

Medoilgas Italia S.p.A.


Progetto Ombrina Mare
Offshore Adriatico

Autorizzazione Integrata Ambientale ai sensi del
D.Lgs. 152/06 art. 29 ter

ALLEGATO B18


RELAZIONE TECNICA DEI PROCESSI PRODUTTIVI

00	04/14	Emesso per Enti	BE	MOG	MOG
00	09/13	Emesso per commenti	BE	MOG	MOG
N° revisione	Data	Descrizione	Preparato	Controllato	Approvato
 Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc			Nome Progetto Progetto Ombrina Mare	Logo contrattista: 	


 Medoilgas Italia S.p.A. <small>Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Psc</small>	Identificazione del documento AIA OBMA – all B18	Indice di revisione	Numero di fogli 2 / 39
		01	

INDICE

1. INSEDIAMENTO PRODUTTIVO	4
1.1 L'INSEDIAMENTO PRODUTTIVO	4
1.1.1 UBICAZIONE ED ORIENTAMENTO DEL CAMPO.....	4
1.1.2 TERMINI PER LA MESSA IN ESERCIZIO E LA MESSA A REGIME	5
1.1.3 PRODUZIONE	5
1.1.4 CARATTERISTICHE CHIMICO-FISICHE DEI FLUIDI PRODOTTI.....	6
1.1.5 CARATTERISTICHE CHIMICO-FISICHE DEGLI ALTRI FLUIDI DI SERVIZIO	7
2. DESCRIZIONE DEL CAMPO OMBRINA	10
2.1 CARATTERISTICHE PRINCIPALI DELLA PIATTAFORMA	10
2.1.1 CARATTERISTICHE PRINCIPALI DEL SERBATOIO FPSO.....	11
3. DESCRIZIONE DELLE ATTIVITA' DI PRODUZIONE.....	14
PRODUZIONE OLIO E PRODUZIONE GAS: TESTE POZZO	14
3.1 FASE 1: PRODUZIONE OLIO	14
3.1.1 FASE 2: PRODUZIONE GAS.....	15
3.1.2 PIATTAFORMA OMBRINA MARE A (OBM-A).....	15
DISIDRATAZIONE GAS (AT19).....	15
SKID INIEZIONE CHEMICALS (AT20)	16
FIACCOLA E SCARICHI GAS (AT21).....	16
SPURGO POZZI (AT22).....	16
UNITÀ GASOLIO COMBUSTIBILE (AT23)	17
SISTEMA POTENZA IDRAULICA (AT24)	17
SISTEMA ARIA STRUMENTI (AT25)	17
GENERAZIONE ELETTRICA DI EMERGENZA (AT26)	17
SISTEMA DRENAGGI APERTI (AT27).....	18
SISTEMA DRENAGGI CHIUSI (AT28).....	18
RACCOLTA ACQUA DI PROCESSO (AT29).....	18
GRU DI PIATTAFORMA (AT30)	18
3.1.3 SERBATOIO FPSO	19
UNITÀ SEPARAZIONE OLIO (AT1)	19
STOCCAGGIO, MISURA FISCALE E SPEDIZIONE OLIO (AT2)	19
ADDOLCIMENTO GAS (AT3).....	19
RECUPERO ZOLFO E STOCCAGGIO (AT4).....	20
TRATTAMENTO GAS ADDOLCITO (AT5).....	20
SISTEMA GLICOLE (AT6)	20
UNITÀ HOT OIL (AT7).....	21
GENERAZIONE ELETTRICA PRINCIPALE (AT8).....	21

 Medoilgas Italia S.p.A. <small>Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc</small>	Identificazione del documento AIA OBMA – all B18	Indice di revisione	Numero di fogli 3 / 39
		01	

GENERAZIONE ELETTRICA DI EMERGENZA (AT9)	22
SISTEMA GASOLIO COMBUSTIBILE (AT10)	22
SISTEMA ARIA COMPRESSA (AT11)	22
UNITÀ DRENAGGI APERTI (AT12).....	23
UNITÀ DRENAGGI CHIUSI (AT13).....	23
SISTEMA DI RACCOLTA ACQUA DI PROCESSO (AT14)	23
SKID INIEZIONE CHEMICALS (AT15)	23
SCARICHI GAS – TERMODISTRUTTORE - FIACCOLE (AT16).....	24
GRU SU FPSO (AT17)	24
SISTEMA HVAC (AT18)	24
3.1.4 SISTEMI DI SICUREZZA E DI EMERGENZA DEL “CAMPO OMBRINA”	24
3.1.5 CIRCUITO BLOCCHI E STRUMENTAZIONE.....	24
3.1.6 SISTEMA DI ESD/F&G (EMERGENCY SHUT DOWN/FIRE & GAS)	25
3.1.7 UNITÀ 730 – SISTEMA ANTINCENDIO	26
3.1.8 ULTERIORI SISTEMI DI SICUREZZA	27
3.1.9 UNITÀ 900 – SISTEMA ELETTRICO DI SICUREZZA	27
3.1.10 EVACUAZIONE	27
3.1.11 UNITÀ 720 – SISTEMA DI AIUTO ALLA NAVIGAZIONE	27
4. STIMA DELLE MATERIE IN INGRESSO ED USCITA	29
4.1 MATERIE PRIME IN INGRESSO	29
4.2 MATERIE IN USCITA: SCARICHI, RIFIUTI, EMISSIONI, RUMORE.	31
4.2.1 SCARICHI.....	31
4.2.2 RIFIUTI	32
4.2.3 EMISSIONI IN ATMOSFERA	33
4.2.4 RUMORE	38

	Identificazione del documento AIA OBMA – all B18	Indice di revisione	Numero di fogli 4 / 39
		01	

1. INSEDIAMENTO PRODUTTIVO

1.1 L'insediamento produttivo

Il campo Ombrina Mare è situato nel Mar Adriatico, in particolare nel Mar Adriatico centrale a circa 6 Km dalle coste abruzzesi. La profondità dell'acqua è di circa 20 m.

Il processo di produzione e trattamento degli idrocarburi si svolgerà, come detto, su due strutture distinte, la piattaforma Ombrina Mare A e il serbatoio FPSO, collegate tra loro da sealines e ombelicali. Si utilizzeranno inoltre le strutture già esistenti del campo di Santo Stefano Mare per il vettoriamento del gas pliocenico alla rete di distribuzione a terra.

La piattaforma Ombrina Mare A (OBM-A), sarà adibita all'estrazione dell'olio (e del gas a esso associato) e all'estrazione del gas biogenico dai livelli pliocenici soprastanti. L'erogazione degli idrocarburi avverrà da 6⁽¹⁾ pozzi completati in doppio, con una stringa per l'estrazione dell'olio e una stringa per l'estrazione del gas.

Il gas dei livelli pliocenici e l'olio dei calcari terziari verranno trattati separatamente in due circuiti differenti con apparecchiature di processo posizionate, per la maggior parte, su OBM-A, per il gas pliocenico, e, sul FPSO, per l'olio.

Il trattamento del gas pliocenico avverrà a bordo della piattaforma OBM-A, dalla quale il gas verrà inviato al campo "S. Stefano Mare" tramite una sealine della lunghezza di circa 12 km; l'olio estratto dai pozzi transiterà dalla piattaforma attraverso il manifold di produzione e verrà trasferito in fase mista (olio/gas) al serbatoio galleggiante FPSO per essere trattato e successivamente trasportato con un tanker a recapito finale per la commercializzazione.

Il serbatoio galleggiante FPSO sarà pertanto dotato dei sistemi di processo per la separazione delle fasi, l'addolcimento del gas e lo stoccaggio dei diversi prodotti del processo, principalmente dell'olio ma anche dell'eventuale acqua di produzione non reiniettata e dello zolfo di recupero dal gas di soluzione.

La configurazione progettuale scelta permette di:

- gestire in maniera centralizzata la richiesta di energia di tutte le infrastrutture del campo producendola a bordo del FPSO utilizzando lo stesso gas di giacimento,
- stoccare a bordo tutti i prodotti del processo e i chemicals.

Questo permette di ottimizzare i rendimenti energetici e tenere meglio sotto controllo eventuali rischi potenziali legati alle sostanze impiegate nel processo, concentrandole in un unico luogo e riducendone i trasporti.

L'energia necessaria ad alimentare tutti i consumi elettrici delle strutture del campo sarà trasferita all'intero sistema tramite ombelicali.


1.1.1 Ubicazione ed orientamento del Campo

La piattaforma OBM-A, adibita alla produzione di olio e gas, è inserita nel più ampio contesto di sviluppo dei campi del mare Adriatico. La piattaforma sarà ubicata in corrispondenza delle seguenti coordinate geografiche:

- Lat: 42° 19' 21,897'' N
- Long: 14° 32' 0,828'' E

La piattaforma sarà orientata parallelamente al Nord geografico.

⁽¹⁾Inclusa la produzione dal pozzo esplorativo OBM-2Dir, la cui struttura sarà connessa ad OBM-A mediante bridge.

 Medoilgas Italia S.p.A. <small>Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Pic</small>	Identificazione del documento AIA OBMA – all B18	Indice di revisione	Numero di fogli 5 / 39
		01	

Il serbatoio galleggiante (FPSO) sarà presidiato ed ubicato circa 4-5 km a NE della piattaforma centrale OBM-A.

La boa di ormeggio, rispetto alla quale potrà ruotare la FPSO, sarà posizionata nei punti di coordinate:

- caso ormeggio 4 km a NE della piattaforma OBM-A
 - Lat: 42° 20' 52," N
 - Long: 14° 34' 06," E
- caso ormeggio 5 km a NE della piattaforma OBM-A
 - Lat: 42° 21' 15," N
 - Long: 14° 34' 37," E

L'ubicazione definitiva della boa di ancoraggio verrà stabilita in seguito ad indagini di dettaglio per mappare con esattezza le caratteristiche del fondale e delle correnti.

Nella scelta dell'orientamento delle strutture si è tenuto conto dei problemi e/o situazioni che possono verificarsi durante la vita dell'impianto, sia in condizioni operative normali sia in condizioni di emergenza e dei diversi fattori e dei vincoli da un punto di vista progettuale.

Pertanto l'orientamento della piattaforma o del FPSO ed il posizionamento di particolari apparecchiature sono stati effettuati in modo da:

- ottimizzare la ventilazione naturale così da minimizzare il rischio di accumulo di gas;
- massimizzare la probabilità di avere condizioni di vento che favoriscano la dispersione, in una direzione che non interessi la piattaforma, del gas scaricato dal braccio di spurgo, dalle torce di alta pressione e dalla torcia di bassa pressione sul FPSO;
- assicurare un livello di irraggiamento su ogni piano della piattaforma o del FPSO non superiore a 1,5 kW/m², durante la depressurizzazione manuale delle apparecchiature alle torce verticali di alta e bassa pressione;
- assicurare un livello di irraggiamento su ogni piano della piattaforma non superiore a 1,5 kW/m², durante la combustione del flusso di gas scaricato dal braccio orizzontale, posizionato in condizioni di vento favorevole, durante l'operazione di spurgo pozzi;
- assicurare un livello di irraggiamento su ogni piano della piattaforma non superiore a 5 kW/m², per l'accensione del flusso di gas scaricato in condizioni di emergenza dalle torce di alta e bassa pressione (piena portata PSV, depressurizzazione impianto);
- fornire un'adeguata rotta di avvicinamento, cioè contro vento e contro la direzione prevalente dello stato di mare per i vessel di supporto.


1.1.2 Termini per la messa in esercizio e la messa a regime

Il periodo previsto intercorrente tra la messa in esercizio e la messa a regime dell'impianto è pari a circa 20 giorni.

La vita operativa del campo è stimata in 25 anni in maniera continuativa (365 g/anno).

1.1.3 Produzione

La produzione prevista per il campo "Ombrina Mare" è variabile tra circa 5000 e 7500 bbl/d di olio e circa 85000 Sm³/d di gas.

	Identificazione del documento AIA OBMA – all B18	Indice di revisione	Numero di fogli 6 / 39
		01	

L'erogazione degli idrocarburi avverrà da 6 pozzi completati in doppio, con una stringa per la coltivazione dell'olio e una stringa per la coltivazione del gas.

La piattaforma produrrà in continuo per 365 g/anno.

I dati di giacimento, dimensionanti la piattaforma, sono:

N° di pozzi:	6 in doppio completamento
Portata max totale olio prodotto:	7500 bbl/giorno
Portata max totale gas di prodotto:	85000 Sm ³ /giorno
Portata di progetto acqua di strato:	38 ⁽²⁾ m ³ /g
Pressione statica di testa pozzo (STHP):	200 ⁽²⁾ bara
Temperatura di giacimento	88 °C

1.1.4 Caratteristiche chimico-fisiche dei fluidi prodotti

Caratteristiche chimico - fisiche del gas pliocenico

Le caratteristiche chimico-fisiche del gas, ricavate dai DST effettuati nel pozzo Ombrina Mare 1, sono riportati nelle tabelle seguenti:


Componenti	% Volume
CH ₄	98.98 – 99.44
C ₂ H ₆	0.05 – 0.06
C ₃ H ₈	tracce
N ₂	0.34 – 0.78
CO ₂	0.07 – 0.09
H ₂ S	assente
Peso molecolare medio del gas estratto	16,01 Kg/Kmole

Tabella 1.8.a – Composizione del gas in Ombrina Mare 1

Caratteristiche fisiche gas	
Densità (aria = 1)	0.56
Viscosità @ 56° C [cp]	0.0175
Peso specifico @ 15° C [Kg/Nm ³]	0.6845 – 0.6868

Tabella 1.8.b – Caratteristiche fisiche del gas di Ombrina Mare 1

⁽²⁾ Portata di acqua di strato e pressione stimate dalle prove eseguite sul pozzo esplorativo. Valore da verificare nella successiva fase di ingegneria.

	Identificazione del documento AIA OBMA – all B18	Indice di revisione	Numero di fogli 7 / 39
		01	

Caratteristiche chimico - fisiche dell'olio

Le caratteristiche dell'olio di Ombrina Mare sono state stimate a partire dall'olio campionato nella fase di prova di lunga durata effettuata sul pozzo OBM1.

Le caratteristiche principali dell'olio risultano le seguenti (i dati relativi al tenore in zolfo, il punto di scorrimento, il contenuto asfaltenico sono stati ricavati da un'analisi su un campione recuperato durante il DST n°1 del 1987):

• Pressione di saturazione (Pb), kg/cm ² a	50,0
• Densità (do), kg/l	0,9425
• Densità (do), °API	18,6
• Fattore di volume (Bo), m ³ /m ³ ST	1,095
• Gas disciolto (Rs), scm ³ /m ³	18,4
• Compressibilità dell'olio in giacimento (co), bar ⁻¹	8,22*10 ⁻⁵
• Tenore in zolfo (% peso)	5,54
• Punto di scorrimento olio di superficie (Psc), °C	-24,0
• Tenore in asfalteni (% peso)	12,6.

Su un olio campionato durante il flow test su OBM2Dir, inoltre, è stata effettuata un'analisi semplificata dell'olio di superficie che ha dato i seguenti risultati:

• Densità (do), kg/l	0,9521
• Densità (do), °API	17,1
• Tenore in zolfo (% peso)	5,43
• Punto di scorrimento olio di superficie (Psc), °C	-27,0.


1.1.5 Caratteristiche chimico-fisiche degli altri fluidi di servizio

In relazione alle emissioni in atmosfera, le principali sostanze presenti sono:

- Metano (componente prevalente del gas naturale prodotto)
- Glicole dietilenico (inibitore di formazione idrati)
- Gasolio (combustibile motore del gruppo elettrogeno)
- Dietanolammina (reagente rimozione H₂S)

Caratteristiche chimico - fisiche del metano (componente prevalente del gas naturale prodotto)

1. Nome	:	<u>metano</u>
2. Descrizione	:	gas incolore, inodore
3. Formula	:	CH ₄
4. Costanti principali		
• Punto di ebollizione	:	-161,6 (°C)
• Temperatura di autoaccensione	:	537,8 (°C)
• Densità relativa (aria=1)	:	0,554
• Peso molecolare	:	16,05

	Identificazione del documento AIA OBMA – all B18	Indice di revisione	Numero di fogli 8 / 39
		01	

- Limiti di esplosività in aria : 3 - 15 (% vol)

Caratteristiche chimico - fisiche del **glicole dietilenico** (inibitore di formazione idrati)


1. Nome : glicole dietilenico (DEG)
2. Descrizione : liquido incolore
3. Formula : $C_4 H_{10} O_3$
4. Costanti principali
 - Punto di ebollizione : 244,8 (°C), a press. atm.
 - Temperatura di autoaccensione : 390 (°C)
 - Temperatura di infiammabilità : 124 (°C)
 - Peso specifico (a 25°C) : 1,12 (kg/dm³) a 20°C
 - Peso molecolare : 106,12 (g/mol)
 - Punto congelamento : - 8 (°C)
 - Tensione vapore (a 20°C) : < 0,01 mmHg a 20°C


Caratteristiche chimico - fisiche del **gasolio**

1. Nome : gasolio
2. Descrizione : liquido leggermente viscoso, marrone limpido e brillante
3. Costanti principali
 - Temperatura di autoaccensione : >220 (°C)
 - Temperatura di infiammabilità : 55 (°C)
 - Tensione di vapore a 37,8°C : 0,4 kPa (ASTMD D 2889)
 - Densità (a 15°C) : 820 ÷ 845 (kg/m³)
 - Viscosità a 40°C : < 7,4 mm²/s
 - Contenuto di zolfo : 0,001 (% in peso)
 - Acqua e sedimenti : 0,02 (% V)

Caratteristiche chimico - fisiche della **dietanolammina** (reagente rimozione H_2S)

1. Nome : dietanolammina (DEA)
2. Descrizione : liquido trasparente incolore
3. Formula : $NH(CH_2 CH_2 OH)$
4. Costanti principali
 - * Punto di ebollizione : 271 °C, a pressione atmosferica
 - * Temperatura di autoaccensione : 370 °C
 - * Temperatura di infiammabilità : 137 °C
 - * Peso specifico (a 25°C) : 1,09 (kg/dm³) a 20°C
 - * Peso molecolare : 105,14 (g/mol)
 - * Punto fusione : 28 °C
 - * Tensione vapore (a 20°C) : > 0,01 mmHg a 20°C
 - * Limiti di esplosività in aria : 2,1 – 10,6 (% vol)

 Medoilgas Italia S.p.A. <small>Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc</small>	Identificazione del documento AIA OBMA – all B18	Indice di revisione	Numero di fogli 9 / 39
		01	

 Medoilgas Italia S.p.A. <small>Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Psc</small>	Identificazione del documento AIA OBMA – all B18	Indice di revisione	Numero di fogli 10 / 39
		01	

2. DESCRIZIONE DEL CAMPO OMBRINA

2.1 Caratteristiche principali della piattaforma

La piattaforma OMB-A è composta da una struttura portante (jacket) a quattro gambe collegata al sovrastante deck che verrà posizionata adiacente all'esistente struttura tripode del pozzo Ombrina Mare 2 e a quest'ultima solidalmente collegata.

La piattaforma non prevede un presidio permanente del personale a bordo e l'accesso, per le attività operative e di manutenzione, è consentito attraverso un piccolo imbarcadere.

Il deck sarà composto da due piani; in quello inferiore (cellar deck), saranno posizionate tutte le apparecchiature di processo.

La seguente tabella riporta l'altezza (riferita alla Lowest Astronomical Tide) e le dimensioni principali dei due piani che costituiranno la piattaforma.

Elevazione [m]	Dimensioni [m]	Descrizione
13,10 L.A.T.	35 x 24	Cellar Deck
21,0 L.A.T.	29 x 21	Main Deck

Tabella 2.1.a – Schema della Sovra-Struttura (Deck) della piattaforma OMB-A

La piattaforma non sarà presidiata, ma sarà comunque provvista di un container alloggio adibito a sistemazione di emergenza per la sopravvivenza di 3÷4 persone per 2 giorni.

Al fine di permettere la coltivazione del giacimento secondo le ipotesi di processo esposte si prevede l'installazione sulla piattaforma OMB-A delle seguenti unità:


- manifold di produzione olio, e relativi manifold di servizio, con pompe di rilancio verso l'FPSO;
- 3 separatori di processo per il gas pliocenico con relativi manifold di servizio e strumenti di misura tecnica e fiscale;
- sistema di pompaggio bifase di mandata (2 unità; una di backup);
- generazione elettrica ausiliaria con motore da 0,1 MW, alimentato a gasolio (con relativo serbatoio da circa 5 m³), per le emergenze e utenze saltuarie (es. gru di carico).
- gru per il sollevamento del materiale.

La piattaforma sarà predisposta con apparecchiature di sicurezza per il personale e con un sistema di aiuto alla navigazione. La piattaforma sarà corredata di apparecchiature di sicurezza e salvataggio in numero adeguato e comunque rispondente ai requisiti richiesti dalle vigenti disposizioni legislative, posizionate in modo da garantire un'evacuazione rapida in caso di emergenza. Il posizionamento delle apparecchiature di salvataggio dovrà coprire tutti i piani della piattaforma e la quantità dovrà essere dimensionata per il 200% del massimo numero di persone che possono essere presenti a bordo per le attività operative e di manutenzione.

Sarà presente un sistema antincendio composto da anello antincendio e pompe alimentate elettricamente. L'anello dovrà essere tenuto in pressione da una pompa jockey.

Saranno presenti sistemi di sicurezza e di controllo per il monitoraggio e la gestione dei seguenti rischi:

- sicurezza del personale;
- valutazione della presenza di sostanze infiammabili in piattaforma;

 Medoilgas Italia S.p.A. <small>Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc</small>	Identificazione del documento AIA OBMA – all B18	Indice di revisione	Numero di fogli 11 / 39
		01	

- controllo della propagazione del fuoco
- monitoraggio presenza gas e/o idrogeno solforato (H₂S).

Per consentire l'operazione manuale di spurgo pozzi (per il gas pliocenico) verrà utilizzato un braccio di spurgo. L'occorrenza di tale operazione è assolutamente saltuaria, eseguendosi all'inizio della fase di produzione o a seguito di workover.

Il gas derivante dalla depressurizzazione automatica di emergenza dell'intero impianto, nonché tutti gli sfiati manuali provenienti dalle apparecchiature di processo e di servizio durante le operazioni di manutenzione, saranno convogliati e bruciati nella torcia di alta pressione. Inoltre, la piattaforma verrà equipaggiata con sistemi di vent locali per sfiati da serbatoi.

La piattaforma è priva di eliporto.

2.1.1 Caratteristiche principali del serbatoio FPSO

L'unità FPSO sarà posizionata circa 4-5 km a Nord-Est della piattaforma OBM-A e sarà composta principalmente da due macro componenti: FPSO ed il sistema di ormeggio.

L'FPSO e la piattaforma OBM-A saranno tra loro collegate mediante *sealines* e ombelicali per consentire il trasferimento dei fluidi di processo e di servizio e l'energia elettrica.

L'FPSO è un mezzo navale con scafo a carena convenzionale a bordo del quale vengono installati gli impianti di produzione necessari al trattamento dell'olio proveniente dal Campo Ombrina Mare. Le stive vengono utilizzate per realizzare i serbatoi di stoccaggio. Lo scafo potrà provenire dalla riconversione di una petroliera oppure può essere appositamente costruito.

Pertanto, l'unità di produzione è anche quella di stoccaggio (FPSO, Floating Production Storage Offloading) e l'esportazione dei fluidi prodotti si effettua con il trasferimento di questi ultimi (operazione di allibo) su una nave.

L' FPSO si dispone secondo una direzione preferenziale in funzione della direzione di onde, corrente e vento, in quanto è ormeggiata tramite una torretta rotante (boa di ancoraggio) fissata al fondo marino e attorno alla quale la nave può ruotare di 360° riuscendo a disporsi sempre con la prua verso la direzione del vento.

In considerazione della tipologia di impianti e delle capacità di stoccaggio, si è identificato nella classe PANAMAX il tipo di nave (a doppio scafo) che potrà essere utilizzata per il progetto di sviluppo Ombrina Mare. La classe Panamax è contraddistinta dalle seguenti dimensioni:

- larghezza max 33 m circa,
- lunghezza max 320 m circa.

La capacità di stoccaggio del serbatoio dovrà essere la seguente:

- olio circa 45-50.000 tonnellate in camere riscaldate;
- acqua di formazione da 10000 a 15000 m³; ricavabile dal volume di stoccaggio disponibile inizialmente per l'olio;
- zolfo puro prodotto dalla desolforazione (circa 540 kg/d per circa un mese)



 <p>Medoilgas Italia S.p.A. <small>Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Pic</small></p>	<p>Identificazione del documento</p> <p>AIA OBMA – all B18</p>	Indice di revisione	<p>Numero di fogli</p> <p>12 / 39</p>
		01	



Figura 2.2.a - FPSO Firenze – estratto da sito internet SAIPEM
www.saipem.eni.it/flotta/images/FPSOfirenze.jpg

L'FPSO sarà inoltre equipaggiata con le seguenti unità di servizio:

- Sistema di generazione principale composto da motori alternativi alimentati a gas metano per produzione energia elettrica di servizio a tutte le apparecchiature presenti su OMB-A e FPSO (2 unità da 1MW ciascuna; 1 di backup);
- sistema di generazione energia elettrica di emergenza, composto da un motogeneratore da 0,25 MW, alimentato a gasolio (con relativo serbatoio da circa 10 m³), per le emergenze e utenze saltuarie (es. gru di carico);
- sistema termodistruttore-fiaccole e scarichi gas avente lo scopo di raccogliere e smaltire gli scarichi gassosi operativi e di emergenza provenienti dalle Unità di processo e servizio a bordo FPSO;
- sistema olio diatermico per la fornitura del calore necessario al funzionamento degli impianti di processo a bordo del FPSO;
- sistema aria compressa;
- sistema antincendio composto da anello antincendio e pompe (una in marcia, una in stand-by) alimentate elettricamente dal sistema di alimentazione di piattaforma e ad un sistema di generazione elettrica di emergenza. L'anello dovrà essere tenuto in pressione da una pompa jockey;
- sistemi di sicurezza e di controllo per il monitoraggio e la gestione dei seguenti rischi:
 - Sicurezza del personale;
 - Valutazione della presenza di sostanze infiammabili in piattaforma;
 - Controllo della propagazione del fuoco.
- modulo alloggi per 15 persone equipaggiato con cucina, lavanderia sale comuni e comforts normalmente resi disponibili su moduli alloggi offshore;
- gru per il sollevamento di apparecchiature e materiali vari.
- *helideck* con la dotazione di sicurezza richieste dalla legge
- attrezzatura anti-inquinamento dell'intero campo, come prevista dalla legge (recuperatori meccanici, panne galleggianti, disperdente, ecc)
- equipaggiamenti di tutti gli elementi di segnalazione, di sicurezza e di evacuazione previsti dalla legge;
- sistema di evacuazione olio verso i tankers allibanti.

 <p>Medoilgas Italia S.p.A. <small>Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc</small></p>	<p>Identificazione del documento</p> <p>AIA OBMA – all B18</p>	Indice di revisione	<p>Numero di fogli</p> <p>13 / 39</p>
		01	

L'FPSO sarà equipaggiata con sistemi di allertamento la cui funzione sarà quella di segnalare la presenza di situazioni pericolose e di malfunzionamento per le quali si renderà necessario l'intervento di personale specializzato.

L'FPSO sarà predisposta con vie di fuga (dimensionate in accordo alle disposizioni vigenti in materia) in modo da permettere una sicura evacuazione del personale presente a bordo.

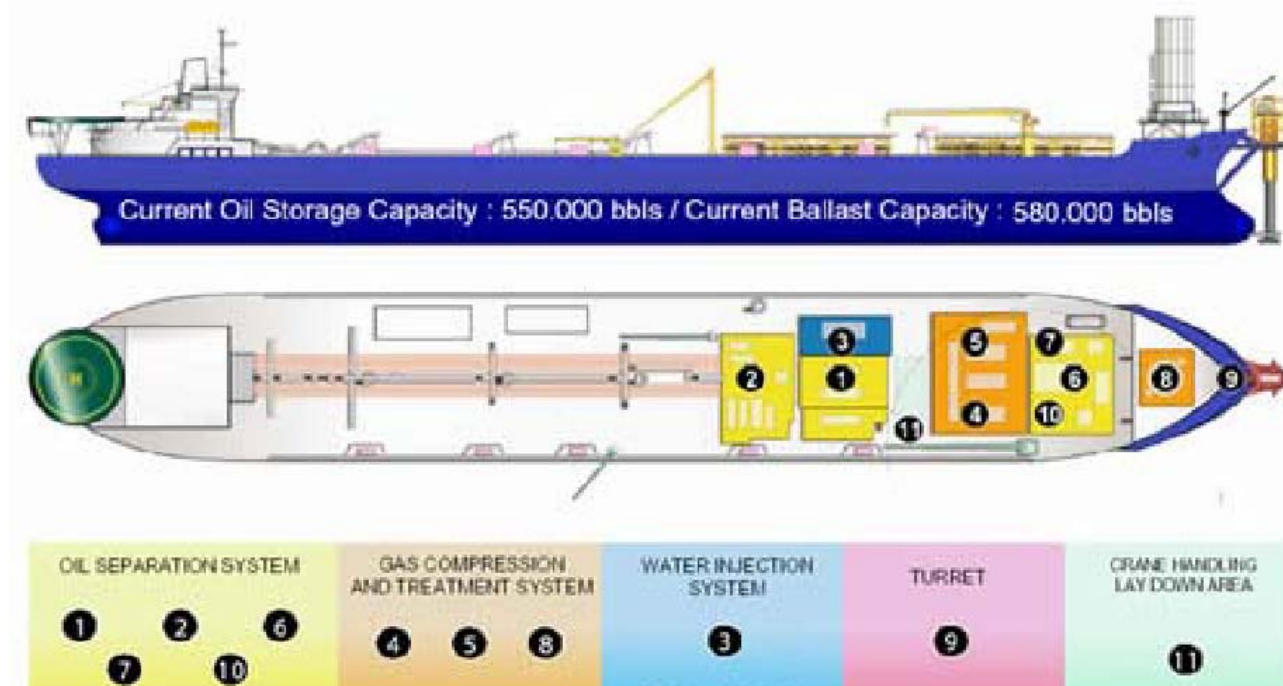



Figura 2.2.b – Allestimento tipico di un FPSO della tipologia che verrà impiegata nel progetto. Fonte: SAIPEM

 Medoilgas Italia S.p.A. <small>Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Pic</small>	Identificazione del documento AIA OBMA – all B18	Indice di revisione	Numero di fogli 14 / 39
		01	

3. DESCRIZIONE DELLE ATTIVITA' DI PRODUZIONE

Produzione Olio e Produzione Gas: Teste pozzo

I pozzi della piattaforma OBM-A saranno completati in doppio, con una stringa per la produzione dell'olio e una stringa per la produzione del gas. Sono provvisti di tutte le apparecchiature atte a garantire la sicurezza, la gestione e il trasporto dei fluidi di giacimento.

Sulla piattaforma OBM-A, ciascuna stringa di produzione olio sarà connessa a un sistema di manifold di produzione, corredato di sistemi di drenaggio e sfiato; analogamente ciascuna stringa di produzione gas sarà connessa ad un manifold di produzione gas dotato di drenaggi, sfiati e di tutti i sistemi di sicurezza necessari.

3.1 FASE 1: Produzione olio

Ciascuna stringa di produzione olio collegata ai pozzi sarà connessa a un sistema di manifold di produzione, corredato di sistemi di drenaggio e sfiato, che permetterà il controllo dell'erogazione, l'eventuale esecuzione di test e la misura dei flussi.

Il fluido di giacimento estratto transita attraverso serbatoi servizio, viene poi misurato fiscalmente e trasferito in fase mista (olio/gas/acqua di strato), tramite pompe di spedizione, ai sistemi di trattamento olio presenti sull'FPSO. Tale trasferimento avviene con un'unica linea della lunghezza di circa 4/5 km.

Il fluido in arrivo sull'FPSO viene poi trattato: è riscaldato ed inviato in un primo separatore trifase, quindi in un secondo separatore a pressione inferiore, nel desalter e infine in un terzo separatore per la stabilizzazione a pressione atmosferica. L'olio in uscita, ulteriormente separato dalla fase gassosa e dall'acqua di strato, verrà inviato direttamente allo stoccaggio nella stiva del FPSO.


La fase gassosa liberata dal fluido durante il trattamento contiene H_2S ; viene compressa e quindi inviata al trattamento di addolcimento del gas in un assorbitore ad ammina (DEA) dove l' H_2S viene rimosso. La corrente gassosa in uscita dall'assorbitore conterrà meno di 20 ppmv residue di H_2S e verrà successivamente compressa e disidratata per essere utilizzata come combustibile (fuel gas) per i motori alternativi e in alimentazione alla caldaia.

Il gas acido separato dall'assorbitore ad ammina, composto essenzialmente da H_2S e CO_2 , viene invece inviato all'unità di recupero zolfo (LO-CAT) dove verrà ridotto a zolfo elementare. Si prevede che il processo genererà una quantità di zolfo elementare pari a circa 0,7 kmol/h, ovvero circa 540 kg/d. Infine, il gas di coda in uscita dall'unità di recupero zolfo (LO-CAT) sarà incenerito nel termodistruttore.

Il fuel gas eventualmente eccedente il fabbisogno per l'alimentazione dei motori presenti sull'FPSO, sarà inviato alla piattaforma OBM-A tramite una sealine e immesso nella corrente del gas pliocenico verso Santo Stefano Mare.

Una linea dalla piattaforma all'FPSO sarà predisposta per utilizzare il gas pliocenico come fuel gas in caso di interruzione della produzione di olio.

L'acqua di strato, di cui è prevista la produzione a partire dal 4° anno di coltivazione del campo, separata dall'olio nel corso del processo (separatori/desalter), sarà inviata, mediante una pompa posizionata su FPSO, alla piattaforma OBM-A, e di qui reiniettata in giacimento tramite i pozzi appositamente completati con una portata massima stimata di circa 2.000 bbl/day. Un serbatoio di stoccaggio dell'acqua, con una capacità di circa 10 000/15 000 m³, sarà predisposto come soluzione di back up nelle stive del FPSO. Nel periodo transitorio (0-4 anni) qualora fosse presente dell'acqua di formazione, questa potrà essere accumulata nel

 Medoilgas Italia S.p.A. <small>Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc</small>	Identificazione del documento AIA OBMA – all B18	Indice di revisione	Numero di fogli 15 / 39
		01	

serbatoio di stoccaggio ubicato su FPSO, e quindi inviata a terra per lo smaltimento mediante bettolina.

3.1.1 FASE 2: Produzione gas

Il processo di produzione del gas pliocenico, che si svolgerà completamente sulla piattaforma OBM-A, prevede le seguenti fasi:

- erogazione dalle stringhe dedicate;
- convogliamento nei 3 separatori di testa pozzo;
- misura tecnica per ciascuna stringa, e raccolta di tutto il gas in unico manifold.

Lo scopo dei separatori di testa pozzo è quello di separare l'acqua dal gas proveniente dalle teste pozzo.

Il gas verrà quindi sottoposto a disidratazione con glicole dietilenico (DEG) ed inviato all'esistente piattaforma Santo Stefano Mare 9, previa misura fiscale.

Le apparecchiature necessarie al processo sopra descritto (separatori, manifold di produzione, flow meter) saranno ubicate a bordo della piattaforma OBM-A.

A valle dei separatori una derivazione preleverà il gas (a pressione di testa pozzo) da iniettare nei pozzi stessi per alleggerire la colonna idrostatica che grava sul giacimento a olio e mantenere le sufficienti condizioni di erogazione (gas lift).

Il gas, separato e disidratato, verrà inviato al pozzo Santo Stefano Mare 9 mediante una sealine della lunghezza di circa 12 km e, da qui, all'esistente centrale di Santo Stefano Mare. L'acqua di strato separata dal gas pliocenico potrà essere inviata alla centrale di Santo Stefano Mare per smaltimento oppure reiniettata in giacimento dopo opportuno trattamento a bordo del FPSO.

In ogni caso non si prevede produzione di acqua di strato da giacimento pliocenico prima dell'ottavo anno di produzione.

3.1.2 Piattaforma Ombrina Mare A (OBM-A)

Disidratazione Gas (AT19)


L'unità di disidratazione ubicata sulla piattaforma OBM-A ha lo scopo di disidratare il gas proveniente dai separatori di testa pozzo, eliminando l'acqua di saturazione per esportare il gas in accordo alle specifiche di consegna.

Il gas da trattare in ingresso al sistema di disidratazione subisce dapprima un trattamento di separazione attraverso un filtro per la rimozione della fase liquida libera trascinata dalla corrente.

Sotto controllo di portata il gas è inviato alla colonna di disidratazione, che permette il contatto tra la corrente gassosa da trattare e la corrente di glicole. Per favorire il contatto tra il gas da disidratare e il glicole, il primo entra in ingresso alla colonna nella parte sottostante, mentre il secondo viene alimentato nella parte alta in controcorrente.

La colonna è dotata di elementi interni (demister, pacco strutturato e sistemi di distribuzione e raccolta) adatti a garantire il massimo rendimento di purificazione del gas nelle varie condizioni operative, al fine di limitare la quantità di DEG in circolo.

Il gas disidratato esce dalla testa di ciascuna colonna e, in uno scambiatore di calore, raffredda la corrente di glicole in ingresso per un nuovo ciclo di assorbimento. Il glicole in uscita, ricco di acqua, viene invece accumulato nella sezione inferiore della colonna ed inviato, sotto controllo di livello, al sistema di rigenerazione posizionato sull'FPSO (AT6).

 Medoilgas Italia S.p.A. <small>Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc</small>	Identificazione del documento AIA OBMA – all B18	Indice di revisione	Numero di fogli 16 / 39
		01	

Skid Iniezione Chemicals (AT20)

Lo scopo dell'unità presente sulla piattaforma OBM-A è la seguente:

- Minimizzare l'effetto degli agenti corrosivi (CO₂ e H₂O) sul materiale della condotta e delle apparecchiature dell'impianto.
- Garantire una maggiore efficienza di separazione dell'acqua e l'olio
- Prevenire la formazione di schiuma all'interno della linea di trasporto
- Evitare la formazione di cere (asfalteni, paraffine) che possano depositarsi all'interno della condotta.

L'unità è composta dai seguenti package di iniezione additivi chimici:

- Package dosatore Disemulsionanti
- Package dosatore Antifoam
- Package dosatore Wax Inhibitor
- Package dosatore Anticorrosivi

Ogni package sarà fornito di pompe dosatrici (1 duty + 1 spare) e serbatoio di stoccaggio. I serbatoi saranno dimensionati per garantire lo stoccaggio di una quantità di additivo pari al consumo di una settimana.

Fiaccola e scarichi gas (AT21)

L'unità "Fiaccole e Scarichi Gas" ha lo scopo di raccogliere e smaltire gli scarichi gassosi di emergenza provenienti dalle unità di processo e servizio della piattaforma.

Sulla piattaforma OBM-A sono stati previsti i seguenti sistemi di raccolta e smaltimento:

- Torcia calda HP (riser 12")
- Separatore scarichi d'emergenza di alta pressione Olio
- Separatore scarichi d'emergenza di alta pressione Gas
- Pompe recupero liquidi e condensati (2 duty + 2 spare)

La torcia di alta pressione presente in piattaforma ha lo scopo di raccogliere gli sfiati dovuti a blow-down delle linee e delle apparecchiature o dovuti ad emergenze e malfunzionamenti della linea gas.

La stessa torcia può raccogliere gli sfiati di gas che si potrebbero liberare a seguito di blow-down delle linee olio: è a seguito di questa eventualità che si è stabilito, al fine di evitare rilasci di H₂S in atmosfera di prevedere l'accensione automatica dei piloti a seguito della rilevazione del gas.


Gli scarichi di emergenza acidi e non acidi saranno convogliati in due collettori di raccolta (olio e gas) ed inviati ai rispettivi KO Drum. Il liquido eventualmente separato è inviato al sistema di drenaggi chiusi.

Il rilascio in atmosfera di gas durante condizioni di emergenza è effettuato allo scopo di preservare l'integrità meccanica delle apparecchiature dovuta a fenomeni di sovrappressione.

Spurgo pozzi (AT22)

Il braccio di spurgo, installato orizzontalmente sul main deck della piattaforma OMB-A in direzione dei venti prevalenti, consente di effettuare:

- l'operazione di combustione dei gas rilasciati durante le operazioni di spurgo delle singole stringhe di produzione (durante start-up o a seguito di workover);

 <p>Medoilgas Italia S.p.A. <small>Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc</small></p>	<p>Identificazione del documento</p> <p>AIA OBMA – all B18</p>	Indice di revisione	<p>Numero di fogli</p> <p>17 / 39</p>
		01	

- la dispersione in atmosfera dei relativi prodotti di combustione.

Il braccio di spurgo è ancorato al deck tramite supporto a snodo e provvisto di terminale completo di pilota per l'accensione manuale dei gas rilasciati.

Per le operazioni di spurgo il gas viene inviato dapprima al separatore di spurgo, dove subisce un processo di separazione gravitazionale, e quindi al braccio operativo. Il separatore, è concepito anche come “spare” dei separatori dei gas di produzione.

Lo spurgo dei pozzi, possibile emissione della piattaforma, occasionale e programmata, viene eseguito all'inizio della vita produttiva di ciascun pozzo.

Gli effluenti raccolti nel corso dello spurgo dei pozzi olio saranno invece convogliati al separatore di spurgo da cui la fase gassosa verrà inviata alla torce e la fase liquida raccolta.

Unità Gasolio Combustibile (AT23)

Il Sistema Gasolio Combustibile ha lo scopo di stoccare ed alimentare il gasolio necessario a soddisfare le richieste dei serbatoi installati nel sistema di generazione energia elettrica di emergenza e antincendio. E' costituita dalle seguenti apparecchiature:

- Filtri (1 duty + 1 spare)
- Serbatoio di stoccaggio gasolio (5 m³)
- Pompe di trasferimento gasolio (1 duty + 1 spare)

Sistema Potenza idraulica (AT24)

Il sistema garantisce la necessaria pressione dell'olio idraulico nei circuiti per l'attuazione delle valvole di fondo pozzo (SSSV) installate su ciascuna stringa di produzione.

Il sistema è ubicato sulla piattaforma e si compone principalmente dei seguenti elementi:

- serbatoio olio;
- n.2 pompe dell'olio idraulico (una operativa, l'altra in stand-by) attuate dall'aria strumenti;
- filtri;
- strumentazione di controllo.

Sistema Aria strumenti (AT25)

Il sistema aria strumenti garantisce “aria strumenti” e “aria servizi” a tutti gli utilizzatori di piattaforma. La pressione operativa del sistema è di 7-10 barg.

L'aria essiccata e filtrata è prodotta dal sistema aria compressa installato sul FPSO e trasferita alla piattaforma OBM-A. L'aria è quindi qui accumulata in un accumulatore e distribuita tramite una rete di distribuzione alle utenze sulla piattaforma Ombrina OBM-A.


Generazione Elettrica di Emergenza (AT26)

Sulla piattaforma OMB-A sarà posizionato un motore diesel per le emergenze, con la potenzialità di circa 100 kW.

Il Sistema di generazione energia elettrica di emergenza ha lo scopo di alimentare tutte le utenze elettriche ritenute essenziali per la sicurezza delle persone e dell'impianto quando non è possibile importare energia elettrica dal FPSO.

Il sistema è costituito da:

- Motore con alimentazione a gasolio
- Sistema elettrico di avviamento automatico a batterie
- Sistema di raffreddamento motore ad acqua con radiatori provvisti di elettroventilatori
- Sistema di “refilling” automatico olio

 Medoilgas Italia S.p.A. <small>Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Psc</small>	Identificazione del documento AIA OBMA – all B18	Indice di revisione	Numero di fogli 18 / 39
		01	

Lo stesso motore diesel è utilizzato anche per le utenze saltuarie (es. gru di carico).
 Il serbatoio di stoccaggio gasolio ha un volume di 5 m³.

Sistema Drenaggi Aperti (AT27)

Il sistema ha lo scopo di raccogliere tutta l'acqua piovana, potenzialmente oleosa, proveniente dalle aree pavimentate cordolate, compresi i bacini di contenimento dei serbatoi (acque semioleose).

I drenaggi aperti saranno convogliati in un serbatoio di raccolta, periodicamente svuotato per mezzo di bettolina per opportuno smaltimento a terra.

Tutti gli altri scarichi non inquinanti della piattaforma (prevalentemente acque meteoriche) verranno scaricati in mare tramite il sea-sump, dove eventuali tracce di idrocarburi, separati dall'acqua per gravità, si accumulano in superficie. La frazione separata viene quindi raccolta mediante pompe e smaltita come rifiuto.

Per quanto riguarda i reflui civili provenienti dai moduli alloggi si precisa che la piattaforma, spresidiata, sarà dotata esclusivamente di un modulo di sopravvivenza, da utilizzare solo nel caso in cui, in condizioni meteomarine avverse, la squadra di manutenzione non riuscisse ad abbandonare la struttura. Tale modulo sarà dotato di un sistema di raccolta dei reflui con recapito finale in un serbatoio di raccolta.

Sistema Drenaggi Chiusi (AT28)

L'unità è costituita dalle seguenti apparecchiature:

- Serbatoio stoccaggio drenaggi oleosi
- Pompe di rilancio drenaggi oleosi (1 duty + 1 spare).

Durante la fase produttiva degli impianti sulla piattaforma, tutti i circuiti di processo saranno dotati di sistemi di drenaggio che permetteranno di raccogliere i fluidi di processo nel caso di depressurizzazione manuale delle linee per interventi di manutenzione (closed drains).

Queste attività sono da considerarsi assolutamente saltuarie e programmate.

Nel sistema "closed drains" della piattaforma potranno essere convogliati anche i fluidi in fase liquida prodotti durante lo spurgo pozzi olio. Tale attività (spurgo), viene eseguita all'inizio della vita produttiva di ciascun pozzo ed ha durata estremamente limitata. Tutti gli effluenti raccolti nel corso di tale operazione saranno convogliati al separatore di spurgo dal quale la fase gassosa verrà inviata alla torcia mentre la fase liquida, se di qualità adeguata, allo stoccaggio olio, o altrimenti, al serbatoio drenaggi chiusi.


Raccolta Acqua di Processo (AT29)

Non si prevede la produzione di acqua dagli strati del Pliocene fino all'ottavo anno di produzione.

Nel periodo transitorio, qualora fosse presente dell'acqua di formazione, questa potrà essere reinviata dalla piattaforma al serbatoio di stoccaggio ubicato sull'FPSO e quindi inviata a terra per lo smaltimento mediante bettolina, oppure, in alternativa, inviata negli impianti esistenti del gruppo "Santo Stefano Mare" tramite condotta di trasporto insieme al gas stesso e trattata e smaltita utilizzando le facilities già presenti.

Gru di piattaforma (AT30)

Sul main deck della piattaforma sarà installata una gru elettro-idraulica di movimentazione, azionata dallo stesso motore diesel di emergenza.

 Medoilgas Italia S.p.A. <small>Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Psc</small>	Identificazione del documento AIA OBMA – all B18	Indice di revisione	Numero di fogli 19 / 39
		01	

La gru di piattaforma ha la funzione prevalente di movimentare i materiali dai natanti alla piattaforma e viceversa.

3.1.3 Serbatoio FPSO

Unità Separazione olio (AT1)

L'unità è composta dalle seguenti apparecchiature:

- Scambiatore pre-riscaldamento olio
- Separatore trifase ad alta pressione
- separatore trifase a pressione intermedia
- Separatore trifase a bassa pressione (stabilizzazione)
- Dissalatore Elettrostatico
- Pompe Olio a Dissalatore (1 duty + 1 spare)
- Pompe Acqua di Lavaggio (1 duty + 1 spare)

Lo scopo dell'unità è di provvedere alla separazione del gas di coda dal resto del liquido e di ridurre, al minimo possibile in questa fase, la quantità di acqua di strato, la salinità e il contenuto di H_2S presente nell'olio grezzo.

Stoccaggio, misura fiscale e spedizione olio (AT2)

L'olio proveniente dalla sezione di stabilizzazione (AT1), dopo essere stato raffreddato, viene stoccato nei serbatoi del FPSO. Con frequenza di circa una volta al mese, un tanker svuoterà i serbatoi dell'FPSO (operazione di allibo).

Addolcimento Gas (AT3)

Obiettivo dell'unità è l'abbattimento del contenuto di H_2S nella corrente di gas separato dall'olio nell'unità di separazione (AT1).

Sarà composta dalle seguenti apparecchiature principali:

- Separatore di ingresso gas acido (uscita sezione di compressione BP)
- Pompe recupero condensati (1 duty + 1 spare)
- No. 2 reattori contenenti materiale adsorbente (1 duty + 1 stand by/loading).


Dopo un innalzamento della pressione della corrente principale di gas a circa 12 bar per garantire la corretta operabilità della fase successiva, avviene l'addolcimento attraverso la colonna di adsorbimento. Qui il gas acido viene lavato in controcorrente con soluzione acquosa di DEA al 50% in peso; all'uscita della colonna il gas trattato avrà una concentrazione di H_2S inferiore a 20 ppm ed un contenuto di $1 \div 2\%$ in volume di CO_2 .

L'ammina arricchita in H_2S viene quindi rigenerata per essere riutilizzata: subisce prima un flash in un separatore e poi viene riscaldata in uno scambiatore a 110° ed alimentata alla colonna di rigenerazione. Tale colonna è provvista di ribollitore di fondo, gruppo di condensazione e riflusso di testa con controllo di pressione.

L'ammina rigenerata è riportata alla pressione della colonna di addolcimento da una pompa e raffreddata ad una temperatura superiore a quella del gas acido alimentato all'unità.

Tutti i gas, fortemente acidi per contenuto di H_2S , dall'accumulatore e dal separatore sono inviati direttamente all'Unità di Recupero Zolfo, Stoccaggio Zolfo e Gas di Coda (AT4).

Il serbatoio dell'ammina è chiuso e stabilizzato con azoto a una pressione lievemente superiore a quella atmosferica (circa 1,5 bar) per impedire la fuoriuscita dei vapori.

 <p>Medoilgas Italia S.p.A. <small>Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc</small></p>	<p>Identificazione del documento</p> <p>AIA OBMA – all B18</p>	Indice di revisione	<p>Numero di fogli</p> <p>20 / 39</p>
		01	

Recupero Zolfo e stoccaggio (AT4)

Il processo LOCAT è uno dei sistemi di rimozione del H_2S che utilizza una soluzione acquosa di ioni di ferro. Gli ioni di ferro ossidano gli ioni di idrogeno solforato assorbiti nella soluzione convertendoli in zolfo elementare, mentre gli ioni di ferro sono ridotti allo stato ferroso.

Prima di entrare alla torre di assorbimento, il gas acido passa attraverso un filtro a coalescenza per rimuovere gli eventuali trascinamenti di liquidi. All'interno della torre di assorbimento il gas viene lavato in contro corrente con la soluzione LOCAT, provocando l'ossidazione.

Il gas dolce esce dalla parte superiore dell'assorbitore, mentre la soluzione catalitica contenente l'acido solfidrico esce dal fondo della colonna e passa attraverso l'"Oxidizer" dove viene rigenerato tramite ossidazione diretta e reiniettato alla colonna di assorbimento. Lo zolfo (solido) recuperato durante il processo di rigenerazione della soluzione LOCAT viene depositato negli appositi recipienti del package (Dumpster).

Questa tecnologia consente di trattare gas con alte concentrazioni di H_2S con una efficienza di rimozione del 99.9%.

Trattamento Gas Addolcito (AT5)

Prima della disidratazione, il gas addolcito viene sottoposto ad un aumento di pressione (fino a circa 40/70 bar) attraverso una compressione bi-stadio.

L'Unità di compressione bi-stadio è composta da due treni di compressione in serie, provvisti di separatori gas/liquido in ingresso e in uscita.

Il gas è poi inviato alla colonna di disidratazione, dove avviene il processo di disidratazione del gas per contatto con il glicole. Per favorire il contatto tra il gas da disidratare e il glicole, il primo entra in ingresso alla colonna nella parte sottostante, mentre il secondo viene alimentato nella parte alta in controcorrente.

Il gas disidratato esce dalla testa di ciascuna colonna e, in uno scambiatore di calore, raffredda la corrente di glicole in ingresso per un nuovo ciclo di assorbimento. Il glicole ricco di acqua in uscita viene invece accumulato nella sezione inferiore della colonna ed inviato, al sistema di rigenerazione.


Il gas così disidratato viene inviato all'unità Fuel Gas, che ha lo scopo di accumulare e distribuire il gas combustibile necessario alle seguenti utenze: piloti delle torce calde di emergenza, termodistruttore, caldaia per il riscaldamento dell'olio diatermico, motogeneratori per generazione principale energia elettrica.

Il gas da trattare è spillato a valle dei trattamenti di addolcimento, di compressione e di disidratazione, viene laminato ad una pressione intermedia, filtrato per trattenere impurità ed eventuali condensati, e nuovamente laminato fino alla pressione di utilizzo. Accumulato in un polmone che evita scompensi sulla rete di distribuzione, il gas viene inviato alle utenze previa misura.

Sistema Glicole (AT6)

Il glicole dietilenico (DEG) utilizzato nell'unità di disidratazione gas è un anticongelante stabile. Sulla FPSO è presente un sistema che permette di stoccare il glicole vergine e quello rigenerato e di rigenerare il DEG umido proveniente dalla disidratazione (AT5).

Il glicole umido, in uscita dall'unità di disidratazione, viene preriscaldato ed inviato alla sezione di filtrazione, riscaldato nello scambiatore a spese del glicole rigenerato e quindi inviato nella colonna di distillazione dove avviene l'evaporazione dell'acqua adsorbita. Il

 Medoilgas Italia S.p.A. <small>Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Pic</small>	Identificazione del documento AIA OBMA – all B18	Indice di revisione	Numero di fogli 21 / 39
		01	

calore necessario all'evaporazione dell'acqua e al raggiungimento del grado desiderato di concentrazione viene fornito dall'hot oil (AT7).

Il glicole povero ad alta temperatura, accumulato nel polmone di rigenerazione, viene aspirato dalle pompe di circolazione e raffreddato nel separatore con la corrente in uscita dalla colonna di disidratazione, per essere infine trasportato verso le aree di utilizzo per mezzo di pompe dedicate.

La corrente gas in uscita dalla testa della colonna di rigenerazione viene a sua volta raffreddata e ed inviata in un KO Drum: la fase gassosa separata nel KO Drum verrà inviata all'unità di termodistruzione, mentre la fase liquida accumulata sul fondo sarà inviata al serbatoio di raccolta drenaggi glicolati.

I serbatoi del glicole (vergine e rigenerato) sono chiusi e stabilizzati con azoto a una pressione lievemente superiore a quella atmosferica (circa 1,5 bar) per impedire la fuoriuscita dei vapori.

Unità Hot Oil (AT7)

L'unità ha lo scopo di fornire il calore necessario al funzionamento delle apparecchiature che necessitano di potenza termica a bordo del FPSO, tramite olio diatermico (210°C circa) distribuito alle utenze secondo le esigenze di processo (sistema glicole, separazione olio, ecc.).

L'unità è composta principalmente dalle seguenti apparecchiature:

- Serbatoio di stoccaggio olio diatermico,
- Vaso di espansione olio diatermico,
- Pompe di circolazione,
- Caldaia a gas di olio diatermico.

Generazione Elettrica Principale (AT8)

L'energia elettrica necessaria per il funzionamento delle apparecchiature presenti in tutto il Campo Ombrina Mare sarà fornita attraverso il sistema di generazione elettrica principale, presente sull'FPSO.

Il sistema è costituito da due motogeneratori da 1 MW ciascuno alimentati dal gas associato all'olio prodotto sull'FPSO, eventualmente integrato con il gas metano prodotto sulla piattaforma OBM-A; sarà in aggiunta predisposto un motore di back-up con le stesse caratteristiche.


Il fabbisogno di energia elettrica elettrico dell'intero campo è così composto:

- consumi per utenze continue di circa 1 MW,
- picco di consumo per utenze discontinue pari a circa 0,5 MW aggiuntivi, per circa 8 ore nell'arco della giornata.

Il funzionamento di due motogeneratori, alternativamente o simultaneamente, garantirà la potenza continua necessaria (circa 1 MW) e la copertura dei picchi (circa 0,5 MW addizionali) alimentando tutte le utenze con tensioni di 380 V e 660 V. Non si utilizzerà la media tensione (3000 V).

I generatori sono localizzati in stanze dedicate, complete di sensori di fiamma UV, sensori di calore, fumo di tipo termovelocimetro e sensori gas connessi direttamente all'impianto di ESD.

I generatori sono provvisti di circuito di raffreddamento ad acqua/aria: i raffreddatori ad aria

 Medoilgas Italia S.p.A. <small>Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Psc</small>	Identificazione del documento AIA OBMA – all B18	Indice di revisione	Numero di fogli 22 / 39
		01	

sono posizionati all'esterno della stanza.

Tutti gli impianti elettrici saranno realizzati in accordo alle norme CEI, ATEX mediante impiego di apparecchiature e strumenti in esecuzione AD-PE (ad esecuzione antideflagrante).

Generazione Elettrica di Emergenza (AT9)

Un motore diesel di emergenza, con la potenzialità di circa 250 kW, sarà posizionato sulla FPSO.

Il Sistema di generazione energia elettrica di emergenza ha lo scopo di alimentare tutte le utenze elettriche ritenute essenziali per la sicurezza delle persone e dell'impianto quando non è possibile generare energia elettrica.

Il sistema è normalmente costituito da:

- Motore con alimentazione a gasolio
- Sistema elettrico di avviamento automatico a batterie
- Sistema di raffreddamento motore ad acqua con radiatori provvisti di elettroventilatori
- Sistema di “refilling” automatico olio

La tipologia di generatore necessario a tale scopo ha una taglia di circa 250 kW e permette una carica completa di tutte le batterie presenti sul FPSO.

L'avvio del generatore diesel di servizio può essere previsto anche per alimentare le utenze come gru, prese di forza motrice, prese luce, etc.

Il gruppo elettrogeno di emergenza, ai sensi dell'art. 35 del DPR 886/79: “deve essere in grado di alimentare contemporaneamente le apparecchiature elettriche che azionano i segnali ottici ed acustici, gli impianti di telecomunicazione, i sistemi di monitoraggio e di allarme, le attrezzature antincendio e le attrezzature di sicurezza..[omissis]..”.

Al fine di assolvere tale funzione l'impianto di emergenza deve avere un'autonomia di funzionamento ininterrotto di almeno ventiquattro ore, garantita da un proprio serbatoio di combustibile.

Sistema Gasolio Combustibile (AT10)

Il Sistema Gasolio Combustibile ha lo scopo di stoccare ed alimentare il gasolio necessario a soddisfare le richieste dei serbatoi installati nel sistema di generazione energia elettrica di emergenza (AT9) e nel sistema antincendio.

Il sistema stoccaggio e filtrazione gasolio è essenzialmente costituito da un serbatoio di stoccaggio, da due pompe di spedizione (una operativa, una in stand-by) e da un gruppo di filtrazione.


Il serbatoio di stoccaggio, rifornito periodicamente mediante supply vessel, ha capacità utile 10 m³.

Sistema Aria Compressa (AT11)

Il sistema aria strumenti garantisce “aria strumenti” e “aria servizi” a tutti gli utilizzatori presenti sull'FPSO e sulla Piattaforma OBMA. La pressione operativa del sistema è di 7-10 barg.

L'unità è costituita dalle seguenti apparecchiature:

- Package compressori aria (1 duty + 1 spare)
- Package trattamento aria strumenti (1 duty + 1 spare)
- Accumulatore aria compressa
- Accumulatore aria strumenti
- Pre-filtri a cartuccia per aria compressa (1 duty + 1 spare)
- Filtri a cartuccia per aria strumenti (1 duty + 1 spare)

 <p>Medoilgas Italia S.p.A. <small>Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc</small></p>	<p>Identificazione del documento</p> <p>AIA OBMA – all B18</p>	Indice di revisione	<p>Numero di fogli</p> <p>23 / 39</p>
		01	

Unità Drenaggi Aperti (AT12)

L'Unità ha lo scopo di raccogliere tutta l'acqua piovana, potenzialmente oleosa, proveniente dalle aree pavimentate cordolate, compresi i bacini di contenimento dei serbatoi (acque semioleose).

I drenaggi aperti saranno convogliati in un serbatoio di raccolta, periodicamente svuotato per mezzo di bettolina per opportuno smaltimento a terra.

Unità Drenaggi Chiusi (AT13)

Durante la fase produttiva degli impianti (FPSO) tutti i circuiti di processo saranno dotati di sistemi di drenaggio che permetteranno di raccogliere i fluidi di processo nel caso di depressurizzazione manuale delle linee per interventi di manutenzione (closed drains). Queste attività sono da considerarsi assolutamente saltuarie e programmate.

Il sistema di drenaggi chiusi ha lo scopo di accumulare i volumi di liquido oleoso giacenti sul fondo delle apparecchiature ed all'interno di tratti di linea intercettati.

I drenaggi raccolti nel serbatoio vengono rilanciati al separatore olio di bassa pressione

L'unità è costituita dalle seguenti apparecchiature:

- Serbatoio stoccaggio drenaggi oleosi
- Pompe di rilancio drenaggi oleosi (1 duty + 1 spare)

Sistema di Raccolta Acqua di Processo (AT14)

Non si prevede la produzione di acqua per i primi quattro anni.

Nel periodo transitorio (0-4 anni) qualora fosse presente dell'acqua di formazione, questa potrà essere trattata e accumulata nel serbatoio di stoccaggio ubicato sull'FPSO, e quindi inviata a terra per lo smaltimento mediante bettolina.

Dopo il quarto anno di produzione, l'acqua di strato sarà destinata alla reiniezione in giacimento mediante un sistema di pompaggio che verrà posizionato a bordo del FPSO. Resterà presente comunque un serbatoio di stoccaggio come soluzione temporanea di back up in caso di malfunzionamento del sistema.

Quanto sopra esposto relativamente alla reiniezione dell'acqua di strato, è valido anche per la frazione di acqua proveniente dalla disidratazione del gas separato dall'olio trattato sull'FPSO.

Secondo le attuali previsioni di produzione, il sistema di reiniezione entrerà in funzione nel quarto anno di produzione quando si prevede l'inizio della produzione di acqua dal giacimento di olio, a cui si dovrebbe aggiungere l'acqua dagli strati a gas pliocenico a partire dall'ottavo anno di produzione.


Skid Iniezione Chemicals (AT15)

Lo scopo dell'unità è la seguente:

- Minimizzare l'effetto degli agenti corrosivi (CO_2 e H_2O) sul materiale delle condotte e delle apparecchiature dell'impianto.
- Garantire una maggiore efficienza di separazione dell'acqua e l'olio
- Prevenire la formazione di schiuma all'interno della linea di trasporto
- Evitare la formazione di cere (asfalteni, parafine) che possano depositarsi all'interno della condotta.

L'unità è composta dai seguenti package:

- Package dosatore Disemulsionanti
- Package dosatore Antifoam
- Package dosatore Wax Inhibitor

 Medoilgas Italia S.p.A. <small>Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc</small>	Identificazione del documento AIA OBMA – all B18	Indice di revisione	Numero di fogli 24 / 39
		01	

- Package dosatore Anticorrosivi

Ogni package sarà fornito di pompe dosatrici (1 duty + 1 spare) e serbatoio di stoccaggio. I serbatoi saranno dimensionati per garantire lo stoccaggio di una quantità di additivo pari al consumo di una settimana.

Scarichi gas – Termodistruttore - Fiaccole (AT16)

L'Unità Termodistruzione e Fiaccole ha lo scopo di raccogliere e smaltire gli scarichi gassosi operativi e di emergenza provenienti dalle unità di processo e servizio del FPSO.

Sono previsti i seguenti sistemi di raccolta e smaltimento:

- Fiaccola di alta pressione per gli scarichi di emergenza ad alta pressione provenienti dalle valvole di sicurezza e dalle valvole di depressurizzazione.
- Fiaccola di bassa pressione per gli scarichi al termodistruttore in caso di fuori servizio di quest'ultimo (torcia atmosferica di emergenza termodistruttore)
- Termodistruttore per gli scarichi continui operativi a bassa pressione. Il termodistruttore tratterà gli scarichi provenienti da:
 - Serbatoi di stoccaggio polmonati (serbatoio glicole, serbatoio ammina, ecc)
 - Tenute di compressori del gas.
 - Sistemi aperti all'atmosfera (Drenaggi)

La torcia ad alta pressione è dimensionata per il per il blow down dell'impianto, in questo caso l'emissione è solo di emergenza ed è necessaria per garantire la depressurizzazione delle linee ed apparecchiature e quindi la sicurezza dell'impianto.

Gru su FPSO (AT17)

Sul FPSO è installata una gru elettro-idraulica di movimentazione azionata dallo stesso motore diesel di emergenza.

La gru ha la funzione prevalente di movimentare i materiali dai natanti all'FPSO e viceversa.

Sistema HVAC (AT18)

Il sistema HVAC è previsto al fine di assicurare le opportune condizioni ambientali nei locali chiusi presenti sul FPSO. In particolare:


- impedire l'ingresso di miscele aria/gas potenzialmente esplosive, pressurizzando il locale;
- garantire il tasso minimo di ventilazione richiesto nell'ambiente.

3.1.4 Sistemi di sicurezza e di emergenza del “Campo Ombrina”

I sistemi di sicurezza e di emergenza installati a bordo della piattaforma e del FPSO, descritti nei paragrafi che seguono, sono necessari per esercire gli impianti in condizioni di sicurezza e nel rispetto delle vigenti normative.

La progettazione dei sistemi di protezione e sicurezza è in accordo alla API RP 55, standard di riferimento per gli impianti con presenza di H₂S.

3.1.5 Circuito blocchi e strumentazione

 <p>Medoilgas Italia S.p.A. <small>Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Pic</small></p>	<p>Identificazione del documento</p> <p>AIA OBMA – all B18</p>	Indice di revisione	<p>Numero di fogli</p> <p>25 / 39</p>
		01	

Il controllo e la protezione della piattaforma e dell'FPSO sono affidati ad un sistema a più livelli:

- 1° livello “elettronico” che, tramite telemetria, consente:
 - di tenere sotto controllo i parametri erogativi e di sicurezza degli impianti
 - di intervenire con comandi per chiudere l'erogazione dei pozzi e mettere in sicurezza tutti gli impianti ed i servizi.
 - 2° livello “elettro-pneumo-idraulico” che si sovrappone a quello “elettronico” con logiche di intervento di tipo pneumo-idraulico completamente separato ed indipendente dal primo.
 - 3° livello di sicurezza costituito dalle valvole di fondo pozzo del tipo fail-safe
- Il sistema di strumentazione è alimentato da una unità di generazione potenza idraulica che alimenta le valvole di fondo pozzo (SSSV- Sub Sea Submerged Valve).

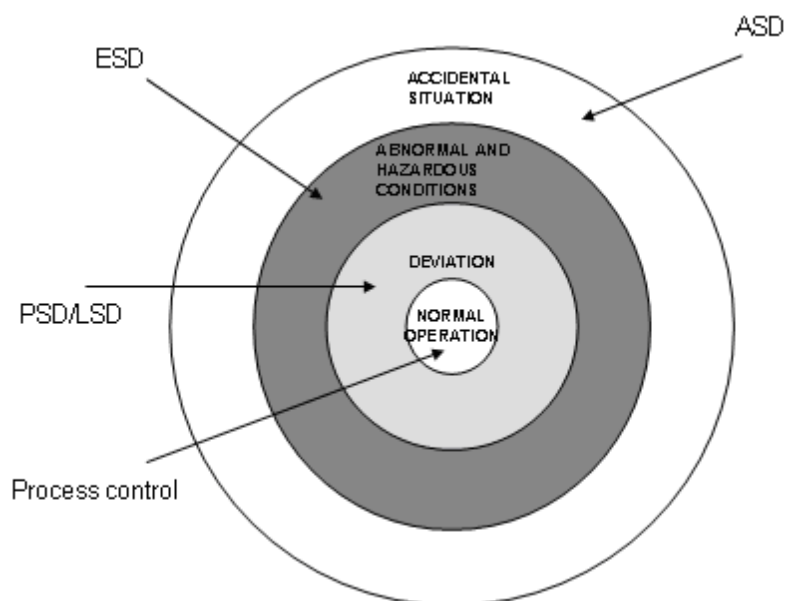
3.1.6 Sistema di ESD/F&G (Emergency Shut Down/Fire & Gas)


Il sistema ESD/F&G che verrà installato sugli impianti ha lo scopo di preservare l'integrità dei sistemi e minimizzare l'entità di rilascio di idrocarburi in caso di eventi incidentali. Tale sistema è funzionalmente indipendente dal sistema di controllo sia nelle rilevazioni delle anomalie sia nello svolgere azioni di sicurezza.

Il sistema ESD/F&G è concepito secondo la seguente filosofia:

- il sistema sarà certificato SIL 3;
- il sistema e tutti i suoi circuiti associati saranno separati e totalmente indipendenti da altri dispositivi di controllo di processo;
- gli allarmi e i sistemi di blocco saranno di tipo failsafe, in modo che in caso di guasto o fallimento porteranno comunque le attrezzature protette in condizioni di sicurezza.

Il sistema ESD di piattaforma e dell'FPSO consiste in un insieme di loop e dispositivi di sicurezza organizzati secondo diversi livelli gerarchici di blocco (ASD, ESD, PSD e LSD), che agiscono come sicurezze complementari al normale controllo di processo degli impianti:



 Medoilgas Italia S.p.A. Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc	Identificazione del documento AIA OBMA – all B18	Indice di revisione	Numero di fogli 26 / 39
		01	

I livelli gerarchici su cui è strutturato il sistema ESD di piattaforma sono descritti di seguito.

ASD – Allarme di abbandono piattaforma (Abandon platform Shut Down) – attivato solo da pulsanti manuali installati localmente in piattaforma o sul FPSO.

Questo è il livello più alto del sistema di arresto di emergenza, ed è inteso come ultima sicurezza prima dell'evacuazione dell'impianto. L'attivazione causa la sequenza ESD con la chiusura delle valvole di fondo pozzo.

ESD – Arresto di emergenza (Emergency Shut Down) – attivato:

- da pulsanti manuali installati localmente in piattaforma o a bordo del FPSO;
- da sala di controllo remoto sul FPSO;
- in caso di confermata rilevazione presenza incendio;
- in caso di confermata rilevazione presenza gas.

E' il più alto livello di blocco che contempla la presenza di personale a bordo.

PSD – Blocco di processo (Process Shut Down) - attivato dal rilevamento di condizioni anomale con potenzialità di sviluppo in situazioni di emergenza più gravose. Questa attivazione comporta il blocco di produzione della piattaforma.

LSD – Blocco locale (Local Shut Down) – attivato da logica locale o dal rilevamento di condizioni anomale di unità di processo e servizio non essenziali. L'obiettivo di un LSD è quello di mettere un apparecchiatura in condizioni di sicurezza e dare agli operatori la possibilità di impedire l'escalation a un livello più elevato di arresto (PSD o ESD).

L'obiettivo del **sistema F&G** è quello di ridurre al minimo il pericolo di escalation e la perdita di vite umane a causa di un evento incidentale che può essere incendio od esplosione.

Per raggiungere questo obiettivo il sistema di rilevazione F&G:


- monitora tutte le aree dove gli incendi possono aver luogo
- monitora tutte le aree dove gas infiammabili si possono liberare
- controlla i limiti di aree con presenza di gas infiammabile, per rilevare prontamente eventuali fughe.

Il sistema sarà progettato in modo tale che il danno, in caso di emergenza, sia ridotto al minimo, per quanto ragionevolmente praticabile. Il sistema F&G è integrato nel sistema ESD in configurazione failsafe.

3.1.7 Unità 730 – Sistema Antincendio

Il sistema antincendio ha lo scopo di fornire l'acqua e la miscela acqua/liquido schiumogeno per controllare una situazione di incendio che dovesse svilupparsi sulla piattaforma o a bordo del FPSO.

Il sistema di distribuzione dell'acqua consiste in una rete di tubazioni disposte ad anello intorno alle aree da proteggere, in modo da consentire l'alimentazione di ogni idrante o utenza antincendio da almeno due direzioni.

 Medoilgas Italia S.p.A. <small>Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Pic</small>	Identificazione del documento AIA OBMA – all B18	Indice di revisione	Numero di fogli 27 / 39
		01	

La rete antincendio è alimentata dall'acqua di mare prelevata con opportuno sistema di sollevamento.

I sistemi di prevenzione degli incendi saranno conformi a quanto previsto dal D.Lgs. 624 ed alla SOLAS (IMO- International Convention for the Safety of Life at Sea), in particolare all'LSA Code (Life Saving Appliance) ed all'FSS Code (Fire Safety System). Ulteriori standard di riferimento per la progettazione che verranno considerati sono: ISO 13702, EN ISO 10418, ISO 17776.

Per la protezione antincendio attiva degli impianti sono previsti i seguenti sistemi:

- Sistema idrico antincendio
- Sistemi antincendio a schiuma
- Sistema fisso antincendio a saturazione (per locali chiusi)
- Attrezzature mobili antincendio

3.1.8 Ulteriori sistemi di sicurezza

In caso di rottura della testa pozzo (esempio collisione con nave) è prevista una valvola di sicurezza che isola istantaneamente i livelli produttivi del giacimento dalle facilities.

3.1.9 Unità 900 – Sistema elettrico di Sicurezza

Il sistema elettrico di sicurezza ha lo scopo di garantire continuità di alimentazione ai carichi elettrici classificati come vitali, cioè quelli per cui la continuità di alimentazione è indispensabile per garantire la sicurezza delle persone e l'integrità delle installazioni di piattaforma e dell'FPSO.

In caso di fallimento di tutti i sistemi di generazione (motogeneratori e diesel), i carichi vitali sono alimentati con una fonte di energia di sicurezza fornita per mezzo di due quadri di corrente continua (DCP) installati ciascuno sulla piattaforma e sull'FPSO.


Ciascun sistema DCP è costituito essenzialmente da batterie in configurazione ridondata (2x100%), installate in una sala dedicata ed alimentate in condizioni di normale funzionamento dal sistema di distribuzione principale di piattaforma (PMCC). In caso di mancanza della generazione principale e di servizio, ogni banco di batterie del sistema garantirà l'alimentazione dei carichi considerati come vitali per un tempo minimo pari a 6 ore (ai sensi dell'art. 36 DPR 886/79).

3.1.10 Evacuazione


Per consentire l'evacuazione del personale presente sull'FPSO o che si reca saltuariamente sulla piattaforma per controlli e manutenzione impianti, anche in casi di avaria del mezzo navale di trasporto e appoggio, le due strutture saranno dotate di scialuppe e zattere autogonfiabili e di tutte le attrezzature prescritte dal RINA e dalle altre normative vigenti (ISO 13702, ecc.).

3.1.11 Unità 720 – Sistema di aiuto alla navigazione

Il sistema di aiuto alla navigazione ha lo scopo di segnalare la presenza della piattaforma e dell'FPSO alla navigazione marittima e aerea in ogni condizione meteorologica. Il sistema

 <p>Medoilgas Italia S.p.A. <small>Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc</small></p>	<p>Identificazione del documento</p> <p>AIA OBMA – all B18</p>	Indice di revisione	<p>Numero di fogli</p> <p>28 / 39</p>
		01	

includerà tutti i segnali acustici e luminosi in conformità agli standard internazionali (IALA e ICAO).

	Identificazione del documento AIA OBMA – all B18	Indice di revisione	Numero di fogli 29 / 39
		01	

4. STIMA DELLE MATERIE IN INGRESSO ED USCITA

4.1 Materie prime in ingresso

La potenzialità termica totale installata nel campo “Ombrina Mare”, intesa come richiesta di energia termica ed elettrica per il funzionamento della piattaforma e dell’FPSO, è dettagliata nella tabella seguente.

SOMMARIO CONSUMI PROGETTO SVILUPPO OMBRINA MARE					
CONSUMO POTENZA MECCANICA / ELETTRICA			CONSUMO ENERGIA TERMICA		
ITEM	Potenza elettrica KW		ITEM	Calore assorbito, KCal/h	
	CONT.	DISC.		CONT.	DISC.
COMP LP	120		RIBOLLITORE STAB.	670000	
COMP MP	110		RIBOLL. RIGEN. DEA	200000	
COMP HP			LOCAT	75000	
COMP HHP			INCENERITORE	50000	50000
POMPA INIEZ. H2O	70		DISIDR. GAS (DEG)	35000	15000
POMPE DI PROCESSO	50		TORCIA	75000	
ALTRE POMPE		50	RISC. ALLOGGI	100000	100000
AIRCOOLERS	50	50			
AUTOMAZIONE	75	25			
AMMINA	50	10			
LOCAT	50	10			
DISIDRATAZIONE	25	5			
ARIA STRUMENTI / AZOTO	50	50			
POMPA BIFASE PIATTAFORMA "A"	100				
ALTRI USI FPSO	200	150			
PARZIALE KW	950	350	PARZIALE KCal/h	1.205.000	165.000
PROGRESSIVO KW	950	1300	PROGRESSIVO KCal/h	1.205.000	1.370.000
EFFICIENZA	0,35	0,35	EFFICIENZA	0,90	0,9
PCI - KCal/m3	8 161	8 161	PCI - KCal/m3	8161	8161
CONSUMO PER GENERAZIONE Sm ³ /h	286,03	105,38	CONSUMO TERMICO Sm ³ /h	164,06	22,46


Tale richiesta è soddisfatta principalmente dal sistema di generazione elettrico principale (fornitura energia elettrica – potenza installata 3 Mw) e di emergenza (diesel di piattaforma 100 Mw, diesel dell’FPSO 250 MW) e dalla caldaia hot oil con relativo sistema di distribuzione dell’energia termica (caldaia da circa 1,6 Mw).

La potenza installata quindi non supera i 5 MW; alla produzione di tale potenza sono legati i consumi di combustibile e quindi gran parte delle emissioni di inquinanti in atmosfera.

Il gas utilizzato come combustibile è quello associato all’olio e addolcito (il contenuto di H2S è inferiore a 20 ppmv).

Una stima delle quantità annue di gas impiegate come combustibile nelle varie apparecchiature viene fornita nella seguente tabella.

Apparecchiatura	Consumi gas	Durata funzionamento (h/anno)	Quantità totale annua Combustibile
Motogeneratori a gas	236 Nm ³ /h	8760	2.067.360 Nm ³
Motogeneratori a gas	236 Nm ³ /h	8760	2.067.360 Nm ³
Caldaia a gas per hot oil	180 Nm ³ /h	8760	1.576.800 Nm ³

 Medoilgas Italia S.p.A. <small>Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc</small>	Identificazione del documento AIA OBMA – all B18	Indice di revisione	Numero di fogli 30 / 39
		01	

Bruciatori termodistruttore	6 Nm ³ /h	8760	52.560 Nm ³
Bruciatori torcia acida LP	9 Nm ³ /h	8760	78.840 Nm ³
Bruciatori torcia acida HP	15 Nm ³ /h	8760	131.400 Nm ³
Totale consumi annui di gas naturale			5.974.320 Nm³

* Si considera esclusivamente il gas inteso come combustibile; non viene pertanto considerato il gas di spurgo bruciato.

Il gasolio utilizzato per alimentare i generatori diesel è a basso tenore di zolfo. In particolare le sue caratteristiche merceologiche sono conformi a quanto previsto dal D. Lgs. 152/06 Allegato X alla Parte V - Parte II - Sezione 1.

Le caratteristiche merceologiche del gasolio utilizzato sono riportate nella tabella seguente.


		Caratteristiche gasolio ai sensi del D.Lgs. 152/06 Allegato X alla Parte V - Parte II - Sezione 1		Caratteristiche merceologiche del gasolio utilizzato
Parametro	U. M.	Valore	Metodo di analisi	Valore
Viscosità a 40°C	mm ² /s	Da 2 a 7,4	EN ISO 3104	<7
Acqua e sedimenti	% (V/V)	≤ 0,05	UNI 20058	<0,02
Nikel + vanadio	mg/Kg	≤ 15	UNI E 09.10.024.0 EN 13131	<15
PCB/PCT	mg/Kg	Inferiore al limite di rilevabilità	DIN 51527 EN 12766	Inferiore al limite di rilevabilità
Zolfo	% (m/m)	≤ 0,10	UNI EN ISO 8754 UNI EN ISO 14596	10 mg/kg

Una stima delle quantità di gasolio impiegate come combustibile viene fornita nella seguente tabella:

Apparecchiatura	Consumi gasolio (Kg/h)	Durata funzionamento (h/anno)	Quantità totale annua Combustibile (Kg)
Motore diesel di emergenza OBM-A	18,4	150 (stima)	2760
Motore diesel di emergenza FPSO	46	150 (stima)	6900
Totale consumi annui di gasolio			9660

Si riportano nel seguito i consumi stimati delle altre materie prime, dei fluidi e dei chemicals che verranno utilizzati per la coltivazione del campo.

Materie Prime / Chemicals	Unità di Misura	Consumi
Acqua demineralizzata	kg/h	400
Azoto	kg/h	10

	Identificazione del documento AIA OBMA – all B18	Indice di revisione	Numero di fogli 31 / 39
		01	

Aria strumenti	Nm ³ /h	350
Antischiuma	kg/giorno	0,1
Ammine (DEA)	kg/giorno	1
Glicole (DEG)	kg/giorno	1,2

I circuiti di processo nei quali vengono impiegati i fluidi sopra elencati sono circuiti chiusi, nei quali i materiali vengono utilizzati, rigenerati e quindi rimessi in circuito. Ai fluidi rigenerati poi si aggiungono giornalmente le quantità sopra indicate per integrarne il consumo durante il trattamento.

4.2 Materie in uscita: scarichi, rifiuti, emissioni, rumore.

4.2.1 Scarichi

Gli **scarichi in mare** prodotti dal progetto sono estremamente limitati; di seguito si riportano le descrizioni dei sistemi di raccolta e smaltimento dei fluidi di processo e dei drenaggi provenienti dalle strutture.

L'acqua di produzione separata dall'olio nei separatori sarà destinata alla reiniezione in giacimento eseguita secondo i disposti dell'art. 104 del D.Lgs 152/2006, mediante un sistema di pompaggio. Il sistema verrà posizionato a bordo dell'FPSO, dove sarà presente comunque un serbatoio di stoccaggio come soluzione temporanea di back up in caso di malfunzionamento del sistema.


Secondo le attuali previsioni di produzione, il sistema di reiniezione entrerà in funzione non prima del quarto anno di produzione, quando si prevede l'inizio della produzione di acqua dal giacimento di olio, a cui si dovrebbe aggiungere l'acqua dagli strati a gas pliocenico a partire dall'ottavo anno di produzione. Non verrà pertanto predisposto, allo stato attuale del progetto, un pozzo iniettore. Si prevede di individuare uno o più pozzi iniettori durante la produzione del campo.

Nel periodo transitorio (0-4 anni) qualora fosse presente dell'acqua di formazione, questa potrà essere accumulata nel serbatoio di stoccaggio ubicato sull'FPSO, e quindi inviata a terra per lo smaltimento mediante bettolina. L'eventuale acqua derivante dagli strati del Pliocene potrà inoltre essere inviata negli impianti esistenti del gruppo "Santo Stefano Mare" tramite condotta di trasporto insieme al gas stesso e trattata e smaltita utilizzando le facilities qui già presenti.

Durante la fase produttiva degli impianti (piattaforma ed FPSO) tutti i circuiti di processo saranno dotati di sistemi di drenaggio che permetteranno di raccogliere i fluidi di processo nel caso di depressurizzazione manuale delle linee per interventi di manutenzione saltuarie e programmate (closed drains).

Nel sistema "closed drain" della piattaforma potranno essere convogliati anche i fluidi in fase liquida prodotti durante lo spurgo pozzi olio, attività che può essere eseguita all'inizio della vita produttiva di ciascun pozzo ed ha durata estremamente limitata.

Oltre alla rete di raccolta dei drenaggi chiusi sopra descritta, sia sulla piattaforma, sia sull'FPSO sarà presente una rete dei drenaggi aperti, che raccoglie le acque potenzialmente oleose provenienti da bacini di contenimento serbatoi, dal lavaggio aree cordunate, ecc.

	Identificazione del documento AIA OBMA – all B18	Indice di revisione	Numero di fogli 32 / 39
		01	

Sia i drenaggi chiusi, sia i drenaggi aperti saranno convogliati in serbatoi di raccolta dedicati, periodicamente svuotati per mezzo di bettolina.

Tutti gli altri scarichi non inquinanti della piattaforma e dell'FPSO (prevalentemente acque meteoriche) verranno scaricati in mare tramite il sea-sump, dove eventuali tracce di idrocarburi, separati dall'acqua per gravità, si accumulano in superficie. La frazione separata viene quindi raccolta ed inviata periodicamente tramite una pompa portatile ad una bettolina per opportuno smaltimento a terra.

I dreni (principalmente acque meteoriche) dell'eliporto presente sull'FPSO sono invece raccolti in un serbatoio dedicato dimensionato per raccogliere il carburante dell'elicottero in caso di rottura del suo serbatoio. L'acqua separata in questo serbatoio viene trattata e scaricata in mare mentre gli idrocarburi separati vengono inviati al serbatoio recupero drenaggi.

Per quanto riguarda i reflui civili si precisa che:

- la piattaforma, spresidiata, sarà dotata esclusivamente di un modulo di sopravvivenza, da utilizzare solo nel caso in cui, in condizioni meteomarine avverse, la squadra di manutenzione non riuscisse ad abbandonare la struttura. Tale modulo sarà dotato di un sistema di raccolta dei reflui con recapito finale in un serbatoio che, quando necessario, verrà svuotato tramite bettolina.
- Sull'FPSO, che in fase di produzione si può assumere presidiato da 15 presone, i reflui civili (scarichi w.c., lavandini, docce, cambusa, etc..) prodotti verranno trattati dall'impianto di trattamento in dotazione alla nave prima dello scarico in mare, in conformità a quanto stabilito dalle Leggi 662/80 e 438/82 che recepiscono le disposizioni delle norme internazionali MARPOL.


4.2.2 Rifiuti

La gestione dei **rifiuti** prodotti sulla piattaforma OMB-A sarà contestuale ai rifiuti prodotti sull'FPSO.

La gestione e il successivo smaltimento/recupero di tutti i rifiuti prodotti avverrà in accordo al D.Lgs. 152/06 e s.m.i., Parte IV "Norme in materia di gestione dei rifiuti e di bonifica dei siti inquinati".

Si riporta di seguito l'elenco dei rifiuti che potranno essere prodotti.

DESCRIZIONE	CODICE CER
NON PERICOLOSI	
rifiuti biodegradabili di cucine e mense	20 01 08 - RSU
Imballaggi in materiali misti	15 01 06
batterie e accumulatori	16 06 02 (Cadmio) 16 06 04 (Alcaline)
stracci, assorbenti, materiali filtranti	15 02 03
materiali ferrosi	17 04 05
materiali isolanti	17 06 04
vetro	17 02 02
plastica	17 02 03
rifiuti dell'attività di costruzione e demolizione	17 09 04

 Medoilgas Italia S.p.A. <small>Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Psc</small>	Identificazione del documento AIA OBMA – all B18	Indice di revisione	Numero di fogli 33 / 39
		01	

DESCRIZIONE	CODICE CER
apparecchi elettrici ed elettronici	16 02 14
PERICOLOSI	
batterie e accumulatori	16 06 03 (Mercurio)
rifiuti oleosi; morchie di fondami di serbatoi	05 01 03
rifiuti contenenti olio	16 07 08
oli esauriti oli sintetici per circuiti idraulici	15 01 06
acqua/olio di sentina	13 04 03
tubi fluorescenti	20 01 21
filtri olio	16 01 07
imballaggi contenenti residui di sostanze pericolose	15 01 10
assorbenti, materiali filtranti, stracci e indumenti protettivi contaminati da sostanze pericolose	15 02 02
materiali isolanti	17 06 03

4.2.3 Emissioni in atmosfera

Per quanto concerne le **emissioni in atmosfera**, al fine di minimizzare l'impatto dei nuovi impianti, si è scelto di alimentare le utenze elettriche e quelle termiche generando le rispettive potenze con impianti centralizzati, alimentati con combustibile di giacimento (gas metano).

Tale soluzione permette di limitare il numero dei punti di emissione e controllare al meglio l'emissione complessiva, anche grazie al maggiore rendimento degli impianti di taglia maggiore rispetto ai piccoli impianti.

I trattamenti di processo che possono comportare emissioni in atmosfera sono stati ubicati sull'FPSO, dove la presenza del Termodistruttore permette di abbattere al meglio gli inquinanti potenzialmente contenuti nei flussi residui di lavorazione.


La piattaforma si presenta quindi quasi come un ciclo chiuso; le emissioni non eliminabili sono esclusivamente quelle legate al corretto funzionamento dell'impianto ed alla salvaguardia dello stesso e del giacimento rispetto alle emergenze (emissioni occasionali di manutenzione ed emissioni di emergenza).

A bordo dell'FPSO tutti gli scarichi tecnicamente convogliabili sono stati convogliati al termodistruttore, mentre tutti i serbatoi di stoccaggio potenzialmente fonte di emissioni fugitive, sono stati pressurizzati e ventati anch'essi al termodistruttore.

Di seguito vengono riportati i dati relativi alle singole emissioni in atmosfera.

Piattaforma Ombrina Mare:


- EMISSIONE P1: sfiato da manutenzione apparecchiature da candela HP (di alta pressione)
- Portata max emissione: 5950 Kg/h
- Fluido emesso: Fumi di combustione di Gas naturale pliocenico convogliato alla candela

	Identificazione del documento AIA OBMA – all B18	Indice di revisione	Numero di fogli 34 / 39
		01	

- La durata dell'emissione prevista è di 60' circa per 1 volta all'anno per ciascun pozzo (6 pozzi).
- Gli inquinanti presenti nei fumi sono:
 - CO: 70 mg/Nm³ (0,35 Kg/h)
 - NOx: 820 mg/Nm³ (3,9 Kg/h)
- EMISSIONE P2 (spurgo pozzi da braccio di spurgo operativo)
 - Quantità di gas naturale spurgato: 3690 Nm³/h (2670 kg/h); fumi stimati, circa 67.350 Kg/h di fumi secchi.
 - Frequenza: 1 operazione per ciascuna stringa all'avviamento; ulteriori operazioni per work-over dei pozzi. Ciascuna operazione ha durata di 6 ore.
 - Inquinanti presenti:
 - CO: 70 mg/Nm³ (3,8 Kg/h)
 - NOx: 820 mg/Nm³ (44 Kg/h)
- EMISSIONE EP1 (fumi motori generatore diesel di emergenza da circa 100 kW)
 - Prova settimanale della durata di 30 minuti, circa 26 ore/anno.
 - La portata di gas esausto emessa in atmosfera dal generatore è di 1725 kg/h (1318 Sm³/h).
 - Composizione fumi in uscita di un motore della tipologia richiesta (O₂% mol 5)
 - monossido di carbonio (CO): 44 mg/Nm³
 - ossidi di azoto (NOx): 752 mg/Nm³
 - Idrocarburi (VOC): 13 mg/Nm³
 - Polveri totali: 15 mg/Nm³
- EMISSIONE EP2 (fumi di combustione gas metano da candela alta pressione per depressurizzazione di EMERGENZA)
 - Portata gas blow-down: 1500 Sm³/giorno (42,7 Kg/h)
 - Portata fumi di combustione stima: 914 Sm³/h (1080 Kg/h)
 - Gli inquinanti presenti nei fumi sono:
 - CO: 70 mg/Nm³
 - NOx: 820 mg/Nm³

FPSO

- EMISSIONI S1 – S2 (fumi motori generatore gas da 1MW cad.)
 - Portata emissione: 7198 kg/h
 - Scarico continuo per 8.760 ore/anno.
 - NOx 250 mg/Nm³ (0,379 g/s)
 - CO 650 mg/Nm³ (0,985 g/s)
 - NMHC 376 mg/Nm³ (0,570 g/s)

 Medoilgas Italia S.p.A. <small>Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Psc</small>	Identificazione del documento AIA OBMA – all B18	Indice di revisione	Numero di fogli 35 / 39
		01	

- SO_x 10 mg/Nm³ (0,015 g/s)

- EMISSIONE S3 (fumi di combustione della caldaia a gas dedicata al riscaldamento di hot oil, di potenza circa 1600 KW)

- Portata totale dei fumi di combustione (stima) 3352 kg/h (2540 Nm³/h)

- Scarico continuo per 8.760 ore/anno:

- Ossidi di zolfo (SO₂) <800 mg/Nm³
- Ossidi di Azoto (NO₂) <350 mg/Nm³
- Monossido di carbonio (CO) <100 mg/Nm³
- Sostanze organiche volatili (COT) <10 mg/Nm³
- Polveri <10 mg/Nm³

Non avendo a disposizione, allo stato attuale del progetto, i dati delle concentrazioni di inquinanti nei fumi provenienti dal costruttore della caldaia, è solo possibile garantire che le emissioni saranno inferiori ai valori limite sopra riportati.

- EMISSIONE S4 (fumi di combustione del Termodistruttore)

Il Termodistruttore presenta una emissione continua derivata dalla combustione di tutti gli sfiati, i gas di coda e le emissioni convogliabili presenti sull'FPSO in condizioni di normale esercizio, in particolare provenienti dalle seguenti unità:


- stoccaggio fluidi di processo
- rigenerazione e stoccaggio DEG,
- drenaggi di processo/oleosi,
- desalter (unità di separazione e stabilizzazione olio)
- riscaldamento gas
- trattamento gas combustibile
- trattamento acque di processo
- trattamento LOCAT
- Unità di compressione

La combustione avviene ad una temperatura minima di 950 °C per un tempo di almeno 2 secondi e con eccesso di ossigeno non inferiore al 6%, come imposto dal D.Lgs. 152/06, All.I alla Parte quinta, Parte IV, Sezione 2 “Impianti per la coltivazione degli idrocarburi e dei fluidi geotermici”, Par. 2.2.

- Portata emissione: 550 kg/h

- Scarico continuo per 8.760 ore/anno:

- NO_x 250 mg/Nm³ (0.02894 g/s)
- CO 10 mg/Nm³ (0,00116 g/s)
- COT <20 mg/Nm³ (0,008 g/s) **
- SO_x 44 mg/Nm³ (0,00509 g/s)
- H₂S 1,5 mg/Nm³ (0,00018 g/s)

 Medoilgas Italia S.p.A. <small>Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Pic</small>	Identificazione del documento AIA OBMA – all B18	Indice di revisione	Numero di fogli 36 / 39
		01	

- Polveri 10 mg/Nm³ (0,00116 g/s)

** nota: “Non è disponibile per questo parametro un valore accettabile fornito dal costruttore. Verrà richiesto al fornitore del package la garanzia del rispetto di questo valore limite.”

- EMISSIONE S5: fumi di combustione bruciatori Torcia acida LP (di bassa pressione)

La torcia LP in condizioni di normale esercizio presenta solo le emissioni legate alla combustione del gas metano attraverso i bruciatori presenti sul tip, alimentati da gas di giacimento.

- Portata fumi di combustione (stima): 135 Nm³/h (165 Kg/h)
- Gli inquinanti presenti nei fumi sono:

- SO₂: 3,9 mg/Nm³ (0,0005 Kg/h)
- CO: 70 mg/Nm³ (0,0095 Kg/h)
- NO_x: 820 mg/Nm³ (0,11 Kg/h)
- HC (C₃+): 7 mg/Nm³ (0,001 Kg/h)

- EMISSIONE S6: fumi di combustione bruciatori Torcia acida HP (di alta pressione)

La torcia HP in condizioni di normale esercizio dell'impianto presenta solo le emissioni legate alla combustione del gas metano attraverso i bruciatori presenti sul tip, alimentati da gas di giacimento.


- Portata fumi di combustione (stima): 217 Nm³/h (270 Kg/h)
- Gli inquinanti presenti nei fumi sono:

- SO₂: 3,9 mg/Nm³ (0,0009 Kg/h)
- CO: 70 mg/Nm³ (0,015 Kg/h)
- NO_x: 820 mg/Nm³ (0,18 Kg/h)
- HC (C₃+): 7 mg/Nm³ (0,002 Kg/h)

- EMISSIONE ES1 (fumi motori generatore diesel di emergenza FPSO da circa 250 kW)

- Prova settimanale della durata di 30 minuti, circa 26 ore/anno.
- La portata di gas esausto emessa in atmosfera dal generatore è di 3146 kg/h (2403 Sm³/h).
- Composizione fumi in uscita di un motore della tipologia richiesta (O₂% mol 5)
 - monossido di carbonio (CO): <500 mg/Nm³
 - ossidi di azoto (NO_x): <1000 mg/Nm³
 - Idrocarburi (VOC): <1500 mg/Nm³
 - Polveri totali: <130 mg/Nm³

Non avendo a disposizione, allo stato attuale del progetto, i dati delle concentrazioni di inquinanti nei fumi provenienti dal costruttore del motore, è solo possibile ipotizzare che le emissioni saranno inferiori ai valori limite sopra riportati ed imporre tale vincolo

 Medoilgas Italia S.p.A. <small>Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc</small>	Identificazione del documento AIA OBMA – all B18	Indice di revisione	Numero di fogli 37 / 39
		01	

al fornitore della apparecchiatura. I valori di emissione devono rispettare i limiti di emissione fissati dal D. Lgs. 152/06 art. 269, Allegato 1 alla Parte V – Parte III, punto 3

- EMISSIONE ES2 (fumi di combustione gas metano da fiaccola alta pressione per depressurizzazione di EMERGENZA FPSO)

- Portata gas blow-down: 23334 Sm³/h (15867 Kg/h)

- Portata fumi di combustione stima: 342510 Sm³/h (404650 Kg/h)

- Inquinanti presenti nei fumi di combustione (Calcolate con i fattori di emissione EMEP-CORINEAIR “Emission Inventory Guidebook”)

- monossido di carbonio (CO): 70 mg/Nm³
- ossidi di azoto (NO_x): 820 mg/Nm³
- Idrocarburi (VOC): 7 mg/Nm³
- Idrogeno solforato (H₂S): 0,0004 mg/Nm³
- Ossidi di zolfo (SO_x): 3,9 mg/Nm³

- EMISSIONE ES3 (fumi di combustione gas metano da fiaccola bassa pressione per depressurizzazione di EMERGENZA FPSO ed EMERGENZA TERMODISTRUTTORE)

- Portata dimensionante: 100000 Sm³/giorno (2834 Kg/h)

- Portata fumi di combustione stima: 61165 Sm³/h (72265 Kg/h)

- Inquinanti presenti nei fumi di combustione (Calcolate con i fattori di emissione EMEP-CORINEAIR “Emission Inventory Guidebook”)


- monossido di carbonio (CO): 70 mg/Nm³
- ossidi di azoto (NO_x): 820 mg/Nm³
- Idrocarburi (VOC): 7 mg/Nm³
- Idrogeno solforato (H₂S): 0,0004 mg/Nm³
- Ossidi di zolfo (SO_x): 3,9 mg/Nm³

Emissioni diffuse

Le emissioni diffuse della piattaforma OBMA e dell’FPSO, non tecnicamente convogliabili, sono dovute a trafilamenti di gas dalle componenti delle apparecchiature nelle quali si ha il passaggio degli idrocarburi: valvole, flange e tenute delle apparecchiature.

Per la stima delle emissioni diffuse, in questa fase, si può utilizzare un approccio semplificato basato sull’utilizzo di fattori di emissione medi per tipologia d’impianto tratti da letteratura. Tali fattori sono stati elaborati partendo dalle misurazioni effettuate sui vari componenti in relazione alla produttività degli impianti. Le prime elaborazioni sono state prodotte proprio sugli impianti di produzione gas (Global Reporting Initiative, 1999). I valori qui utilizzati per le stime sono quelli indicati dall’American Petroleum Institute nel “Compendium of greenhouse gas Emissions methodologies for the Oil and Natural gas Industry – Fugitive Emission Estimation Methods”, 2009.

La stima dei quantitativi di gas emesso si ottiene quindi partendo dal dato di produttività dell’impianto (espresso in volume di gas naturale prodotto) moltiplicato per il fattore di emissione tipico degli impianti offshore per l’estrazione del gas.

	Identificazione del documento AIA OBMA – all B18	Indice di revisione	Numero di fogli 38 / 39
		01	

Tipologia impianto	Produttività campo	Fattori di emissione ^{a)}	Emissioni fuggitive di CH ₄ per il campo Ombrina Mare (tonn/anno) ^{b)}
Produzione olio	7500 bbl/g	$9,386 \cdot 10^{-5}$ tonn _{CH₄} /bbl prodotto	324,4
Produzione gas	85000 Sm ³ /g	$3,673 \cdot 10^{-1}$ tonn _{CH₄} /m ³ prodotto	14,4
Totale			338,8
a) E' considerato un gas naturale con un contenuto del 78.8 % molare di CH ₄ . b) La stima del quantitativo di emissioni fuggitive è stata effettuata adeguando il fattore di emissione di riferimento al reale contenuto di metano nel gas estratto pari a circa 99,5%.			

4.2.4 Rumore

Le emissioni di rumore sono principalmente dovute a:


- compressori;
- motogeneratori;
- pompe;
- gru;
- termodistruttore,
- caldaia,
- aircooler;
- skid addolcimento e recupero zolfo;
- unità di disidratazione.

Per le sorgenti di emissione continua è garantito un livello sonoro massimo nel rispetto dei requisiti stabiliti dalla normativa vigente (D.Lgs. 81/08 e s.m.i.), se installate in spazi aperti (topsides).

Saranno presenti apparecchiature fonte di emissioni sonore attive solo in caso di guasto o incidente (emergenza): valvole di sicurezza e depressurizzazione (PSV e BDV) e orifizi.

Allo stato attuale del progetto non sono disponibili dati di emissione sonora delle apparecchiature specifiche. Di seguito vengono elencati dei valori indicativi per tipologia di apparecchiatura, provenienti da impianti oil&gas esistenti. Per le pompe ed i compressori previsti per un impianto con queste caratteristiche, l'emissione sonora sarà molto variabile, in funzione del fluido, delle caratteristiche operative (pressioni) e della tipologia di apparecchiatura. Per il dettaglio su tali sorgenti, si rimanda all'allegato B24.

Sorgente	Emissione Acustica (dBA@1m)
COMPRESSORI	90 - 80
MOTOGENERATORI A GAS	90
MOTOGENERATORI DIESEL	85
POMPE	90 - 75
GRU	85

 Medoilgas Italia S.p.A. <small>Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc</small>	Identificazione del documento AIA OBMA – all B18	Indice di revisione	Numero di fogli 39 / 39
		01	

TERMODISTRUTTORE	100
CALDAIA	90
AIRCOOLER	90
ADDOLCIMENTO E RECUPERO ZOLFO	100
UNITA' DI DISIDRATAZIONE	90

RIFERIMENTI

API RP 2G “Production facilities on offshore structures”

API RP 14C “Recommended practice for analysis, design, installation and testing of basic surface safety system for offshore production platform”

API RP 520 “Design and installation of pressure relieving systems in Refineries, Part. I e II”

API RP 521 “Guide for pressure relieving and depressuring systems”

AIA OMBRINA MARE – allegato A25 - schemi a blocchi di processo Piattaforma OMBA ed FPSO.