamo, in allegato alla presente, nota di riscontro in relazione alle richieste in oggetto emarginate.

Distinti Saluti