

[Handwritten signature]
Ufficio Tecnico della Commissione VIA e VAS

La presente copia fotostatica composta di N° 15 fogli è conforme al suo originale.

Roma, li 28-01-2013



Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare

Commissione Tecnica di Verifica dell'Impatto Ambientale – VIA e VAS

* * *

Parere n. 1154 del 25 gennaio 2013

Recu

Progetto	<p><i>Parere art 9 DM 150/07</i></p> <p>Progetto di coltivazione del giacimento di idrocarburi Ombrina Mare nell'ambito della concessione di coltivazione d30 B.C – MD. Revisione parere CTVA/541</p>
Proponente	Medoil Italia S.p.A.

[Handwritten notes and signatures at the bottom of the page]

1. n. 8

La Commissione Tecnica di Verifica dell'Impatto Ambientale – VIA e VAS

VISTA la nota della DVA n 1621 del 11/7/2012, acquisita dalla CTVIA con n 2486 del 11/7/2012 con la quale *“non avendo la scrivente, nelle more degli adempimenti di cui all'art.10 bis della legge 241/90, ancora conclusa la procedura di VIA con un decreto di compatibilità ambientale negativo, alla luce della normativa di recente introduzione si chiede a codesta Commissione VIA e VAS di proseguire nell'attività istruttoria al fine di giungere ad una compiuta analisi nel merito del progetto”*;

VISTO il Decreto Legislativo del 3 aprile 2006, n. 152 e s.m.i., recante “Norme in materia ambientale” così come modificato ed integrato dal Decreto Legislativo 16 gennaio 2008, n. 4 e dal Decreto Legislativo 29 giugno 2010, n. 128;

CONSIDERATO il comma 5 dell'art. 4 del D.Lgs 29 giugno 2010, n. 128, che dispone che *“Le procedure di VAS, VIA e AIA avviate precedentemente all'entrata in vigore del presente decreto sono concluse ai sensi delle norme vigenti al momento dell'avvio del procedimento”*;

VISTO il Decreto del Presidente della Repubblica del 14 maggio 2007, n. 90 concernente *“Regolamento per il riordino degli organismi operanti presso il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, a norma dell'articolo 29 del D.L. 4 luglio 2006, n.223, convertito, con modificazioni, dalla L. 4 agosto 2006, n.248”* ed in particolare l'art.9 che ha istituito la Commissione tecnica di verifica dell'impatto ambientale - VIA e VAS;

VISTO il Decreto Legge 23 maggio 2008, n. 90, convertito in legge il 14 luglio 2008, L. 123/2008 *“Conversione in legge, con modificazioni, del Decreto legge 23 maggio 2008, n. 90 recante misure straordinarie per fronteggiare l'emergenza nel settore dello smaltimento dei rifiuti nella regione Campania e ulteriori disposizioni di protezione civile”* ed in particolare l'art. 7 che modifica l'art. 9 del DPR del 14 maggio 2007, n. 90;

VISTO il Decreto del Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare prot. n. GAB/DEC/150/07 del 18 settembre 2007 di definizione dell'organizzazione e del funzionamento della Commissione tecnica di verifica dell'impatto ambientale – VIA e VAS;

VISTO il Decreto del Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare prot. N. GAB/DEC/150/07 del 18 settembre 2007 di definizione dell'organizzazione e del funzionamento della Commissione tecnica di verifica dell'impatto ambientale – VIA e VAS;

VISTO il Decreto Legge del 06 Luglio 2011, n. 98, convertito nella legge n.111 del 15 luglio 2011, art. 5 comma 2 bis;

VISTO il Decreto GAB/DEC/112/2011 del 19/07/2011 del Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare di nomina dei componenti della Commissione Tecnica per la Verifica dell'Impatto Ambientale - VIA e VAS ed i successivi decreti integrativi;

VISTA la domanda di pronuncia di compatibilità ambientale presentata dalla Società Medoiligas Italia S.p.A. in data 03 dicembre 2009 concernente il Progetto di coltivazione del giacimento di idrocarburi Ombrina Mare nell'ambito della concessione di coltivazione d30 B.C-MD da realizzarsi al largo delle coste abruzzesi;

CONSIDERATO che dopo la presentazione dell'istanza di compatibilità ambientale è entrato in vigore il DL 29/06/2010 n.128 pubblicato sulla GURI n. 186 del 11/08/2010 *“modifiche e integrazioni al decreto legislativo 03/04/2006, n.152, recante norme in materia ambientale, a norma dell'art 12 della legge 18/06/2009. N.69”*;

VISTO il parere della CTVIA n 541 del 7.10.2010 con il quale si esprimeva parere negativo alla coltivazione in ossequio al comma 17 dell'art. 6 del D. Lgs. 152/2006 come modificato ed integrato dal Decreto Legislativo 29 giugno 2010, n. 128 che prevedeva il divieto di ricerca, di prospezione nonché di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi in mare nelle zone di mare poste entro dodici miglia marine dal perimetro delle aree marine e costiere protette e che le disposizioni si applicano ai procedimenti autorizzatori in corso alla data di entrata in vigore del DL;

CONSIDERATO che con nota del 8/11/2010 il MATTM ha comunicato alla società il preavviso di rigetto dell'istanza di VIA, sulla base della previsione introdotta dall'art.2, comma 3, lett.h, del D.Lgs. n.128/2010;

VISTO l'art. 35 "Disposizioni in materia di ricerca ed estrazione di idrocarburi" della Legge 7/8/2012 n. 134, conversione in Legge, con modificazioni, del Decreto-Legge 22/6/2012, n. 83, recante misure urgenti per la crescita del Paese, in particolare per le modifiche apportate all'articolo 6, comma 17, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, che viene sostituito dal seguente: «17. Ai fini di tutela dell'ambiente e dell'ecosistema, all'interno del perimetro delle aree marine e costiere a qualsiasi titolo protette per scopi di tutela ambientale, in virtù di leggi nazionali, regionali o in attuazione di atti e convenzioni dell'Unione europea e internazionali sono vietate le attività di ricerca, di prospezione nonché di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi in mare, di cui agli articoli 4, 6 e 9 della legge 9 gennaio 1991, n. 9. Il divieto è altresì stabilito nelle zone di mare poste entro dodici miglia dalle linee di costa lungo l'intero perimetro costiero nazionale e dal perimetro esterno delle suddette aree marine e costiere protette, fatti salvi i procedimenti concessori di cui agli articoli 4, 6 e 9 della legge n. 9 del 1991 in corso alla data di entrata in vigore del decreto legislativo 29 giugno 2010 n. 128 ed i procedimenti autorizzatori e concessori conseguenti e connessi, nonché l'efficacia dei titoli abilitativi già rilasciati alla medesima data, anche ai fini della esecuzione delle attività di ricerca, sviluppo e coltivazione da autorizzare nell'ambito dei titoli stessi, delle eventuali relative proroghe e dei procedimenti autorizzatori e concessori conseguenti e connessi. Le predette attività sono autorizzate previa sottoposizione alla procedura di valutazione di impatto ambientale di cui agli articoli 21 e seguenti del presente decreto, sentito il parere degli enti locali posti in un raggio di dodici miglia dalle aree marine e costiere interessate dalle attività di cui al primo periodo, fatte salve le attività di cui all'articolo 1, comma 82-sexies, della legge 23 agosto 2004, n. 239, autorizzate, nel rispetto dei vincoli ambientali da esso stabiliti, dagli uffici territoriali di vigilanza dell'Ufficio nazionale minerario per gli idrocarburi e le georisorse, che trasmettono copia delle relative autorizzazioni al Ministero dello sviluppo economico e al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare. Dall'entrata in vigore delle disposizioni di cui al presente comma è abrogato il comma 81 dell'articolo 1 della legge 23 agosto 2004, n. 239. A decorrere dalla data di entrata in vigore della presente disposizione, i titolari delle concessioni di coltivazione in mare sono tenuti a corrispondere annualmente l'aliquota di prodotto di cui all'articolo 19, comma 1 del decreto legislativo 25 novembre 1996, n. 625, elevata dal 7% al 10% per il gas e dal 4% al 7% per l'olio. Il titolare unico o contitolare di ciascuna concessione è tenuto a versare le somme corrispondenti al valore dell'incremento dell'aliquota ad apposito capitolo dell'entrata del bilancio dello Stato, per essere interamente riassegnate, in parti uguali, ad appositi capitoli istituiti nello stato di previsione del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e del Ministero dello sviluppo economico, per assicurare il pieno svolgimento rispettivamente delle azioni di monitoraggio e contrasto dell'inquinamento marino e delle attività di vigilanza e controllo della sicurezza anche ambientale degli impianti di ricerca e coltivazione in mare.»

CONSIDERATO che il permesso di ricerca relativo all'area di progetto è stato rilasciato con D. M. il 5 maggio 2005 dal Ministero dello Sviluppo Economico e pubblicato sul Bollettino Ufficiale degli Idrocarburi e della Geotermia n° 6 del 30/06/2005 e che con D. M. del 27 aprile 2012 è stata concessa dal Ministero per lo Sviluppo Economico una Proroga di anni 3, a decorrere dal 5 maggio 2012, del permesso di ricerca stesso;

CONSIDERATO che l'area di progetto che in base alla pregressa normativa (D.Lgs. 128/2010) rientrava tra le aree di divieto per attività di ricerca, sviluppo e coltivazione in quanto l'area di progetto più vicina si trova a circa 6.5 Km dalla costa, mentre in base alla vigente normativa, all'art.35, comma 1, del D.L. n. 83/2012 (convertito in legge n. 134/2012) entrato in vigore il 26 Giugno 2012, viene esclusa dal divieto in quanto, in base alla nuova normativa, il regime transitorio del divieto per le attività di ricerca e coltivazione

degli idrocarburi in mare istituito dall'art. 2, comma 3, lett. H del D.Lgs. 125/2010, non si applica ai procedimenti concessori di cui all'art. 9, legge n. 9/1991 che, come quello in oggetto, erano in corso alla data di entrata in vigore del D.Lgs. n. 128/2010 (26/8/2010).

VISTA la nota della DVA acquisita dalla CTVIA con n 2486 del 11/7/2012 con la quale, su richiesta del Proponente e venuto meno il precedente fondamento normativo posto alla base del preavviso di rigetto, richiede alla CTVIA di proseguire l'iter istruttorio;

VISTA la nota DVA – Divisione IV Rischio rilevante-AIA del 4/10/2012 acquisita alla CTVA con prot. n 3755 del 19/10/2012 dalla quale si rileva che per i primi quattro anni di funzionamento dell'impianto non è necessaria l'Autorizzazione Integrata Ambientale poiché sono previste unicamente emissioni in atmosfera, mentre invece non sono previsti scarichi idrici né altre tipologie di emissioni per le quali è richiesta una delle altre autorizzazioni sub allegato IX al D.Lgs. n. 152/2006 e che sino al momento in cui sarà necessario procedere alla reiniezione delle acque di strato viene ritenuta sufficiente la sola autorizzazione alle emissioni in atmosfera.

CONSIDERATO che con nota del 24/10/2012, n.prot. CTVIA 3818/2012, il MATTM ha richiesto al Proponente di voler comunicare se la società intendesse attivare unicamente il procedimento per il rilascio dell'autorizzazione alle emissioni in atmosfera e rinviare l'acquisizione dell'AIA al momento in cui sarà necessario procedere alla re-iniezione delle acque di strato, oppure attivare sin da subito il procedimento per l'AIA, e che con seguente nota il Proponente ha reso noto di voler seguire la prima opzione procedimentale, presentando quindi unicamente istanza per le emissioni in atmosfera per i primi 4 anni di esercizio;

VISTA la nota della DVA acquisita dalla CTVIA con n 4273 del 23/11/2012, con la quale si comunica al Comune di Ortona, al Comune di San Vito Chietino, al Comune di Fossacesia, al Comune di Vasto alla Provincia di Chieti e alla Regione Abruzzo, il riavvio del procedimento e si invitano le amministrazioni, qualora interessate, a far pervenire, le proprie osservazioni entro il termine indicato;

VISTA la istanza di autorizzazione alle emissioni e relativa documentazione tecnica, presentata dal Proponente ai sensi del art.269 del D.Lgs. 152/2006 e ss.mm.ii., acquisita dalla CTVA in data 19/12/2012 con n. prot. 4682;

VISTO il parere, positivo con prescrizioni, espresso dal Ministero per i Beni e le Attività Culturali con nota prot. n DG/PBAAC/34.19.04/19889/2010 del 30/06/2010, pervenuta in data 08/07/2010 al prot. n. DVA-2010-17034, acquisita dalla CTVIA con prot. n. 2320 del 13/7/2010;

PRESO ATTO che non risulta pervenuto il parere della Regione Abruzzo;

VISTE E CONSIDERATE le numerose osservazioni presentate da Enti Pubblici e Privati, da Associazioni, esercizi commerciali e singoli cittadini pervenute, elencate ed esaminate nel parere n. 541 del 7.10.2010, che esprimono contrarietà in relazione ai seguenti argomenti:

- sviluppo turistico;
- degrado ambientale per la presenza di una nuova torre di perforazione;
- impatto negativo di traffico, presenza di strutture a mare, smaltimento rifiuti, rilascio metalli pesanti;
- inquinamento da vernici, combustibili, reflui;
- timore di possibili nocuenti irreversibili per le aree SIC;
- pesca;
- sversamento di idrocarburi liquidi in mare;
- specie ittiche, rettili, i mammiferi marini e avifauna;
- spiaggiamento cetacei;
- possibili insorgenze di patologie nell'uomo in conseguenza dell'attività di sfruttamento idrocarburi

- legate al rilascio di sostanze pericolose volatili e/o solubili e/o solide;
- interferenza con la flotta peschereccia e con le linee commerciali;

VISTE le controdeduzioni alle osservazioni presentate dal Proponente in data 13 ottobre 2010;

VISTE E CONSIDERATE le nuove osservazioni acquisite dalla CTVA con n. 3322 del 20/9/2012 (Comitato Abruzzese Beni Comuni), n. 4613 del 14/12/2012, con prot. n. 4783 del 27/12/2012, con prot. n. 56 del 9/1/2013 e con n. prot. 147 del 14/01/2013 (Comune di Fossacesia), con n. 4647 del 17/12/2012 (riserva Naturale Lecceta di Torino di Sangro e Sig.ra Ilaria Giangrande), con n. prot. 64 del 9/1/2013 (Comune di Vasto), con n. prot. 591 del 10/1/2013 (Comune di Lanciano) e con prot. n. 146 del 14/1/2013 (Associazione Parco della Maiella e costa dei Trabocchi), i cui argomenti vengono di seguito elencati:

- turismo
- subsidenza
- stato ecologico delle acque
- sicurezza
- analisi di rischio
- rifiuti
- fauna ittica
- opzione zero

CONSIDERATO che le osservazioni, qualora pertinenti, sono state debitamente considerate, affrontate nel testo del presente parere e tenute in considerazione nella definizione del quadro prescrittivo;

VISTA la documentazione esaminata che si compone dei seguenti elaborati:

- studio di impatto ambientale e progetto fornito dalla Società Medoilgas Italia S.p.A. in data 03/12/2009 prot. n. exDSA-2009-34243 del 18/12/2009;
- integrazioni fornite dalla Società Medoilgas Italia S.p.A. in data 09/03/2010 prot. n. DVA-2010-07172 del 15/03/2010;
- integrazioni fornite dalla Società Medoilgas Italia S.p.A. in data 17/06/2010 prot. n. DVA-2010-15646 del 18/06/2010;
- nota tecnica del Proponente, prot. CTVA n. 4759 del 21/12/2012;
- istanza di autorizzazione alle emissioni in atmosfera, art.269 del D.Lgs. 152/2006, presentata dalla Società Medoilgas Italia S.p.A. e acquisita dalla CTVA con n. prot. 4682 del 19/12/2012.

- Analisi della documentazione

Quadro di riferimento programmatico

CONSIDERATO che il riavvio del progetto è coerente con la normativa internazionale, comunitaria e nazionale esistente, ed in particolare con:

- La Convenzione delle Nazioni Unite sul Diritto del Mare, che definisce il regime giuridico del tratto di mare interessato dal progetto;
- La Convenzione di Barcellona, a cui aderiscono tutti gli stati del Mediterraneo, che contiene il quadro normativo in materia di lotta all'inquinamento e protezione dell'ambiente marino per quanto in vigore;
- La Convenzione di Londra (MARPOL), che costituisce il documento internazionale di riferimento

per la prevenzione dell'inquinamento da navi;

- Convenzione delle Nazioni Unite sul Diritto del Mare;
- Convenzione di Barcellona;
- Convenzione di Londra;
- “Parere del Comitato e sociale europeo sul tema Definizione di una politica energetica per l’Europa (strategia di Lisbona)” del 12 luglio 2007;
- Piano Energetico Nazionale (PEN);
- Legge n. 9 del 9 Gennaio 1991 “Norme per l’Attuazione del Nuovo Piano Energetico Nazionale”;
- Legge 9/91 (Art.2) prevede inoltre l’estensione dell’applicazione della procedura di VIA alle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi;
- Legge 23 Agosto 2004, n. 239 “Riordino del Sistema Energetico, nonché Delega al Governo delle Disposizioni Vigenti in Materia di Energia” (Legge Marzano);
- l’art. 35 “Disposizioni in materia di ricerca ed estrazione di idrocarburi” della Legge 7/8/2012 n. 134, conversione in Legge, con modificazioni, del Decreto-Legge 22/6/2012, n. 83, recante misure urgenti per la crescita del Paese, in particolare per le modifiche apportate all’articolo 6, comma 17, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152,

Motivazione e inquadramento dell’intervento

CONSIDERATO che l’intervento prevede la realizzazione, nel sito ove è presente un pozzo esplorativo già autorizzato, di una piattaforma per l’estrazione degli idrocarburi, delle relative sealines di collegamento e di una struttura galleggiante di trattamento e stoccaggio olio (FPSO), con il relativo sistema di ancoraggio che sarà posizionata a circa 4/5 km a NE della piattaforma di estrazione.

CONSIDERATO che il tratto della costa abruzzese più prossimo all’ubicazione della piattaforma è situato ad una distanza minima dalla costa di circa 6,5 km, è compreso tra Punta del Cavalluccio e San Vito Chetino, in provincia di Chieti. Il porto di Ortona dista circa 10,5 km verso WNW, la foce del fiume Sangro, corrispondente al limite inferiore del permesso di ricerca B.R269.GC, è situata circa 10 km verso Sud.

CONSIDERATO che Il fondo marino, nel punto di ubicazione del pozzo, ha una profondità di 20,6 m su di un fondale prevalentemente fangoso, mentre le profondità dei tratti di mare impegnati dall’installazione delle infrastrutture di progetto variano tra circa 10 e 50 m e il sistema di ancoraggio della FPSO sarà posizionato ad una profondità di 42 metri;

CONSIDERATO che l’iniziativa prevede di sfruttare i giacimenti, già oggetto di campagne di ricerca effettuate negli anni passati che hanno evidenziato, in particolare con la perforazione dei pozzi Ombrina Mare 1 (1987) e Ombrina Mare 2-2dir (2008), la presenza di olio nei carbonati della piattaforma Apula e diffuse mineralizzazioni a gas biogenico nella successione pliocenica sovrastante. Il piano di sviluppo comprende, quindi, sia la coltivazione dell’olio, presente nei carbonati, sia del gas, mediante pozzi perforati a partire dall’ubicazione del pozzo Ombrina Mare 2dir, in corrispondenza del quale si installerà la piattaforma di produzione denominata “Ombrina Mare A”;

Regime vincolistico

CONSIDERATO che dall’analisi della carta dei vincoli emerge che la zona di mare nella quale saranno collocati gli impianti (Piattaforma “Ombrina Mare A, FPSO, Sealines) non ricade all’interno di aree sottoposte a vincoli paesistici/ambientali o tutelate dal regime di aree naturali protette.

CONSIDERATO che per quanto attiene alla zona costiera prospiciente gli impianti, sono sottoposti a tutela dei beni paesaggistici i territori costieri per una fascia di 300 m dalla linea di battigia (vincolo L.431/85; oggi art. 142 D.Lgs 42/2004 "Codice dei beni culturali e del paesaggio"), i fiumi e corsi d'acqua per una fascia di 150 m da entrambe le sponde (vincolo L.431/85; oggi art. 142 D.Lgs 42/2004, le aree boscate tutelate ai sensi dell'art. 142, lettera F del D.Lgs 42/2004, le aree sottoposte a vincolo paesaggistico dichiarate di notevole interesse pubblico dalla L. 1497/39 (oggi art. 136 del D.Lgs 42/2004). In particolare con D.M. 21/06/1985 è stata vincola l'area di costa (codice del vincolo 130102) denominata "Fascia costiera che va da Francavilla al Mare fino a San Salvo con colline degradanti sul mare" che interessa tutta la costa della Provincia di Chieti e parte delle aree più interne, inglobando le singole aree vincolate istituite in precedenza

CONSIDERATO che sulla costa sono presenti i siti della Rete Natura 2000:

- il SIC IT7140106 "Fosso delle Farfalle";
- il SIC IT7140107 "Lecceca litoranea di Torino di Sangro e foce del Fiume Sangro"

CONSIDERATO che le rilevanze marine di maggior pregio si riscontrano ad oltre 80 km a SE del sito, nelle Isole Tremiti, dichiarate riserva marina con D.M. del 14 luglio 1989 e dal 1996 inserita all'interno del Parco Nazionale del Gargano. Inoltre con D.M. 22 gennaio 2009 è stata istituita la Zona di Tutela Biologica "Area Tremiti".

CONSIDERATO che per quanto di propria competenza, la Capitaneria di Porto di Ortona ha emanato in data 16/10/2008 l'Ordinanza 86/2008 (in vigore dal 20 ottobre 2008) che disciplina le attività di ricerca ed estrazione di idrocarburi e gas naturali dagli impianti off-shore posizionati nelle acque di giurisdizione del Compartimento marittimo di Ortona e che le aree di progetto in questione sono comprese nella suddetta ordinanza;

Quadro di riferimento progettuale

Risultati Geologici e Minerari del Pozzo Esplorativo Ombrina Mare 2-2Dir

CONSIDERATO che il pozzo Ombrina Mare 2-2dir (dreno sub orizzontale del pozzo ombrina mare 2 ove si è effettuato un flow test a seguito della rinvenuta mineralizzazione ad olio nei livelli mio-oligocenici del foro pilota) è stato perforato con l'impianto jack-up "G.H. GALLOWAY" della Società Transocean circa un chilometro a E del pozzo Ombrina Mare 1 (OBM1) ed il foro verticale (OBM2) è stato chiuso minerariamente mentre il dreno sub-orizzontale (OBM 2Dir) è stato completato in singolo con tubino da 3"1/2 rivestito in Duoline. La testa pozzo è attualmente posizionata su una struttura di sostegno a circa 13 m s.l.m. in attesa della fase di coltivazione del giacimento.

CONSIDERATO che le produzioni previste dalla configurazione di progetto sono :

- 5.000/7.000 barili /g, 795.000 litri/g, pari a circa 280.000 tonnellate/anno, che corrispondono a circa il 6% della produzione nazionale annua (2009);
- 85.000 Smc/g, 9.3 milioni Sm3/anno di gas (P1+P2);

CONSIDERATO che il Proponente in relazione alla opzione zero, che prevede la non realizzazione dell'intervento fa presente nel SIA che "l'attività di perforazione ha segnato un crollo a partire dai primi anni Ottanta - dai 344.547 metri del 1982 ai 55.810 del 2011 (-11%) - concentrato nell'esplorazione, con 715 metri perforati nel 2011 contro i 269.000 del 1982. Simmetrico il drastico calo del numero di pozzi perforati: dai 139 del 1982 ai 37 del 2011 (-73%), con quelli esplorativi crollati da 104 a 1". (Fonte: White paper "Petrolio e gas in Italia" realizzato da 'RIE- Ricerche Industriali ed Energetiche' su incarico di 'Assomineraria', concluso nel mese di settembre 2012) e che la realizzazione del pozzo esplorativo aveva il compito di verificare la possibilità di coltivazione di un giacimento idoneo, mentre in relazione alle alternative, analizza diversi scenari di sviluppo in particolare per quanto attiene al trattamento, allo stoccaggio e al trasporto dell'olio e del gas compreso il possibile invio dell'olio a terra al Centro Olio di Miglianico di futura realizzazione, per mezzo di sealine per il trasporto dell'olio con approdo circa 15 km a

N di Ortona, un oleodotto *on-shore* di circa 2,5 km tra il punto di approdo e la postazione del pozzo Miglianico 1 e, da questo, al Centro Olio a circa 5 km dal pozzo.

CONSIDERATO che lo scenario di progetto adottato dal Proponente prevede *“la presenza di un serbatoio galleggiante (FPSO) di ultima generazione con capacità di stoccaggio e la realizzazione delle seguenti strutture: piattaforma OBM-A di produzione olio in multifase e di produzione del gas pliocenico, normalmente non presidiata, con minima presenza a bordo di sistemi di processo per il trattamento del gas pliocenico; FPSO con sistemi di processo per il trattamento olio, gas e acqua di strato e sistema di generazione elettrica per i consumi interni e l'alimentazione della piattaforma OBM-A; Sealine per il trasporto in multifase da OBM-A a FPSO; Sealine per il trasferimento del gas da OBM-A alla piattaforma esistente Santo Stefano Mare 9; Cavo di alimentazione elettrica da FPSO a OBM-A e ombelicali di servizio. La piattaforma OBM-A verrà connessa all'esistente pozzo Ombrina Mare 2 Dir (OBM2 Dir) la cui testa pozzo è impostata su un CP da 30" stabilizzato da due pali verticali, anch'essi da 30", con un sistema di struttura a traliccio munito di imbarcadero. Il serbatoio galleggiante (FPSO) sarà presidiato ed ubicato circa 4-5 km a NE della piattaforma centrale OBM-A, avrà – oltre alle funzioni di trattamento e di stoccaggio dell'olio (circa 45-50.000 tonn) – anche quella di alloggio del personale del campo. Sarà inoltre equipaggiato con l'attrezzatura anti-inquinamento del campo (recuperatori meccanici, panne galleggianti, disperdente, ecc) e elementi di segnalazione, di sicurezza e di evacuazione (helideck) previsti dalla legge. La produzione di energia elettrica con l'impiego del gas di giacimento sarà centralizzata sull'FPSO e distribuita a tutte le strutture del campo. La boa di ormeggio del serbatoio galleggiante sarà solidale con lo stesso, permettendogli di ruotare a 360° per ottimizzare la posizione rispetto al vento attivo. Sarà attrezzata per permettere il passaggio dell'olio proveniente da OBM-A e avviato verso l'FPSO. Con frequenza di circa una volta al mese, un tanker verrà affiancato al FPSO per svuotarne i serbatoi (operazione di allibo).”*

CONSIDERATO che il piano di sviluppo comprende, quindi, sia la coltivazione dell'olio presente nei carbonati sia quella del gas, mediante pozzi perforati a partire dall'ubicazione del pozzo Ombrina Mare 2dir, in corrispondenza del quale si installerà la piattaforma di produzione denominata “Ombrina Mare A” (OBM-A). Il piano di sviluppo sarà dunque interamente *off-shore* con una piattaforma di produzione (Ombrina Mare A, adiacente al pozzo OBM2Dir), da cui sarà perforato un numero di pozzi di sviluppo variabile tra 4 e 6, in funzione dei risultati minerari progressivamente ottenuti.

VALUTATO che l'allacciamento della sealine di trasporto del gas al campo esistente di Santo Stefano Mare appare la soluzione migliore anche dal punto di vista ambientale in quanto prevede l'impiego di infrastrutture *onshore* e *offshore* già esistenti con conseguente loro razionalizzazione d'uso ed evita che sia realizzata una condotta specifica con relativo approdo su arenile e opere connesse quali l'allacciamento alla rete SNAM;

VALUTATO che lo stoccaggio dell'olio completamente in *offshore*, su nave a doppio scafo in aderenza alla nuova normativa IMO-allegato I della convenzione MARPOL 73/78, Regolamento (UE) n. 530/2012 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 giugno 2012 sulla *“introduzione accelerata delle norme in materia di doppio scafo o di tecnologia equivalente per le petroliere monoscafo”* che abroga il regolamento (CE) n. 2978/94 del Consiglio, appare migliorativa da un punto di vista ambientale rispetto alla realizzazione di specifica condotta per il trasporto dell'olio con approdo circa 15 km a N di Ortona, la conseguente realizzazione di un oleodotto *on-shore* e delle numerose opere connesse da realizzare a terra;

CONSIDERATO che le strutture previste in progetto previsto al largo delle coste abruzzesi, sono schematicamente le seguenti:

una piattaforma di produzione gas pliocenico ed olio (OBMA) tipo *Jack-up*, con dimensioni di circa 50/60 x 45/40 m con gambe retrattili, a sezione triangolare;

un serbatoio galleggiante (FPSO) per i 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. 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 mentre l'esportazione dei fluidi prodotti verrà effettuata con il trasferimento di questi ultimi (operazione di allibo) su una nave che, in funzione della capacità di stoccaggio del FPSO, avverrà all'incirca una volta al mese. Il serbatoio galleggiante (FPSO) sarà presidiato ed ubicato circa 5 km a NE della piattaforma centrale OBM-A;

CONSIDERATO che il Proponente ha individuato nel tipo di nave "PANAMAX" a doppio scafo il FPSO, la cui classe è contraddistinta da una larghezza max 33 m circa, una lunghezza max 320 m circa, ed una capacità di stoccaggio del serbatoio di olio di circa 45-50.000 tonnellate in camere riscaldate e capacità di stoccaggio di acqua di formazione da 10000 a 15000 m³ ricavabile dal volume di stoccaggio disponibile inizialmente per l'olio e capacità di zolfo puro prodotto dalla desolforazione (circa 540 kg/d per circa un mese) il cui sistema di generazione principale è composto da motori alternativi alimentati dal gas di giacimento per produzione energia elettrica di servizio a tutte le apparecchiature presenti su OMB-A e FPSO (4 unità da 1MW ciascuna di cui 2 di backup).

la boa di ancoraggio, costituita da un cilindro dal diametro di circa 5 m, vincolata da 6 catene del diametro di 5" ¾ della lunghezza di circa 500 metri, fissate al fondo marino tramite dei pali con diametro di 72", lunghi circa 40 metri, infissi nel fondo marino per circa 30 metri. ancore di fondo mare boa di ormeggio FPSO-tipologia ancoraggio: 6 catene di diametro 5" ¾ e della lunghezza di 500 metri;

Le seguenti condotte e cavi:

Diametro	lunghezza	Servizio
12"	4-5 km	Sealine trasporto olio multifase da OBM-A a FPSO
6"	12 km	Sealine trasporto gas da OBM-A a SSM -9
6"	4-5 km	Sealine trasporto acqua di formazione da OBM-A ad FPSO
6"	4-5 km	Sealine trasporto acqua di formazione da FPSO ad OBM-A
3"	4-5 km	Sealine trasporto back up fuel gas da OBM-A a FPSO
4"	4-5 km	Fuel gas in eccesso da FPSO a SSM-9 via OBM-A
1,5"	4-5 km	DEG esausto da OBM-A a FPSO

CONSIDERATO che tutte le condotte, ad eccezione del sealine tra OBM-A e SSM 9, saranno riunite in un unico fascio.

CONSIDERATO che il Proponente dichiara che le infrastrutture per lo sviluppo del campo Ombrina Mare saranno progettate per rispondere ai seguenti obiettivi:

- contenimento impatto ambientale;
- produzione in multifase dal reservoir ad olio;
- produzione gas dai livelli a gas metano e trattamento;
- trasferimento del gas pliocenico verso l'esistente piattaforma Santo Stefano Mare 9 (SSM-9) del vicino campo Santo Stefano Mare;
- trattamento del gas associato all'olio per generazione dell'energia necessaria al sistema;
- trattamento e stoccaggio o reiniezione dell'acqua di strato;
- rimozione H2S dal gas e stoccaggio zolfo inerte;
- trasferimento olio a petroliere

Cantiere

Piattaforma

CONSIDERATO che il progetto prevede una durata di circa 30 gg per l'installazione della piattaforma, la battitura dei pali, l'installazione del deck e 45 giorni per la perforazione di ciascun pozzo;

CONSIDERATO che saranno presenti a supporto delle operazioni due Supply Vessels da 1200 tonnellate ciascuno, operanti 24 ore su 24 e un mezzo navale di sollevamento tipo Crane-Barge;

Handwritten signatures and initials at the bottom of the page.

Condotte

CONSIDERATO che il progetto prevede circa 30 gg di lavori per la posa di circa 0.5 km al giorno di sealines e che durante la posa delle condotte è prevista la presenza di navi e/o mezzi subacquei di tipologie diverse tra i quali:

- una nave di assistenza al ROV (Remotely Operated Vehicle), il mezzo che provvede all'esecuzione delle indagini sottomarine prima, durante e dopo la posa;
- un mezzo posa-tubi (lay-barge), sul quale sarà assemblata la condotta;
- i mezzi navali di assistenza al mezzo di posa, (rimorchiatori salpa ancore, navi per il trasporto dei tubi e del materiale di supporto, mezzi per la movimentazione del personale).

FPSO

CONSIDERATO che L'FPSO sarà allestito e completato lontano dal sito di installazione ed in esercizio verrà ormeggiato alla boa costituita da un cilindro tenuto in posizione da catene disposte a raggiera e collegate a pali o ancore.

Quadro di riferimento ambientale

prevenzione dei rischi ambientali

CONSIDERATO che il progetto prevede, per la fase di perforazione, l'utilizzo di fanghi che sono normalmente costituiti da acqua resa colloidale ed appesantita con l'uso di appositi additivi (bentonite, ecc) che permettono al fango di mantenere in sospensione i materiali d'appesantimento ed i detriti, anche a circolazione ferma, con la formazione di gel, e di formare il pannello di copertura sulla parete del pozzo

CONSIDERATO che l'impianto dei fanghi di circolazione è a circuito chiuso e che sono previste apparecchiature di sicurezza come *blowout preventers* (B.O.P.);

CONSIDERATO che i fluidi ad acqua sono composti non solo da argille naturali del gruppo della bentonite ma anche da materiali di appesantimento (i.e. polveri minerali di barite, siderite, sali solubili quali cloruro di sodio, di calcio o di potassio, oppure bromuro di potassio, di calcio o zinco, ecc.), necessari per aumentare il peso specifico atto alla rimozione e trasporto sino al deck del "Jack-up" dei *cutting* generati dagli scalpelli, oltre a tutta una serie di agenti viscosizzanti (i.e. minerali argillosi oppure polimeri naturali o sintetici) e additivi chimici (emulsionanti, antischiumogeni, lubrificanti, etc.) e che, in caso di dispersioni incontrollate, tali prodotti possono essere tossici per molti organismi marini anche a lunga distanza dai punti di emissione,

VALUTATO che per la realizzazione della perforazione dei pozzi dovranno essere utilizzati fluidi (detti anche fanghi) a base d'acqua con divieto assoluto di utilizzo di fluidi alternativi a base d'olio ancorché dichiarati a bassa tossicità e sull'argomento, nel dispositivo finale, si prescrive che siano fornite preventivamente le schede tecniche di sicurezza e le caratteristiche qualitative e quantitative dei fluidi di perforazione e relativi componenti, esattamente come indicato dal D.M. 28.07.1994 e ss.mm.iii.

VALUTATO che sull'argomento inoltre si raccomanda comunque l'utilizzo di fluidi bio-compatibili contenenti gel biodegradabili resi disponibili recentemente nel mercato (fluidi "clay-free") destinati ad applicazioni in cui l'elevata biodegradabilità è fondamentale.

CONSIDERATO che l'acqua di strato, di cui è prevista la produzione a partire dal 4° anno di coltivazione del campo, sarà inviata alla piattaforma e da qui re-iniettata in giacimento tramite pozzi appositamente completati, mentre sino a quel tempo o comunque sino "al momento in cui sarà necessario procedere alla re-iniezione delle acque di strato", nota Mattm prot. DVA-2012-0025651 del 24/10/2012, è previsto lo stoccaggio a bordo del FPSO, che ha una capacità di 10-15.000 mc, ed il successivo invio mediante bettolina su terraferma per lo smaltimento

prevenzione dell' inquinamento marino

CONSIDERATO che l'impianto di perforazione *off-shore* è dotato di un sistema di drenaggio e contenimento, al fine di impedire qualsiasi sversamento in mare di acque piovane contaminate, fango di perforazione e/o oli di sentina. Detti rifiuti vengono raccolti in cassonetti e trasferiti a terra per il successivo smaltimento finale. I detriti di perforazione sono anch'essi raccolti in cassonetti e trasferiti a terra per il trattamento e lo smaltimento finale.

CONSIDERATO che la testa pozzo è dotata di apparecchiature di sicurezza (BOP), comandate dall'impianto di perforazione, il cui scopo è quello di bloccare fuoriuscite incontrollate di fluidi di strato (olio, gas, acqua). Queste apparecchiature vengono montate in numero e tipo tali da garantire la tenuta idraulica sulla pressione esercitata dai fluidi di strato con tutta l'attrezzatura che si può avere in pozzo al momento dell'eruzione ed anche con pozzo senza attrezzatura. Inoltre il loro numero e la sequenza di montaggio sono tali da consentire in caso di malfunzionamento di una di queste, di poter impiegare quella montata in successione.

CONSIDERATO che l'impianto di perforazione è assistito 24 ore su 24 da una nave appoggio che oltre a fungere da stoccaggio temporaneo per i materiali necessari alla perforazione (gasolio, acqua, bentonite, barite, casings) è dotato di opportuna scorta di disperdente e attrezzato con appositi bracci per il suo eventuale impiego in mare in caso di sversamenti accidentali di olio.

CONSIDERATO che la base di appoggio a terra, il porto di Ortona, sarà dotata dell'attrezzatura necessaria per un primo intervento di emergenza tramite le navi appoggio in caso di sversamenti accidentali di olio in mare, con le seguenti attrezzature:

- 500 m di barriere antinquinamento,
- 2 skimmer (recuperatori meccanici) per la raccolta dell'olio galleggiante sulla superficie dell'acqua,
- 200 fusti di disperdente chimico
- materiale oleo-assorbente (sorbent booms, sorbent blanket, ecc.)

CONSIDERATO che la nave dovrà rispettare tutte le normative nazionali ed internazionali (IMO Standard) in materia di sicurezza della navigazione, della prevenzione degli inquinamenti, dovrà essere dotata di sistemi di allertamento per segnalare la presenza di situazioni pericolose e di malfunzionamento per le quali si renderà necessario l'intervento di personale specializzato, dovrà essere 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, dovrà essere dotata di attrezzatura anti-inquinamento, come prevista dalla legge (recuperatori meccanici, panne galleggianti, disperdente, ecc) e degli equipaggiamenti di segnalazione, di sicurezza e di evacuazione previsti dalla legge, così come peraltro meglio indicato nel quadro prescrittivo;

VALUTATO che per quanto riguarda la prevenzione da inquinamento e da rischi ambientali, in particolare per quanto attiene alla risalita accidentale e incontrollata in superficie di fluidi in pozzo, *blow-out*, il Proponente ha debitamente considerato le evenienze e preso le opportune precauzioni in aderenza agli standard internazionali, alle migliori pratiche che dovranno essere attuate, alle necessarie procedure e attrezzature per le emergenze che sono previste e alla nave appoggio (h 24) dotata di opportune scorte di disperdenti e attrezzata per eventuali sversamenti accidentali di olio, oltre ad ulteriori misure che dovranno essere adottate e che sono indicate nel quadro prescrittivo;

produzione dei rifiuti

CONSIDERATO che il Proponente analizza le quantità e le tipologie di rifiuto che verranno prodotte partendo dai dati sulla produzione di rifiuti della perforazione del Pozzo Ombrina Mare 2/2 Dir, e suddivide per codice CER, le quantità di rifiuti producibili.

I rifiuti sono costituiti da:

- rifiuti di tipo urbano (lattine, cartoni, legno, stracci, ecc.);
- rifiuti derivanti dalla perforazione (fango in eccesso e detriti intrisi di fango);

- acque reflue (acque di lavaggio impianto, meteoriche, di sentina);
- liquami civili (scarichi w.c., lavandini, docce, ecc.);

CONSIDERATO che a bordo della piattaforma vengono effettuati solo trattamenti relativi a:

- residui alimentari;
- liquami civili (scarichi w.c., lavandini, docce, cambusa);
- liquami di sentina;

mentre vengono raccolti e trasferiti a terra per successivo trattamento e smaltimento:

- il fango di perforazione;
- i detriti perforati;
- le acque di lavaggio;
- gli oli;
- i rifiuti solidi urbani e assimilabili.

VALUTATO che in relazione alla prevenzione dei rischi ambientali, alla prevenzione dell'inquinamento marino e alla produzione e trattamento dei rifiuti, il Proponente elenca una serie di misure di prevenzione e di mitigazione che saranno adottate che potranno consentire di limitare i rischi per l'ambiente e che tali misure di prevenzione si ritengono congrue e dovranno essere implementate, oltre ad ulteriori misure che sono elencate nel quadro prescrittivo.

VALUTATO che i rifiuti dovranno essere trattati a norma di legge, per il rispettivo smaltimento o recupero, in conformità con il D.Lgs 152/06 e s.m.i. parte IV..

CONSIDERATO e **VALUTATO** che per quanto attiene alle acque di formazione o strato, il sistema di reiniezione entrerà in funzione nel quarto anno di produzione o comunque 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 presumibilmente a partire dall'ottavo anno di produzione.

CONSIDERATO e **VALUTATO** che pertanto 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, con procedure che il Proponente espone e che si ritengono congrue.

VALUTATO che gli unici scarichi potranno essere costituiti da reflui non inquinanti provenienti dalla piattaforma e dell'FPSO (prevalentemente acque meteoriche), dove eventuali tracce di idrocarburi sono separati dall'acqua per gravità, raccolti ed inviati periodicamente per l'opportuno smaltimento a terra.

Emissioni in atmosfera

CONSIDERATO che il Proponente ha presentato una relazione tecnica sulle emissioni in atmosfera ai sensi dell'art. 269 del D. Lgs. 152/06 e s.m.i., redatto dalla società *Basis Engineering* in data 5/12/2012 che analizza le emissioni in atmosfera in condizioni operative normali degli impianti del "Campo Ombrina Mare", costituiti da due strutture distinte: la piattaforma Ombrina Mare A (OBM-A) e il serbatoio FPSO, collegati fra loro da sealines e ombelicali.

VISTA la nota della DVA – Divisione IV Rischio rilevante-AIA del 4/10/2012 acquisita alla CTVA con prot. n 3755 del 19/10/2012) in base all'art. 24 comma 1 lett. I del D.L. 5/2012(come modificato dalla legge di conversione n. 35/2012) che all'allegato VIII alla parte seconda del D.Lgs. n. 152/2006 " terminali di rigassificazione ed altri impianti localizzati in mare su piattaforme offshore", con la quale si demanda all'AIA l'autorizzazione alle emissioni dopo il quarto anno di esercizio;

CONSIDERATO che tale relazione tecnica è allegata alla istanza di autorizzazione alle emissioni in atmosfera ai sensi dell'art. 269 del D. Lgs. 152/06, acquisita dalla CTVA con n. prot. 4682 del 19/12/2012.

CONSIDERATO che il Proponente ha presentato, oltre alla citata relazione tecnica, uno studio modellistico su area vasta per analizzare gli effetti sulla qualità dell'aria delle emissioni in atmosfera indotte dalla realizzazione del Progetto Ombrina Mare "analisi degli effetti sulla qualità dell'aria delle emissioni in atmosfera" redatto dalla società *SERVIZI TERRITORIO s r l* di Cinisello Balsamo (Mi);

CONSIDERATO che in detto studio l'impatto sulla qualità dell'aria degli inquinanti viene stimato mediante il modello di dispersione non stazionario Calpuff, con approccio lagrangiano a puff, realizzato dalla Earth Tech Inc. per conto del California Air Resource Board e dell'US.EPA. Calpuff, che oltre ad utilizzare algoritmi non stazionari per il calcolo della dispersione degli inquinanti, è in grado di gestire le situazioni di calma di vento. Le simulazioni modellistiche sono state effettuate per stimare la ricaduta al suolo di ossidi di azoto (NO_x), CO, SO₂, idrocarburi non metanici (NMHC), H₂S e polveri totali (PTS).

CONSIDERATO che lo studio modellistico è stato realizzato utilizzando i dati meteorologici forniti da Arpa per un punto in mare localizzato all'interno del dominio di simulazione. I dati sono riferiti all'anno 2011 e descrivono il profilo verticale di temperatura, velocità e direzione del vento. I rimanenti parametri necessari alla costruzione dell'input al modello sono relativi alla sola quota superficiale. I risultati delle simulazioni modellistiche della dispersione in atmosfera delle sostanze inquinanti sono rappresentati mediante mappe di isoconcentrazione a livello del suolo, sovrapposte ad una base cartografica che rappresenta il dominio di simulazione. Le curve di isolivello sono espresse in termini di concentrazione nell'aria ambiente (µg/m³ o mg/m³ per il CO). Le concentrazioni al suolo stimate dalle simulazioni modellistiche sono messe in relazione con i limiti per la qualità dell'aria definiti dalla normativa nazionale.

CONSIDERATO che il dominio territoriale preso a riferimento per la simulazione è stato scelto in modo da consentire la rappresentazione dei principali effetti delle ricadute al suolo delle emissioni di inquinanti atmosferici e ha una dimensione di 14 km in direzione est-ovest e 14 km in direzione nord-sud e sul dominio territoriale sono stati sovrapposti i risultati delle simulazioni rappresentati mediante curve di isoconcentrazione e ognuno dei parametri calcolato per stimare l'impatto dell'impianto è rappresentato mediante una mappa di isoconcentrazione delle ricadute al suolo sovrapposte alla cartografia territoriale: I risultati vengono presentati per mezzo di mappe di isoconcentrazione suddivise per inquinante e parametro statistico.

CONSIDERATO che la valutazione dell'impatto è stata effettuata in rapporto ai limiti per la qualità dell'aria fissati dal D.Lgs. 155/10 e a tal fine sono stati considerati come valori di riferimento le concentrazioni nei "punti di massima ricaduta" (risultanti nello studio del modello diffusionale a pag.28 e "localizzati in corrispondenza dei punti di emissione" insistenti su FPSO o piattaforma, valori di concentrazioni tendenti a diminuire con la distanza dalla sorgente) e le "concentrazioni in punto campione sulla costa" (località di Vallevò - CH).

CONSIDERATO che le simulazioni modellistiche sono state effettuate per stimare le ricadute al suolo di NO_x, CO, SO₂, idrocarburi non metanici (NMHC), H₂S e polveri totali (PTS);

CONSIDERATO che per quanto riguarda le emissioni in atmosfera durante la fase di installazione della piattaforma i contributi saranno relativi alle operazioni di posizionamento ove saranno coinvolti due Supply Vessels da 1200 tonnellate ciascuno, operanti 24 ore su 24 ed un mezzo navale di sollevamento tipo Crane-Barge;

CONSIDERATO che per quanto riguarda le emissioni nelle fasi di installazione della boa di ormeggio coinvolgeranno n. 1 mezzo navale, mentre per l'FPSO non sono previsti contributi rilevanti in quanto arriverà già attrezzata via mare e dovrà essere ancorata al sistema di ormeggio, una volta realizzato.

CONSIDERATO che nella fase di produzione (esercizio) sull'unità FPSO (individuata come la sorgente emissiva) sono previsti 6 punti di emissione in atmosfera:

- Termodistruttore
- Caldaia per la fornitura di energia termica

- Motori a gas (n. 2) per la fornitura di energia elettrica
- Torcia HP
- Torcia LP

e che tali sorgenti hanno una operatività continua durante l'anno pari a 8760 ore

CONSIDERATO che la potenza termica necessaria alle diverse utenze del FPSO viene generata da una caldaia alimentata a fuel gas ed il Proponente dichiara che le concentrazioni di inquinanti saranno inferiori ai limiti imposti dal D.Lgs. 152/2006, All. 1, parte V;

CONSIDERATO che ai sensi della Parte III dell'Allegato I alla Parte V del D.Lgs. 152/06 e s.m.i., "non si applicano valori di emissioni ai gruppi elettrogeni d'emergenza ed altri motori fissi a combustione interna funzionanti solo in caso di emergenza".

CONSIDERATO che il termodistruttore riceve i gas residui provenienti dall'unità di recupero zolfo e dall'unità di rigenerazione glicole ed in caso di avaria dell'unità di recupero zolfo il termodistruttore è predisposto per ricevere il gas acido proveniente dall'unità di rigenerazione dell'ammina. La combustione del gas acido avrà durata estremamente limitata poiché l'intero processo di produzione verrà concepito per andare in blocco automaticamente, con chiusura dei pozzi, in caso di tali malfunzionamenti.

CONSIDERATO che il bruciatore della caldaia avrà emissioni in atmosfera costituite dai prodotti di combustione del metano. Le concentrazioni degli inquinanti emessi (principalmente CO ed NO_x), come dichiarato, saranno inferiori ai limiti imposti dal Dlgs 152/06 Allegato I - parte V. In ogni caso il gas metano utilizzato come combustibile è costituito da gas di giacimento, in linea con quanto stabilito dal D. Lgs. 152/06 Allegato I - Parte IV Sezione 2 - 2.6.

CONSIDERATO che la torcia atmosferica di emergenza al termodistruttore ha anche funzione di torcia di bassa pressione del sistema di depressurizzazione dell'FPSO in caso di emergenze ed è dotata al tip di 3 bruciatori pilota, ciascuno da 3Nm₃/h di fuel gas, sempre accesi per evitare fuoriuscite di H₂S in caso di emergenza e che in condizioni operative di esercizio l'emissione ad essa associata sarà dovuta esclusivamente ai fumi di combustione dei piloti (47 kg/h a 1750°C).

VALUTATO che il modello proposto è il modello Calpuff, modello di dispersione non stazionario, con approccio lagrangiano a puff, realizzato dalla Earth Tech Inc. per conto del California Air Resource Board e dell'US EPA. Calpuff, con la sua catena di pre-processor (Calmet) e post-processor (Calpost) è uno dei "preferred models - recommended for regulatory use" adottati ufficialmente dall'US EPA, come risulta dalle Linee Guida del registro federale dei modelli per la qualità dell'aria (Guideline on Air Quality Models, Federal Register - Appendix W N. 72, April 15, 2003/ Rules and Regulations).

VALUTATO che dai risultati del modello, graficati nelle mappe di isoconcentrazione delle ricadute del suolo-sovrapposte alla cartografia territoriale- relativamente all'esercizio dell'unità FPSO (principale sorgente emissiva), data l'ubicazione a notevole distanza dalla costa, le emissioni di inquinanti non risultano incidere sulla qualità dell'aria in terraferma e che, inoltre:

- i "punti di massima ricaduta" (in corrispondenza dei quali il modello stima le cosiddette "C_{MAX}" o "concentrazioni massime") per tutti gli inquinanti analizzati sono localizzati in corrispondenza del punto di emissione ;
- il punto individuato sulla costa abruzzese in corrispondenza del quale vengono invece stimate le cosiddette "C_{COSTA}" o "concentrazioni sulla linea di costa" è identificato nel punto campione rappresentato dalla località di Vallevò (CH);

VALUTATO che gli inquinanti vengono esaminati secondo i parametri statistici coerenti con il pertinente riferimento legislativo (Dlgs 155/2010: "99.8-mo percentile" delle medie orarie per NO_x; "100-mo percentile" della media su 8 ore per CO; "99.7-mo percentile" delle medie orarie e "99.2-mo percentile giornaliero" per SO₂; "100-mo percentile" della media su 3 ore per NMHC; "90.4-mo percentile" 24h per

PTS/polveri totali confrontati con i limiti per la qualità dell'aria stabiliti dal D.Lgs. 155/2010 - DGR IX/3018 della Regione Lombardia : "99.8-mo percentile" orario per H2S) e che:

- le ricadute di NOx sono localizzate abbastanza omogeneamente intorno all'unità FPSO con i valori massimi in corrispondenza delle fonti di emissione, mentre il valore di 2.27 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ rappresenta la C_{COSTA} rispetto alla C_{limite} del Dlgs 155/2010 pari a 200 $\mu\text{g}/\text{m}^3$;
- L'impatto delle ricadute di CO può essere confrontato con il limite di qualità dell'aria pari a 10 mg/m^3 come massimo valore della media su otto ore (D.Lgs. 155/10).
I risultati evidenziano che il contributo aggiuntivo alle ricadute di CO è molto contenuto sia in prossimità delle sorgenti (C_{MAX} 0.03 mg/m^3) che lungo la costa (C_{costa} 0.002 mg/m^3);
- le ricadute di SO₂ sono dovute unicamente alle sorgenti presenti su FPSO ed il contributo aggiuntivo alle ricadute di SO₂ dovuto a tali sorgenti è inferiore ai limiti normativi per la qualità dell'aria stabiliti per questo inquinante (C_{limite} nel Dlgs 155/2010). In particolare sulla costa l'apporto aggiuntivo di SO₂ è contenuto (C_{COSTA} 1.0 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ per il parametro statistico del 99,7-mo percentile e 0.2 per il parametro statistico del 99.2-mo percentile giornaliero con i valori di C_{limite} rispettivamente fissati dal Dlgs 155/2010 a 7.9 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ e 9.1 $\mu\text{g}/\text{m}^3$);
- gli idrocarburi non metanici (NMHC) sono emessi unicamente dalle sorgenti presenti sull'unità FPSO e il contributo aggiuntivo alle ricadute di NMHC, sia come valore nel punto di massima ricaduta (C_{MAX} 2.35 $\mu\text{g}/\text{m}^3$) che come valore sulla costa (C_{COSTA} 0.31 $\mu\text{g}/\text{m}^3$) è inferiore al limite assunto come riferimento, C_{limite} 200 $\mu\text{g}/\text{m}^3$, in realtà limite normativo per la qualità dell'aria introdotto dal D.P.C.M. 28 marzo 1983, successivamente abrogato dal D.Lgs. 155/10, ma senza l'introduzione di un nuovo limite di riferimento per gli NMHC);
- Le emissioni di H₂S sono attribuibili al solo termodistruttore presente sull'unità FPSO; lo stesso H₂S viene trattato nello studio del Proponente principalmente come sostanza potenzialmente odorigena (in base alle Linee Guida recentemente emesse dalla regione Lombardia (Dgr IX/3018 del 15 febbraio 2012); in tal senso le concentrazioni stimate dalle simulazioni modellistiche evidenziano ricadute contenute (secondo il parametro statistico del 98-mo percentile orario), inferiori alla soglia odorigena per questo inquinante riportata nel Dgr IX/3018 della Regione Lombardia (C_{MAX} 0.012 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ e C_{Costa} 0.0001 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ a fronte di una Concentrazione Soglia C_{Soglia} pari a 0.4 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ - DGR citata- e alla stessa Concentrazione che l'Organizzazione Mondiale della Sanità stabilisce come valore che causa effetti nocivi sulla salute umana: 0.15 mg/m^3 mediato sulle 24 ore); i valori di punta descritti dal 98-mo percentile orario sono molto inferiori a tale limite.

VALUTATO che lo studio modellistico evidenzia che nel "punto di massima ricaduta", in corrispondenza, cioè, dei punti di emissione degli inquinanti (in maniera, quindi, preponderante sulla FPSO - principale sorgente emissiva- posizionata a notevole distanza dalla linea di costa), il valore del rapporto- in percentuale- tra concentrazione massima stimata e limite normativo è quantificabile come segue:

- - variabile tra il 5% e il 13% per NOx e SO₂;
- - pari a circa l'1% per NMHC;
- - inferiore allo 0.5% per CO;
- - inferiore allo 0.05% per le polveri;
- l'H₂S, quale potenziale sostanza odorigena, non si rilevano criticità in relazione a nuclei e centri abitati, poiché l'FPSO si trova ormeggiata a circa 10 km dalla linea di costa e quindi non sono previste modificazioni della qualità dell'aria presso aree abitate (Concentrazione Soglia C_{Soglia} olfattiva prevista da prevista dal Dgr IX/3018 della Regione Lombardia pari a 0.4 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ - C_{Costa} dell'H₂S stimato pari invece a 0.0001 $\mu\text{g}/\text{m}^3$)

VALUTATO che i quadri emissivi presentati dal Proponente nell'ambito del modello di simulazione diffusionale e delle ricadute degli inquinanti indicano il rispetto dei limiti di legge (il raffronto fra concentrazioni all'emissione e relativi valori limite esclude la possibilità di superamenti) e che, in particolare, il contributo alle ricadute sulla linea di costa risulta pari o inferiore all'1% per gli NOx e inferiore allo 0.5% per gli altri inquinanti, valori che si ritengono accettabili con l'adozione delle prescrizioni meglio evidenziate nel dispositivo finale;

VALUTATO che l'impianto sarà soggetto ad Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) nel momento in cui "si prevede l'inizio della produzione di acqua dal giacimento di olio" (Nota MATTM Prot. DVA-2012-0025651 del 24/10/2012);

VALUTATO che dall'analisi dei dati meteorologici emerge che il sito è caratterizzato da venti con direzioni tali da interessare marginalmente la costa ed i recettori ivi presenti;

VALUTATO che per quanto riguarda la piattaforma in esercizio, non ci saranno cioè rilasci in atmosfera, ad esclusione degli sfiati di *blow-down*, per depressurizzazione programmata delle linee, con frequenza semestrale e durata estremamente limitata (processo chiuso); in caso di emergenze o malfunzionamenti il gas rilasciato sarà convogliato verso la torcia di alta pressione, dotata di piloti che si accendono in caso di rilevamento gas; le emissioni in esercizio (perforazione) provengono dai motori per la generazione elettrica (5 generatori da 1200 cv di cui due in funzione in condizioni di normale operatività, uno di emergenza e gli altri due utilizzati per operazioni specifiche). Il combustibile utilizzato è gasolio con tenore di zolfo inferiore allo 0.1% in peso, conforme alle caratteristiche merceologiche imposte dal D.Lgs 152/2006 All. X, parte V.

VALUTATO che il contributo emissivo delle operazioni relative alla piattaforma (braccio di spurgo presente sulla piattaforma OBM-A) ha una emissione saltuaria e programmata (60 ore/anno) di NOx e CO e quando operativa;

VALUTATO che i contributi dei mezzi coinvolti per le operazioni di posa delle condotte si ritiene trascurabile, in relazione all'ambiente considerato (mare aperto), alla distanza dalla costa all'assenza di ricettori e alla durata limitata delle operazioni di posa.

VALUTATO che data la distanza dalla costa, l'assenza di recettori e la ridotta presenza di mezzi navali il contributo emissivo delle operazioni relative alla installazione della piattaforma si ritiene modesto e comunque transitorio;

VALUTATO che il contributo emissivo delle operazioni relative alla installazione della boa e quelle relative all'FPSO nella fase di cantiere si ritengono trascurabili e comunque transitorie;

Clima acustico

CONSIDERATO che durante la fase di cantiere per quanto riguarda la piattaforma sono previste modificazioni del clima acustico in mare dovute alle azioni delle navi coinvolte nelle operazioni di installazione della piattaforma (battipalo, montaggi, ecc.) posa e allaccio delle condotte e del posizionamento del sistema di ancoraggio del FPSO;

CONSIDERATO che per quanto riguarda la fase di esercizio del giacimento l'impatto della componente dovrebbe essere ridotto rispetto alla fase di cantiere in quanto sulla piattaforma le sorgenti saranno principalmente le pompe ed i generatori installati a bordo, mentre sul FPSO le sorgenti saranno i gruppi elettrogeni ed un vessel di supporto per approvvigionamenti e manutenzione, normalmente a motori spenti, mentre per la fase di perforazione sono previste modificazioni del clima acustico in mare che, non si esclude che in particolari condizioni non siano avvertibili dalla linea di costa, ma si ritiene che siano difficilmente avvertibili in corrispondenza dei centri abitati e comunque saranno di carattere transitorio in quanto una volta perforati i pozzi, le attività maggiormente rumorose dovrebbero cessare in quanto il Jack Up di perforazione (l'unità di perforazione) abbandonerà l'area;

VALUTATO che durante la fase di cantiere la modificazione del clima acustico, non apportando contributi ai ricettori costieri in quanto le operazioni si svolgono lontano dalla costa si ritiene trascurabile e comunque transitorio ed in esercizio sulla piattaforma le principali sorgenti di rumore sono riconducibili al funzionamento dei motori diesel, dell'impianto di sollevamento (argano e freno) e rotativo (tavola rotary o top drive), delle pompe fango e della cementatrice, e che tali modificazioni del clima acustico dovute alle attività di perforazione si ritiene che non apportino contributi ai ricettori costieri;

VALUTATO che le mitigazioni sulla modificazione del clima acustico, data la distanza dalla costa e l'assenza di recettori, sono maggiormente orientate, in base al principio di precauzione, al riguardo dell'impatto della componente sull'ambiente marino ed in particolare sulla cetofauna e che le aree di progetto oggetto insistono su modeste batimetrie ed i cetacei, in special modo quelli di grandi dimensioni prediligono le aree a maggiori profondità;

VALUTATO che nelle aree di progetto non sono presenti *nurseries* biologiche che potrebbero essere impattate direttamente o che potrebbero costituire aree di alimentazione per i grandi cetacei.

VALUTATO che non può essere esclusa la probabilità di presenza di cetacei, in particolare di cetofauna di modeste dimensioni (tursiopi o stenelle), e che l'impatto sui cetacei è parzialmente mitigabile attraverso l'adozione delle raccomandazioni e delle procedure meglio descritte nel quadro prescrittivo, ed in particolare le linee Guida ACCOBAMS per la "gestione dell'impatto di rumore antropogenico sui cetacei", oltre ad ulteriori misure specifiche che vengono riportate nel quadro prescrittivo.

VALUTATO che in base al noto principio di precauzione, devono essere considerate tutte le attività utili per mitigare l'impatto sui cetacei anche in mancanza di una normativa specifica che regolamenti le varie forme di emissioni acustiche in mare, dato il possibile effetto negativo delle lavorazioni particolarmente rumorose in particolare sull'apparato biosonar dei mammiferi marini.

VALUTATO che nel quadro prescrittivo sono state prese le più opportune e aggiornate precauzioni in tal senso e che queste precauzioni consistono, nel periodo relativo alle attività maggiormente rumorose, quale quello della perforazione, anche nella registrazione acustica passiva in ambiente marino e nell'avvistamento tramite operatori specializzati, metodiche che risultano particolarmente utili anche nel caso specifico di cetacei che potrebbero non rispondere alle tecniche di mitigazione del *soft start*(Capodogli);

Consumi idrici

CONSIDERATO che il consumo di acqua previsto è limitato agli usi civili e alle misure antincendio ed è quindi trascurabile;

Ambiente marino

CONSIDERATO che nel SIA il Proponente affronta tutte le componenti relative all'ambiente marino, compresa la qualità delle acque, dei sedimenti, il regime anemologico e meteo marino e ambiente idrico marino.

CONSIDERATO che il proponente, come prescritto (prescrizione n 4) dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, nel provvedimento di compatibilità ambientale (DSA/DEC/2007 n° 0001036 del 06/12/2007) del progetto concernente la perforazione del pozzo esplorativo denominato "Ombrina Mare 2", in accordo con l'ISPRA (ex ICRAM), ha eseguito un piano di campionamento, a fine lavori di perforazione (Rapporto di monitoraggio post-perforazione eseguito da ISPRA nel mese di dicembre 2008 - Trasmesso al Ministero dell'Ambiente in data 23 Aprile 2009) sui sedimenti e sulla colonna d'acqua allo scopo di ottenere dati da comparare con quelli riportati nello studio ambientale pre-perforazione effettuato dall'ICRAM nel maggio 2007, per valutare eventuali disturbi prodotti dalla perforazione.

CONSIDERATO che il piano del campionamento post-perforazione è stato concordato con ISPRA in modo da integrare le analisi già effettuate nel luglio 2008 dall'ARTA Abruzzo (Agenzia Regionale per la Tutela

[Handwritten signatures and initials at the bottom of the page]

dell'Ambiente) Dipartimento Provinciale di Pescara e consiste in campionamenti di acqua e sedimenti marini in aree vicine al suddetto pozzo.

CONSIDERATO che la campagna di prelievo dei campioni e di registrazione dei dati è stata effettuata il giorno 6 dicembre 2008 con l'ausilio del mezzo navale ICRAM R/V "Astrea" da personale ISPRA.

VALUTATO che le analisi chimiche svolte da ARTA Abruzzo sui campioni prelevati nei due punti nei pressi del Pozzo OMB-2, hanno evidenziato che i valori dei parametri chimici determinati, con riferimento al "Manuale per la movimentazione dei sedimenti marini" realizzato da ICRAM e APAT, risultano essere in linea con i valori medi rilevati nel contesto nazionale (valori corrispondenti al livello Chimico di base "LCB" con pelite < 25 %). I valori di tutti i parametri analizzati risultano inoltre inferiori ai valori di livello Chimico limite (LCL).

VALUTATO che i campionamenti effettuati dovranno essere ripetuti anche per l'area circostante la piattaforma attraverso un piano di monitoraggio che dovrà essere concordato per modalità e tempistica, con ISPRA, meglio descritto nel quadro prescrittivo.

Biocenosi Bentoniche

CONSIDERATO che l'area dove verrà collocata la piattaforma e l'area dove verrà posizionato l'FPSO insistono su fondali interessati da biocenosi dei fanghi terrigeni costieri mentre le condotte del gas in direzione del campo Santo Stefano a Mare sono interessate da popolamenti delle sabbie fini ben calibrate.

CONSIDERATO che il dettaglio della comunità bentonica presente nelle aree di progetto è stato investigato sia nell'ambito della campagna di monitoraggio *post operam* prescritta dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, nel provvedimento di compatibilità ambientale (DSA/DEC/2007 n° 0001036 del 06/12/2007) ed eseguito da ISPRA il 6 Dicembre 2008, sia con la documentazione presentata nel SIA.

CONSIDERATO che nelle operazioni di installazione della piattaforma e della predisposizione del sistema di ancoraggio della FPSO sono previsti come impatti sul fondale, la sottrazione di 32 m² di suolo (spazio occupato dalle gambe della piattaforma) la risospensione del sedimento e l'aumento di torbidità, mentre per la posa delle condotte sono previsti fenomeni di risospensione temporanea del sedimento e intorbidimento temporaneo delle acque circostanti;

CONSIDERATO che in tutte le aree interessate dal progetto, come si rileva dagli elaborati presenti nel SIA, non si rileva la presenza di habitat prioritari;

VALUTATO che nell'area della piattaforma il maggior numero di individui è quello dei policheti, seguiti dai crostacei, dai molluschi ed infine dagli echinodermi, con specie che non rivestono importanza commerciale né sono sottoposti a misure di tutela, mentre nell'area di ormeggio della boa prima dell'inizio dei lavori dovranno essere effettuate indagini sulle caratteristiche sedimentologiche, biologiche e biocenotiche del fondale marino interessato dal sistema di ancoraggio, meglio specificate nel quadro prescrittivo;

VALUTATO che dai risultati per l'area della piattaforma (ove è posizionato il pozzo esplorativo) si rileva che l'area marina in cui si sono svolte le operazioni di perforazione del pozzo Ombrina Mare 2 e dove è attualmente installata la struttura a tripode appare priva di segni di alterazione ambientale dovuti a movimentazione di sedimenti marini connessi alle attività svolte.

VALUTATO che per quanto riguarda gli impatti, i fenomeni di aumento di torbidità e di risospensione del sedimento si ritengono transitori e trascurabili mentre per la sottrazione di 32 m² di fondale sono previste specifiche compensazioni nel quadro prescrittivo;

Risorse di pesca

VALUTATO che il progetto in esercizio comporterà una leggera riduzione dei fondi pescabili ed un disturbo alle specie ittiche nelle fasi di installazione e perforazione, mentre in esercizio il divieto di pesca e l'area immersa della piattaforma costituiranno i presupposti per lo sviluppo di nuovo habitat con il richiamo di specie pelagiche e demersali e favoriranno quindi l'aumento di biodiversità e di biomassa ittica prelevabile, in aree adiacenti alle zone interessate;

CONSIDERATO e VALUTATO che per quanto riguarda anche le risorse di pesca il confronto degli indici di ricchezza e di diversità specifica mostrano un andamento simile degli indici tra la pescata del 2007 e quella del 2008, il che deporrebbe per una mancanza di alterazioni del sito e tali risultati sono estrapolabili anche alla presenza di strutture più rilevanti, quali la piattaforma ed il sistema di ancoraggio, che tra l'altro essendo aree soggette ad interdizione della navigazione e pesca, potrebbero semmai influenzare positivamente l'aumento di biomassa ittica.

VALUTATO che comunque tali componenti dovranno essere monitorate nel tempo così come previsto nel piano di monitoraggio in prescrizione.

subsidenza

CONSIDERATO che il fondale, sub pianeggiante, è costituito da sabbie sovrastanti su complessi sabbiosi e limo-argillosi;

CONSIDERATO che il parere della CTVIA n 541 del 7.10.2010 ha preso in esame l'argomento e dagli studi specifici effettuati per conto del Proponente dallo studio "Dream srl presso il Politecnico di Torino" Corso Re Umberto, 6 - 10121 TORINO, nel Giugno 2010, i valori di subsidenza previsti sono i seguenti:

- valore massimo scenario "LOW" (più 'ottimistico') di subsidenza (al termine della fase di produzione) : 0,29 cm;
- valore massimo Scenario "HIGH" (più 'pessimistico') di subsidenza (al termine della fase di produzione) : 1,01 cm;

VALUTATO che su tale argomento la CTVIA, con parere n 541 del 7.10.2010, si era già espressa valutando che non sussistevano problematiche legate a fenomeni geodinamici significativi e in base agli studi il valore massimo di subsidenza stimato sul fondo mare al termine del periodo di produzione del giacimento nel caso più realistico risultava pari a circa 0.5 cm, tale valore inoltre non subiva variazioni apprezzabili durante i 20 anni successivi alla fine della coltivazione e dall'area di massima subsidenza, ubicata nella zona compresa tra i pozzi OBM1 e OBM2, non risultava che il fenomeno si propagasse fino alla linea di costa.

VALUTATO che l'impatto sulla componente è trascurabile, alla luce di quanto sopra esposto e comunque il quadro prescrittivo impegna il Proponente ad effettuare i monitoraggi sulla componente;

Traffico marittimo e sicurezza

CONSIDERATO che le aree circostanti la piattaforma e l'area santo Stefano a Mare (ove confluiranno le sealines del gas) saranno interdette al traffico marittimo con divieto di sosta, navigazione, ancoraggio e pesca;

VALUTATO che in relazione alla componente non si registrano criticità in quanto sarà la Capitaneria di Porto a definire ed autorizzare l'area in concessione che saranno interdette a sosta, pesca, e navigazione;

VALUTATO che segnalatori visivi del tipo a luci lampeggianti ed indicatori della direzione del vento, sono inoltre presenti sulla piattaforma per meglio localizzare, nel caso ci sia la necessità, la via da seguire per l'abbandono immediato.

Analisi di rischio.

CONSIDERATO che nell'intorno dell'area di progetto dovranno necessariamente operare simultaneamente mezzi navali (sia quelli principali che di appoggio) con un uso integrato di attrezzature e infrastrutture particolari e che l'area di progetto sarà un'area attrezzata per la coltivazione di prodotti petroliferi, prodotti che sono pericolosi per l'ambiente;

VALUTATO che al fine di prevenire conseguenze negative sull'ambiente e sull'uomo in caso di accadimento di un possibile evento accidentale è opportuno prevedere una analisi di rischio globale da effettuarsi preventivamente che comprenda tutta l'area di progetto (OBM e FPSO) durante le fasi di cantiere ed in esercizio, come meglio descritta nel quadro prescrittivo e che comprenda analisi quantitative che tengano conto di tutti i possibili scenari accidentali causati da eventi eccezionali, da particolari eventi meteo marini, da errori umani, da malfunzionamento delle attrezzature, perdita di posizione dovuta ad aratura e trascinarsi di ancore e sistemi di ancoraggio in genere, interferenza reciproca dei mezzi navali, impatto accidentale degli stessi con le infrastrutture, ecc. come previsto, per quanto e laddove applicabili, dalle normative internazionali DnV OS-C101 "*Design of offshore steel structures, General (LRFD Method) – April 2011*", ovvero in accordo ai criteri generali della contemplati nella DnV RP-F107 "*Risk Assessment of Pipeline Protection*" e nel rispetto della probabilità di rottura dettata dalla DnV-OS-F101 "*Submarine Pipeline Systems*".

Paesaggio

CONSIDERATO che la distanza dalla linea di costa (6,5-11 km) fa sì che la realizzazione dell'intervento e la presenza delle strutture per la coltivazione dei giacimenti indurrà in generale interferenze visive rispetto al paesaggio attualmente fruibile dalla costa, che si ritengono tollerabili, data anche la attuale presenza della piattaforma a traliccio del pozzo esplorativo a circa 6,5 Km;

e **VISTO** il parere, positivo con prescrizioni, espresso dal Ministero per i Beni e le Attività Culturali con nota prot. n DG/PBAAC/34.19.04/19889/2010 del 30/06/2010, pervenuta in data 08/07/2010 al prot. n. DVA-2010-17034;

Misure di mitigazione ed Monitoraggio

CONSIDERATO che al fine di disegnare un quadro ambientale completo e di definire tutti gli interventi necessari a prevenire possibili rischi per l'ambiente, proteggere zone di particolare sensibilità e posizionare con sicurezza le piattaforme di perforazione, prima della perforazione del pozzo OMB2/2 Dir, sono stati eseguiti i monitoraggi "*Environmental Baseline Study (EBS)*" sulle matrici ambientali interessate dal progetto (sedimenti, colonna d'acqua e comunità bentoniche) e il rilievo batimorfologico e stratigrafico per definire le caratteristiche del fondo marino ed individuare eventuali anomalie geo-morfologiche compromettenti per la stabilità dell'impianto di perforazione.

CONSIDERATO che un ulteriore programma di monitoraggio ambientale (EBS) è stato eseguito dopo la perforazione del pozzo OMB2/2 Dir, allo scopo di ottenere dati confrontabili con quelli dello studio ante operam e valutare, pertanto, eventuali disturbi prodotti dalla perforazione.

CONSIDERATO che come misure di prevenzione e di mitigazione il Proponente afferma che la piattaforma di perforazione, prima di essere posizionata sul sito scelto, sarà dotata di un sistema antinquinamento così disegnato:

- *"Tutti i piani di lavoro (piano sonda, main deck, ecc.) sono provvisti di drenaggi che impediscono qualsiasi fuoriuscita in mare e raccolgono le acque piovane, quelle di lavaggio impianto e gli eventuali sversamenti di fango sui piani in apposite vasche.*
- *Svuotamento periodico delle vasche con trasbordo nelle cisterne della nave appoggio (supply-vessel), che staziona 24 ore su 24 nelle immediate vicinanze della piattaforma, e successivo trasporto via terra a idonei recapiti per lo smaltimento.*
- *La sala macchine, la zona pompe e quella motori dotate di sentina per la raccolta di liquidi oleosi provenienti da tutte le zone in cui sono possibili sversamenti di oli lubrificanti.*

- I liquidi raccolti tramite pompa di rilancio inviati ad un impianto separatore olio-acqua; l'acqua separata inviata nella vasca di raccolta dei rifiuti liquidi; l'olio stoccato in appositi fusti in attesa di essere trasportato a terra per lo smaltimento in loco dedicato.
- I detriti perforati, separati dal fango di perforazione ai vibrovagli, raccolti da una coclea ed inviati ad un cassonetto di raccolta della capacità di 6 m3 da rimpiazzare quando pieno, per essere poi inviati a terra.
- I rifiuti di bordo (lattine, bottiglie, imballaggi, ecc.) raccolti in cassonetti e periodicamente trasferiti sulla nave appoggio per il trasporto a terra."

VALUTATO che le misure, oltre a quelle già previste in relazione alla prevenzione dell'inquinamento marino, dei rischi ambientale e della produzione di rifiuti, si ritengono idonee e dovranno essere implementate, oltre a quelle indicate nel quadro prescrittivo;

VALUTATO che il proponente ha esaminato i possibili rischi e eventi incidentali che potrebbero avvenire durante la perforazione e ha indicato che per i Piani di emergenza il progetto si rifà alla Procedura Operativa di Emergenza pozzo in caso di Blow-out (eruzione incontrollata) che permette la gestione delle informazioni necessarie per affrontare con maggiore velocità e quindi migliore garanzia di qualità gli interventi di emergenza.

Aree natura 2000

CONSIDERATO che la costa abruzzese prospiciente l'area di interesse è caratterizzata dalla presenza di due Siti di Importanza Comunitaria (SIC). Essi sono:

il "Fosso delle Farfalle", SIC ITA 7140106 ha una estensione di 790 Ha ove sono presenti 10 specie di piante vascolari inserite nella lista rossa Regionale d'Abruzzo, legate a tre ambienti differenti (bosco umido, macchia e incolti) e sono presenti seppur in maniera frammentaria, gli habitat 2foreste a galleria di Salix alba e Populus alba" e " foreste di Quercus ilex e Quercus rotundifolia"

la "Lecceta litoranea di Torino di Sangro e Foce del Fiume Sangro" SIC ITA7140107 è una Riserva Naturale Regionale che si estende per circa 500 ettari ed è uno dei rari boschi costieri relitti del litorale adriatico. L'area boscata è per lo più composta da lecci, roverelle, cerri e ornielli, con arbusti presenti nel sottobosco tipico di macchia mediterranea. Nella Riserva vive e si riproduce la più ampia popolazione di testuggine terrestre (Testudo hermanni) di tutto l'Abruzzo. L'avifauna è caratterizzata dalla presenza dell'occhiocotto, della capinera e del gruccione.

Nel SIC sono presenti i seguenti habitat, "vegetazione annua delle linee di deposito marine", "dune con prati dei Malcolmietalia", "fiumi mediterranei a flusso permanente con vegetazione dell'alleanza Paspalo-Agrostidium e con filari ripari di Salix e Populus alba", "Percorsi sub steppici di graminacee e puante annue dei Therobrachypodietea", "boschi orientali di quercia bianca", "foreste a galleria di Salix alba e Populus alba", "Foreste di "quercus ilex e Quercus rotundifolia";

CONSIDERATO che la documentazione fornita dal Proponente prende in considerazione gli ambienti sopra citati e le possibili interferenze con l'area di progetto ed inoltre con la recente documentazione pervenuta con nota CTVA n 4759 del 21/12/2012, viene presentato uno studio specialistico effettuato nel 2012 dalla Società Proger S.p.A. di San Giovanni Teatino (CH) dal titolo " nota tecnica sulla significatività generale dall'incidenza prodotta dalle attività e dalle opere previste dal progetto sul sistema floristico, vegetazionale e faunistico presente e/o potenziale nella zona dei due siti SIC Fosso delle Farfalle e lecceta litoranea di Torino di Sangro e Foce del Fiume Sangro"che prende in considerazione le possibili interferenze con le aree suddette, sia nella fase di cantiere che nella fase di esercizio e descrive i possibili impatti, che è stato debitamente considerato nella redazione del presente parere;

CONSIDERATO che nel citato studio specialistico vengono esaminate gli scenari derivanti dalle attività di esercizio e coltivazione del campo in funzione delle aree SIC;

VISTA la documentazione relativa al modello diffusionale degli inquinanti fornita dal Proponente;

[Handwritten signatures and initials at the bottom of the page]

VALUTATO che per quanto riguarda i possibili impatti sulle citate aree derivanti da eventi di sversamento di sostanze oleose, gli ambienti sono situati ad altezze sul livello del mare tali (da 10 a 150 m slm) da non poter essere influenzate dagli eventi e comunque le misure di mitigazione che vengono adottate oltre a quanto prescritto nel dispositivo finale consentono di definire trascurabili tali tipologie di impatti;

VALUTATO che in base ai risultati dello studio sulle emissioni e del modello di diffusione degli inquinanti, le possibili interferenze con gli ambienti sensibili citati ed i possibili fattori di impatto sulle specie residenziali e sulla flora caratteristiche delle aree e dalle specie potenzialmente interferite sono state considerate e sono da considerarsi trascurabili, anche in relazione alla distanza degli impianti in progetto dalla aree SIC, rispettivamente per la Lecceta, distante 9.3 km dalla piattaforma e 12.3 km dal FPSO (sorgente identificata come rappresentativa del profilo emissivo) e per il Fosso delle farfalle, distante 6.1 km dalla piattaforma e 10 km dal FPSO(sorgente identificata come rappresentativa del profilo emissivo);

CONSIDERATO e VALUTATO che il Proponente ha presentato l'elenco delle autorizzazioni, intese, concessioni, licenze, pareri in materia ambientale, già acquisite o da acquisire, di cui al comma 2 dell'art. 23 del D.Lgs. 152/2006: pronuncia di compatibilità ambientale (MATTM) in corso, emissioni in atmosfera (MATTM) in corso, AIA (MATTM) da acquisire al momento della reiniezione delle acque di strato in giacimento;

CONSIDERATO e VALUTATO che è stato effettuato il versamento dello 0,5 per mille e che tale importo appare congruo in relazione alle opere di progetto;

Tutto ciò VISTO, CONSIDERATO E VALUTATO la Commissione Tecnica per la Verifica dell'Impatto Ambientale - VIA e VAS, facendo seguito al parere della CTVIA n 541 del 7.10.2010,

ESPRIME

giudizio positive di compatibilità ambientale concernente la realizzazione del "Progetto di coltivazione del giacimento di idrocarburi "Ombrina Mare nell'ambito della concessione di coltivazione d30 B.C-MD" a condizione che vengano adottate tutte le misure di mitigazione proposte e che si ottemperi alle seguenti prescrizioni:

Prima dell'inizio dei lavori:

- 1 il Proponente dovrà presentare il progetto di dettaglio dei tracciati delle condotte, dei mezzi e delle modalità di posa o di interrimento delle condotte e le scelte tecniche che motivano tali modalità comprensivo dei seguenti elaborati:
 - a) progettazione delle condotte (spessori, curvature, elasticità, protezioni meccaniche e catodiche, appesantimenti, ecc), esecuzione di rilievi lungo i corridoi dei tracciati delle condotte con batimetrie di dettaglio, rilievo di ostacoli, georeferenziazione dei tracciati, caratteristiche dei sedimenti di fondo, granulometria e litologia, biocenosi, correnti di fondo per la previsione delle interazioni tra le condotte e il trasporto solido su fondale;
 - b) dovranno essere presentate all' ARPA Abruzzo, le schede di sicurezza dei materiali utilizzati per la protezione delle nuova condotte marina e dei cavi per il collaudo idraulico della condotta.
 - c) dovrà essere definita in dettaglio la composizione della lega metallica utilizzata nei sistemi di protezione anticorrosiva delle condotte a mare.
 - d) Il proponente dovrà definire le modalità ed il punto di prelievo e smaltimento dell'acqua utilizzata per la pressurizzazione e pulizia della condotta nella fase di collaudo. V.O. ARPA Abruzzo
- 2 dovrà essere presentato il progetto definitivo di ancoraggio del FPSO (boa) comprendente il numero e le caratteristiche strutturali degli ancoraggi al fondo della boa (catene, pali di ancoraggio,

- collegamenti con flow lines e ombelicali) che dovranno essere progettati per sopportare il sistema di sollecitazioni previsti, garantendo l'esercizio delle attività in completa sicurezza. Dovrà essere allegata al progetto appropriata documentazione sulle caratteristiche sedimentologiche, biologiche e biocenotiche del fondale marino interessato dal sistema di ancoraggio. La boa dovrà essere approvata dal RINA;
- 3 deve presentato un manuale operativo contenente, non in modo limitativo, almeno le seguenti principali informazioni e documentazioni: logistica del cantiere a terra e a mare e caratteristiche dei mezzi ed attrezzature di posa in opera, pianificazione dei lavori;
- 4 Emissioni in atmosfera: nella progettazione e realizzazione degli impianti del campo "Ombrina Mare", al fine di conseguire la minimizzazione delle emissioni di sostanze inquinanti nell'ambiente e di gas effetto serra, dovranno essere applicate le Migliori Tecniche Disponibili (MTD) in riferimento ai documenti di livello europeo "Best Available Techniques Reference documents (BRefs)" emanate dall'European IPPC Bureau e di livello nazionale, quali le Linee Guida emanate con Decreti Ministeriali di recepimento in Italia delle BRefs, che tengano conto per la minimizzazione all'origine delle emissioni in atmosfera delle "Linee Guida Generali" emanate con D.M. 31/01/2005, delle "Linee Guida in materia di sistemi di monitoraggio" D.M. 31/01/2005, delle "Linee Guida per Raffinerie di Petrolio e di Gas" D.M. 29/01/2007, delle "Linee guida per impianti di combustione" D.M. 01/10/2008, delle BRef "Emissions from storage", delle BRef "Mineral oil and gas refineries", delle BRef "General principles of monitoring" e delle BRef "Economics and cross-media effects".
- 5 Dovranno essere rispettati i limiti di emissione di inquinanti in atmosfera prescritti dalla normativa italiana vigente (D.Lgs. 152/2006 e s.m.i.) ed in particolare:
- a) i valori di emissione dovranno rispettare quanto imposto dal D.Lgs. 152/2006 all. I, parte IV, sezione 2, "impianti per la coltivazione di idrocarburi e dei fluidi geotermici" e 2.6 "Emissione da piattaforme di coltivazione idrocarburi offshore", mentre per i motori a combustione interna e le turbine a gas si dovranno rispettare i pertinenti paragrafi della parte III del D.Lgs. 152/06 all. I, parte V-parte 3, punto 3.
- b) l'emissione di idrogeno solforato al di sotto di 1 ppm.(pari a 1,4 mg/m³)
- 6 dopo il quarto anno di esercizio e comunque quando si dovrà procedere alla re-iniezione delle acque di strato nel sottosuolo dovrà essere presentata apposita istanza per l'ottenimento della AIA. Tale autorizzazione, demandata ad una specifica richiesta che dovrà essere inviata alla competente Direzione Generale del MATTM, si renderà necessaria in relazione in particolare alla re-iniezione delle acque di strato nel sottosuolo. In particolare la reiniezione delle acque di produzione nelle unità geologiche del sottosuolo, dovrà essere effettuata secondo quanto previsto nell'Allegato 5, punto 3 - Deliberazione del Comitato Interministeriale 4 febbraio 1977 relativo alla tutela delle acque dall'inquinamento, tuttora in vigore come da D.Lgs 152/2006 e smi, art. 104.
- 7 Monitoraggi
- a) In fase di esercizio: Le modalità di esecuzione i contenuti specifici e la tempistica delle attività di monitoraggio del PMA, comprendente punti, modalità e frequenza dei prelievi, ante operam, in fase di cantiere, di esercizio e di smantellamento, per la piattaforma e l'area circostante il FPSO deve essere concordato con ISPRA, con costi a carico del proponente. Tale piano, da implementare al fine di valutare le eventuali modifiche ambientali indotte dalla realizzazione del progetto e per valutare eventuali disturbi prodotti dalle attività di perforazione, trasporto e stoccaggio, dovrà comunque riguardare anche le seguenti componenti:
- b) parametri fisici (temperatura, salinità, ossigeno disciolto e torbidità) chimici (nutrienti, metalli pesanti, idrocarburi) biologici (clorofilla "a", bioaccumuli di sostanze pericolose in matrici biologiche significative) e comunque sufficienti per valutare lo stato complessivo di qualità delle acque marine,

dei sedimenti;

- c) controllo dei popolamenti biologici, al fine di evidenziare eventuali variazioni provocate direttamente o indirettamente dagli interventi in esame, che dovrà comprendere i campionamenti di organismi bentonici attraverso opportuni indicatori e con diverse stazioni di campionamento anche al di fuori delle aree di progetto;
- d) acque di produzione: poiché la composizione dell'acqua separata dal processo potrebbe variare nel tempo, il piano di monitoraggio dovrà contemplare anche il suddetto monitoraggio in modo da valutare ogni significativa variazione, a valle della autorizzazione AIA per la reiniezione delle acque di strato in giacimento, durante il periodo di reiniezione al fine di verificare la necessità di trattamenti (anticorrosivi, biocidi ed antifouling) previsti nell'Allegato 5, punto 3 - Deliberazione del Comitato Interministeriale 4 febbraio 1977 relativo alla tutela delle acque dall'inquinamento, tuttora in vigore come da D.Lgs 152/2006 e smi, art. 104 e comunque la reiniezione dell'acqua nelle unità geologiche di sottosuolo sarà in ogni modo eseguita secondo i disposti dell'art. 104 del D.Lgs 152/2006.
- e) nell'area della piattaforma il piano di monitoraggio andrà esteso anche ai composti zinco e alluminio, eventualmente attraverso opportuni indicatori biologici; Per la verniciatura delle strutture immerse ed emerse della piattaforma e della boa, dovranno essere utilizzate vernici a protezione marina, certificate per assenza di composti organo stannici,
- f) Durante la fase di installazione della piattaforma (infissione nel fondale con battipalo) e di perforazione dei pozzi, al fine di tutelare i mammiferi marini da eventuali impatti causati dal rumore subacqueo, le lavorazioni rumorose, dovranno prevedere l'adozione delle linee guida per la gestione dell'impatto di rumore antropogenico sui Cetacei - ACCOBAMS (Accordo per la Conservazione dei Cetacei del Mar Nero, del Mediterraneo e delle Zone Atlantiche Adiacenti, *Guidelines to address the issue of the impact of anthropogenic noise on marine mammals*) (soft start ed altre). Al fine di identificare quali tra le lavorazioni rumorose possano avere un impatto significativo di pressione acustica sui cetacei, il Proponente dovrà fornire, appena possibile, un elenco dettagliato dei macchinari impiegati e delle caratteristiche specifiche di emissione sonora in acqua con le relative mappe isofoniche di distribuzione in mare, corredate da un programma di monitoraggio specifico; Per le lavorazioni particolarmente rumorose dovrà essere comunque previsto l'adozione di un piano di monitoraggio acustico che preveda l'assistenza di M.M.O. e l'installazione di idrofoni in mare per il periodo relativo alle lavorazioni; I risultati dei monitoraggi dovranno essere trasmessi a MATTM al termine delle operazioni;
- g) Ai fini del controllo dei fenomeni geodinamici (subsidenza), il proponente dovrà presentare un piano di monitoraggio per il controllo della subsidenza con sistemi che prevedano metodiche superficiali mediante stazioni assestometriche/piezometriche e rilievi satellitari, sottocosta con tecniche LADS (Laser Airborne Depth Sounder), e metodiche profonde mediante radiazione markers/gamma ray. Nel piano dovrà inoltre essere specificata anche la periodicità delle misurazioni (tenendo conto che le attività previste dal progetto di monitoraggio dovranno essere installate almeno 12 mesi prima dell'inizio delle attività di estrazione) Il monitoraggio dovrà seguire l'evoluzione temporale del cono di subsidenza indotta dalla coltivazione del giacimento. Sul fondale dovrà essere effettuato un rilievo batimetrico *multibeam* per monitorare l'estensione dell'areale dell'eventuale cono di subsidenza per la verifica delle previsioni progettuali, integrare le misure precedenti con rilievi batimetrici in grado di ricostruire con elevato dettaglio l'andamento morfologico del fondo marino attraverso tecniche DSM (Digital Surface Model), da effettuare con mezzi navali e/o aerei conformemente alle specifiche emesse dalla IHO (International Hydrographic Organization In base ai risultati delle prime campagne la tempistica del monitoraggio potrà essere riprogrammata. Dovrà essere effettuato il monitoraggio sismico e verificata la possibilità di raccordo con la rete sismografica esistente nei vicini clusters ENI, al fine della corretta interpretazione degli eventi;

8 I capitolati di appalto dovranno contenere come oneri a carico dell'impresa tutti quelli derivanti dalle misure di monitoraggio e mitigazione. Dovranno inoltre prevedere specificatamente tutte le cautele e gli

accorgimenti necessari per minimizzare gli impatti ambientali durante la fase di realizzazione;

9 Compensazione della sottrazione di suolo marino: le aree adiacenti alle gambe della piattaforma dovranno essere integrate con una superficie pari ad almeno 32 m². con materiali inerti che dovranno avere caratteristiche tali da offrire rifugio ad invertebrati e fauna ittica.

10 Misure di prevenzione e di mitigazione Il Proponente dovrà implementare le misure di prevenzione dei rischi, dell'inquinamento marino, della produzione di rifiuti e di mitigazione degli impatti ambientali contenuti del S.I.A;

11 Durante i lavori devono essere attuate tutte le misure che possono evitare gli inquinamenti a mare di oli, carburanti e sostanze tossiche in genere e tutte le precauzioni che possano ridurre gli effetti di eventuali sversamenti accidentali e adottare le misure per il contenimento a mare di sostanze tossiche in conformità con le indicazioni della Capitaneria di Porto.

12 dovranno essere rispettate tutte le tecniche di prevenzione, le misure di mitigazione dei rischi e di attenuazione degli impatti ambientali quali l'utilizzo di impianti "impermeabilizzati" cioè in grado di impedire qualsiasi tipo di sversamento accidentale in mare di acque piovane, liquidi di perforazione o acque di sentina;

13 gli impianti di perforazione dovranno essere assistiti da una nave appoggio dotata di opportune attrezzature e materiali per il suo eventuale impiego in mare in caso di sversamenti accidentali di olio.

14 Il combustibile utilizzato per la generazione elettrica dell'unità FPSO dovrà essere il fuel gas, mentre il combustibile utilizzato per i generatori diesel di emergenza dovrà contenere un tenore di zolfo inferiore allo 0,1 % in peso, conforme alle caratteristiche merceologiche imposte dal D.Lgs 152/06 All. X alla parte V.

15 Rifiuti Deve essere approvato dalla Regione Abruzzo e ARPA Abruzzo il piano dei rifiuti che contenga le modalità di conferimento dei materiali prodotti durante la fase della perforazione, la data inizio lavori, nonché il volume per ciascuna tipologia di prodotto e l'elenco delle discariche autorizzate a ricevere tali rifiuti, le tecniche utilizzate per la riduzione volumetriche e/o il riutilizzo dei rifiuti; In relazione alla produzione di rifiuti in mare ed al loro smaltimento e conferimento il Proponente si dovrà attenere strettamente alla normativa nazionale vigente ed alla normativa internazionale IMO- MARPOL, ed i rifiuti prodotti dovranno essere trattati a norma di legge, per il rispettivo smaltimento o recupero, in accordo con il D.Lgs 152/06 e s.m.i. parte IV; Gli unici scarichi che potranno essere scaricati in mare (tramite il sea-sump) dovranno essere acque meteoriche ove le eventuali tracce di idrocarburi dovranno essere separate dall'acqua, raccolti ed inviati periodicamente per l'opportuno smaltimento a terra;

16 Fanghi di perforazione Per la realizzazione della perforazione dei pozzi dovranno essere utilizzati fluidi (detti anche fanghi) a base d'acqua con divieto assoluto di utilizzo di fluidi alternativi a base d'olio ancorché dichiarati a bassa tossicità. Si prescrive inoltre che siano fornite all'UNMIG le schede tecniche di sicurezza e le caratteristiche qualitative e quantitative dei fluidi di perforazione e relativi componenti, esattamente come indicato dal D.M. 28.07.1994 e ss.mm.iii. Se applicabile, si raccomanda inoltre l'utilizzo di fluidi biocompatibili contenenti gel biodegradabili resi disponibili recentemente nel mercato (fluidi "clay-free"); Si raccomanda inoltre di effettuare la separazione dei cutting asportati dal fango solo ed esclusivamente sul deck del "Jack-up" mediante l'uso di vibrovagli e almeno due batterie di idrocycloni in serie: la prima costituita da *desander* e la seconda costituita da *desilter*. Per il recupero dei materiali di appesantimento, per disidratare il fango esausto e i cutting prima del trasporto finale a discarica, è raccomandabile altresì l'uso di centrifughe a cilindri rotanti. Soluzioni alternative potrebbero essere realizzate alla sola condizione che sia comunque garantita una efficienza del processo finale non inferiore a quella sopra descritta. Sul deck del "Jack-up", dovranno essere previste diverse vasche di accumulo del fango (sia attive che di riserva per fronteggiare eventuali perdite di circolazione) dotate di agitatori meccanici o pneumatici per mantenere omogeneo il fango, oltre alle vasche di stoccaggio temporaneo dei cutting prima di essere trasportati a discarica e ai serbatoi di accumulo delle acque reflue. Qualora il deck del "Jack-up" non abbia una sufficiente disponibilità di spazio per le attrezzature e le vasche, si dovrà affiancare allo stesso mezzo un idoneo pontone

appoggio e/o nave cisterna in cui far confluire mediante idonee manichette flessibili le acque reflue con divieto assoluto di sversamento in mare.

17 **Analisi di rischio** : al fine di prevenire conseguenze negative sull'ambiente e sull'uomo in caso di accadimento di un possibile evento accidentale il Proponente, prima dell'inizio dei lavori, dovrà provvedere alla redazione di una *analisi di rischio* globale con dettagliate analisi quantitative che tengano conto di tutti i possibili scenari accidentali causati da eventi eccezionali, da particolari eventi meteo marini, da errori umani, da malfunzionamento delle attrezzature, perdita di posizione dovuta ad aratura e trascinarsi di ancore e sistemi di ancoraggio in genere, interferenza reciproca dei mezzi navali, impatto accidentale degli stessi con le infrastrutture, ecc. esattamente come previsto, per quanto e laddove applicabili, dalle normative internazionali DnV OS-C101 "*Design of offshore steel structures, General (LRFD Method) – April 2011*", ovvero in accordo ai criteri generali della contemplati nella DnV RP-F107 "*Risk Assessment of Pipeline Protection*" e nel rispetto della probabilità di rottura dettata dalla DnV-OS-F101 "*Submarine Pipeline Systems*". (V.O. MATTM)

18 **Manuale operativo**: prima di procedere ad ognuna delle previste fasi di costruzione e di esercizio, ovvero in sede di progettazione esecutiva, dovrà essere presentato un manuale operativo contenente almeno le seguenti principali informazioni e documentazioni:

- a) Logistica del cantiere e caratteristiche di tutti i mezzi navali coinvolti e delle attrezzature previste (pianificazione dei lavori, ubicazione delle aree di lavoro, attrezzature di ancoraggio e di supporto, mezzi di sollevamento, ecc.), attrezzature ausiliarie per procedure particolari o di emergenza, sistema di perforazione dei pozzi, caratteristiche dei pontoni, dei "*Jack-up*" e mezzi navali (tipo di scafo, dimensioni, pescaggio, sistema di ormeggio e di ancoraggio al fondo con palificate o cassoni di carico tipo "*spud cans*" con definizione delle dimensioni degli stessi, meccanismi di manovra delle gambe scorrevoli, limiti operativi, ecc.), tipo e caratteristiche dei verricelli, estensione del campo ancore, ecc.
- b) Procedure di lavoro (normali, particolari e/o di emergenza), incluse quelle relative ad operazioni accessorie, di perforazione, di stesa e ancoraggio dei cavi, di tensionamento degli stessi, ecc.
- c) E' prescritto che il manuale operativo debba essere redatto tenendo in debito conto di ogni possibile ed eventuale interferenza tenendo conto dei piani SIMOPS della *International Marine Contractors Ass.* (IMCA) che costituiscono una guida alle operazioni simultanee ai fini del miglioramento della qualità, salute, sicurezza e standard ambientali nelle operazioni marittime oltre che dei sistemi HSE (*Health, Safety, Environment*, ovvero Salute, Sicurezza, Ambiente), nel pieno rispetto, per quanto e laddove applicabile, della normativa internazionale DnV OS-C101 "*Design of offshore steel structures, General (LRFD Method) – April 2011*";

19 Decommissioning L'inizio dei lavori è subordinato alla presentazione all'UNMIG, al Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare ed alle competenti autorità marittime, di un programma di smantellamento, decommissioning, che preveda, tra l'altro, la modalità di esecuzione dell'asportazione delle opere, lasciando inalterato l'habitat creatosi alla base delle strutture, la non rimozione dei cavi o condotte qualora questi siano realizzati con interrimento e gli interventi di ripristino ambientale dell'area a mare;

20 Sicurezza Tutti gli impianti elettrici a bordo dell'FPSO e della piattaforma dovranno essere realizzati in accordo alle norme CEI, ATEX mediante impiego di apparecchiature e strumenti in esecuzione AD-PE (ad esecuzione antideflagrante), e alla più recente normativa di settore in fatto di sicurezza;

21 Tutte le navi impiegate nello stoccaggio e movimentazione di idrocarburi in mare (inclusa l'FPSO) devono rispettare i regolamenti e linee guida in materia di sicurezza della navigazione e prevenzione dell'inquinamento marino (RINA o altri Registri Navali), prevedendo la presenza di sistemi quali doppio scafo, ecc. (Rina Rules e GUI.9/E - Guide for the structural design of oil tankers).

22 In tutta l'area operativa a transito navale regolamentato ("restricted areas"), ancorché posta all'esterno della cosiddetta area di sicurezza ("safety zone") fissata attorno all'area di progetto, il Proponente dovrà attenersi scrupolosamente a tutte le disposizioni ed ordinanze, nessuna esclusa, già vigenti o in corso di emanazione da parte della competente Capitaneria di Porto, sia in termini di regolamenti della navigazione e transito, sia di modalità e tempi operativi.

Tutti i costi connessi alle operazioni in oggetto saranno ad esclusivo carico del Proponente.

L'ottemperanza delle prescrizioni 2,3,4,5,6,7f,7g,9,11,12,14,17,18,19 dovrà essere verificata da MATTM

L'ottemperanza delle prescrizioni 1,7a,7b,7c,7d,7e, 8,15,16,20,21,22 dovrà essere verificata da ARPA Abruzzo.

Guido Monteforte Specchi
(Presidente)

Cons. Giuseppe Caruso
(Coordinatore Sottocommissione VAS)

Dott. Gaetano Bordone
(Coordinatore Sottocommissione VIA)

Arch. Maria Fernanda Stagno d'Alcontres
(Coordinatore Sottocommissione VIA Speciale)

Avv. Sandro Campilongo
(Segretario)

Prof. Saverio Altieri

Prof. Vittorio Amadio


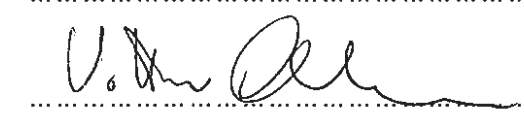
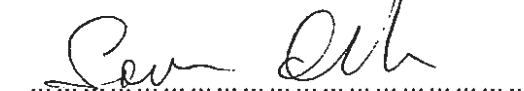
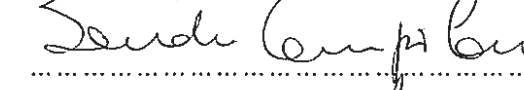
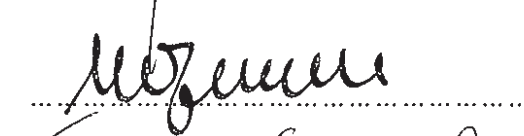
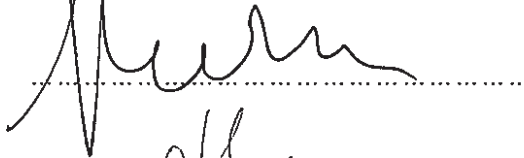
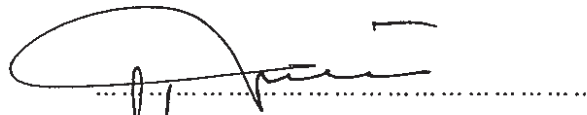
Dott. Renzo Baldoni

Dott. Gualtiero Bellomo

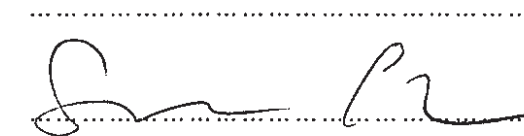
Avv. Filippo Bernocchi

Ing. Stefano Bonino

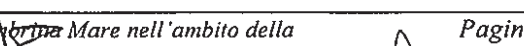
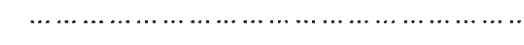
Dott. Andrea Borgia



ASSENTE



ASSENTE



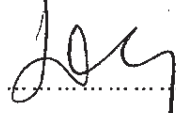
Ing. Silvio Bosetti

ASSENTE

Ing. Stefano Calzolari

ASSENTE

Ing. Antonio Castelgrande



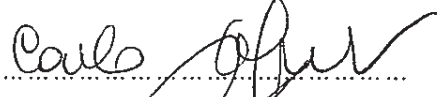
Arch. Giuseppe Chiriatti

ASSENTE

Arch. Laura Cobello



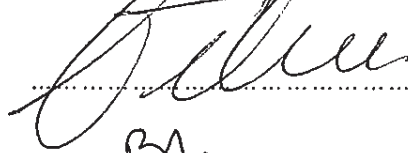
Prof. Carlo Collivignarelli



Dott. Siro Corezzi



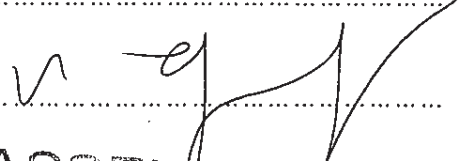
Dott. Federico Crescenzi



Prof.ssa Barbara Santa De Donno



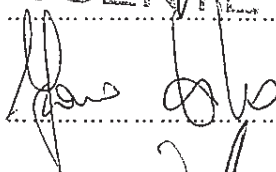
Cons. Marco De Giorgi



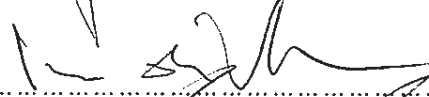
Ing. Chiara Di Mambro

ASSENTE

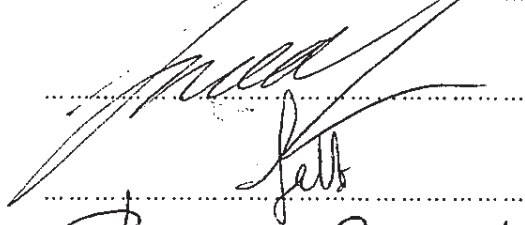
Ing. Francesco Di Mino



Avv. Luca Di Raimondo



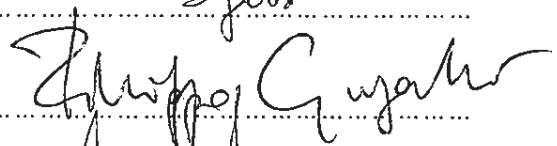
Ing. Graziano Falappa



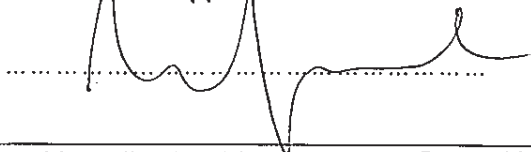
Arch. Antonio Gatto



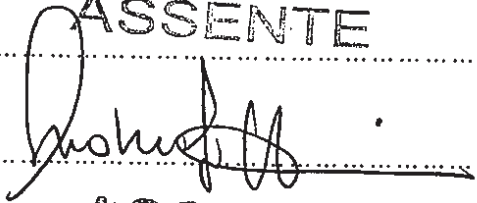
Avv. Filippo Gargallo di Castel Lentini



Prof. Antonio Grimaldi



Ing. Despoina Karniadaki

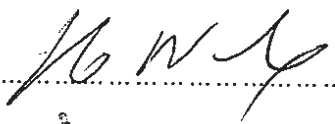
ASSENTE


Dott. Andrea Lazzari

ASSENTE

Arch. Sergio Lembo

Arch. Salvatore Lo Nardo



Arch. Bortolo Mainardi

ASSENTE

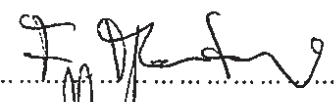
Avv. Michele Mauceri



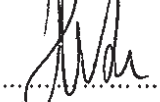
Ing. Arturo Luca Montanelli

ASSENTE

Ing. Francesco Montemagno



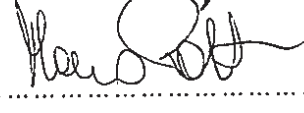
Ing. Santi Muscarà



Arch. Eleni Papaleludi Melis



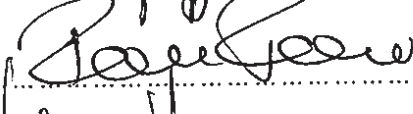
Ing. Mauro Patti



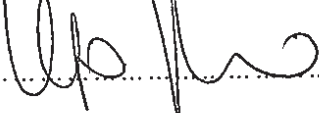
Avv. Luigi Pelaggi



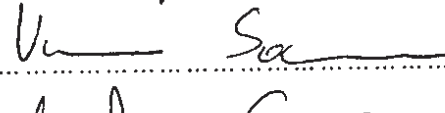
Cons. Roberto Proietti



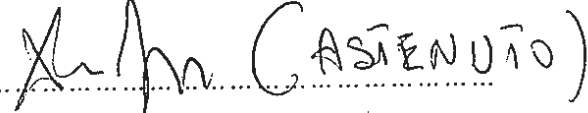
Dott. Vincenzo Ruggiero



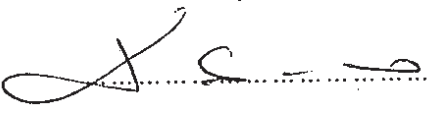
Dott. Vincenzo Sacco



Avv. Xavier Santiapichi

 (CASIENUTO)

Dott. Paolo Saraceno



Dott. Franco Secchieri

Secchieri

Arch. Francesca Soro

Francesca Soro

Dott. Francesco Carmelo Vazzana

Francesco Carmelo Vazzana

Ing. Roberto Viviani

Roberto Viviani