



PETROCELTIC ITALIA S.R.L.

Permesso di Ricerca B.R268.RG

Pozzo Esplorativo Elsa 2

Aggiornamento 2014

*Studio di Impatto Ambientale
Sintesi non Tecnica*






PETROCELTIC ITALIA S.R.L.

**Permesso di Ricerca B.R268.RG
Pozzo Esplorativo Elsa 2
Aggiornamento 2014**

**Studio di Impatto Ambientale
Sintesi non Tecnica**

Doc. No. 13-049-H2	Rev. 0	<i>Alessandra Cargioli</i>			
		<i>Fabio Di Rosario</i>			
		<i>Andrea Giovanetti</i>			
		<i>Francesco Montani</i>	<i>Linda Volpi</i>	<i>Claudio Mordini</i>	<i>Paola Rentocchini</i>
 <small>consulting, design, operation & maintenance engineering</small>		Alessandra Cargioli Fabio Di Rosario Andrea Giovanetti Francesco Montani	Linda Volpi	Claudio Mordini	Paola Rentocchini
	PREPARATO DA	CONTROLLATO DA	APPROVATO DA	SOTTOSCRITTO DA	

0	D'APPOLONIA	 Giovanni Catalano 	Luglio 2014
REV.	PREPARATO DA	VERIFICATO/APPROVATO DA	DATA

Indice

1	INTRODUZIONE	1
2	IL PERMESSO DI RICERCA B.R268.RG E IL POZZO ESPLORATIVO ELSA 2	3
2.1	Iter Amministrativo ed Autorizzativo del Permesso di Ricerca B.R268.RG	3
2.1.1	Procedura di VIA	4
2.1.2	Istanza di Riesame per la Prosecuzione della VIA	5
2.2	Obiettivo Minerario e Caratteristiche del Giacimento	5
2.3	Quadro dei Titoli Minerari Presenti nell' Area	6
3	MOTIVAZIONI DEL PROGETTO	8
3.1	Inquadramento del Mercato Energetico	8
3.1.1	Mercato degli Idrocarburi – Situazione Mondiale	8
3.1.2	Mercato degli Idrocarburi – Situazione Nazionale	9
3.2	Finalità ed Obiettivi	14
4	PIANIFICAZIONE NEL SETTORE ENERGETICO	15
4.1	Politica Energetica Europea	15
4.2	Pianificazione Energetica Nazionale	15
4.3	Pianificazione Energetica in Ambito Locale	16
4.3.1	Piano Energetico Regionale (PER) della Regione Abruzzo	16
4.3.2	Piano Energetico Provinciale della Provincia di Chieti	17
4.3.3	Piano d'Azion e per l'Energia Sostenibile (SEAP) del Comune di Ortona	17
5	IL PROGETTO E LE SUE ALTERNATIVE	19
5.1	Descrizione del Progetto	19
5.2	Analisi delle Alternative e Motivazioni Tecniche delle Scelte Progettuali	20
5.2.1	Analisi dell' "Opzione Zero"	20
5.2.2	Criteri di Localizzazione del Pozzo Esplorativo	20
5.2.3	Impianto e Tecnologia di Perforazione	23
5.2.4	Fanghi di Perforazione	23
5.2.5	Gestione dei Residui di Perforazione e dei Fluidi Prodotti	23
5.3	Descrizione delle Attività di Cantiere	24
5.3.1	Installazione della Piattaforma	25
5.3.2	Fase di Perforazione	26
5.3.3	Prove di Produzione	34

5.3.4	Chiusura Temporanea o Mineraria del Pozzo	35
5.3.5	Rimozione delle Strutture	35
5.3.6	Ripristino dei Luoghi	35
5.3.7	Rimozione della Piattaforma	36
5.4	Cronoprogramma delle Attività	36
5.5	Elenco Preliminare dei Mezzi e delle Attrezzature	37
5.6	Aspetti Relativi alla Sicurezza	38
5.6.1	Gestione HSES	38
5.6.2	Dotazioni di Sicurezza	38
5.6.3	Eventi Incidentali e Pianificazione delle Emergenze	39
6	PRINCIPALI VINCOLI PRESENTI SUL TERRITORIO	41
6.1	Regime Giuridico dell'Area di Studio	41
6.1.1	Convenzione Delle Nazioni Unite sul Diritto Del Mare	41
6.1.2	Convenzione di Barcellona	42
6.1.3	Convenzione di Londra "MARPOL"	43
6.1.4	Direttiva 2008/56/CE	45
6.1.5	Direttiva 2013/30/UE	46
6.2	Regime Vincolistico ed Aree Protette	47
6.2.1	Aree Marine Protette	47
6.2.2	Rete Natura 2000	48
6.2.3	Important Bird Areas (IBA)	49
6.2.4	Aree Naturali Protette	49
6.2.5	Zone di Tutela Biologica	49
6.2.6	Zone Interdette alla Pesca, alla Navigazione e all'Ancoraggio	50
6.2.7	Zone e Siti di Interesse Storico e Archeologico	50
6.2.8	Aree Sottoposte a Restrizioni di Natura Militare	51
6.3	Progetti, Piani e Programmi in Ambito Locale	51
7	INTERAZIONI DEL PROGETTO CON L'AMBIENTE	56
7.1	Emissioni in Atmosfera	56
7.2	Prelievi Idrici	59
7.3	Scarichi Idrici	61
7.4	Produzione di Rifiuti	62

7.5	Utilizzo di Risorse	63
7.6	Emissioni Sonore	64
7.7	Occupazione dello Specchio Acqueo	65
7.8	Traffico di Mezzi	66
8	SINTESI DEGLI IMPATTI AMBIENTALI E DELLE MISURE DI MITIGAZIONE PREVISTE	68
8.1	Atmosfera	70
8.1.1	Alterazione della Qualità dell'Aria per Emissioni di Inquinanti Gassosi	71
8.2	Ambiente Idrico Marino	72
8.2.1	Alterazione delle Caratteristiche delle Acque Marine per Risospensione di Sedimenti	73
8.2.2	Consumo di Risorse per Prelievi Idrici	75
8.2.3	Alterazione delle Caratteristiche di Qualità delle Acque Marine dovuta allo Scarico di Acque Reflue	76
8.2.4	Perturbazione Locale del Regime Correntometrico connesso alla Presenza Fisica degli Impianti	76
8.3	Suolo e Sottosuolo	77
8.3.1	Consumo di Risorse Naturali	79
8.3.2	Risospensione Sedimenti e Variazione Morfologica del Fondale	79
8.3.3	Produzione di Rifiuti	80
8.3.4	Occupazione/Limitazione d'Uso dei Fondali Marini	81
8.3.5	Interazione delle Opere con il Sottosuolo	81
8.4	Vegetazione, Flora, Fauna ed Ecosistemi	81
8.4.1	Interazioni con Organismi, Ecosistemi e Habitat connesse alle Emissioni di Inquinanti in Atmosfera	83
8.4.2	Interazioni con l'Ecosistema Marino connesse agli Scarichi Idrici	84
8.4.3	Interazioni con l'Ecosistema Marino connesse alla Risospensione di Sedimenti Marini	84
8.4.4	Effetti sugli Organismi Marini connessi alla Produzione di Emissioni Sonore Sottomarine	85
8.4.5	Disturbi alla Fauna dovuti all'Illuminazione Notturna	86
8.4.6	Disturbi alla Fauna dovuti ai Traffici di Mezzi Navali	86
8.4.7	Sottrazione e Modificazione di Habitat dovuti all'Occupazione di Fondale	87
8.5	Rumore	87
8.5.1	Impatto del Rumore Antropogenico sui Cetacei	89
8.5.2	Impatto del Rumore Antropogenico sui Rettili Marini e sulle Risorse Demersali e Alietiche	91
8.5.3	Misure di Mitigazione	91

8.6	Aspetti Socioeconomici, Infrastrutture e Salute Pubblica	94
8.6.1	Interferenze con la Pesca	95
8.6.2	Limitazioni/Perdite d'Uso dell'Area Marina e dei Fondali	95
8.6.3	Disturbi alla Navigazione connessi al Traffico Marittimo Indotto	96
8.6.4	Effetti sulla Popolazione connessi allo Sviluppo di Polveri/Inquinanti, alle Emissioni Sonore ed alle Emissioni Odorigene	96
8.6.5	Effetti sul Turismo Costiero e Balneare	97
8.6.6	Indotto Connesso alle Attività di Progetto	97
8.7	Aspetti Storico-Paesaggistici	97
8.7.1	Impatto Percettivo Connesso alla Presenza di Nuove Strutture	98
8.7.2	Impatto connesso all'Inquinamento Luminoso	99
8.8	Impatti Cumulativi	100
8.9	Sintesi degli Impatti sulle componenti	101
9	VALUTAZIONI SUI POTENZIALI SCENARI DI OIL SPILL	103
9.1	Possibili Scenari Accidentali	104
9.2	Modellizzazione dell'Oil Spill	104
9.2.1	Dati di Input	104
9.2.2	Risultati delle Modellizzazioni	105
9.3	Misure di Prevenzione	105
9.4	Piano di Emergenza Antinquinamento	106
10	PIANO DI MONITORAGGIO AMBIENTALE	109
	RIFERIMENTI	114

Si noti che nel presente documento i valori numerici sono riportati utilizzando la formulazione seguente: separatore delle migliaia = virgola (,); separatore decimale = punto (.)

ELENCO DELLE FIGURE ALLEGATE

- Figura 2.1 Inquadramento Territoriale di Area Vasta
- Figura 6.1 Aree Naturali Protette, Siti Natura 2000 e IBA
- Figura 8.1: Analisi di Dispersione di Inquinanti, Mappa delle Concentrazioni di NO_x
- Figura 8.2: Analisi di Dispersione di Inquinanti, Mappa delle Concentrazioni di SO_x
- Figura 8.3: Analisi di Dispersione di Inquinanti, Mappa delle Concentrazioni di Polveri
- Figura 8.4: Analisi di Dispersione di Inquinanti, Mappa delle Concentrazioni di CO
- Figura 8.5: Analisi di Risospensione dei Sedimenti, Concentrazioni di Solidi Sospesi, Scenario S1 (Corrente v=10 cm/s)
- Figura 8.6: Analisi di Risospensione dei Sedimenti, Concentrazioni di Solidi Sospesi, Scenario S2 (Corrente v=30 cm/s)
- Figura 8.7: Fotoinserimenti

ACRONIMI

BOP	Blow Out Preventer
BTU	British Thermal Unit
DSSC	Documento di Sicurezza e Salute Coordinato
GOR	Gas Oil Ratio
MBES	Multi Beam Echosounder
MD	Measured Depth
NPT	Non Productive Time
OSCP	Oil Spill Contingency Plan
PMA	Piano di Monitoraggio Ambientale
RKB	Rotary Kelly Bushing
RPM	Revolutions Per Minute
SBES	Single Beam Echosounder
SBP	Sub Bottom Profiler
SSS	Side Scan Sonar
TCF	Trillion Cubic Feet
TEP	Tonnellata Equivalente di Petrolio
TVD	True Vertical Depth
WBM	Water Based Mud

Studio di Impatto Ambientale Sintesi non Tecnica

Permesso di Ricerca B.R268.RG Pozzo Esplorativo Elsa 2 (Aggiornamento 2014)

1 INTRODUZIONE

Il presente documento costituisce la Sintesi non Tecnica dello Studio di Impatto Ambientale (SIA), predisposto da D'Appolonia S.p.A. (D'Appolonia S.p.A., 2014)*, relativo al progetto di realizzazione di un pozzo esplorativo in mare denominato "Elsa 2", proposto dalla società Petrocelltic Italia S.r.l. (Petrocelltic).

Lo Studio di Impatto Ambientale predisposto costituisce un aggiornamento di quanto ad oggi presentato nell'ambito della procedura di Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) del progetto, avviata nel 2009, per la quale Petrocelltic in data 13 Febbraio 2013 ha presentato al Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (MATTM) istanza di riesame.

Petrocelltic è una società con sede legale a Roma in Via E. Q. Visconti 20 ed è controllata al 100% dalla Petrocelltic International PLC, società irlandese indipendente specializzata in operazioni di ricerca e produzione di idrocarburi, quotata sull'*Alternative Investment Market* (AIM) della Borsa di Londra e sull'*Enterprise Securities Market* (ESM) della Borsa Irlandese. Petrocelltic International PLC, a sua volta, è stata oggetto di fusione nel 2012 con la Melrose Resources PLC, società inglese operante nel settore energetico. Le attività di Petrocelltic International si concentrano principalmente nel bacino del Mediterraneo, nel Nord Africa e nel Mar Nero. Attualmente la Società opera in Algeria, Bulgaria, Egitto, Kurdistan, Romania, Grecia e Italia.

Il progetto proposto, rientrante nell'ambito del Permesso di Ricerca di idrocarburi denominato "B.R268.RG", è sottoposto alla procedura di Valutazione di Impatto Ambientale di competenza statale (MATTM), come previsto dall'Allegato II, Punto 7, della Parte II del D.Lgs. 152/06 e s.m.i..

La presente Sintesi non Tecnica è stata elaborata ai sensi dall'Articolo 22, Comma 5 del D.Lgs. 152/06 e s.m.i., con lo scopo facilitare la comprensione, da parte del pubblico interessato, delle caratteristiche dimensionali e funzionali del progetto e dei potenziali impatti ambientali ad esso associati. Nello specifico, il documento riporta, in maniera sintetica ed esaustiva, tutte le considerazioni e le valutazioni emerse nell'ambito dello SIA, con riferimento agli aspetti programmatici, progettuali e, con maggior dettaglio, a quelli ambientali.

La Sintesi non Tecnica è, pertanto, strutturata come segue:

- il Capitolo 2 riporta le informazioni generali sul pozzo esplorativo Elsa 2 e il Permesso di Ricerca B.R268.RG, e comprende una descrizione dell'iter amministrativo ed autorizzativo che ha caratterizzato il progetto proposto, la definizione degli obiettivi minerari e un quadro generale sui titoli minerari presenti nell'area;

* I riferimenti sono riportati alla fine del testo.

- il Capitolo 3 descrive il quadro del mercato energetico mondiale e nazionale e riporta le finalità e gli obiettivi del progetto proposto;
- il Capitolo 4 illustra la pianificazione energetica a livello comunitario, nazionale e in ambito locale e come il progetto proposto si inserisce nel contesto;
- il Capitolo 5 descrive il progetto e le attività previste, inclusi gli aspetti legati alla sicurezza, e le alternative progettuali prese in considerazione comprendendo anche la cosiddetta "opzione zero";
- il Capitolo 6 analizza il regime giuridico dell'area oggetto di intervento e descrive i principali vincoli di carattere ambientale presenti sul territorio;
- il Capitolo 7 riporta un'analisi delle interazioni del progetto in esame con l'ambiente;
- il Capitolo 8 riporta la sintesi degli impatti ambientali e delle misure di mitigazione previste con riferimento alle singole componenti ambientali;
- il Capitolo 9 riporta le valutazioni sui potenziali scenari di *oil spill*;
- il Capitolo 10 presenta gli elementi principali del Piano di Monitoraggio Ambientale (PMA).

2 IL PERMESSO DI RICERCA B.R268.RG E IL POZZO ESPLORATIVO ELSA 2

Petroceltic è titolare, unitamente a Cygam Energy Italia S.p.A., già Vega Oil S.r.l., del Permesso di Ricerca di idrocarburi B.R268.RG, riguardante un'area ubicata nel Mare Adriatico centrale, in corrispondenza del tratto di costa abruzzese tra Francavilla a Mare e Ortona come mostrato nella figura seguente (si veda anche la Figura 2.1 in allegato).

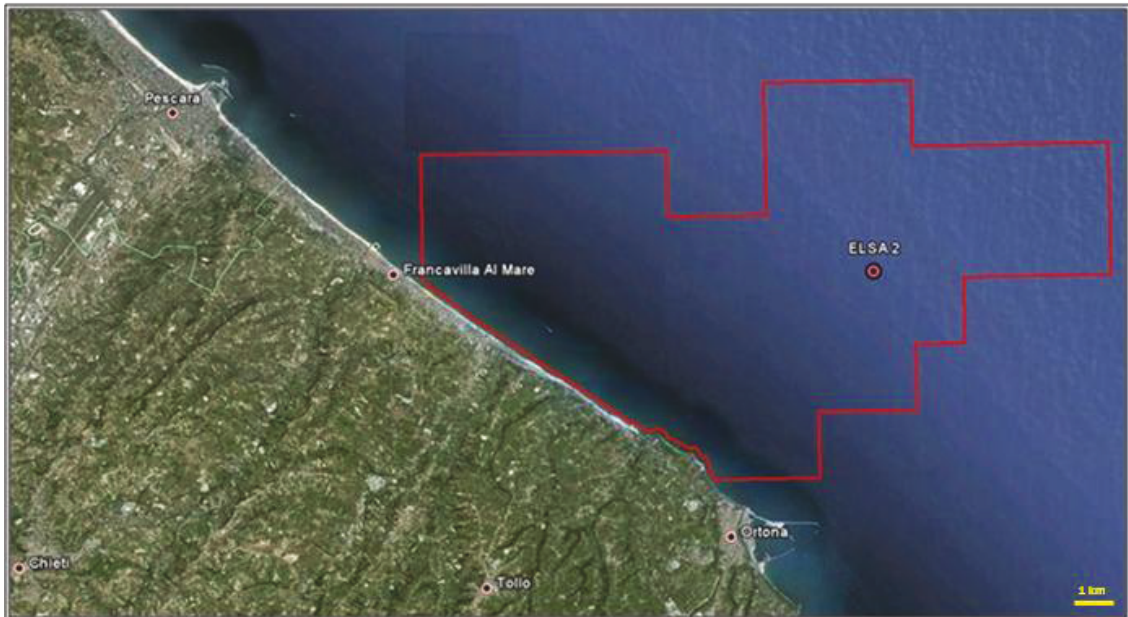


Figura 2.1: Permesso di Ricerca B.R268.RG e Ubicazione del Pozzo Esplorativo Elsa 2

L'area del Permesso si estende complessivamente su di una superficie di 126.68 km², con margine occidentale adiacente alla linea di costa. Le quote di partecipazione del Permesso sono: 40% Petroceltic (Rappresentante Unico) e 60% Cygam Energy Italia S.p.A..

Petroceltic, nell'ambito delle attività di ricerca previste nel programma dei lavori approvato per il Permesso B.R268.RG, intende procedere alla perforazione del pozzo esplorativo Elsa 2 all'interno dell'area associata al Permesso, a circa 7 km dalla costa abruzzese. Le coordinate del pozzo Elsa 2 sono indicate nella seguente Tabella 2.1.

Tabella 2.1: Coordinate del Pozzo Esplorativo Elsa 2

Sistema di Riferimento	Coordinate	
Gauss Boaga – Fuso Est	Y = 4,696,442.86	X = 2,475,019.33
Datum Roma 40	Lat: 42° 25' 05.65" N	Long: 14° 27' 11.89" E

2.1 Iter Amministrativo ed Autorizzativo del Permesso di Ricerca B.R268.RG

In data 31 Ottobre 2000, la società Rigo Oil Company Ltd ha richiesto un Permesso di Ricerca di idrocarburi nell'area attualmente interessata dal Permesso oggetto del presente studio.

All'istanza, allora contraddistinta dalla sigla "d490B.R.-RG", veniva allegato il relativo programma dei lavori. Successivamente la Rigo Oil Company-Ltd ha richiesto che il Permesso fosse conferito alla società Vega Oil S.r.l., costituita nel 2003 dalla stessa società.

In accoglimento della suddetta istanza, il Permesso di Ricerca B.R268.RG è stato quindi accordato alla Vega Oil S.r.l. con Decreto del 24 Marzo 2005 del Direttore Generale dell'Energia e delle Risorse Minerarie presso il Ministero dello Sviluppo Economico (MSE). Il Permesso veniva concesso per 6 anni a partire da tale data.

In seguito, la società Vega Oil, che nel frattempo si era trasformata in Vega Oil S.p.A., ha ceduto una quota di titolarità del Permesso di Ricerca alla società Petroceltic Elsa S.r.l. che ha poi mutato la propria denominazione in Petroceltic Italia S.r.l., attuale denominazione, ed ha quindi assunto (a decorrere dal 4 Gennaio 2010) il ruolo e le funzioni di Rappresentante Unico. Vega Oil S.p.A. ha successivamente mutato la propria denominazione in Cygam Energy Italia S.p.A.

Il Decreto di conferimento prevedeva lo svolgimento all'interno dell'area marina del Permesso B.R268.RG, di indagini geologiche e geofisiche secondo quanto indicato nel programma dei lavori, precisando che la perforazione del pozzo esplorativo era subordinata all'espletamento di una procedura di Valutazione di Impatto Ambientale dedicata, come prescritto dalla nota DSA/2005/02046 del 28 Gennaio 2005 del MATTM.

È stata, pertanto, avviata la procedura di VIA.

2.1.1 Procedura di VIA

Al fine di poter svolgere le attività di ricerca all'interno dell'area interessata dal Permesso in oggetto e come previsto dalla normativa vigente, la società Vega Oil S.p.A., in data 21 Luglio 2009, ha avviato presso il MATTM la procedura di VIA relativamente al progetto di perforazione del pozzo esplorativo denominato Elsa 2, trasmettendo in allegato all'istanza il documento "Pozzo per Ricerca di idrocarburi "Elsa 2" – Studio di Impatto Ambientale".

Nell'ambito della procedura di VIA, nella fase di consultazione pubblica, sono state formulate osservazioni da parte di Enti pubblici, Associazioni culturali e sportive, Organizzazioni turistiche locali e cittadini, in merito alle quali Petroceltic, con nota del 31 Marzo 2010, ha trasmesso al MATTM le proprie controdeduzioni e chiarimenti.

Con Parere del MATTM No. 443 del 16 Aprile 2010, la Commissione Tecnica per la Verifica dell'Impatto Ambientale - VIA e VAS (CTVIA) ha espresso parere interlocutorio negativo riguardo alla compatibilità ambientale del progetto di perforazione del pozzo esplorativo Elsa 2, evidenziando, in particolare, la mancanza nella documentazione proposta di studi relativi a:

- presenza di metalli pesanti e composti inorganici nei sedimenti del fondale;
- simulazione degli effetti dovuti alla risospensione dei sedimenti;
- impatto del rumore prodotto durante la perforazione sui mammiferi marini; e sulle precauzioni per ridurre o eliminare gli impatti negativi;
- possibili manifestazioni del fenomeno della subsidenza in fase di produzione.

Con nota del 30 Settembre 2010 Petroceltic ha quindi inviato al MATTM un documento contenente gli ulteriori approfondimenti richiesti dalla CTVIA per la miglior definizione della procedura di VIA, chiedendo una valutazione in merito.

Senonché, a fronte dell'entrata in vigore del D.Lgs. 128/2010 e dei rigorosi vincoli all'esercizio delle attività minerarie *offshore* da questo introdotti nel testo dell'Articolo 6, comma 17, del D.Lgs. 152/2006, il MATTM con nota del 13 Ottobre 2010 il MATTM ha trasmesso a Petroceltic, ai sensi dell'Articolo 10 bis della Legge 241/90, una comunicazione di preavviso di provvedimento negativo, nel presupposto che la nuova disciplina impedisse la realizzazione di un pozzo esplorativo nell'area del Permesso di Ricerca B.R268.RG.

Successivamente, con Decreto No. 257 del 16 Maggio 2011, il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare di concerto con il Ministro per i Beni e le Attività Culturali, ritenendo che le nuove più restrittive disposizioni introdotte dal D.Lgs. 128/2010 dovessero essere applicate ai procedimenti in corso e non consentissero in nessun caso l'esecuzione delle attività di perforazione nell'area marina interessata dal Permesso di Ricerca B.R268.RG, ha decretato il rigetto della compatibilità ambientale del progetto di perforazione del pozzo Elsa 2.

Il contrasto interpretativo sull'applicazione del D.Lgs. 128/2010 al progetto per la perforazione del Pozzo Elsa 2 è stato infine risolto direttamente dal legislatore con l'approvazione dell'Articolo 35 del Decreto Legge 83/2012, convertito con Legge del 7 Agosto 2012, No. 134, il quale ha riformulato la disposizione di cui all'Articolo 6, comma 17, del D.Lgs. 152/2006, chiarendo espressamente che i limiti all'esercizio dell'attività mineraria non sono applicabili ai procedimenti autorizzatori instaurati nell'esercizio dei titoli minerari rilasciati anteriormente alla data di entrata in vigore del D.Lgs. 128/2010.

2.1.2 Istanza di Riesame per la Prosecuzione della VIA

Alla luce delle disposizioni dettate dal nuovo Decreto Legge 22 Giugno 2012, No. 83, Petroceltic in data 13 Febbraio 2013 ha presentato al MATTM istanza di riesame per la prosecuzione della valutazione nel merito della compatibilità ambientale del progetto di perforazione del pozzo esplorativo Elsa 2.

Con Nota prot. No. 5130 del 26 Febbraio 2013, il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare ha accolto la predetta istanza, nonché:

- ravvisato la necessità di un aggiornamento dello Studio di Impatto Ambientale e della documentazione integrativa;
- chiesto di verificare se le condizioni ambientali del sito siano nel frattempo mutate, con particolare riferimento ai permessi di ricerca e coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi presenti nell'area;
- richiesto a Petroceltic di provvedere nuovamente al deposito della documentazione di VIA.

Petroceltic ha, pertanto, provveduto all'aggiornamento dello Studio di Impatto Ambientale, di cui il presente documento costituisce la Sintesi non Tecnica.

2.2 Obiettivo Minerario e Caratteristiche del Giacimento

L'interesse minerario del pozzo Elsa 2 nell'ambito del Permesso di Ricerca B.R268.RG è legato all'accertamento della mineralizzazione ad olio (verifica delle potenzialità del giacimento) nei calcari dolomitici e dolomie con selce del Cretacico inferiore (formazione Maiolica), ad una profondità di circa 4,500 m, riscontrata nella perforazione del pozzo esplorativo denominato "Elsa 1", effettuata nel 1992 dalla joint venture costituita da Eni, Enterprise ed Elf nella medesima area oggetto di ricerca.

I test effettuati per Elsa 1 hanno evidenziato la presenza di olio nella formazione Maiolica, mentre non è stata evidenziata presenza di H₂S. La stima dei volumi di *oil-in-place* è stata quindi

valutata statisticamente per il giacimento, in relazione ai possibili scenari. Nel complesso si stima che la struttura di Elsa possa contenere circa 95 milioni di barili di petrolio recuperabile, valore che potrà essere confermato a valle dei test previsti per il pozzo esplorativo Elsa 2.

2.3 Quadro dei Titoli Minerari Presenti nell'Area

Nella tabella e nella figura seguente sono rappresentati i titoli minerari vigenti circostanti l'area oggetto di intervento. Per un'analisi più approfondita dei titoli minerari individuati, in termini di interazioni tra questi e il progetto in esame, si rimanda al Quadro di Riferimento Ambientale.

Tabella 2.2: Elenco dei Titoli Minerari Presenti nell'Area

Titolo Minerario	Denominazione	Titolare/i	Descrizione
Permesso di Ricerca	B.R269.GC	Medoilgas Italia S.p.A. (100%)	In attesa di rilascio della Concessione di Coltivazione
Permesso di Ricerca	B.R270.EL	Petroceltic Italia S.r.l. (100%)	Studi geominerari in corso
Permesso di Ricerca	B.R271.EL	Petroceltic Italia S.r.l. (100%)	Attività attualmente sospesa
Permesso di Ricerca	B.R272.EL	Petroceltic Italia S.r.l. (100%)	Studi geominerari in corso
Concessione di Coltivazione	B.C5.AS	Adriatica Idrocarburi S.p.A. (100%)	Campo a gas
Concessione di Coltivazione	B.C1.LF	Edison S.p.A. (95%) – Gas Plus Italiana S.r.l. (5%)	Campo a gas
Concessione di Coltivazione	B.C9.AS	Adriatica Idrocarburi S.p.A. (67%) – Edison S.p.A. (33%)	Campo a gas
Concessione di Coltivazione	B.C8.LF	Edison S.p.A. (62%) – ENI S.p.A. (38%)	Campo a olio
Concessione di Coltivazione	B.C10.AS	Adriatica Idrocarburi S.p.A. (51%) – Edison S.p.A. (49%)	Campo a gas

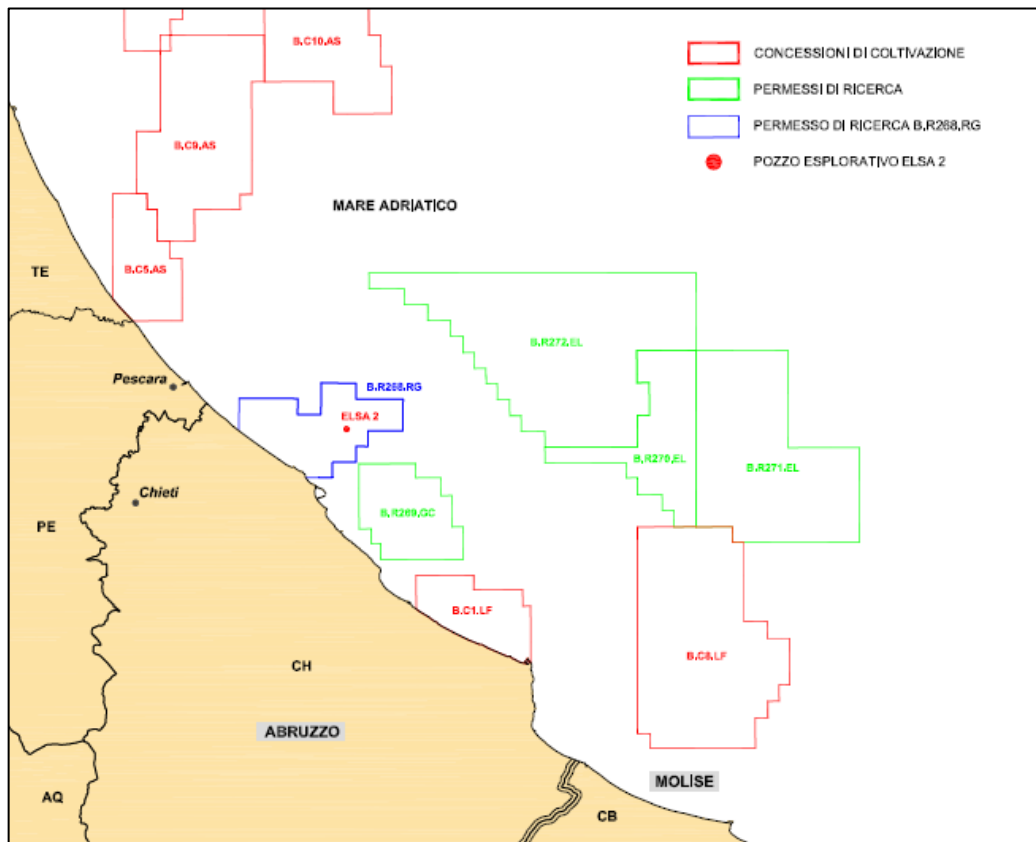


Figura 2.2: Permesso di Ricerca B.R268.RG e Titoli Minerari Vigenti

3 MOTIVAZIONI DEL PROGETTO

Nel presente capitolo è riportata una panoramica del mercato energetico (nazionale ed internazionale) nel cui contesto si inserisce il progetto.

3.1 Inquadramento del Mercato Energetico

3.1.1 Mercato degli Idrocarburi – Situazione Mondiale

La "Relazione Annuale 2014" dell'Unione Petrolifera (UP) fornisce un quadro completo al 2013 del mercato degli idrocarburi a livello internazionale.

Nel corso del 2013 il quadro economico internazionale ha mostrato gradualmente segnali di miglioramento, sebbene con una mutata dinamica nelle diverse regioni e con una discreta ripresa del commercio internazionale. Il petrolio resta la principale fonte di energia a livello mondiale con una quota superiore al 31% sul totale, mentre complessivamente le fonti fossili hanno soddisfatto circa l'82% della domanda di energia primaria. In particolare, la disponibilità delle fonti fossili è cresciuta negli ultimi anni grazie al contributo delle cosiddette fonti non-convenzionali (*shale gas* e *shale oil*) e ai progressi tecnologici che hanno permesso di migliorare i tassi di recupero delle risorse.

Nel 2013, la domanda petrolifera mondiale ha mostrato un profilo decisamente positivo (+1.4%), toccando i 91.4 milioni barili/giorno (1.24 milioni barili/giorno in più rispetto al 2012 e circa 2.4 milioni al 2011). Oltre il 90% di questa maggiore domanda è stata concentrata nei Paesi non-OCSE (Organizzazione per la Cooperazione e lo Sviluppo Economico), mentre nei Paesi OCSE la crescita della domanda è stata sostanzialmente piatta (+0.2%).

L'offerta nel 2013 si è attestata a 91.5 milioni barili/giorno (630,000 barili in più rispetto al 2012), e superiore alla domanda di appena 70,000 barili/giorno rispetto ai 680,000 del 2012. A fronte di un calo di 710,000 barili/giorno dei Paesi OPEC (*Organization of the Petroleum Exporting Countries*), la produzione dei Paesi non-OPEC è salita di oltre 1.3 milioni barili/giorno.

L' "International Energy Outlook 2013" dell'Energy Information Administration (EIA), descrive gli scenari futuri riguardo ai consumi energetici e alle principali fonti energetiche utilizzate.

Nonostante la situazione attuale di crisi economica, il consumo energetico è destinato ad aumentare del 56% dal 2010 fino al 2040. Il maggior consumo di energia nelle previsioni 2010 – 2040 è riconducibile ai paesi al di fuori dell'OCSE. In particolare si prevede un aumento di quasi 300×10^{15} Btu¹ tra il 2010 e il 2040.

Per quanto riguarda le diverse fonti energetiche, le proiezioni prevedono trend di crescita simili per le diverse fonti, ad esclusione del carbone, per il quale si prevede una flessione tra il 2030 ed il 2040.

Particolare evidenza si pone alle proiezioni dei consumi di combustibili liquidi e del gas naturale per i quali si prevede, tra il 2010 ed il 2040, un aumento dei consumi rispettivamente da circa 87

¹ Btu (*British Thermal Unit*): Unità del sistema tecnico anglosassone di misura della quantità di calore, dell'energia e del lavoro; la "Btu internazionale" è pari a 1055.56 joule. Multipli della Btu sono il therm, corrispondente a 100.000 Btu, e il Decatherm, corrispondente a 10 therm ossia a un milione di Btu (MMBtu). Il quad corrisponde ad un quadrillion di Btu ossia 10^{15} Btu. Il quad è una unità di misura utilizzata nel calcolo dei consumi di energia. Un milione di barili di olio al giorno equivalgono a due quad all'anno. La quantità di calore ottenibile da un combustibile viene espressa in Btu nei Paesi anglosassoni.

milioni di barili/giorno a circa 115 milioni di barili/giorno (combustibili liquidi) e da circa 3×10^{12} Sm³ a 4.8×10^{12} Sm³ (gas²).

3.1.2 Mercato degli Idrocarburi – Situazione Nazionale

Secondo quanto riportato nella "Relazione Annuale 2014" dell'Unione Petrolifera (UP), il contesto economico nazionale nel 2013 ha rilevato segnali di moderato recupero, pur non essendo ancora visibile uno slancio della ripresa.

Nel 2013 si è rilevata un'attenuazione nella caduta del Pil, sceso dell'1.9%, rispetto ad un calo del 2.4% nel 2012. Parallelamente i consumi di energia hanno continuato a ridursi con una flessione attorno al 3.0%, attestandosi a 171.0 Mtep³, valori vicini a quelli di metà anni '90.

L'ulteriore contrazione dell'attività industriale, insieme alla mancata ripresa della domanda, ha interessato tutte le principali fonti di energia, come segue:

- il petrolio ha segnato -5.2% e con 59.0 Mtep è tornato ai consumi 50 anni fa;
- il gas è sceso del 6.5%, attestandosi a 57.4 Mtep, un valore analogo a quello dei primi anni 2000;
- sul carbone la contrazione percentuale è ancora più marcata (-12.2%) e i 14.6 Mtep sono quasi allineati a quelli del 2010, in conseguenza della persistente crisi del settore siderurgico e dei minori impieghi nella produzione termoelettrica.

Scendono infine del 2.2% (9.2 Mtep) anche le importazioni nette di energia elettrica.

La produzione interna di energia, compresa quella di greggio e gas naturale, ha ridotto la dipendenza energetica dall'estero del nostro Paese, che è scesa al 76.1% dal 79% del 2012

Nella seguente tabella sono riportati i consumi nazionali per fonte di energia.

Tabella 3.1: Andamento dei Consumi Nazionali di Energia in Mtep

Fonte Energia	2000	2005	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013 ⁽¹⁾	% 2013 su 2012	Peso su totale 2013
Combustibili solidi	12.8	17.0	17.2	16.7	13.0	14.9	16.6	16.6	14.6	-12.2%	8.5%
Gas naturale ⁽²⁾	57.9	70.7	69.5	69.5	63.5	68.1	63.8	61.4	57.4	-6.5%	33.6%
Energia elettrica	9.8	10.8	10.2	8.8	9.9	9.7	10.1	9.5	9.2	-2.2%	5.4%
Petrolio ⁽³⁾	92.0	85.2	82.5	79.3	73.3	72.2	69.1	62.2	59.0	-5.2%	34.5%
Fonti rinnovabili	12.9	13.6	14.3	17.0	20.2	22.9	24.6	26.6	30.8	+15.8%	18.0%
Totale	185.4	197.3	193.7	191.3	180.3	187.8	184.2	176.3	171.0	-3.0%	100.0%

Note:

(1) Dati provvisori. Variazioni calcolate su tre decimali.

(2) Serie storica ricostituita in base al coefficiente di 8,190 usato per la trasformazione in Tep e adottato a partire dal 2008 dal Ministero dello Sviluppo Economico per uniformità con le statistiche internazionali (Eurostat, IEA)

(3) I valori successivi al 1997 includono l'Orimulsion impiegato per produzione di elettricità. Dal 1998 è cambiata metodologia di rilevazione delle importazioni di coke di petrolio

² Valori di consumo di gas rispettivamente pari a 113-185 TFC (*trillion cubic feet*) indicati nel documento EIA.

³ La tonnellata equivalente di petrolio (tep) è l'unità di misura che rappresenta la quantità di energia rilasciata dalla combustione di una tonnellata di petrolio greggio e vale circa 42 miliardi di joule. Tale unità di misura è fissata convenzionalmente per rendere più maneggevoli le cifre relative ai grandi valori di energia.

La flessione dei consumi di energia (-3.0%), insieme al rafforzamento dell'euro rispetto al dollaro (+3.4%) e al calo delle quotazioni, hanno prodotto nel 2013 un deciso ridimensionamento della fattura energetica italiana. La spesa nazionale per l'approvvigionamento di energia dall'estero (costituita dal saldo fra l'esborso per le importazioni e gli introiti derivanti dalle esportazioni) è scesa, infatti, a 55.823 miliardi di euro, contro i 64.877 del 2012 (-14%), con un risparmio di oltre 9 miliardi di euro.

Fra le fonti che hanno rilevato i maggiori decrementi rispetto all'anno precedente, c'è la spesa netta per l'approvvigionamento del gas, passata da 24 a poco più di 20 miliardi di euro (-17%), che, con oltre 4 miliardi di euro in meno, ha fornito il maggior risparmio alla spesa energetica.

Nel 2013 anche la fattura petrolifera si è ridimensionata, passando da 33.908 miliardi del 2012 a 30.509 miliardi di euro (circa 3.4 miliardi in meno, pari al -10%), in conseguenza del miglioramento di tutti i fattori determinanti quali il raffreddamento delle quotazioni internazionali, il rafforzamento del cambio nonché la contrazione dei consumi (-5.3%).

Il costo medio annuo di una tonnellata di greggio è stato pari a 607.5 euro contro i 642.6 del 2012, con un decremento del 5.5%, risultante di un minore costo all'origine (-2.2% in dollari) e di un apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (+3.4%).

Il peso sul Pil della fattura petrolifera pur essendo sceso al 2.0% rispetto al 2.2% del 2011-2012, rimane fra i valori più elevati dalla metà degli anni '80, contro una media dell'1,5 per cento registrato nel decennio 2000-2010, mentre nel periodo di picco (1980 - 83) era stato in media il 4,6 per cento.

Il petrolio continua a rappresentare il maggior onere sulla fattura energetica, costituendo quasi il 55% dell'esborso complessivo.

Il petrolio, dunque, oltre ad essere la fonte energetica più utilizzata nell'ambito del mix energetico, come mostrato in Tabella 3.1, è anche la più costosa; da qui nasce la volontà, espressa tramite la recente emanazione della Strategia Energetica Nazionale (SEN), di ridurre le importazioni di petrolio dall'estero e incrementarne la produzione a livello nazionale.

Nel 2013 la produzione d'idrocarburi nel nostro Paese, che per il terzo anno consecutivo risulta in crescita, ha registrato per quanto riguarda il greggio un aumento del 2.0 %, con circa 5.5 milioni di tonnellate mentre per il gas naturale ha segnato una battuta d'arresto, attestandosi a poco più di 7.7 miliardi di metri cubi (-9.5%).

Considerando le quotazioni del greggio e del gas naturale, complessivamente la produzione nazionale nel 2013 pari a 11.9 Mtep, ha soddisfatto il 10% del fabbisogno totale di idrocarburi, consentendo un risparmio di circa 5.4 miliardi di euro nella fattura energetica nazionale.

Secondo i dati del "Rapporto Annuale 2014" del Dipartimento per l'Energia - Direzione Generale per le Risorse Minerarie ed Energetiche (DGRME) del Ministero dello Sviluppo Economico, nel 2013 la produzione nazionale di idrocarburi rispetto all'anno precedente ha registrato un leggero incremento della produzione di olio greggio (+2%) e un decremento della produzione di gas naturale (-10%).

Per quanto riguarda il gas naturale, nell'anno 2013 si è registrata una produzione paria a 7.71 miliardi di Sm³, mentre per quanto riguarda l'olio si è registrata una produzione di 5.48 milioni di tonnellate.

Il dato sulle riserve al 31 Dicembre 2013 da distinguere secondo la classificazione internazionale in certe⁴, probabili⁵ e possibili⁶, rivela, rispetto al dato fissato al 31 Dicembre 2012 e al netto della produzione ottenuta nell'anno 2013, una riduzione di circa il 5.4% per il gas e di circa il 2.9% per l'olio.

La produzione di idrocarburi nel territorio nazionale nel periodo 1993-2013 è riportata nella tabella seguente.

Tabella 3.2: Produzione di Idrocarburi nel territorio italiano dal 1993 al 2013

Anno	Gas Naturale (Sm ³ x 10 ⁹)			Olio Greggio (t x 10 ⁶)		
	Terra	Mare	Totale	Terra	Mare	Totale
1993	4.82	14.65	19.47	3.11	1.51	4.62
1994	4.58	16.06	20.64	3.61	1.26	4.87
1995	4.29	16.09	20.38	4.09	1.12	5.21
1996	4.09	16.13	20.22	4.39	1.04	5.43
1997	3.92	15.54	19.46	4.87	1.07	5.94
1998	3.64	15.53	19.17	4.08	1.52	5.60
1999	3.33	14.29	17.62	3.40	1.59	4.99
2000	3.66	13.11	16.77	3.20	1.36	4.56
2001	2.94	12.61	15.55	3.11	0.96	4.07
2002	2.79	12.15	14.94	4.47	1.03	5.50
2003	2.68	11.32	14.00	4.54	1.00	5.54
2004	2.38	10.54	12.92	4.46	0.95	5.41
2005	2.41	9.55	11.96	5.32	0.77	6.09
2006	2.33	8.51	10.84	5.06	0.70	5.76
2007	2.35	7.28	9.63	5.08	0.76	5.84
2008	2.26	6.81	9.07	4.69	0.53	5.22
2009	2.00	5.90	7.90	4.00	0.50	4.50
2010	2.10	5.80	7.90	4.40	0.70	5.10
2011	2.30	6.00	8.30	4.60	0.64	5.24
2012	2.47	6.07	8.54	4.90	0.47	5.37
2013	2.43	5.28	7.71	4.76	0.72	5.48

I dati riportati nella Tabella 3.2 evidenziano che l'ultimo decennio è stato caratterizzato da una prima fase di costante calo della produzione, con i valori minimi registrati nell'anno 2009. Per quanto riguarda l'olio si rileva una più recente fase di crescita iniziata nel 2010 e confermata dai dati di produzione del 2013. Per il gas naturale, dopo una iniziale ripresa cominciata nel 2011 e proseguita nel 2012, la produzione dell'anno 2013 è di nuovo iniziata a calare registrando il minimo storico di 7.71 miliardi di Sm³.

⁴ Rappresentano le quantità stimate di idrocarburi che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria di giacimento disponibili, potranno, con ragionevole certezza (probabilità maggiore del 90%) essere commercialmente prodotte nelle condizioni tecniche, contrattuali, economiche ed operative esistenti al momento considerato.

⁵ Rappresentano le quantità di idrocarburi che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria dei giacimenti disponibili, potranno essere recuperate con ragionevole probabilità (maggiore del 50%) in base alle condizioni tecniche contrattuali, economiche ed operative esistenti al momento considerato; gli elementi di incertezza residua possono riguardare l'estensione o altre caratteristiche del giacimento (rischio minerario), l'economicità (alle condizioni del progetto di sviluppo), l'esistenza o adeguatezza del sistema di trasporto degli idrocarburi e/o del mercato di vendita

⁶ Sono le quantità di idrocarburi che si stima di poter recuperare con un grado di probabilità decisamente più contenuto (molto minore del 50%) rispetto a quello delle riserve probabili, ovvero che presentano grado di economicità inferiore rispetto al limite stabilito.

Le Figure seguenti confermano quanto riportato nella Tabella 3.2 ed illustrano l'andamento delle produzioni nazionali di gas naturale e olio greggio.

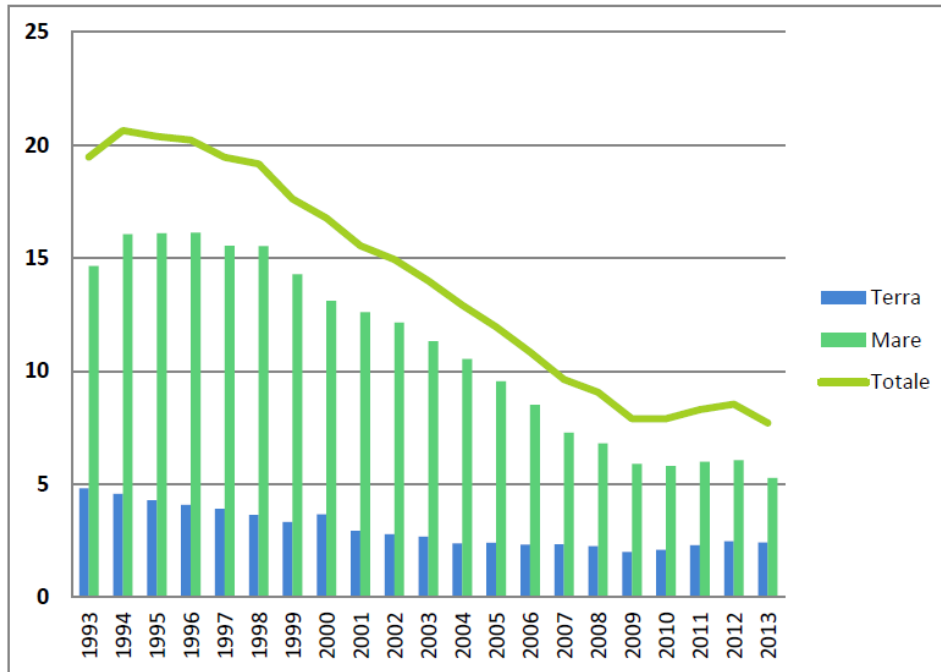


Figura 3.1: Andamento della Produzione Nazionale di Gas Naturale dal 1993 al 2013

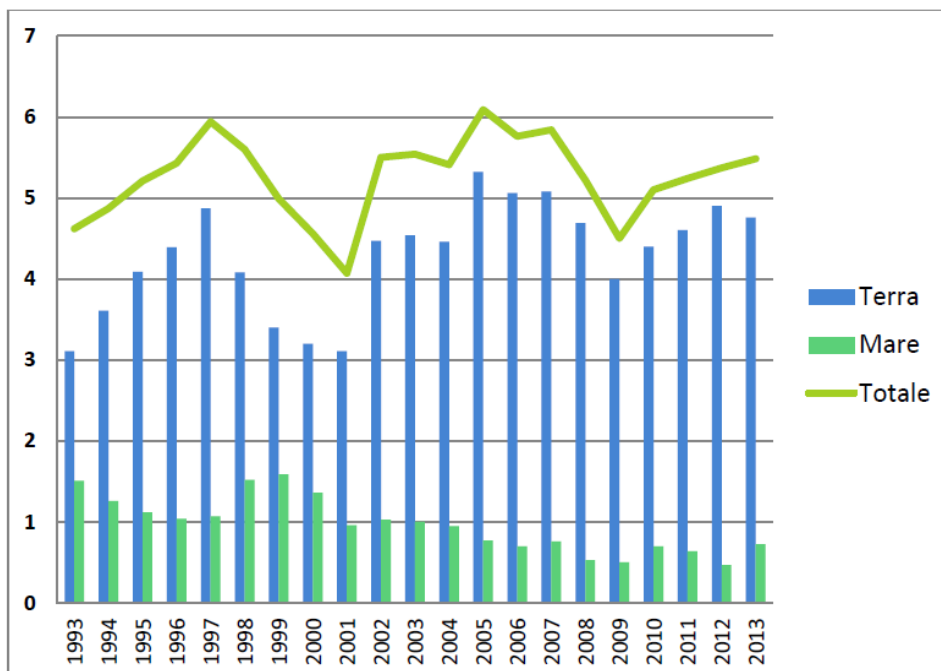


Figura 3.2: Andamento della Produzione Nazionale di Olio Greggio dal 1993 al 2013

Dall'analisi dei dati riportati in Tabella 3.2 si evince, inoltre, che il contributo delle attività offshore nel 2013, in termini di produzione nazionale di idrocarburi, è stato:

- circa il 69% della produzione di gas naturale;
- circa il 13% della produzione di olio.

Con riferimento al progetto in esame, si riportano nella tabella seguente il numero dei Permessi di Ricerca a mare concessi e delle attività di esplorazione svolte con indicazione dei metri complessivamente perforati, durante il periodo 1993 – 2013.

Tabella 3.3: Attività di Esplorazione a Mare nel Periodo dal 1993 al 2013

Anno	Permessi di Ricerca a Mare	Attività di Esplorazione a Mare	
		No. pozzi	Metri perforati
1993	65	6	10,123
1994	63	10	23,467
1995	64	8	14,793
1996	53	10	27,550
1997	55	11	30,266
1998	56	9	18,794
1999	55	6	12,374
2000	48	6	19,065
2001	45	2	2,325
2002	40	5	11,200
2003	34	5	8,658
2004	27	0	0
2005	30	0	0
2006	29	3	9,139
2007	32	1	3,517
2008	27	3	6,673
2009	25	0	0
2010	25	0	0
2011	25	0	0
2012	21	0	0
2013	21	0	0

Dai dati riportati nella Tabella 3.3 si evince che, negli ultimi dieci anni, le attività di perforazione in mare ai soli fini esplorativi sono radicalmente diminuite in numero fino ad annullarsi nell'ultimo

periodo: negli ultimi 5 anni non è stato perforato nessun pozzo esplorativo. Questo è accaduto principalmente perché gli Operatori del settore, date le incertezze normative, hanno preferito investire sul perfezionamento delle attività di coltivazione in atto (si veda in Figura 3.2 l'incremento registrato nel 2013 per la produzione di greggio) piuttosto che in nuove attività di ricerca in mare.

Tuttavia, considerando il costo sempre maggiore delle importazioni delle fonti energetiche dall'estero, con particolare riferimento al petrolio, che risulta ancora oggi la risorsa più utilizzata nel panorama energetico nazionale, si profila sempre di più l'importanza e l'urgenza di perseguire la strada dell'indipendenza energetica attraverso un mix energetico, come riportato nella recentissima Strategia Energetica Nazionale, che includa anche lo sfruttamento delle risorse di idrocarburi nazionali.

Il progetto in esame, in tale ottica, potrebbe contribuire alla ripresa della produzione nazionale di idrocarburi e rappresentare al contempo il rilancio delle attività di esplorazione offshore, consentendo altresì di contribuire, nel caso di esito positivo della fase di esplorazione, ad un incremento delle riserve di idrocarburi a livello nazionale, con particolare riferimento a quelle offshore, altrimenti destinate ad esaurirsi in caso di solo sfruttamento di quelle già note.

3.2 Finalità ed Obiettivi

Petroceltic Italia intende realizzare il pozzo esplorativo Elsa 2 all'interno dell'area marina associata al Permesso di Ricerca B.R268.RG, ad una distanza dalla costa (Ortona) di circa 7 km, su di un fondale con profondità di circa 37 m.

Come già riportato nel precedente Paragrafo 2.2, la perforazione del pozzo Elsa 1 ha permesso di individuare la presenza di idrocarburi, ma non di definire con certezza le caratteristiche fisiche dell'olio e la produttività del giacimento. Nonostante sia stato rinvenuto olio, il giacimento Elsa non fu successivamente sviluppato a causa dei bassi prezzi del greggio all'epoca, quindi il pozzo Elsa 1 fu sigillato e tutta l'attrezzatura sul fondale marino rimossa.

I progressi tecnologici raggiunti nell'ambito delle perforazioni *offshore* e gli interessi sempre maggiori nella ricerca e nello sviluppo di giacimenti di idrocarburi a livello nazionale hanno giocato un ruolo fondamentale nel riprendere in considerazione questo tema di ricerca.

I principali obiettivi del presente progetto sono, pertanto, quelli di acquisire un campione di alta qualità per la caratterizzazione dell'olio presente, di determinare la produttività del ritrovamento e di definire con maggiore accuratezza la qualità della roccia serbatoio (*reservoir*), la densità dell'olio e l'altezza della colonna di idrocarburi.

L'esito positivo del progetto consentirebbe di:

- contribuire all'incremento delle riserve di idrocarburi note a livello nazionale;
- contribuire all'incremento della produzione di idrocarburi a livello nazionale e alla conseguente riduzione delle importazioni di petrolio dall'estero, in caso di successivo sviluppo del giacimento, in linea con gli obiettivi di indipendenza energetica espressi dalla recente emanazione della Strategia Energetica Nazionale (SEN).

Nel caso in cui il pozzo fornisca buoni risultati è, infatti, intenzione di Petroceltic procedere alla successiva fase di sviluppo, previa una nuova specifica procedura di Valutazione di Impatto Ambientale, come previsto dalla vigente normativa.

Qualora il pozzo esplorativo Elsa 2 non riscontri quantità sufficienti di idrocarburi, il progetto verrà abbandonato e il pozzo sarà chiuso e sigillato e l'area ripristinata.

4 PIANIFICAZIONE NEL SETTORE ENERGETICO

Il presente capitolo illustra la pianificazione energetica a livello comunitario, nazionale e locale e le relazioni con il progetto.

4.1 Politica Energetica Europea

Gli indirizzi contenuti negli strumenti di pianificazione energetica europei, che si sono succeduti nel corso degli anni, a partire dalla pubblicazione del Libro Verde della Commissione Europea del 29 Novembre 2000 intitolato "*Verso una strategia di sicurezza dell'approvvigionamento energetico*", presentano linee comuni quali la riduzione dei consumi, l'efficienza energetica, lo sviluppo di fonti energetiche rinnovabili, la riduzione della dipendenza dalle importazioni di idrocarburi dall'estero, l'individuazione di scorte di gas e petrolio, la sicurezza degli approvvigionamenti.

Il progetto in esame, che ha per oggetto la ricerca di idrocarburi nel mare territoriale italiano, costituisce, di fatto, un intervento volto allo sviluppo di una fonte energetica nazionale, quindi europea, che contribuirà alla riduzione della dipendenza dalle fonti energetiche provenienti dall'esterno. **Il progetto esplorativo Elsa 2, pertanto, è coerente con la politica energetica europea.**

4.2 Pianificazione Energetica Nazionale

In Italia la valorizzazione delle risorse interne di idrocarburi è stata, e continua a rappresentare, un obiettivo centrale nell'ambito della politica energetica per contrastare la dipendenza del Paese dalle importazioni di petrolio e di gas naturale.

Il più recente strumento di pianificazione energetica nazionale è denominato Strategia Energetica Nazionale (SEN), approvata con Decreto dell'8 Marzo 2013 emanato dai Ministeri dello Sviluppo Economico e dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare.

La SEN definisce gli obiettivi strategici, le priorità di azione e i risultati attesi in materia di energia. La strategia energetica nel suo complesso è improntata su obiettivi quali:

- energia più competitiva in termini di costi a vantaggio di famiglie e imprese;
- raggiungimento degli obiettivi ambientali definiti dal Pacchetto europeo Clima-Energia 2020 (cosiddetto "20-20-20");
- maggiore sicurezza e indipendenza di approvvigionamento;
- crescita economica sostenibile attraverso lo sviluppo del settore energetico.

Il perseguimento di tali obiettivi, fissati nel medio-lungo periodo, ossia per il 2020 (principale orizzonte di riferimento della SEN), si basa sulla considerazione delle seguenti priorità:

- efficienza energetica;
- promozione di un mercato del gas più competitivo;
- sviluppo del settore elettrico;
- sviluppo sostenibile delle energie rinnovabili;
- ristrutturazione della raffinazione e della rete di distribuzione dei carburanti;
- rilancio della produzione nazionale degli idrocarburi;
- modernizzazione del sistema di *governance*.

Il risultato atteso dalle attività sopra descritte sarà un'evoluzione graduale del sistema energetico nazionale che prevede comunque un mix energetico prodotto sia da fonti fossili che rinnovabili. Le previsioni al 2020 della SEN indicano, in particolare, che il mix energetico, pur caratterizzato da un incremento dell'incidenza delle fonti rinnovabili, sarà composto, per circa il 76% dei consumi, da energia da fonti fossili (petrolio, gas e carbone).

A tal proposito, riguardo al rilancio della produzione nazionale degli idrocarburi, la SEN considera la possibilità di incrementare la produzione di idrocarburi dall'attuale 10% al 20% dei consumi, determinando:

- l'incremento di investimenti ed occupazione;
- la riduzione della bolletta elettrica;
- l'incremento di entrate fiscali.

Tra i principali interventi in merito sono considerati prioritari quegli interventi volti alla semplificazione degli iter autorizzativi, la rimodulazione dei limiti di tutela *offshore*, il rafforzamento di poli tecnologici/industriali in varie regioni italiane (tra le quali anche l'Abruzzo) e il miglioramento delle attività di supporto del MSE.

In questo contesto che vede accentuarsi la valenza strategica di nuovi contributi alla produzione nazionale di idrocarburi, **il progetto di ricerca di idrocarburi nel Mare Adriatico, oggetto del presente studio, trova una coerente collocazione all'interno dello scenario energetico nazionale.** Il progetto ricopre, infatti, un ruolo importante per l'Italia in quanto finalizzato alla ricerca di idrocarburi all'interno di aree che potrebbero costituire riserve ad alto potenziale, in grado di garantire importanti livelli di produzione.

L'incremento della produzione nazionale di idrocarburi garantirebbe una maggiore indipendenza energetica del Paese contribuendo al mix energetico nazionale che, pur orientato allo sviluppo delle fonti rinnovabili (che secondo la SEN non saranno in grado da sole di soddisfare completamente la domanda energetica nazionale), non può prescindere dall'utilizzo delle fonti fossili.

4.3 Pianificazione Energetica in Ambito Locale

4.3.1 Piano Energetico Regionale (PER) della Regione Abruzzo

Il Piano Energetico Regionale (PER) della Regione Abruzzo è stato approvato con Deliberazione di Giunta Regionale No. 470/C del 31 Agosto 2009 ed è stato valutato dal Consiglio Regionale che lo ha adottato con propria deliberazione nella seduta del 15 Dicembre 2009.

Gli obiettivi fondamentali del PER della Regione Abruzzo si possono ricondurre a due macroaree di intervento, quella della produzione di energia dalle diverse fonti (fossili e non) e quella del risparmio energetico; più nel dettaglio, i principali contenuti del PER sono:

- la progettazione e l'implementazione di politiche energetico-ambientali;
- l'economica gestione delle fonti energetiche primarie disponibili sul territorio;
- lo sviluppo di possibili alternative al consumo di idrocarburi;
- la limitazione degli impatti ambientali e dei danni alla salute pubblica, dovuti all'impiego delle fonti fossili;
- la partecipazione ad attività finalizzate alla sostenibilità dello sviluppo.

Il PER non risulta dare indicazioni strategiche riguardo le attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi ma prende atto della presenza di numerosi pozzi di estrazione di idrocarburi che costituiscono, nel loro complesso, una parte significativa dell'offerta energetica regionale a fronte di una domanda sempre crescente di energia e di prodotti petroliferi. Il PER, pur risultando fortemente improntato sullo sviluppo di risorse energetiche rinnovabili e, al contempo, gestibili all'interno del territorio abruzzese, non presenta elementi ostativi verso lo sviluppo di progetti che possano contribuire al miglioramento delle condizioni di sicurezza degli approvvigionamenti, allo sviluppo di un mercato libero dell'energia e alla valorizzazione delle risorse regionali di idrocarburi. Pertanto, **il progetto del pozzo esplorativo Elsa 2 non presenta elementi di contrasto con le indicazioni contenute all'interno del PER.**

4.3.2 Piano Energetico Provinciale della Provincia di Chieti

La Provincia di Chieti ha elaborato un documento intitolato "*Piano Energetico 2004 - Documento Preliminare*". Tale documento costituisce uno strumento di pianificazione a livello provinciale che nasce dalla raccolta e dall'elaborazione di dati riguardanti lo stato energetico del territorio della Provincia di Chieti al 2004 e presenta una stima preliminare del bilancio energetico provinciale. Sulla base delle informazioni ottenute e delle stime effettuate, il documento prevedeva la pianificazione dei seguenti possibili scenari al 2010:

- scenario naturale, in cui non si prevedeva alcun mutamento significativo del quadro sociale, economico e tecnologico;
- scenario minimo, in cui si prevedeva l'applicazione di interventi di contenimento dei consumi e uno sviluppo tecnologico moderato;
- scenario massimo, in cui si prevedeva l'incentivazione di tecnologie e comportamenti orientati al risparmio energetico e al rinnovamento infrastrutturale, con l'obiettivo di ottimizzare l'efficienza del sistema energetico complessivo.

Come stabilito nel documento, la politica energetica provinciale è orientata alla realizzazione degli interventi previsti nello scenario massimo, al fine di proseguire il percorso dello sviluppo sostenibile, attraverso azioni di piano volte a indirizzare gli strumenti di pianificazione comunali che affermino l'importanza dello sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili e del risparmio energetico.

Per quanto concerne le relazioni con il progetto in esame, tale strumento di pianificazione non fornisce indicazioni in merito allo sviluppo dei progetti di ricerca ed estrazione degli idrocarburi *offshore*, pertanto, si ritiene che gli indirizzi del Piano **non presentino elementi esplicitamente in contrasto con il progetto esplorativo Elsa 2.**

Inoltre, si ricorda che come già evidenziato nel Paragrafo 4.2, nonostante il crescente sviluppo delle fonti rinnovabili e la necessità di ridurre i consumi energetici, gli idrocarburi e le fonti fossili in generale costituiscono una componente necessaria del mix energetico nazionale.

4.3.3 Piano d'Azione per l'Energia Sostenibile (SEAP) del Comune di Ortona

La Commissione Europea, il 29 Gennaio 2008, nell'ambito della seconda Settimana Europea sull'Energia Sostenibile, ha lanciato l'iniziativa denominata "Patto dei Sindaci - *Covenant of Mayors*" che impegna le Città, su base volontaria, a predisporre ed attuare un Piano d'Azione per l'Energia Sostenibile, con l'obiettivo di ridurre di oltre il 20% al 2020 le proprie emissioni di anidride carbonica (CO₂).

Con l'adesione al "Patto dei Sindaci - *Covenant of Mayors*", il Comune di Ortona si è impegnato a elaborare e attuare un proprio Piano d'Azione per l'Energia Sostenibile per ridurre le proprie emissioni di CO₂.

Con Deliberazione del Consiglio Comunale del 21 Gennaio 2013 è stato approvato il Piano d'Azione per l'Energia Sostenibile (SEAP) del Comune di Ortona.

Con riferimento alla realizzazione del progetto esame esplorativo Elsa 2, al suo carattere temporaneo (circa 5 mesi) e pertanto alla limitata produzione di CO₂ derivante dall'utilizzo dei mezzi ed attrezzature ed in considerazione dell'ubicazione a mare dell'opera, esso **si colloca marginalmente** rispetto agli obiettivi di riduzione di emissioni di gas climalteranti fissati dal SEAP del Comune di Ortona.

5 IL PROGETTO E LE SUE ALTERNATIVE

5.1 Descrizione del Progetto

Il progetto prevede la realizzazione di un pozzo esplorativo al fine di accertare la mineralizzazione ad olio del giacimento Elsa e di definirne l'idoneità al successivo sviluppo.

Il fondale marino nell'area di prevista realizzazione del pozzo esplorativo Elsa 2 si trova ad una profondità di circa 37 m.

Per la perforazione del pozzo esplorativo Elsa 2 è previsto l'impiego di una piattaforma mobile del tipo *Jack-Up*, in grado di appoggiarsi sul fondale tramite gambe retrattili e idonea ad operare alle suddette profondità di fondale (si veda la Figura seguente).



Figura 5.1: Piattaforma Mobile Jack-Up Tipica - "GSP Jupiter"

La piattaforma *Jack-Up* è costituita da una singola struttura contenente gli impianti necessari per lo svolgimento delle attività di perforazione, i sistemi per la generazione della potenza elettrica necessaria al funzionamento degli impianti stessi nonché dei sistemi di bordo ed i locali per l'alloggio e la permanenza del personale incaricato dello svolgimento delle attività.

Il pozzo sarà di tipo verticale fino a circa 3,430 m TVD-MD⁷ (RKB⁸) e quindi deviato, con direzione 245.45° N, fino a fondo foro (a 4,700 m TVD-4,733 m MD RKB).

Al termine della perforazione del pozzo esplorativo, nel caso siano stati rinvenuti idrocarburi, si procederà all'esecuzione di *test* (prove di produzione) volti ad accertare la produttività dei livelli

⁷ MD: "Measured Depth", ovvero percorso effettivo, misurato lungo l'asse del foro dal punto di riferimento a quota zero. TVD: "True Vertical Depth", ovvero differenza di quota con il punto di riferimento.

⁸ RKB = Rotary Kelly Bushing

mineralizzati. Le prove di produzione permetteranno, in particolare, l'analisi qualitativa e quantitativa della produzione del pozzo Elsa 2.

Al termine della prova di produzione si procederà alla chiusura del pozzo.

In caso di esito positivo della prova, si procederà al completamento del fondo pozzo e alla sua sospensione (chiusura temporanea) in vista della futura fase di sviluppo, mediante l'installazione di un idoneo sistema di chiusure che assicurino la tenuta del pozzo. Le tubazioni verranno disconnesse sotto il livello del fondo mare e il tubo guida tagliato o disconnesso appena sotto il livello del fondale, in modo da permettere il ripristino della superficie senza lasciare alcun impedimento per la pesca.

In caso di esito negativo della prova, si procederà alla chiusura mineraria del pozzo, in maniera da garantirne il completo isolamento, ripristinando le chiusure formazionali e le condizioni idrauliche originali. Le tubazioni saranno tagliate sotto il livello del fondale al fine di non lasciare alcuna ostruzione.

5.2 ANALISI DELLE ALTERNATIVE E MOTIVAZIONI TECNICHE DELLE SCELTE PROGETTUALI

5.2.1 Analisi dell' "Opzione Zero"

La presenza di idrocarburi nelle formazioni che costituiscono l'obiettivo minerario del progetto in esame è stata già accertata in passato a seguito delle precedenti attività di esplorazione condotte nell'area, con particolare riferimento alla perforazione del pozzo esplorativo Elsa 1.

L' "opzione zero" (ossia la non realizzazione dell'opera) è l'alternativa che lascerebbe immutate le condizioni dell'area di intervento e che non permetterebbe di accertare la qualità degli idrocarburi presenti e l'eventuale produttività del giacimento, quindi si perderebbero i seguenti vantaggi in caso di esito positivo del progetto:

- incremento delle scorte di idrocarburi note a livello nazionale;
- incremento della produzione di idrocarburi a livello nazionale e conseguente riduzione delle importazioni di petrolio dall'estero, in caso di successivo sviluppo del giacimento, in linea con gli obiettivi di indipendenza energetica espressi dalla recente emanazione della Strategia Energetica Nazionale (SEN);
- generare un flusso di entrate fiscali e connesse al meccanismo delle *royalties*, sia a livello centrale che a livello delle amministrazioni locali, reimpiegabili sul territorio.

Infine, la mancata realizzazione del pozzo Elsa 2 e soprattutto dell'eventuale fase successiva di sviluppo (nel caso di esito positivo del pozzo), rappresenterebbe una occasione mancata per contribuire allo sviluppo dell'economia locale e della relativa rete dei servizi (es.: assistenza e forniture di beni e servizi) e delle infrastrutture (es.: Porto di Ortona) in sinergia e non a detrimento delle altre iniziative di sviluppo presenti e future nel territorio interessato.

5.2.2 Criteri di Localizzazione del Pozzo Esplorativo

Il pozzo esplorativo Elsa 2 sarà perforato ad una distanza di circa 7 km dalla costa, ad una profondità d'acqua di circa 37 m e per una profondità di circa 4,700 m.

I criteri di localizzazione del pozzo esplorativo Elsa 2 hanno tenuto conto dei seguenti aspetti:

- ubicazione ottimale per il conseguimento degli obiettivi minerari prefissati;
- prossimità alla posizione del pozzo esplorativo Elsa 1 (circa 200 m);

- assenza di eventuali ostacoli o rischi legati alla presenza di sacche di gas superficiale (*shallow gas hazard*).

La scelta dell'ubicazione del pozzo esplorativo Elsa 2 è in primo luogo da attribuirsi ai risultati conseguiti dalla attività di ricerca di idrocarburi *offshore* svolta nella medesima area oggetto d'intervento e che ha portato in passato alla perforazione del pozzo esplorativo denominato Elsa 1 (si veda la Figura seguente).

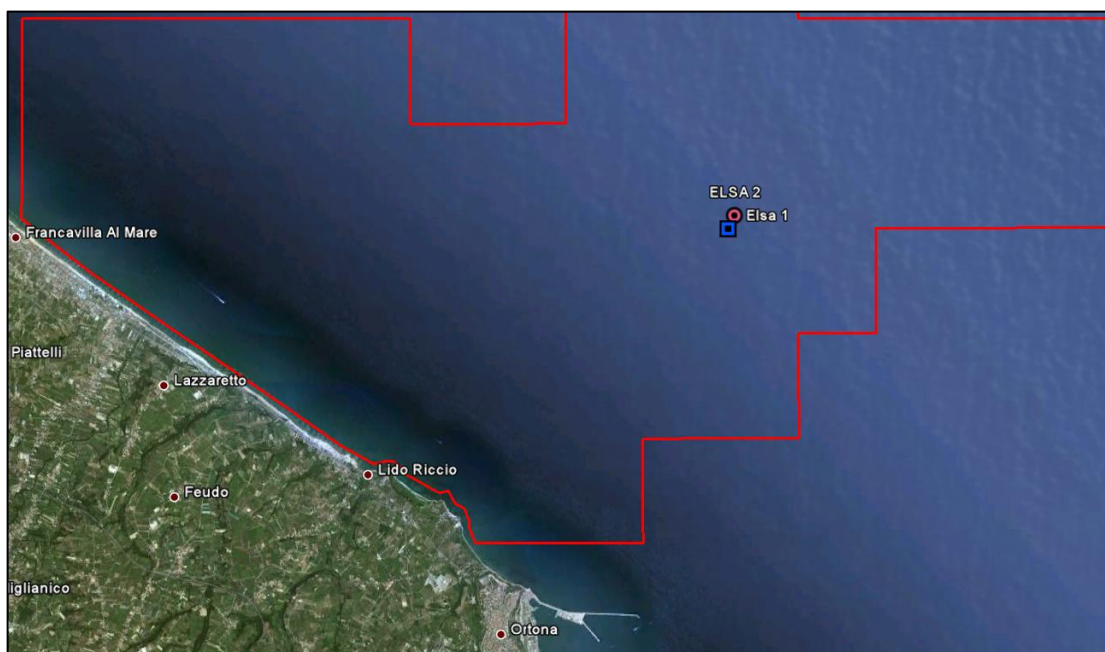


Figura 5.2: Permesso di Ricerca B.R268.RG (Linea Rossa) e Ubicazione Pozzi Elsa 1 (in Blu) e Elsa 2 (in Rosso)

Occorre evidenziare che l'eventuale posizionamento dell'impianto di perforazione a maggiore distanza dalla costa (rispetto alla posizione di Elsa 1) comporterebbe la necessità di perforare un pozzo più lungo a causa dello scostamento rispetto alla verticale del tema di ricerca da indagare, con un incremento tanto maggiore quanto più grande fosse tale distanza. Come conseguenza si avrebbe:

- una maggior durata delle attività di perforazione;
- una prolungata permanenza dell'impianto di perforazione;
- un maggior impiego di risorse (combustibile, acqua, fanghi di perforazione);
- una maggior produzione di rifiuti (residui di perforazione).

L'esatta ubicazione di Elsa 2 è stata inoltre attentamente valutata a seguito delle analisi e delle interpretazioni dei risultati ottenuti dalle indagini geofisiche effettuate nel 2010 da Fugro Oceansismica S.p.A. per conto di Petroceltic. In particolare, ottenute le necessarie informazioni sulla batimetria e la geomorfologia dei fondali, accertata l'assenza di ostacoli (ad eccezione del casing del pozzo di Elsa 1, sotto il livello del fondale marino) e individuate le aree a maggior *shallow gas hazard*, sono state proposte una serie di possibili alternative localizzative.

Le indagini specifiche effettuate da Fugro Oceansismica S.p.A. non hanno rilevato evidenze di anomalie sismiche presso il punto selezionato per la realizzazione di Elsa 2 (indicato come B4 nella seguente Figura 5.3) e la probabilità di trovare gas è stata considerata trascurabile.

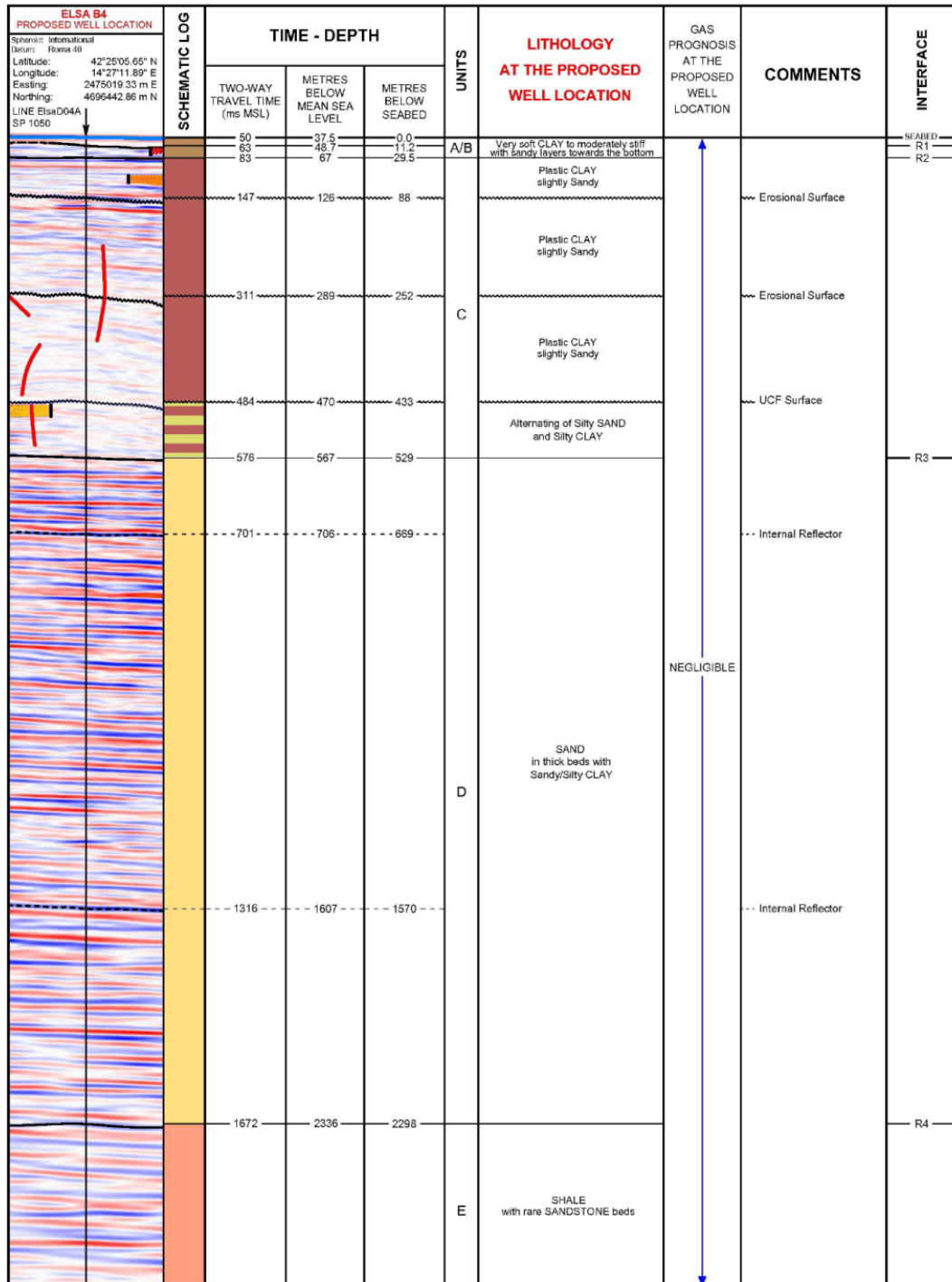


Figura 5.3: Previsione Geologica e Shallow Gas - Elsa B4

Si evidenzia che la posizione di Elsa 2 prevista nel SIA presentato nel 2009 è stata oggetto di riesame a seguito delle indagini sopra menzionate. Lo spostamento rispetto al punto precedentemente individuato risulta di oltre 200 m in direzione opposta rispetto alla costa.

5.2.3 Impianto e Tecnologia di Perforazione

Nel caso in esame, viste le ridotte profondità (inferiori a 50 metri), la scelta è immediatamente ricaduta sulla struttura di tipo fisso. Le strutture di perforazione *offshore* di tipo fisso, per acque poco profonde, si dividono nelle seguenti tipologie:

- pontoni di perforazione sommersibili;
- piattaforme di perforazione auto sollevanti (tipo *Jack-Up*).

La scelta della tipologia di impianto di perforazione è ricaduta sul *Jack-Up* in quanto presenta caratteristiche ideali per le profondità, i fondali e la circolazione delle acque che distinguono il bacino Adriatico, dove diversi impianti di tipo *Jack-Up* operano da anni per l'esecuzione di operazioni di perforazione.

Per quanto riguarda la tecnologia di perforazione è stato scelto l'ormai consolidato sistema *top drive* a discapito del *rotary table*. In particolare, la differenza principale tra i due sistemi sta nella posizione del meccanismo di azionamento.

Il sistema *top drive* è posto sul montante e si muove con la batteria di perforazione lungo l'albero guida applicando una coppia attraverso un motore idraulico o elettrico a tutta la batteria di aste in pozzo. Questo sistema consente di perforare una lunghezza pari a tre aste per volta senza ricorrere al cambio asta dopo una singola.

Il sistema di azionamento del *rotary table* si trova sul piano della piattaforma. Esso consiste nella trasmissione di una coppia a un'asta quadra, sotto la quale sono avvitate le aste di perforazione, che trasforma il movimento rotatorio della tavola in un movimento assiale. Tale sistema è ormai obsoleto in quanto applicabile a una sola asta di perforazione per volta. In generale anche nelle piattaforme *top drive* è comunque presente una *rotary table*, impiegata ad esempio per applicare bassi valori di coppia a specifiche apparecchiature da far scendere nel pozzo.

5.2.4 Fanghi di Perforazione

Le operazioni di perforazione dei pozzi richiedono l'impiego di fluidi di perforazione ("fanghi") le cui funzioni principali sono (si veda il successivo Paragrafo 5.3.2.4 per maggiori dettagli):

- lubrificare e raffreddare la trivella;
- convogliare in superficie i frammenti di roccia e terra perforata;
- sostenere le pareti del foro;
- contenere la possibile fuoriuscita di fluidi di strato.

Per la perforazione del pozzo esplorativo è previsto l'impiego di fanghi a base acqua (*Water Based Mud - WBM*) che minimizzano i rischi ambientali connessi con il trasporto e l'impiego nelle diverse fasi del progetto.

5.2.5 Gestione dei Residui di Perforazione e dei Fluidi Prodotti

Al fine di minimizzare i possibili effetti sull'ambiente, si è previsto di configurare l'impianto di perforazione con un approccio "zero pollution", mediante opportuni sistemi:

- la circolazione in pozzo dei fluidi di perforazione sarà realizzata con sistema chiuso, nel quale il fango viene ricircolato dopo essere stato ripulito dai detriti, attraverso un vibrovaglio ed un sistema di *desander-desilter*;
- i detriti di perforazione (*cuttings*) in uscita dal vibrovaglio saranno stoccati in appositi contenitori a tenuta stagna e trasportati a terra dove, tramite ditte autorizzate, saranno inviati presso idonei impianti di recupero/smaltimento;
- i fanghi esausti saranno recuperati, stoccati in piattaforma o su *supply vessel* in appositi contenitori e quindi trasportati a terra per il successivo invio a impianti autorizzati di recupero/smaltimento;
- le acque di sentina, costituite da una miscela di olio ed acqua, saranno trattate in un separatore olio - acqua. L'olio separato sarà raccolto in fusti e trasferito a terra per essere smaltito al Consorzio Oli Esausti mentre l'acqua sarà inviata ad una vasca di raccolta rifiuti liquidi (fango ed acque piovane e/o di lavaggio) e smaltita a terra da smaltitore autorizzato e certificato;
- i reflui di tipo civile (acque nere e acque grigie) verranno trattati a bordo con idoneo impianto (tipo Omnipure 12MX) e successivamente scaricati in mare, secondo la Convenzione MARPOL.

Le eventuali acque di giacimento separate nel corso delle prove di produzione (nonché tutti gli ulteriori fluidi quali i fanghi da spiazzamento, i residui di pulizia del pozzo, etc) saranno raccolte e trasportate a terra per il successivo invio a trattamento/smaltimento presso impianti autorizzati.

Il greggio estratto durante le prove di produzione sarà inviato in raffineria o inviato a trattamento/smaltimento in impianti autorizzati.

5.3 Descrizione delle Attività di Cantiere

Le principali attività ed opere in progetto sono di seguito elencate:

- installazione di una piattaforma di perforazione mobile tipo *Jack-Up*;
- perforazione di un pozzo esplorativo fino al raggiungimento dell'obiettivo minerario, costituito dai calcari dolomitici e dalle dolomie con selce del Cretacico Inferiore (formazione Maiolica Equivalente), a circa 4,500 m di profondità ed attraversamento obiettivo fino a circa 4,700 m di profondità totale. Tale fase si suddivide a sua volta in:
 - preparazione della torre di perforazione ed infissione del tubo guida,
 - perforazione del pozzo e discesa e cementazione dei *casing*,
 - esecuzione delle registrazioni elettriche in pozzo (*logs* elettrici o *logging*);
- esecuzione dei *test* (prove di produzione) volti ad accertare la produttività dei livelli mineralizzati;
- chiusura mineraria o temporanea del pozzo;
- ripristino dell'area al termine delle attività e abbandono della postazione.

5.3.1 Installazione della Piattaforma

5.3.1.1 Verifica Preliminare del Fondale

Preliminarmente all'installazione del *Jack-Up*, la morfologia dell'area di intervento sarà verificata con indagini geofisiche delle seguenti tipologie:

- *Single o Multibeam Echosounder* (SBES, MBES);
- *Side Scan Sonar* (SSS);
- *Sub Bottom Profiler* (SBP).

L'area interessata dal rilievo sarà di circa 1 km di lato; le indagini previste permetteranno di:

- determinare la batimetria di dettaglio aggiornata;
- individuare l'eventuale presenza di oggetti estranei sul fondo del mare che possano interferire con la fase di appoggio della gambe del *Jack-Up* (manufatti, frammenti metallici, condutture, cavi etc.);
- individuare forme di fondo (*ripples, sand waves, etc.*) che indichino una mobilità del fondo;
- individuare eventuali affioramenti rocciosi del sottofondo e/o strutture morfologiche legate all'emissione di fluidi (*pockmarks, etc.*).

I lavori saranno condotti su una base di lavoro giornaliera di 12 o 24 h a seconda del mezzo navale utilizzato.

5.3.1.2 Mobilitazione e Rimorchio

Per il rimorchio della piattaforma mobile *Jack-Up* fino al sito in cui è pianificata la realizzazione del pozzo esplorativo è previsto l'impiego di No. 3 rimorchiatori, con caratteristiche tecniche idonee al compito da svolgere e dotati delle necessarie certificazioni di bordo.

Le operazioni di rimorchio saranno pianificate, certificate e svolte secondo specifiche procedure.

Nella fase di rimorchio le gambe del *Jack-Up* vengono completamente sollevate, in maniera da non ostacolare la navigazione. Il pescaggio del *Jack-Up* in queste condizioni è di circa 9.75 m.

Durante il rimorchio è presente a bordo il personale addetto per tale fase.

5.3.1.3 Appoggio e Jacking

La fase appoggio dell'unità *Jack-Up* costituisce una procedura standard nell'industria petrolifera e può essere sintetizzata come segue:

- la piattaforma viene rimorchiata presso l'area di intervento e mantenuta nella posizione desiderata dai rimorchiatori;
- le gambe vengono abbassate fino a posizionarsi in prossimità del fondale;
- una gamba viene abbassata fino a toccare il fondale;
- la posizione viene nuovamente verificata;
- vengono quindi abbassate le rimanenti gambe fino a raggiungere il fondale. Quando le gambe toccano il fondo l'unità viene sollevata, in maniera da annullare con il

parziale sollevamento possibili spostamenti dei piedi. Per l'unità considerata ciò avviene quando il pescaggio residuo è di 0.92-1.22 m;

- prima di procedere alle operazioni di precarico le coordinate vengono di nuovo verificate. Quando l'unità ha un pescaggio residuo di 0-0.3 m la pressione sui sistemi di sollevamento risulta prossima al peso dell'unità. In queste condizioni è confermata la stabilità della struttura. Si può pertanto procedere al precarico delle gambe per garantire i carichi addizionali operativi per la fase di perforazione e gli eventuali carichi aggiuntivi legati alle condizioni meteo marine;
- il precarico viene effettuato, a stadi, contemporaneamente su due piedi per volta, con la piattaforma sollevata circa 1 metro sul livello mare, si procede prima a caricare due piedi diametralmente opposti fino alla stabilizzazione della penetrazione e successivamente, sollevando leggermente questi, si procede con il carico degli altri due. Dopo ogni stabilizzazione viene incrementato il carico fino a quando non si raggiunge il carico previsto su ciascun piede in appoggio (3,274 t) senza che ci sia più affondamento degli stessi;
- una volta completato il precarico delle gambe, la piattaforma sarà sollevata dal livello mare (*air gap*) di una altezza superiore alla massima onda prevista per l'area (onda centenaria), in modo da assicurare una distanza di sicurezza dalle onde anche in condizioni meteomarine estreme;
- al termine del sollevamento la torre di perforazione viene portata nella posizione prevista.

Il sollevamento della piattaforma, una volta raggiunta l'area di intervento, è approssimativamente di 24 ore, comprensive delle operazioni di appoggio e precarico delle gambe. La velocità di abbassamento/sovvamento delle gambe è di circa 1 piede al minuto.

Tutte le operazioni saranno effettuate in condizioni meteomarine idonee (indicativamente rollio e beccheggio inferiori a 2°, onda inferiore a 2 m).

5.3.2 Fase di Perforazione

5.3.2.1 Preparazione Impianto

Terminata l'installazione della piattaforma, l'impianto di perforazione viene preparato per il suo utilizzo. Per tale fase si prevede una durata di circa 2 giorni.

5.3.2.2 Infissione del *Conductor Pipe* e Installazione *Diverter*

Per la perforazione del pozzo esplorativo è previsto l'impiego di un *conductor pipe* (o tubo guida). Il *conductor* è costituito da una tubazione in acciaio del diametro 30" infissa nel fondale sino a rifiuto, previsto ad una profondità di circa 120 m dal piano di perforazione, come nel caso di Elsa 1.

Lo scopo del *conductor* è di:

- garantire un'azione di barriera nei confronti dell'ambiente circostante;
- garantire il supporto laterale per il *casing* superficiale da 20" (sul quale *casing* graverà il peso del BOP, della testa pozzo e dei *casings* successivi);
- permettere il ritorno alla superficie dei fluidi di perforazione della prima sezione di foro (foro da 26").

All'interno del *conductor* da 30" è presente un anello di carico (*landing ring*), messo in opera durante l'infissione, ad una profondità di circa 4-5 m sotto al fondale marino (in funzione del tipo di *mudline suspension* che sarà impiegato). Tale sistema (*mud line hanger*) permetterà di supportare i carichi assiali dei *casing* successivi, comprensivi dei carichi esterni dovuti al sistema di controllo delle pressioni di pozzo (BOP) che sarà installato sul *casing* superficiale.

Il *conductor* non è collegato alla testa pozzo: al termine della perforazione della sezione da 26" la testa pozzo viene installata sul *casing* superficiale da 20", sul quale vengono a sua volta installati i BOP. I BOP sono in superficie, ed il fango viene trasportato al di fuori del pozzo verso il sistema di circolazione fango attraverso un'apposita *flowline*.

Il *conductor* da una parte e testa pozzo e *casing* dall'altra costituiscono, pertanto, due sistemi separati.

I fluidi che attraversano il *conductor* sono costituiti da acqua di mare, fanghi di perforazione a base d'acqua e malta cementizia (nella fase di cementazione del *casing* da 20").

Per l'infissione del *conductor* è previsto l'impiego di un battipalo, utilizzato direttamente sul *Jack-Up*. Si ritiene possa essere impiegato un battipalo di tipologia analoga al Delmag 44, costituito da un'apparecchiatura cilindrica (il battipalo vero e proprio) e da una campana (resa solidale al battipalo per mezzo di un traliccio) che ne permette la centratura sul palo da battere.

Il battipalo viene sollevato con la cosiddetta "taglia"⁹ della torre di perforazione, appoggiato verticalmente all'estremità del *conductor* e manovrato per la battitura. All'interno del battipalo è presente un pistone che viene azionato da un sistema di combustione del tipo motore a scoppio.

Terminata la messa in opera del *conductor* si procede all'installazione del primo sistema di sicurezza, costituito dal *diverter* (si veda il successivo Paragrafo 5.3.2.5).

La durata complessiva delle operazioni è di circa 2 giorni (di cui 1 giorno per infissione del *conductor*).

5.3.2.3 Schema del Pozzo

In Figura 5.4 è illustrato il profilo del pozzo: la perforazione è di tipo verticale sino a 3,430 m TVD e, a partire da tale profondità, il pozzo prosegue in direzione 245.45° N fino a 4,700 m TVD.

⁹ Taglia fissa (*crown block*): gruppo di pulegge coassiali situato sulla sommità della torre di perforazione e il cui compito è di sostenere il peso della batteria di perforazione. Le funi provenienti dall'organo passano attraverso le pulegge della taglia fissa e della taglia mobile (*travelling block*) rendendo il sistema un eccezionale organo di sollevamento.

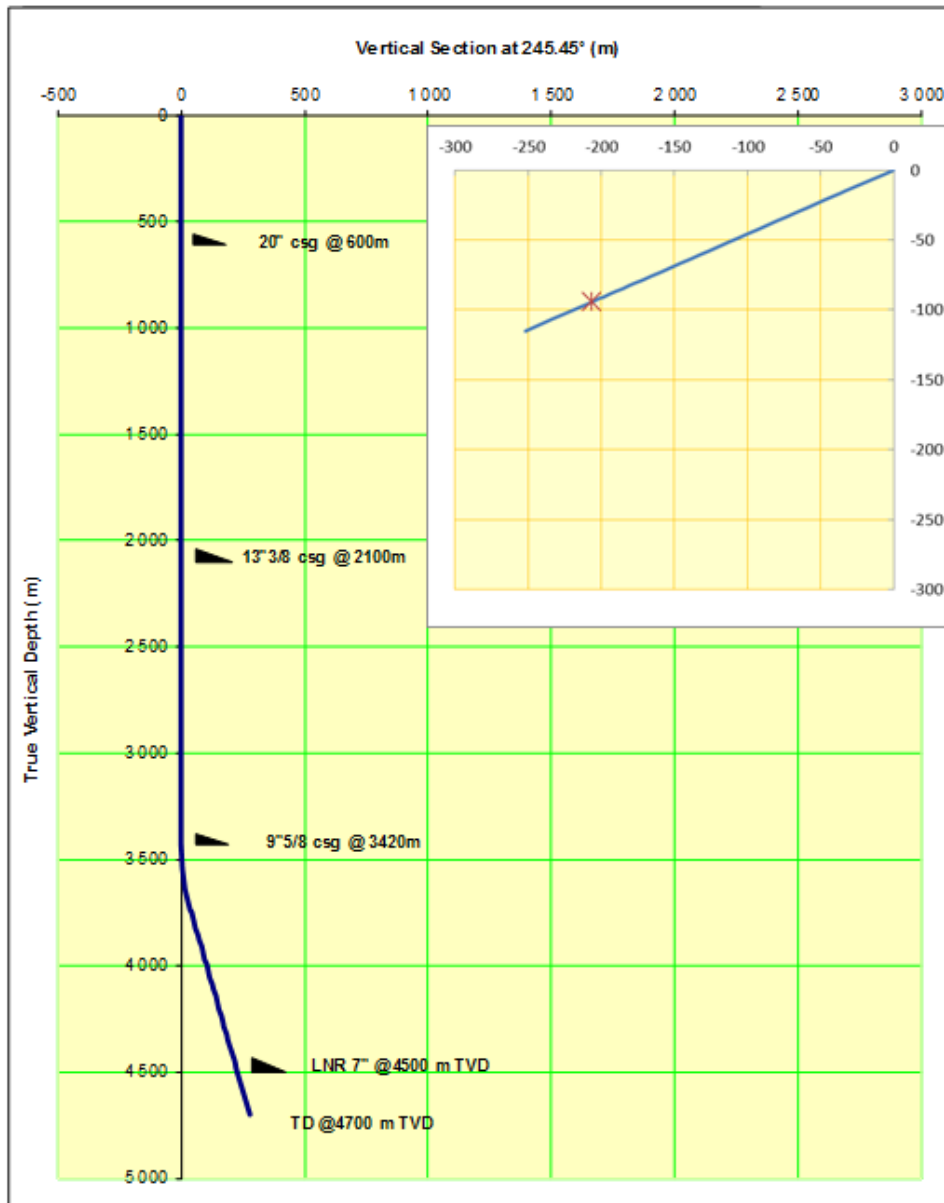


Figura 5.4: Profilo di Progetto

Lo schema di tubaggio del pozzo esplorativo Elsa 2 è illustrato, unitamente allo schema delle formazioni, nella successiva Figura 5.5.

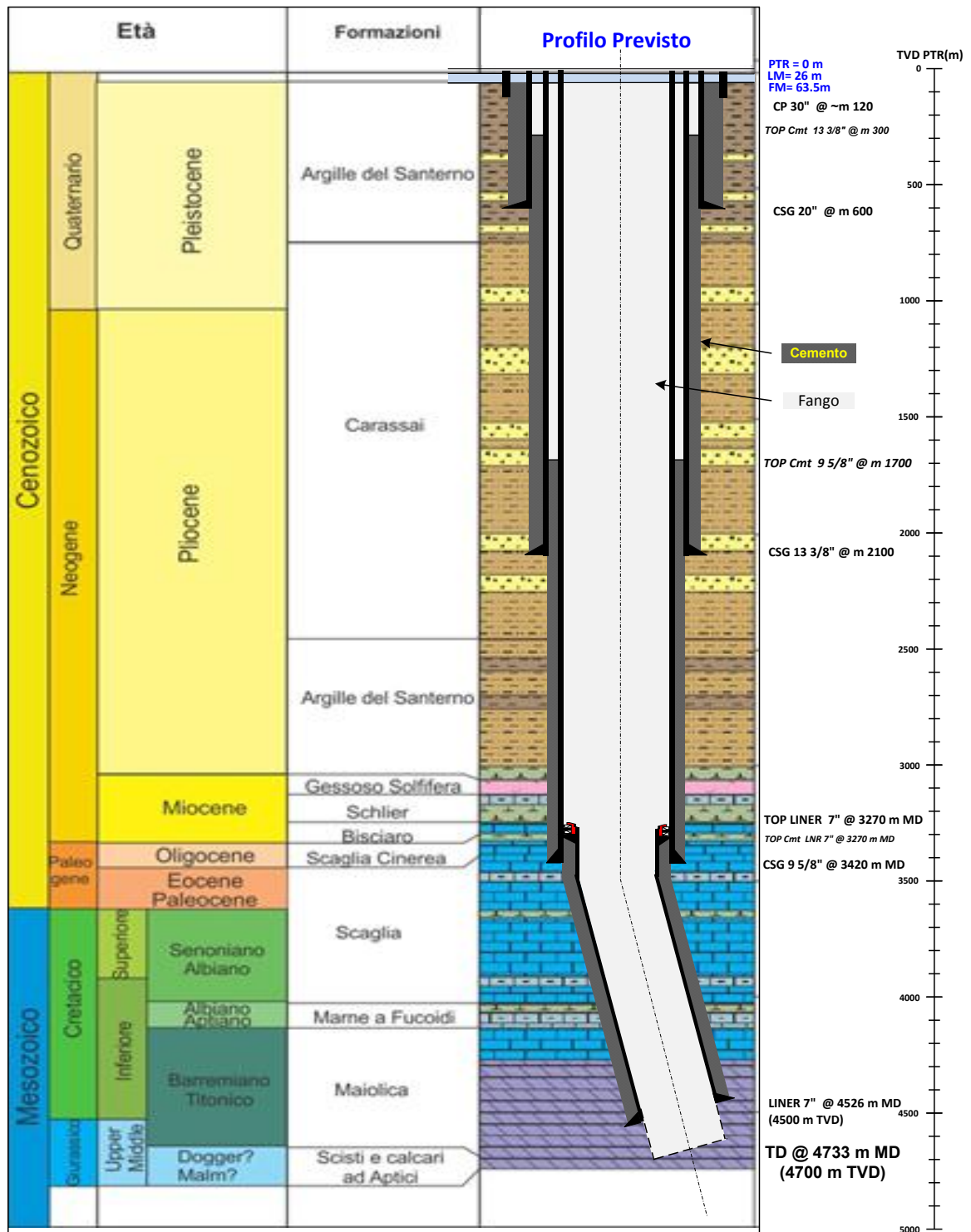


Figura 5.5: Schema di Tubaggio Pozzo Elsa 2

Nel corso della perforazione i parametri operativi sono continuamente misurati, controllati e registrati.

5.3.2.4 Fanghi di Perforazione

Le funzioni principali dei fanghi di perforazione in generale sono:

- lubrificare e raffreddare la trivella di perforazione che tende a riscaldarsi per l'attrito con la roccia,
- convogliare in superficie i frammenti di terra e roccia (*cuttings*) prodotti dall'azione dello scalpello;
- esercitare una contropressione idrostatica al fondo foro e lungo le sue pareti scoperte (ossia non tubate) per contenere la possibile fuoriuscita dei fluidi di strato ed evitare il rischio di *kick*¹⁰ o nei casi più gravi alla vera e propria eruzione del pozzo;
- sostenere le pareti del foro (grazie alla pressione esercitata dal carico idrostatico), onde evitarne franamenti e perdita del foro perforato. Per questa caratteristica si dice che il fango deve costituire un "pannello" (*cake*) impermeabile sulle pareti del pozzo¹¹;
- possedere la proprietà di essere "tissotropico", ossia possedere quella caratteristica per cui, se la circolazione nel pozzo si interrompe, il fango da fluido gelifica tenendo imprigionati in sospensione i *cuttings*. In caso contrario questi detriti, fermandosi la circolazione del fluido, cadrebbero a fondo foro imprigionando lo scalpello e la parte terminale della batteria di perforazione.

Nella ricerca petrolifera l'analisi sistematica dei *cuttings* portati in superficie dai fanghi permette di riconoscere la stratigrafia della successione rocciosa perforata e fornisce le prime indicazioni sulle caratteristiche petrolifisiche dei *reservoir*.

Inoltre l'analisi, tramite gascromatografi, dei fluidi contenuti nel fango uscente dal pozzo fornisce importanti indizi per l'individuazione e il riconoscimento dei livelli mineralizzati ad idrocarburi.

Per la perforazione del pozzo esplorativo Elsa 2 è previsto l'impiego di fanghi a base acqua (*Water Based Mud - WBM*). In particolare, le tipologie di fango di previsto utilizzo sono descritte nella seguente tabella, con riferimento ai diametri di progetto delle fasi di perforazione in cui se ne prevede l'impiego.

Tabella 5.1: Tipologie Fanghi di Perforazione a Base d'Acqua

Foro	Profondità Raggiunta [m MD]	Tratto Perforato [m]	Densità [kg/l]	Tipo Fango ⁽¹⁾	Quantità [m ³]
26"	600	600	1.10-1.15	FW-GE	600
17 ½"	2,100	1,500	1.16-1.22	FW-HP	1,100
12 ¼"	3,420	1,320	1.22-1.53	FW-HP	500 ⁽²⁾

¹⁰ *Kick*: ingresso nel pozzo di fluidi di formazione che determinano una pressione superficiale

¹¹ L'impermeabilità del pannello (che ha uno spessore nell'ordine del millimetro) impedisce il possibile ingresso nelle formazioni della frazione liquida del fango ("filtrato")

Foro	Profondità Raggiunta [m MD]	Tratto Perforato [m]	Densità [kg/l]	Tipo Fango ⁽¹⁾	Quantità [m ³]
8 ½"	4,526	1,106	1.10-1.13	FW-GE-PO	200 ⁽³⁾
6"	4,733	207	1.04-1.08	FW-DIF	240

Note:

- (1) FW-GE: *Fresh Water-Gel* (acqua industriale e bentonite); FW-HP: *Fresh Water High Performance* (fango a base acqua ad elevate prestazioni); FW-GE-PO: *Fresh Water Gel with Polymers* (acqua industriale, bentonite e polimeri); FW-DIF: *Fresh Water Drill-In fluid* (acqua industriale con polimeri e carbonato di calcio);
- (2) di cui 120 provenienti dalla perforazione della precedente sezione;
- (3) interamente recuperati dalla perforazione dalla precedente sezione.

L'impianto di perforazione sarà configurato come zero pollution; in particolare sarà dotato di strutture atte al contenimento dei residui di perforazione prodotti e dei fanghi esausti. La circolazione in pozzo dei fluidi di perforazione sarà realizzata con sistema chiuso, nel quale il fango viene ricircolato dopo essere stato ripulito dai detriti attraverso un vibrovaglio ed un sistema di desander-desilter.

Le tipologie di prodotti che si prevede di impiegare per la formulazione tipologie dei diversi tipi di fango sono quelle comunemente utilizzate nel campo delle perforazioni, come riportato nella seguente Tabella 5.2, in cui sono indicati i principali componenti previsti, la loro funzione e prodotti commerciali per la formulazione dei fanghi corrispondenti alle tipologie di sostanze che si prevede di impiegare (Petroceltic, 2014c).

Tabella 5.2: Prodotti per la formulazione dei Fanghi di Perforazione

Componente	Funzione	Esempio di Prodotti Commerciali
Carbonato di potassio, Cloruro di Potassio	Inibitore argille	Potassium Carbonate, Potassium Chloride
Amido modificato Carbossimetilcellulosa	Controllo filtrato	DualFlo, CMC HVT/HVS
Barite	Controllo densità	Barite
Gomma di Xantano, Bentonite,	Viscosizzante	DuoTec/DuoVis, Bentonite,
Bicarbonato di sodio, Acido citrico	Controllo contaminazione cemento	Sodium Bicarbonate/BicarTec, Citric Acid
Carbonato di calcio	Intasanti/Bridging	Calcium Carbonate, Durcal 65
Polimero celluloso polianionico	Riduttore di filtrato	Pac ULV
Polimero tipo polisaccaride,	Incapsulante	Ultracap Plus
Lubrificanti a base alcool	Lubrificante ed anti-imbattamento	Lube 167

Componente	Funzione	Esempio di Prodotti Commerciali
Soda caustica, Acido citrico	Controllo pH	Soda caustica, Citric Acid
Lignosulfonati senza cromo	Controllo Gels	Spersene CF
Causticized lignite polymer	Controllo filtrato e reologia	Resinex II

Nel corso della perforazione, inoltre, potrà essere prevista per particolari esigenze operative e di sicurezza, la circolazione in pozzo di cuscini pesanti, viscosi, intasanti, etc. (*pills*).

I fanghi a base acqua impiegati nelle diverse fasi di perforazione sono costituiti principalmente da acqua, cui viene addizionata una bassa percentuale degli additivi necessari a seconda delle condizioni di operatività previste e riscontrate nel corso delle attività.

Per la formulazione dei fanghi saranno scelti prodotti non pericolosi, in particolare per quanto riguarda l'ambiente marino e la vita acquatica. In ogni caso si evidenzia che l'impiego dei fanghi sarà effettuato in circuito chiuso e che per la fase iniziale della perforazione (strati più superficiali) è prevista l'infissione di un tubo guida (*conductor pipe*).

5.3.2.5 Apparecchiature di Sicurezza

Le diverse apparecchiature di sicurezza che saranno installate per la fase di perforazione sono:

- *Diverter*;
- *Blow Out Preventer* (BOP);
- *Choke Manifold*.

Il funzionamento di tali apparecchiature è possibile solo in condizioni di emergenza.

Si evidenzia che tali sistemi sono progettati anche per prevenire casi che tecnicamente non risultano ipotizzabili per il pozzo Elsa 2 quali possibili eruzioni spontanee (*blowout*).

In Figura 5.6 è illustrato schematicamente il *Diverter*. Tale sistema di sicurezza è connesso al *conductor pipe* e consente di intercettare e deviare i fluidi che dovessero fuoriuscire dal pozzo durante la prima fase di perforazione, quando non sono ancora montati gli altri dispositivi di sicurezza (i diversi tipi di BOP).

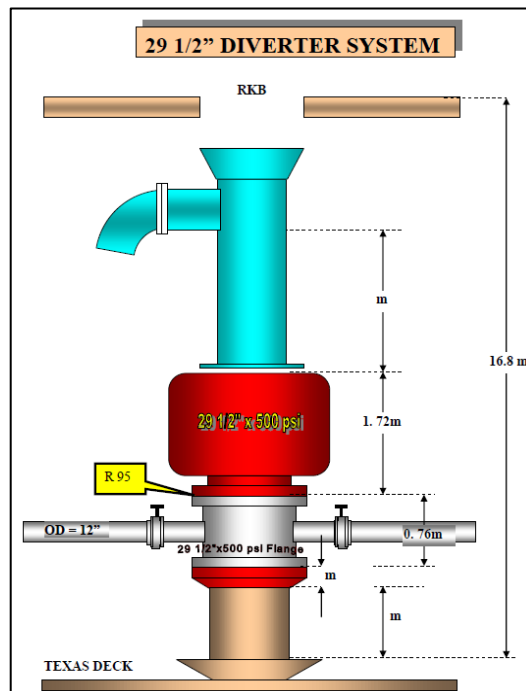


Figura 5.6: Diverter

I **Blow Out Preventers** (BOP) sono i principali dispositivi di sicurezza che vengono installati sulla testa pozzo per la prevenzione ed il controllo di possibili eruzioni (*blowout*) durante le operazioni di perforazione di un pozzo per idrocarburi.

I due tipi fondamentali di BOP sono l'anulare (*annular blowout preventer*) e quello a ganasce (*pipe rams BOP*). Sulla testa pozzo, normalmente, vengono installati almeno un BOP anulare e da 2 a 4 BOP a ganasce, compreso uno per il taglio delle aste (*shear rams*) (vedi Figura 5.7).

Il controllo dei fluidi di strato è garantito, principalmente, dalla pressione idrostatica esercitata del fango il cui peso viene monitorato costantemente e modificato, se necessario. Quando il controllo idraulico si rivela insufficiente, vengono attivati i BOP per isolare meccanicamente il pozzo dall'ambiente esterno e per ripristinare le condizioni idrauliche di sicurezza (pompando fango di peso adeguato) indispensabili per la continuazione delle operazioni.

Nella seguente figura sono mostrate in via esemplificativa due tipologie caratteristiche di BOP che si ritiene possano essere impiegate durante la perforazione.

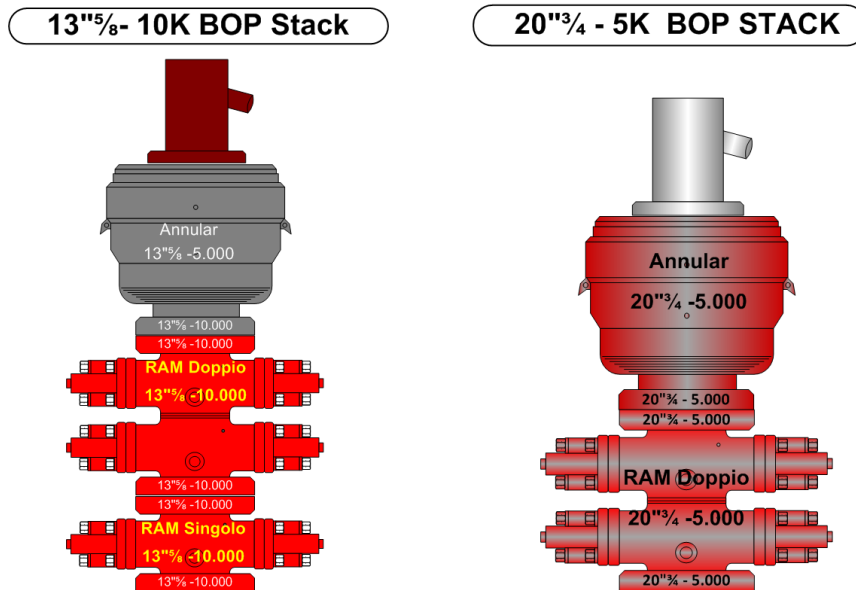


Figura 5.7: BOP Stacks da 13" 5/8 e da 20" 3/4

Si noti che le dimensioni A e B sono variabili in relazione all'altezza della testa pozzo.

Il *Choke Manifold*, infine, è costituito da un insieme di tubi, valvole e ugelli ed è impiegato per circolare il fango con BOP chiuso (in caso di ingresso in pozzo di fluidi di strato a maggior pressione).

5.3.3 Prove di Produzione

Al termine della perforazione del pozzo esplorativo, nel caso siano stati rinvenuti idrocarburi, si procederà all'esecuzione di *test* (prove di produzione) volte ad accertare la produttività dei livelli mineralizzati.

Gli obiettivi principali delle prove di produzione sono i seguenti:

- svolgere le operazioni in maniera sicura ed efficiente ed evitando il rilascio di idrocarburi nell'ambiente;
- determinare la produttività del pozzo;
- calcolare lo *Skin Factor*¹²;
- raccogliere campioni rappresentativi dei fluidi di pozzo;
- valutare le caratteristiche delle formazioni presenti.

La durata complessiva di tale fase sarà di circa 19 giorni.

Le prove di produzione permetteranno, in particolare, l'analisi qualitativa e quantitativa della produzione del pozzo Elsa 2. Nel caso di un pozzo ad olio, come quello in esame, i fluidi da analizzare sono olio, gas ed acqua. L'analisi qualitativa è volta a determinare i componenti dei fluidi erogati ed il loro comportamento, in giacimento e lungo il percorso fino alla superficie. L'analisi quantitativa è volta a definire i parametri utili a determinare la capacità di produzione

¹² Resistenza addizionale rispetto a quella prevista dalla legge di Darcy dovuta a fenomeni di intasamento, penetrazione parziale o fratture nell'intorno del foro del pozzo.

del pozzo (correlazione tra portata e abbassamento della pressione a fondo pozzo), le riserve contenute nel giacimento e quelle recuperabili ed i tempi di produzione.

5.3.4 Chiusura Temporanea o Mineraria del Pozzo

5.3.4.1 Chiusura Temporanea

Qualora fosse accertata la produttività del giacimento ed il suo possibile successivo sviluppo, si procederà con la chiusura temporanea del pozzo (*well suspension*). Il pozzo esplorativo sarà messo in sicurezza e predisposto per una futura fase di completamento per la messa in produzione.

Nel corso delle operazioni, si prevede, in particolare, l'installazione di appositi tappi di chiusura sulla sommità del pozzo, per ciascun *casing*, in corrispondenza del *mud line hanger*. Un'ulteriore chiusura verrà installata all'estremità superiore del *conductor*, in maniera da impedire l'ingresso di sedimenti ed altro materiale all'interno della tubazione.

Tale sistema (*mud line suspension hanger*), in particolare, consentirebbe la successiva ripresa del pozzo previo reintegro delle colonne (*casing*) fino alla superficie e re-installazione della testa pozzo. Queste operazioni saranno necessarie per la messa in produzione del pozzo.

5.3.4.2 Chiusura Mineraria

Nel caso di mancati indizi di manifestazioni durante la perforazione o a seguito di esito negativo dei *test* di produzione condotti nelle formazioni obiettivo del sondaggio, il pozzo sarà considerato sterile (*dry hole*) e si procederà con la sua chiusura mineraria (*well abandonment*), ossia con l'attivazione di quella sequenza di operazioni che consentono l'abbandono definitivo del pozzo in condizioni di sicurezza.

5.3.5 Rimozione delle Strutture

A seguito delle operazioni di chiusura e messa in sicurezza del pozzo, si procederà con la fase di rimozione delle colonne non cementate.

Nel caso di chiusura temporanea, le tubazioni (*casing*) saranno disconnesse all'altezza della sospensione della condotta del fango (*mud line suspension system*), a circa 4-5 metri sotto il livello del fondale, e il tubo guida (*conductor pipe*) sarà tagliato o disconnesso appena sotto il livello del fondale.

In caso di chiusura mineraria definitiva (*well abandonment*), le tubazioni (*casing*) saranno tagliate sotto la *mud line suspension system*, che sarà recuperata, a circa 10 metri sotto il livello del fondale e il tubo guida (*conductor pipe*) sarà tagliato meccanicamente almeno 3 metri sotto il livello del fondale al fine di non lasciare alcun ostacolo. Per le tubazioni in metallo è previsto il riutilizzo o l'invio a idonei impianti per il recupero del metallo.

Eventuali residui prodotti nel corso della fase saranno trattati/smaltiti ai sensi della normativa vigente.

5.3.6 Ripristino dei Luoghi

La fase di ripristino dei luoghi consiste in tutte quelle operazioni volte al ritorno delle condizioni originarie del sito oggetto d'intervento.

Nel caso di chiusura mineraria, il livello di chiusura più superficiale sarà posto al disotto del fondale, così come avvenuto per il pozzo esplorativo Elsa 1.

Nel caso di chiusura temporanea sarà prevista la disconnessione/taglio delle condotte appena al di sotto del fondale.

Sia nel caso di chiusura mineraria che temporanea sarà ripristinata la superficie del fondo marino senza lasciare alcun impedimento.

5.3.7 Rimozione della Piattaforma

Completate tutte le operazioni previste dal progetto, accertata la messa in sicurezza dell'area e il ripristino delle condizioni pre-intervento dei luoghi, si procederà con l'abbandono della postazione.

L'unità *Jack-Up* impiegata per la perforazione del pozzo esplorativo solleva le proprie gambe fino alla posizione originaria e viene quindi rimessa in galleggiamento e rimorchiata a destinazione finale tramite gli stessi mezzi navali previsti per la fase di posizionamento e installazione della piattaforma.

Per la demobilizzazione dell'unità è prevista una durata complessiva di circa 5 giorni (di cui 1 giorno per la sua rimozione).

5.4 Cronoprogramma delle Attività

Nella seguente tabella sono riportate le durate previste delle singole fasi di progetto.

Tabella 5.3: Durata delle Fasi di Progetto

Fase		Durata (giorni)
Mobilitazione e installazione della piattaforma		5 ⁽¹⁾
Perforazione del pozzo	Preparazione impianto, conductor e diverter	4
	Drilling	96
	Registrazioni elettriche in pozzo (logs finali)	7
Prove di produzione		19
Chiusura mineraria o temporanea del pozzo		13 ⁽²⁾
Rimozione della piattaforma e demobilizzazione		5 ⁽¹⁾
Totale		149 ⁽²⁾

Note:

- (1) Valori comprensivi dell'installazione/rimozione della piattaforma dall'area, stimati in 24 ore.
- (2) Tempistica stimata in caso di chiusura mineraria definitiva (*abandonment*) del pozzo. In caso di chiusura temporanea (*suspension*), si stima una durata per la fase di circa 9 giorni, con una durata complessiva delle attività a progetto stimata pari a circa 145 giorni.

Per lo svolgimento complessivo delle attività a progetto (inclusa la mobilitazione e demobilizzazione delle attrezzature) è prevista una durata di circa 149 giorni.

Per le attività di perforazione del pozzo (preparazione, *drilling* e *logging*), in particolare, si stima una durata complessiva di circa 107 giorni.

Le tempistiche indicate sono state stimate ipotizzando tempi non produttivi legati ad eventi minori (*Small Non Productive Time* - NPT).

5.5 Elenco Preliminare dei Mezzi e delle Attrezzature

Nella tabella seguente sono indicati i mezzi previsti comuni a tutte le fasi del progetto, con indicazione delle principali caratteristiche (stazza, potenza tipiche per la tipologia considerata) e del numero di unità.

Tabella 5.4: Elenco Mezzi Comuni a tutte le Fasi di Progetto

Tipologia	Valori Tipici Stazza/Potenza	No. Mezzi
Piattaforma Jack-Up	4,800 t ⁽¹⁾ 8,430 HP (generazione potenza)	1
All purpose vessel	1,700 t 3,820 HP (motori propulsione)	3 ⁽²⁾
Crew boat	15 t	1

Note:

(1) Dato da sito web: www.marinetraffic.com

(2) Numero massimo nella fasi di mob/demob e installazione. Nel corso delle fasi di perforazione, prova di produzione e chiusura sono previste No. 2 unità.

L'unità *Jack-Up* ospita l'impianto di perforazione ed è dotata dei macchinari e delle apparecchiature necessarie (argano e torre di perforazione) per la perforazione del pozzo esplorativo e lo svolgimento di attività ausiliarie. Sulla piattaforma sono inoltre presenti gru per lo svolgimento di operazioni di carico/scarico. Per l'infissione del conductor sarà previsto l'impiego di un battipalo, manovrato mediante le attrezzature del *Jack-Up* (argano e torre di perforazione).

I mezzi navali saranno impiegati per il trasporto e la movimentazione dell'unità *Jack-Up* sul luogo di installazione e le attività di carico e scarico di materiali ed attrezzature. In particolare, i mezzi navali che si intende impiegare saranno del tipo "*all purpose vessel*", ossia in grado di svolgere allo stesso tempo le funzioni di *tug* (rimorchiatore), *supply vessel* (trasporto materiali e forniture) e *oil recovery ship* (mezzo per l'eventuale recupero di olio in caso di sversamenti accidentali). Si prevede, in particolare, l'impiego di:

- No. 3 unità nella fase di mobilitazione ed installazione della piattaforma;
- No. 2 unità nella fase di perforazione del pozzo, prove di produzione e chiusura temporanea/mineraria;
- No. 3 unità nella fase di rimozione della piattaforma e demobilitazione.

Per il trasporto giornaliero del personale sarà impiegata una *crew boat*. In condizioni di emergenza/necessità potrà essere previsto il possibile impiego dell'elicottero.

I fluidi prodotti nel corso delle prove di produzione saranno trasportati a terra mediante una unità navale con le necessarie certificazioni.

5.6 Aspetti Relativi alla Sicurezza

5.6.1 Gestione HSES

Petroceltic Italia utilizza un sistema di gestione di Salute, Sicurezza, Ambiente e Politiche Sociali (HSES) che assicura un approccio metodico nell'applicazione delle policy di HSES ed è in grado di garantire una chiara attribuzione delle responsabilità e un efficace meccanismo per l'identificazione, il controllo e il monitoraggio dei rischi operativi riscontrabili nella tutela dell'ambiente, della salute e della sicurezza dei propri dipendenti e delle comunità locali.

Questo approccio garantisce il rispetto della normativa vigente e favorisce un continuo miglioramento del sistema stesso. I principi chiave del sistema di gestione HSES sono:

- evitare possibili danni a tutto il personale interessato o comunque coinvolto nelle attività della compagnia;
- minimizzare l'impatto ambientale delle attività;
- essere conformi a tutti i requisiti di legge e i regolamenti applicabili nell'area interessata dalle operazioni;
- agire in modo etico e garantire la trasparenza di tutte le attività;
- collaborare con le comunità direttamente interessate dalle attività.

Tutti i dipendenti di Petroceltic conoscono e applicano le policy di HSES, monitorandole di continuo per proporre ogni possibile miglioramento.

Petroceltic Italia ha conseguito le certificazioni ISO/OHSAS per la sua attuale attività in Italia, e ha in programma di estendere le certificazioni anche alle operazioni di Elsa 2 prima dell'inizio delle attività.

Inoltre, Petroceltic ha preso visione della Direttiva 2013/30/UE sulla sicurezza nelle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi (in corso di recepimento) e reputa di essere già in linea con gli standard generali della Direttiva, in particolare in relazione alla politica aziendale di prevenzione degli incidenti gravi, la prevenzione e la gestione del rischio per le operazioni in mare. In seguito al recepimento della Direttiva, Petroceltic Italia implementerà tutte le ulteriori misure a riguardo.

5.6.2 Dotazioni di Sicurezza

La piattaforma *Jack-Up* sarà dotata delle necessarie dotazioni in linea con le normative vigenti ed i regolamenti applicabili.

Saranno presenti, in particolare:

- sistemi antincendio;
- dispositivi di ausilio alla navigazione (luci e nautofoni);
- idonei mezzi di salvataggio per tutto il personale presente;
- sistemi di illuminazione notturna;
- sensori di gas (es: H₂S, CO₂, gas esplosivi) collegati con sistemi di allarme acustici e visivi.

5.6.3 Eventi Incidentali e Pianificazione delle Emergenze

Le attività di perforazione avverranno in linea con tutte le norme e regolamenti applicabili in materia ambientale e secondo procedure in linea con le pratiche stabilite e riconosciute a livello di settore.

Nel corso della perforazione è prevista l'installazione sulla testa pozzo (in corrispondenza del *Jack-Up*, a oltre 26 m slm) di un sistema di sicurezza costituito da una serie di valvole (BOP) in grado di consentire la chiusura del pozzo in pochi secondi e di mantenerlo sigillato in caso di interruzione delle operazioni per cause tecniche o meteorologiche.

Nel caso del pozzo Elsa 2 il rischio di *kick*, che può essere evidenziato da un aumento del livello del fango nella vasca di aspirazione non diversamente giustificato è improbabile dato che le pressioni delle formazioni da perforare sono state investigate tramite l'attiguo pozzo Elsa 1 già perforato. In ogni caso, qualora la pressione della formazione litologica perforata fosse maggiore di quella prevista, i BOP verrebbero chiusi ed il pozzo verrebbe liberato in modo sicuro da eventuale gas o petrolio presenti e poi riempito di fango di perforazione più pesante (seguendo specifiche procedure di circolazione pozzo in caso di *kick* che saranno dettagliate in un apposito documento predisposto a cura del proponente e del contractor prima dell'inizio delle operazioni), evitando l'eruzione, ossia la fuoriuscita incontrollata dei fluidi di giacimento (petrolio, gas)

In particolare, un pozzo può andare in eruzione solo quando tutte e tre le seguenti situazioni si verificano contemporaneamente:

- la pressione dei fluidi di formazione è più alta della pressione esercitata dal fluido di perforazione nel pozzo. Nel caso di Elsa la pressione del giacimento, come rilevato dal pozzo Elsa 1, è più bassa della pressione idrostatica, quindi non soltanto non si può verificare eruzione spontanea, ma saranno necessarie speciali pompe per far arrivare gli idrocarburi in superficie;
- le valvole di sicurezza del pozzo non funzionano. Nelle operazioni Petroceltic vengono usate soltanto valvole integre e testate sia dal produttore sia nel corso delle operazioni con cadenza bisettimanale. Per il pozzo Elsa 2 è inoltre prevista l'installazione delle valvole di sicurezza in superficie (quindi facilmente accessibili e monitorabili) e non sul fondale marino (come in altri casi, es: Golfo del Messico);
- il personale qualificato non si accorge in tempo dei segnali di un pozzo in eruzione. Il management presente sulle piattaforme che opera nel Mediterraneo deve, per legge, sottoporsi a continui training ed esami (IWCF - *International Well Control Forum*) per riconoscere lo stato del pozzo e saper agire di conseguenza.

È inoltre previsto che le figure professionali di riferimento presenti in campo a bordo del *Jack-Up* (ad esempio: il *drilling supervisor*, il *well site drilling engineer*, il *driller*, l'*assistant driller* e il *rig superintendent*), siano sottoposte ogni due anni ad un apposito esame (*International Well Control Forum* - IWCF), in cui devono dimostrare di saper circolare un eventuale *kick*, secondo la prassi adottata nell'industria petrolifera internazionale.

Si evidenzia, inoltre, che nel caso specifico di Elsa 2, essendo il giacimento a bassa pressione, il petrolio arriverà in superficie solo se pompato meccanicamente e non in maniera spontanea.

Saranno previsti periodici controlli per la verifica dello stato e della corretta funzionalità degli impianti.

Petroceltic prevede inoltre di adottare il sistema brevettato delle *STOP card*, che prevede che ogni individuo sulla piattaforma blocchi prontamente qualsiasi situazione che ritenga potenzialmente pericolosa, al fine di correggerla e prevenirla in futuro. Il sistema *STOP card* prevede anche che ogni giorno vengano registrate le segnalazioni e che tutti i livelli del management incoraggino continuamente e positivamente il contributo di ogni individuo sulla piattaforma. Inoltre la verifica delle informazioni contenute nell'ambito delle *STOP card* favorisce il continuo miglioramento delle procedure e dell'equipaggiamento operativi.

Al fine di assicurare una corretta informazione del personale di piattaforma sulle potenziali situazioni critiche, in modo di attivare risorse e mezzi necessari per gestire ogni possibile evento e riducendo al massimo il pericolo per le vite umane, il personale operativo sarà addestrato, tra l'altro, su:

- piani di emergenza;
- procedure di emergenza in caso di occorrenza di *blowout*;
- Piano di Emergenza Antinquinamento;
- procedure di emergenza per costruzioni e installazioni *offshore*.

6 PRINCIPALI VINCOLI PRESENTI SUL TERRITORIO

6.1 Regime Giuridico dell'Area di Studio

Nei paragrafi seguenti si riporta una sintesi dei principali riferimenti normativi internazionali analizzati al fine di fornire un quadro completo del panorama economico e ambientale internazionale in materia di ambiente marino e, in particolare:

- Convenzione delle Nazioni Unite sul Diritto del Mare, che definisce il regime giuridico del tratto di mare interessato dal progetto;
- 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;
- Convenzione di Londra (MARPOL), che costituisce il documento internazionale di riferimento per la prevenzione dell'inquinamento da navi;
- Direttiva 2008/56/CE, che istituisce un quadro per l'azione comunitaria nel campo della politica per l'ambiente marino, recepita in Italia con D. Lgs No. 190 del 13 Ottobre 2010;
- Direttiva 2013/30/UE sulla sicurezza delle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi e recante modifiche alla Direttiva 2004/35/CE.

6.1.1 Convenzione Delle Nazioni Unite sul Diritto Del Mare

Il diritto internazionale marittimo è delineato dalla Convenzione delle Nazioni Unite sul Diritto del Mare (UNCLOS – *United Nations Convention on the Law of the Sea*) firmata a Montego Bay il 10 Dicembre 1982 e ratificata dall'Italia con Legge 2 Dicembre 1994, No. 689 (in vigore dal 20 Dicembre 1994).

La Convenzione di UNCLOS, tra l'altro, definisce le responsabilità degli Stati costieri, degli arcipelaghi, degli stati continentali e il regime giuridico per le seguenti zone marine:

- Mare Territoriale e Zona Contigua;
- Zona Economica Esclusiva - ZEE;
- Piattaforma Continentale;
- Alto Mare;
- Area Internazionale dei Fondi Marini.

Il tratto di mare e il relativo fondale interessato dal progetto di perforazione del pozzo esplorativo Elsa 2 **ricadono all'interno delle acque territoriali italiane**, su cui lo Stato italiano esercita diritti sovrani.

In particolare, come stabilito dall'Articolo 21 della Convenzione UNCLOS, lo Stato costiero può emanare leggi e regolamenti, conformemente alle disposizioni della stessa Convenzione e ad altre norme del diritto internazionale, relativamente al passaggio inoffensivo attraverso il proprio mare territoriale, in merito a tutte o a una qualsiasi delle seguenti materie:

- sicurezza della navigazione e regolamentazione del traffico marittimo;
- protezione delle attrezzature e dei sistemi di ausilio alla navigazione e di altre attrezzature e installazioni;

- protezione di cavi e condotte;
- conservazione delle risorse biologiche del mare;
- prevenzione delle violazioni delle leggi e dei regolamenti dello Stato costiero relativi alla pesca;
- preservazione dell'ambiente dello Stato costiero e prevenzione, riduzione e controllo del suo inquinamento;
- ricerca scientifica marina e rilievi idrografici;
- prevenzione di violazioni delle leggi e regolamenti doganali, fiscali, sanitari o di immigrazione dello Stato costiero.

6.1.2 Convenzione di Barcellona

La protezione del Mare Mediterraneo contro l'inquinamento è sancita dalla Convenzione di Barcellona, adottata il 16 Febbraio 1976 ed entrata in vigore il 12 Febbraio del 1978 il cui scopo è stato quello di formalizzare il quadro legislativo del Piano di Azione per il Mediterraneo (MAP - Fase I) stipulato a Barcellona nel 1975 e che divenne il primo piano riconosciuto come Programma dei Mari regionali sotto l'egida dell'UNEP (Programma per l'Ambiente delle Nazioni Unite). Tale Piano aveva inizialmente come obiettivi principali l'assistenza agli Stati del Mediterraneo limitatamente alle attività di controllo dell'inquinamento marino, all'attuazione di politiche ambientali, al miglioramento della capacità dei governi, nell'identificare modelli di sviluppo alternativi e ottimizzare le scelte per lo stanziamento delle risorse.

Successivamente la Convenzione, a cui attualmente hanno aderito tutti i 21 Stati del Mediterraneo e l'Unione Europea, è stata modificata durante la conferenza intergovernativa tenutasi a Barcellona il 10 Giugno 1995 e resa pubblica come "*Convenzione per la protezione dell'ambiente marino e della regione costiera del Mediterraneo*", MAP - Fase II (entrata in vigore il 9 Luglio 2004). L'obiettivo di tale ratifica è stato quello di adeguare la Convenzione all'evoluzione della disciplina internazionale in materia di protezione ambientale, impegnando le parti contraenti a promuovere programmi di sviluppo sostenibile.

L'Italia ha ratificato la Convenzione con Legge 11 Gennaio 1979, No. 30 e, successivamente, con la Legge 27 Maggio 1999, No. 175 "*Ratifica ed esecuzione dell'Atto finale della Conferenza dei plenipotenziari sulla Convenzione per la protezione del Mar Mediterraneo dall'inquinamento, con relativi protocolli, tenutasi a Barcellona il 9 e 10 Giugno 1995*".

La Convenzione di Barcellona ha prodotto 7 protocolli indirizzati ad altrettanti specifici aspetti della protezione dell'ambiente mediterraneo:

- Protocollo sugli scarichi in mare (*Dumping Protocol*);
- Protocollo sulla prevenzione e sulle emergenze (*Prevention and Emergency Protocol*);
- Protocollo sull'inquinamento derivante da sorgenti e attività sulla terraferma (*LBS, Land-Based Sources Protocol*);
- Protocollo sulle Aree Specialmente Protette e sulla Biodiversità (*SPA, Specially Protected Areas and Biodiversity Protocol*);
- Protocollo sull'Alto Mare (*Offshore Protocol*);
- Protocollo sui rifiuti pericolosi (*Hazardous Wastes Protocol*);

- Protocollo sul controllo per uno sviluppo ecosostenibile delle Zone Costiere nel Mediterraneo (ICZM, *Integrated Coastal Zone Management Protocol*).

Dei sette protocolli attualmente risultano in vigore in l'Italia i seguenti:

- Protocollo relativo alle Aree Specialmente Protette e la Biodiversità dal 12 Dicembre 1999 e emendamenti agli Annessi II e III dal 30 Marzo 2014;
- Protocollo sull'Inquinamento derivante da Sorgenti e Attività sulla Terraferma dall'11 Maggio 2008.

Il Protocollo relativo alle Aree Specialmente Protette e la Biodiversità in Mediterraneo (Protocollo SPA), prende in considerazione anche le specie protette e quelle sfruttate commercialmente; inoltre prevede l'istituzione di Aree Speciali Protette di Importanza Mediterranea (ASPIM), con criteri che prendono in considerazione il grado di biodiversità vero e proprio, la peculiarità dell'habitat e la presenza di specie rare, minacciate o endemiche.

Non si evidenzia la presenza di ASPIM istituite nell'area di interesse per il presente progetto (si veda la figura seguente); le più vicine sono rappresentate dalle aree "Torre Guaceto" in Provincia di Brindisi e "Porto Cesareo" in Provincia di Lecce, ubicate ad una distanza di oltre 300 km.

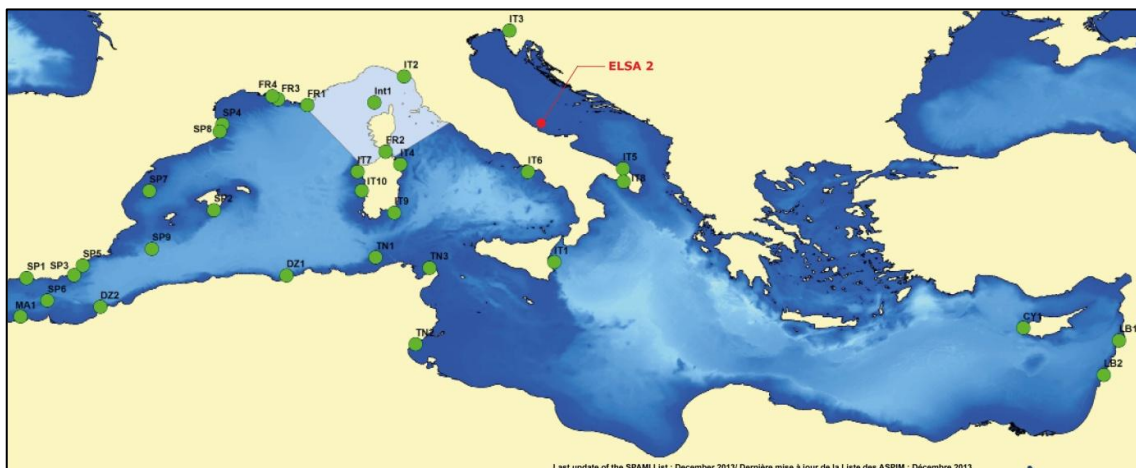


Figura 6.1: Aree ASPIM e individuazione del pozzo esplorativo Elsa 2

6.1.3 Convenzione di Londra "MARPOL"

La Convenzione di Londra del 2 Novembre 1973, successivamente modificata ed emendata dal Protocollo del 1978, può essere considerata il documento internazionale di riferimento per la prevenzione dell'inquinamento da navi (MARPOL 73/78).

La convenzione definisce norme per la progettazione delle navi e delle loro apparecchiature, stabilisce il sistema dei certificati e dei controlli e richiede agli stati di provvedere per le aree di raccolta e per l'eliminazione dei rifiuti oleosi e dei prodotti chimici. Il trattato riguarda tutti gli aspetti tecnici dell'inquinamento ad eccezione dello scarico dei rifiuti nel mare. Si applica a tutte le categorie di navi, incluse le piattaforme fisse e galleggianti.

Tale convenzione è stata, nel tempo, oggetto di continue modifiche e integrazioni attraverso l'introduzione di numerosi emendamenti volti al miglioramento del testo normativo e finalizzati ad una maggiore tutela e conservazione dell'ambiente. Attualmente vige l'edizione consolidata del 2011 che racchiude tutti gli emendamenti emessi dal *Marine Environment*

Protection Committee (MEPC) prima del 1 Agosto 2011. Tale ultima edizione comprende i seguenti sei allegati:

- l'Allegato I, *Prevenzione dall'inquinamento da idrocarburi*, è entrato in vigore il 2 Ottobre 1983. Tale documento riguarda la prevenzione dell'inquinamento da sostanze oleose causato durante le fasi operative nonché dagli scarichi accidentali¹³;
- l'Allegato II, *Controllo dell'inquinamento da sostanze liquide nocive trasportate alla rinfusa*, è entrato in vigore dal 6 Aprile 1987. Il documento definisce i criteri di scarico e le misure per il controllo dell'inquinamento causato dalle sostanze liquide nocive trasportate alla rinfusa;
- l'Allegato III, *Prevenzione dell'inquinamento da sostanze nocive trasportate per mare in colli o in contenitori, cisterne mobili, camion-cisterna, vagoni-cisterna*, in vigore dal 1 Luglio 1992, contiene i requisiti generali per il rilascio di norme dettagliate sull'imballaggio, la marcatura, l'etichettatura, la documentazione, lo stivaggio, le limitazioni sulla quantità, le eccezioni e le notifiche;
- l'Allegato IV, *Prevenzione dell'inquinamento da acque di scarico delle navi*, è in vigore dal 27 Settembre 2003 e contiene i requisiti per il controllo dell'inquinamento del mare da acque reflue; in particolare, nel documento è stabilito il divieto di scarico di acque reflue in mare ad eccezione dei casi in cui la nave sia provvista di un sistema di trattamento dei reflui approvato e certificato oppure quando la nave sta scaricando liquami sminuzzati e disinfettati con un sistema approvato e certificato ad una distanza superiore a tre miglia marine dalla terra più vicina (le acque reflue non triturate o disinfettate possono essere scaricate ad una distanza maggiore di 12 miglia marine dalla terra più vicina);
- l'Allegato V, *Prevenzione dell'inquinamento da rifiuti delle navi*, in vigore dal 31 Dicembre 1988, tratta diversi tipi di rifiuti e specifica le distanze da terra e il modo in cui essi possono essere smaltiti. La caratteristica più importante dell'Allegato V è nel divieto assoluto dello scarico in mare di tutti i tipi di plastiche. I recenti emendamenti del 2011 hanno portato a sostanziali modifiche. La nuova versione dell'Allegato V vieta lo scarico in mare di tutti i rifiuti, salvo alcuni casi e circostanze specifiche;
- l'Allegato VI, *Prevenzione dell'inquinamento atmosferico prodotto da navi* è entrato in vigore dal 19 Maggio 2005 (ratificato dall'Italia con Legge 6 Febbraio 2006 No. 57: "Adesione al Protocollo del 1997 di emendamento della Convenzione internazionale per la prevenzione dell'inquinamento causato da navi del 1973, come modificata dal Protocollo del 1978, con Allegato VI ed Appendici, fatto a Londra il 26 settembre 1997"). Il documento fissa i limiti per le emissioni degli ossidi di zolfo e degli ossidi di azoto causate dagli scarichi delle navi e vieta le emissioni deliberate di sostanze dannose per l'ozono.

L'Italia ha ratificato e dato esecuzione alla convenzione internazionale per la prevenzione dell'inquinamento causato da navi con la Legge 29 Settembre 1980, No. 662 (MARPOL 73). Successivamente, con Legge 4 Giugno 1982, No. 438 ha aderito e dato esecuzione ai protocolli relativi alle convenzioni internazionali, e ai rispettivi allegati (MARPOL 78).

¹³ La Regulation 39 dell'Allegato I definisce i requisiti per le piattaforme fisse e galleggianti impegnate in attività di esplorazione del fondale.

L'attuazione del regime di prevenzione stabilito dalla convenzione di MARPOL è avvenuto con la Legge 31 Dicembre 1982, No. 979 sulla Difesa del Mare che vieta *a tutte le navi* di versare idrocarburi o altre sostanze nocive nelle acque territoriali o interne nazionali. La stessa legge impone anche alle navi italiane di non scaricare in mare tali sostanze anche al di fuori delle acque territoriali italiane.

Il progetto esplorativo Elsa 2 risulta coerente con le indicazioni contenute nella MARPOL. Per gli aspetti progettuali e quanto concerne la gestione delle acque, la produzione dei reflui e dei rifiuti e le emissioni atmosferiche, determinate nel corso delle attività oggetto del presente studio, si rimanda al Capitolo 7 del presente documento.

6.1.4 Direttiva 2008/56/CE

La Direttiva 2008/56/CE istituisce un quadro per l'azione comunitaria nel campo della politica per l'ambiente marino. Essa contiene gli indirizzi affinché tutti gli Stati membri possano adottare le misure necessarie per conseguire o mantenere un buono stato ecologico dell'ambiente marino entro il 2020, ossia *"uno stato delle acque marine tale per cui queste preservano la diversità ecologica e la vitalità di mari ed oceani che siano puliti, sani e produttivi nelle proprie condizioni intrinseche e l'utilizzo dell'ambiente marino resta ad un livello sostenibile, salvaguardando in tal modo il potenziale per gli usi e le attività delle generazioni presenti e future"*.

Al fine di tener conto delle specificità delle singole aree marine, l'ambiente marino europeo è suddiviso, all'Articolo 4, in diverse regioni e sub regioni. In particolare, la regione del Mar Mediterraneo è suddivisa nelle seguenti 4 sub regioni:

- Mar Mediterraneo occidentale;
- Mare Adriatico;
- Mar Ionio e Mar Mediterraneo centrale;
- Mar Egeo orientale.

Per la singola regione o sub regione, lo Stato membro interessato deve elaborare una strategia per la tutela dell'ambiente marino in base al piano d'azione che prevede:

- una fase di preparazione, ossia di valutazione e definizione dello stato attuale delle acque con individuazione dei traguardi da raggiungere e del programma di monitoraggio da attuare;
- una fase di programmazione, ossia di elaborazione di un programma di misure finalizzate al conseguimento o al mantenimento del buono stato ecologico delle acque.

La Direttiva 2008/56/CE è stata integralmente recepita in Italia tramite il Decreto Legislativo del 13 Ottobre 2010, No 190 intitolato *"Ambiente marino – Quadro per l'azione comunitaria"*. Il testo normativo riprende, punto per punto, quanto stabilito nella Direttiva europea con la differenza che il campo di applicazione si restringe alla regione del Mar Mediterraneo ed, in particolare, alle sub regioni che interessano la fascia costiera italiana (Mare Mediterraneo occidentale, Mare Adriatico, Mar Ionio e Mare Mediterraneo centrale). Il Decreto, inoltre, individua nel Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (MATTM) l'Autorità Competente ed introduce le funzioni di un Comitato Tecnico, di cui si avvale il MATTM, per il coordinamento delle attività nazionali previste. Per il supporto scientifico-tecnico alle attività di coordinamento, il MATTM si avvale dell'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca ambientale (ISPRA).

Dal punto di vista programmatico, il progetto esplorativo Elsa 2, dati il suo carattere circoscritto e temporaneo e le soluzioni tecniche adottate, **non risulta in contrasto con le attività di valutazione, determinazione e monitoraggio dello stato ambientale previste dalla normativa in materia di tutela dell'ambiente marino.**

6.1.5 Direttiva 2013/30/UE

La Direttiva 2013/30/UE del Parlamento Europeo e del Consiglio sulla sicurezza delle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi, che modifica la Direttiva 2004/35/CE sulla responsabilità ambientale in materia di prevenzione e riparazione del danno ambientale, *"stabilisce i requisiti minimi per prevenire gli incidenti gravi nelle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi e limitare le conseguenze di tali incidenti"*.

La Direttiva si basa sui principi di azione preventiva e correttiva, in risposta ai danni causati all'ambiente, nonché sul concetto *"chi inquina paga"*, e si prefigge lo scopo di ridurre il verificarsi di incidenti legati alle operazioni *offshore* e di limitarne le conseguenze.

La Direttiva, preso atto dei differenti approcci alla sicurezza delle operazioni in mare del settore idrocarburi da parte degli Stati membri, introduce i criteri comuni da recepire a livello nazionale. Tali criteri riguardano, tra l'altro:

- trasparenza nella selezione degli Operatori del settore idrocarburi e assicurazione dell'indipendenza e dell'obiettività dell'Autorità competente;
- comunicazione tra gli Stati membri in termini di condivisione di dati comparabili e tra gli Stati membri e gli Operatori in caso di incidente rilevante;
- predisposizione da parte degli Stati membri di piani esterni di emergenza che riguardano tutti gli impianti in mare nel settore degli idrocarburi e le infrastrutture connesse;
- responsabilizzazione degli Operatori che devono adottare adeguati piani interni di gestione della sicurezza e delle emergenze relativamente alle operazioni previste nello specifico sito e garantire la capacità finanziaria necessaria per far fronte a eventuali danni ambientali;
- tutela della salute e della sicurezza dei lavoratori nel settore degli idrocarburi;
- informazione del pubblico e possibilità di partecipare al processo decisionale relativo alle operazioni che possono avere effetti significativi sull'ambiente.

La Direttiva introduce, inoltre, una nuova definizione di *"danno alle acque"* che sostituisce la precedente versione della Direttiva 2004/35/CE.

L'Italia, ad oggi, non ha ancora recepito la Direttiva 2013/30/UE. Secondo quanto stabilito nell'Articolo 41 della Direttiva, gli Stati membri devono conformarsi ad essa entro il 19 Luglio 2015.

A tale riguardo, Petroceltic reputa di essere comunque in linea con gli standard generali previsti dalla Direttiva 2013/30/UE, in particolare in relazione ai requisiti per la determinazione delle capacità tecniche e finanziarie, la politica aziendale di prevenzione degli incidenti gravi, la prevenzione e la gestione del rischio per le operazioni in mare e in relazione al coinvolgimento degli *stakeholder* e la partecipazione del pubblico nel processo decisionale. In seguito al recepimento della Direttiva, Petroceltic implementerà tutte le ulteriori misure a riguardo.

Per il progetto di perforazione del pozzo esplorativo Elsa 2, affinché siano adottate tutte le misure adeguate a prevenire incidenti gravi è in corso di redazione un **Piano di Emergenza Antinquinamento**, ovvero un piano interno di risposta alle emergenze elaborato da Petroceltic, conforme alle prescrizioni della Direttiva 2013/30/UE, relativo alle misure per prevenire l'aggravarsi o limitare le conseguenze di incidenti gravi legati a operazioni in mare nel settore degli idrocarburi. Il Piano di Emergenza sarà presentato alle Autorità competenti nell'ambito della documentazione di sicurezza e salute inerente la valutazione dei rischi e la gestione delle emergenze nelle industrie estrattive (Documento di Sicurezza e Salute Coordinato – DSSC)

Petroceltic Italia, a garanzia della trasparenza e dell'informazione del pubblico, ha altresì previsto un sito web dedicato su cui saranno pubblicate le informazioni ed i risultati dei monitoraggi ambientali relativi al progetto.

Petroceltic, inoltre, utilizza nell'ambito del proprio modello organizzativo un **Sistema di Gestione integrato Sicurezza, Salute, Ambiente e Politiche Sociali** al fine di identificare, controllare e monitorare i potenziali rischi associati alle operazioni previste. Tale approccio è volto a garantire il rispetto della normativa vigente e favorire un continuo miglioramento del sistema organizzativo.

6.2 Regime Vincolistico ed Aree Protette

Nel presente paragrafo sono analizzati, in relazione all'ubicazione del progetto:

- Aree Marine Protette;
- Siti Natura 2000, IBA e aree naturali protette;
- aree marine di tutela o vincolo, con particolare riferimento a:
 - Zone di Tutela Biologica marina,
 - Zone interdette alla pesca e alla navigazione ed ancoraggio,
 - Zone e siti di interesse storico e archeologico;
- aree sottoposte a restrizioni di natura militare.

6.2.1 Aree Marine Protette

Ad oggi, in Italia, le aree marine protette istituite sono 27 oltre a 2 parchi sommersi che tutelano complessivamente circa 222,000 ha di mare e circa 700 km di costa. Ad esse si aggiunge il Santuario Internazionale dei mammiferi marini, detto anche Santuario dei Cetacei. Nella figura seguente sono individuate le Aree Marine Protette Istituite a scala nazionale.

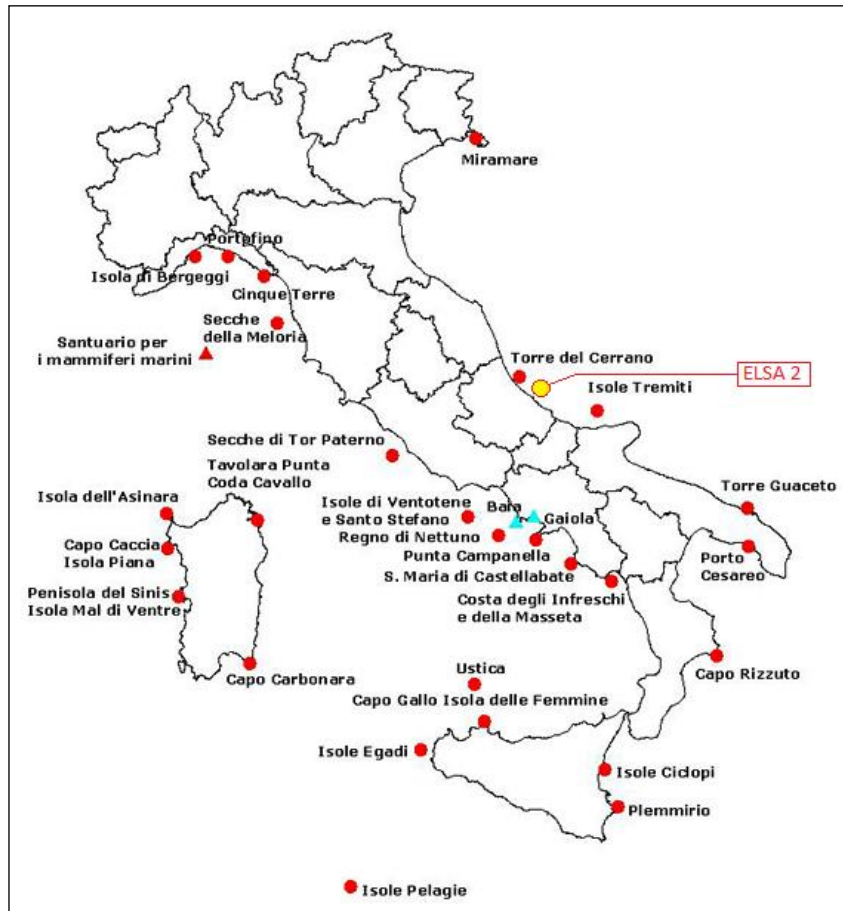


Figura 6.2: Aree Marine Protette Istituite e individuazione dell'area oggetto d'intervento

Le Aree Marine Protette istituite più vicine all'area di intervento sono "Torre del Cerrano" (EUAP1226), ubicata a oltre 30 km (pari a circa 16 Nm) di distanza, e "Isole Tremiti" ubicata a oltre 90 km (pari a circa 48 Nm) di distanza.

Le aree marine protette in corso di istituzione e le aree marine di reperimento sono tutte ubicate a considerevole distanza dall'area interessata dal progetto.

In considerazione di quanto sopra esposto, **non si rilevano elementi di contrasto tra il progetto proposto e la normativa vigente in tema di Aree Marine Protette.**

6.2.2 Rete Natura 2000

Allo stato attuale, in Abruzzo, risultano presenti 53 Siti di Importanza Comunitaria (SIC), 4 Zone di Protezione Speciale (ZPS) e 1 SIC/ZPS.

Nello specifico, le aree ZPS sono ubicate a notevole distanza mentre le aree SIC più vicine sono quelle appartenenti alla Regione Biogeografica Continentale e sono le seguenti (si veda la Figura 6.1 allegata):

- SIC IT7140106 "Fosso delle farfalle (sublitorale chietino)" ubicata a oltre 12 km (pari a circa 7 Nm) di distanza;
- SIC IT7140107 "Lecceeta litoranea di Torino di Sangro e foce del fiume Sangro" ubicata a oltre 21 km (pari a circa 11 Nm) di distanza.

In considerazione della distanza dei siti sopracitati dall'area di prevista localizzazione del pozzo esplorativo Elsa 2 **non si prevedono interferenze con la Rete Natura 2000.**

6.2.3 Important Bird Areas (IBA)

Le IBA regionali sono tutte localizzate nell'entroterra abruzzese per cui non sono presenti aree IBA lungo il tratto di costa prospiciente l'area interessata dall'intervento. **Non sono pertanto previste interferenze con il sistema delle IBA.**

6.2.4 Aree Naturali Protette

Le aree naturali protette più vicine all'area oggetto di intervento sono (si veda la Figura 6.1 allegata):

- EUAP1206 "Riserva Naturale Controllata Ripari di Giobbe" ubicata a oltre 7 km (pari a circa 4 Nm) di distanza;
- EUAP1205 "Riserva Naturale Controllata Punta dell'Acquabella" ubicata a oltre 9 km (pari a circa 5 Nm) di distanza;
- EUAP1204 "Riserva Naturale Controllata Grotta delle Farfalle" ubicata a oltre 12 km (pari a circa 7 Nm) di distanza;
- EUAP1164 "Riserva Naturale Provinciale Pineta Dannunziana" ubicata a oltre 18 km (pari a circa 10 Nm) di distanza.
- EUAP1165 "Riserva Naturale Guidata Lecceta di Torino di Sangro" ubicata a oltre 21 km (pari a circa 11 Nm) di distanza;
- EUAP0029 "Riserva Naturale Pineta di Santa Filomena" ubicata a oltre 22 km (pari a circa 12 Nm) di distanza.

In considerazione della distanza dall'area di prevista localizzazione del pozzo esplorativo Elsa 2 **non si prevedono interferenze tra il progetto e le aree EUAP.**

Si evidenzia inoltre che, con Legge 23 Marzo 2001, No. 93, è stato avviato l'iter di istituzione del "Parco Nazionale della Costa Teatina". Allo stato attuale l'iter d'istituzione del Parco non risulta tuttavia ancora concluso; i Comuni interessati stanno procedendo, ognuno per la propria parte, con la deliberazione di proposte di perimetrazione del Parco.

6.2.5 Zone di Tutela Biologica

Le ZTB più prossime all'area oggetto di intervento sono:

- "Area Tremiti", istituita con Decreto Ministeriale del 18 Febbraio 2004, che copre una superficie di circa 100 km² ed interessa un'area che circonda le Isole Tremiti.
- "Fossa di Pomo", istituita con Decreto Ministeriale del 16 Giugno 1998, che copre una superficie di mare pari a circa 2,000 km² e risiede sia in acque internazionali che in acque territoriali croate; la superficie croata è pari a circa 2/3 della superficie totale mentre quella internazionale è pari a 1/3. La ZTB si estende oltre le 40 Nm dalle coste nazionali.

In considerazione delle distanze tra l'area di intervento e le ZTB evidenziate **non si riscontra alcun elemento di contrasto tra il progetto e le aree suddette.**

6.2.6 Zone Interdette alla Pesca, alla Navigazione e all'Ancoraggio

La Figura 2.1 allegata al testo, nella quale è riportato uno stralcio della Carta Nautica (rispettivamente in scala 1:250,000 e 1:100,000) per la rappresentazione dell'area vasta, evidenzia la presenza di:

- aree regolamentate in corrispondenza delle piattaforme petrolifere;
- diverse zone ittiche protette nei tratti di mare più prossimi alla costa;
- alcune zone di ancoraggio.

In particolare, nella Carta Nautica in scala 1:250,000¹⁴ (si veda la Figura 2.1° allegata) viene indicata la presenza di un impianto all'interno dell'area del Permesso, a Nord Ovest rispetto all'area di progetto, mentre nella Carta Nautica in scala 1:100,000¹⁵ (si veda la Figura 2.1b), di maggior dettaglio, non risultano indicazioni in merito. Al riguardo si evidenzia che, dalle informazioni fornite dalle Autorità competenti, tale impianto non risulta attivo e la concessione per impianto di mitilicoltura risulta attualmente scaduta ed in attesa di voltura.

Per quanto di competenza della Capitaneria di Porto di Ortona, sono state emesse, in particolare, Ordinanze:

- recanti interdizioni alla navigazione in zone di mare ubicate nei pressi della costa di Ortona per rinvenimento di presunti ordigni bellici;
- recante disposizioni e divieti relativi alla presenza di una piattaforma *offshore* denominata "Posidonia" e adibita in parte a impianto di molluschicoltura;
- recante interdizioni al transito, all'ancoraggio, all'ormeggio e alla pesca in prossimità delle piattaforme *offshore* dei campi Rospo Mare e Santo Stefano Mare e della testa pozzo Ombrina Mare 2 e divieti di ancoraggio e pesca a strascico, nonché qualsiasi altra attività che possa interessare il fondo marino, laddove sono presenti condotte sottomarine.

Le aree e le strutture sopra elencate sono situate ad una significativa distanza dall'area di progetto: **non si rilevano pertanto interferenze del progetto con aree destinate ad allevamento ittico o di mitili, zone ittiche protette e altre aree regolamentate o soggette a vincoli/restrizioni alla pesca, navigazione ed ancoraggio.**

6.2.7 Zone e Siti di Interesse Storico e Archeologico

All'interno dell'area vasta si segnala la presenza di alcuni relitti (si veda la Figura 2.1 allegata), situati tutti ad una distanza significativa dall'area di progetto; il più vicino è ubicato ad una distanza di circa 5 km (pari a circa 3 Nm). Con riferimento alle aree direttamente interessate dal progetto, **si evidenzia che le indagini geofisiche condotte nel 2010, introdotte nel Paragrafo 5.2.2, non hanno rilevato la presenza di target ascrivibili a oggetti di origine antropica nell'area d'interesse. La presenza di eventuali elementi d'interesse potrà essere ulteriormente verificata nel corso delle indagini preliminari all'installazione della piattaforma.**

¹⁴ Aggiornamento Avvisi ai Naviganti 2011 e 2013

¹⁵ Aggiornamento Avviso ai Naviganti 2012

6.2.8 Aree Sottoposte a Restrizioni di Natura Militare

Lungo le coste italiane esistono alcune zone di mare nelle quali sono saltuariamente eseguite esercitazioni navali di Unità di superficie e di sommergibili, di tiro, di bombardamento, di dragaggio ed anfibia.

Di seguito si riporta uno stralcio della Carta Nautica riportante "Zone normalmente impiegate per le esercitazioni navali di tiro e delle zone dello spazio aereo soggette a restrizioni" con l'ubicazione dell'area di interesse.

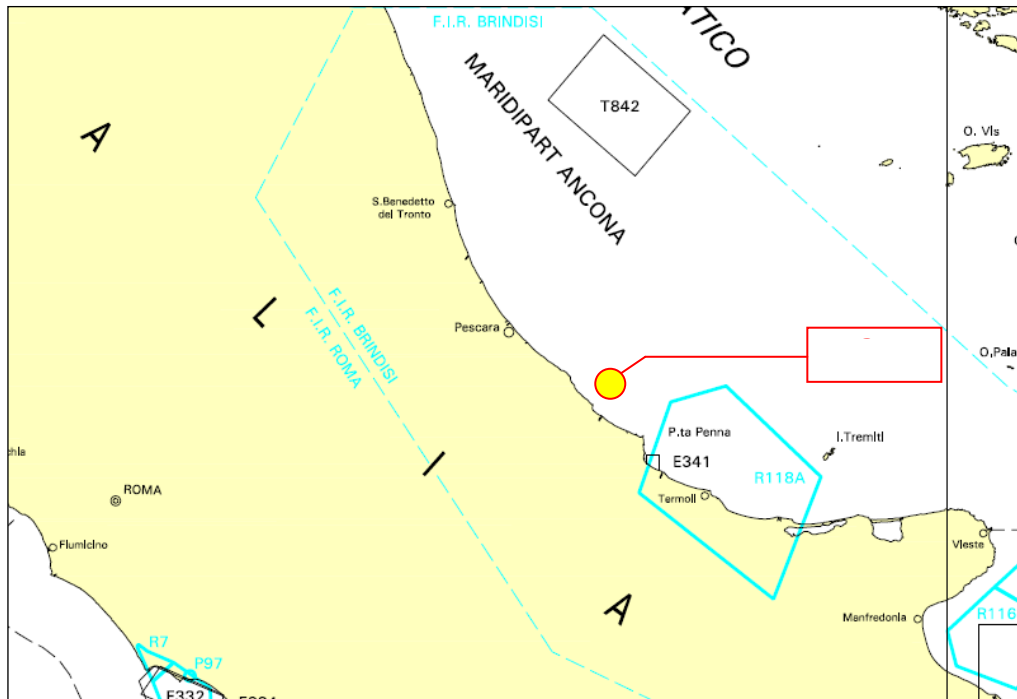


Figura 6.3: Stralcio della Carta Nautica No. 1050 recante "Zone Normalmente Impiegate per le Esercitazioni Navali di Tiro e delle Zone dello Spazio Aereo Soggette a Restrizioni" e Individuazione dell'Area Oggetto d'Intervento

Dall'analisi della Figura, è possibile dedurre che l'area interessata dal progetto non è ubicata all'interno di zone soggette a restrizioni di natura militare. Le aree militari più prossime, indicate e riportate sul fascicolo "Premessa agli Avvisi ai Naviganti 2013" emesso dall'Istituto Idrografico della Marina, sono:

- Zona E 341 – Località Vasto;
- Zona R 118 A – Località Termoli.

6.3 Progetti, Piani e Programmi in Ambito Locale

Per l'individuazione dei progetti e degli strumenti di pianificazione e programmazione attivati a livello locale è stato condotto uno studio dedicato svolto da terzi. Tale analisi specifica ha avuto l'obiettivo di comprendere la dimensione strategica del territorio prospiciente l'area interessata dal progetto esplorativo Elsa 2 e valutare se e come quest'ultimo si inserisca nelle dinamiche di sviluppo locale.

L'analisi delle dinamiche di sviluppo locale ha riguardato i seguenti ambiti di ricerca:

- amministrativo: centralità amministrativa del territorio comunale di Ortona che costituisce il baricentro geografico rispetto al progetto proposto;
- territoriale: area di costa entro le 12 miglia nautiche dall'area di intervento che comprende i Comuni di Pescara, Francavilla al Mare, Ortona, San Vito Chietino, Rocca San Giovanni, Fossacesia, Torino di Sangro;
- progettuale: area definita dalle reti locali, stabili o temporanee, di cui fanno parte i Comuni di cui sopra e la capacità di autoprogettare e autogestire il proprio sviluppo.

La ricerca ha, inoltre, tenuto conto dei seguenti criteri di selezione:

- sovracomunalità: in termini di territorio coinvolto dal progetto, piano o programma (almeno due dei Comuni costieri sopra riportati) e di ricaduta delle azioni (almeno un Comune);
- cronologia: arco temporale coincidente con il settennio di programmazione dei Fondi Strutturali Europei 2007-2013.

Sulla base dei suddetti criteri sono stati individuati i seguenti progetti, piani e programmi attivati in ambito locale:

- Progetto Sea Bridge;
- Ampliamento del Porto di Ortona;
- Piano Strategico Macroarea Francavilla Ortona;
- Comprensorio Turistico della Costa dei Trabocchi;
- Sistema Territoriale Rurale Integrato di Qualità;
- PIT Comprensorio Pescara - Pescara Provincia di Turismo;
- Via Verde Costa Teatina;
- GAC Costa dei Trabocchi;
- Patto per lo Sviluppo dell'Abruzzo.

Tabella 6.1: Progetti, Piani e Programmi di Ambito Locale

Denominazione	Descrizione Generale
Progetto Sea Bridge	Il progetto è volto allo sviluppo e al potenziamento delle reti di trasporto via mare al fine di connettere la Regione Abruzzo con le più importanti direttrici paneuropee (Corridoio V e Corridoio VIII), favorendo la cooperazione tra i due versanti adriatici e gli scambi transfrontalieri di persone e merci, ottimizzandone i flussi.
Ampliamento del Porto di Ortona	Potenziamento della logistica e intermodalità del Porto di Ortona in termini di trasporto merci verso l'Est Europa e il Medio Oriente. Futuri interventi saranno volti al raggiungimento di una connessione tra il Porto di Ortona e le strutture intermodali, con particolare riferimento all'Interporto Val Pescara. Le azioni previste dal Piano Regolatore Portuale vigente riguardano lavori di banchinamento dell'avamposto, prolungamento del molo

Denominazione	Descrizione Generale
	Sud, dragaggio del bacino portuale e del canale di accesso.
Piano Strategico Macroarea Francavilla Ortona	<p>Il Piano è improntato sullo sviluppo locale condiviso tra tutti gli attori locali attraverso il perseguimento dei seguenti obiettivi:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ riequilibrio territoriale in termini di perequazione territoriale dei pesi abitativi; ▪ definizione di una rete ecologica a salvaguardia delle aree e dei segmenti di continuità vegetazionale; ▪ contenimento dell'uso del suolo e attivazione di politiche di riuso e delocalizzazione; ▪ fruizione delle aree verdi e attrezzate per il tempo libero.
Compensorio Turistico della Costa dei Trabocchi	<p>Il progetto consiste in uno studio di fattibilità per la realizzazione di un Compensorio Turistico della Costa dei Trabocchi che riguarda i seguenti ambiti territoriali:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ fascia marina costiera; ▪ fascia via verde; ▪ fascia entroterra. <p>Il progetto, oltre a comprendere studi, dati ed analisi sul sistema turistico locale, individua strategie di marketing territoriale ed interventi sul sistema infrastrutturale, dell'accoglienza turistica e della formazione degli operatori del settore.</p> <p>Il progetto vede il coinvolgimento dei principali attori economici del territorio ed è finalizzato alla promozione del territorio e alla costruzione di un'economia basata sul turismo leggero e sulle produzioni locali di qualità.</p>
Sistema Territoriale Rurale Integrato di Qualità	Il Piano di Sviluppo Locale del Gruppo di Azione Locale (GAL) Terre Pescaresi è rivolto alla promozione della qualità dell'offerta territoriale con particolare riferimento al patrimonio ambientale e agro-silvo-pastorale nell'ottica di uno sviluppo economico rurale sostenibile.
PIT Compensorio Pescarese – Pescara Provincia di Turismo	Il Piano Integrato Territoriale (PIT) della Provincia di Pescara è orientato a superare il carico dell'attività industriale, per la maggior parte dismessa, e a riequilibrare le obsolescenze del comparto turistico puntando ad una valorizzazione ambientale e paesaggistica del territorio. Il PIT è particolarmente rivolto al settore turistico, con riferimento agli attori che svolgono un'attività diretta (ad es. esercizi alberghieri) e a quelli che oltre a soddisfare la domanda sono destinati anche ai residenti (ad es. servizi ricreativi).
Via Verde Costa Teatina	<p>Il progetto prevede il recupero di 47 km di sedime ferroviario dismesso lungo la costa teatina e si inserisce nell'ambito di un Progetto Speciale Territoriale che prevede:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ la valorizzazione del sistema ambientale inteso come patrimonio di risorse identitarie;

Denominazione	Descrizione Generale
	<ul style="list-style-type: none"> ▪ la valorizzazione e il monitoraggio delle attività legate al mare, compreso i fondali e la qualità delle acque; ▪ la promozione e l'attrezzamento degli arenili poco fruiti, coerentemente con il sistema dei trabocchi; ▪ il potenziamento delle relazioni tra i centri storici e le borgate marine; ▪ la tutela e lo sviluppo delle attività agricole nelle colline costiere e retrocostiere e il restauro del paesaggio agricolo; ▪ la limitazione del consumo del suolo e il consolidamento del patrimonio edilizio esistente; ▪ la connessione dell'ambito territoriale costiero con quello retrocostiero e vallivo.
GAC Costa dei Trabocchi	<p>Il Gruppo di Azione Costiera (GAC) ha l'obiettivo, nell'ambito delle politiche regionali del settore della pesca, di:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ rafforzare la competitività delle zone di pesca della costa teatina; ▪ ristrutturare e orientare le attività economiche al fine di limitare lo sforzo di pesca; ▪ diversificare le attività dei pescatori e aggiungere valore ai prodotti ittici; ▪ sostenere la piccola pesca e il turismo a favore delle piccole comunità.
Patto per lo Sviluppo dell'Abruzzo	<p>Il Patto consiste in un accordo tra la Regione Abruzzo, Organizzazioni sindacali e datoriali e altri soggetti del paternariato economico-sociale, volto alla condivisione di scelte e priorità, nonché degli interventi conseguenti, nell'ottica della cooperazione e della sinergia di azione.</p>

I progetti e gli strumenti di pianificazione e programmazione di ambito locale individuati ed analizzati evidenziano un carattere multisettoriale in quanto prevedono azioni differenti in più settori di intervento (turismo, ambiente, portualità e pesca sono i settori maggiormente considerati), come evidenziato nella figura seguente.

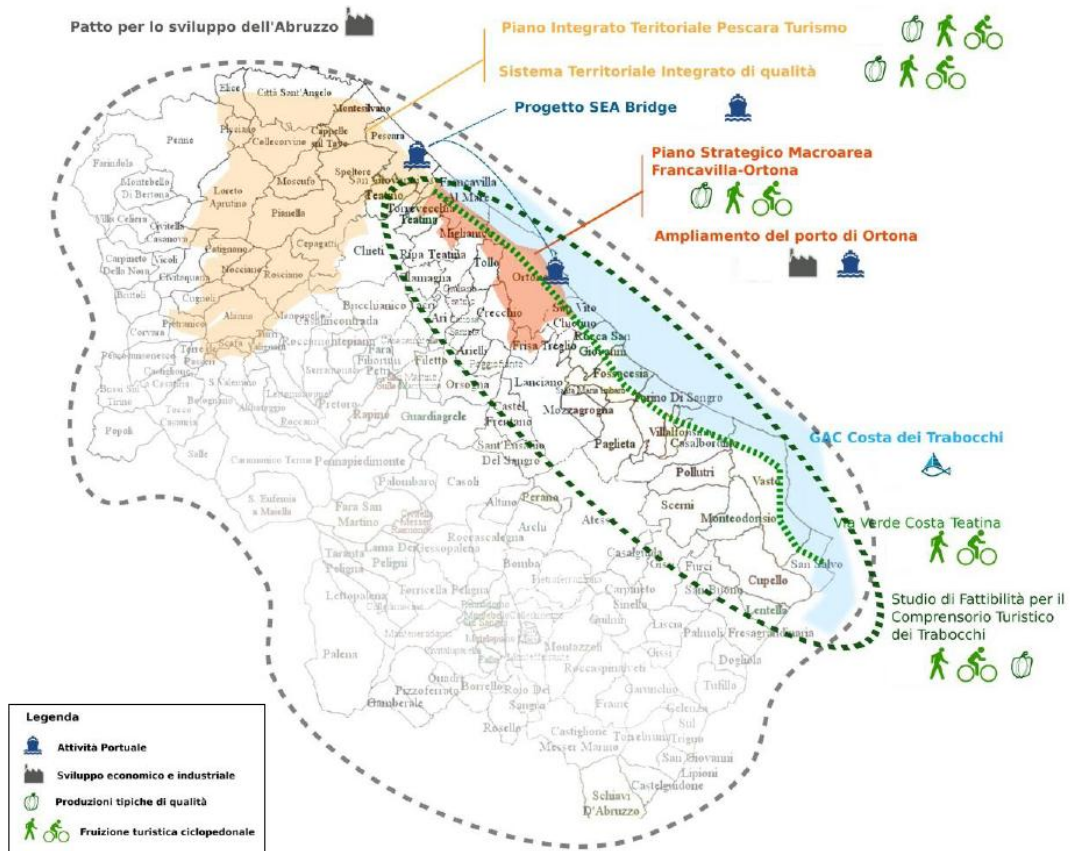


Figura 6.4: Progetti, Piani e Programmi individuati in ambito locale

In relazione alle caratteristiche del progetto di perforazione del pozzo esplorativo Elsa 2 e con particolare riferimento alla sua ubicazione (oltre 7 km dalla costa), alla sua limitata durata (circa 5 mesi), nonché al previsto impiego del Porto di Ortona come infrastruttura di riferimento per le unità navali da impiegarsi, al previsto periodo di esecuzione delle attività ovvero a bassa affluenza turistica e alla particolare attenzione che sarà riposta da parte di Petroceltic verso le attività di pesca svolte regolarmente nell'area, **le attività in progetto non appaiono in contrasto con gli indirizzi strategici contenuti nei progetti, nei piani e nei programmi di ambito locale individuati ed analizzati.**

7 INTERAZIONI DEL PROGETTO CON L'AMBIENTE

Nel presente capitolo sono descritte le interazioni tra le attività previste dal progetto e l'ambiente in termini di utilizzo di materie prime e di risorse, di emissioni di materia in forma solida, liquida e gassosa ed in termini legati alla presenza della struttura. Le interazioni esaminate sono:

- emissioni in atmosfera (Paragrafo 7.1);
- prelievi idrici (Paragrafo 7.2);
- scarichi idrici (Paragrafo 7.3);
- produzione di rifiuti (Paragrafo 7.4);
- utilizzo di risorse naturali (Paragrafo 7.5);
- emissioni sonore (Paragrafo 7.6);
- occupazione dello specchio acqueo (Paragrafo 7.7);
- traffico di mezzi (Paragrafo 7.8).

7.1 Emissioni in Atmosfera

Nel corso delle attività in progetto si avranno emissioni in atmosfera di inquinanti da combustione principalmente costituiti dai fumi di scarico di:

- gruppi di generazione per produrre l'energia necessaria agli impianti di perforazione ed ai sistemi di bordo presenti sul *Jack-Up*;
- motori dei mezzi navali di supporto impiegati nelle varie fasi del progetto per l'installazione della piattaforma, per il trasporto di personale, attrezzature e materiali e per l'intervento in caso di emergenza.

Per un elenco dei mezzi di cui è previsto l'impiego per le attività nelle varie fasi di progetto, si rimanda al precedente Paragrafo 5.5. In particolare:

- nella fase di installazione è prevista la presenza della piattaforma e di No. 3 unità navali con funzione di *all purpose vessel*. Preliminarmente all'appoggio della piattaforma è previsto l'impiego di una imbarcazione per la verifica preliminare del fondale;
- nella fase di perforazione sarà in esercizio la piattaforma di perforazione. Sono presenti No. 2 unità navali con funzione di *all purpose vessel*, una presso l'area di intervento ed una impiegata giornalmente per il trasporto da e per il Porto di Ortona. Con cadenza giornaliera è previsto, inoltre l'impiego di una imbarcazione (*crew boat*) per il trasporto del personale da e per il Porto di Ortona. Le gru di bordo potranno essere utilizzate per il trasferimento di materiali e attrezzature tra la piattaforma *Jack-Up* e le unità navali di servizio. Nella fase di infissione del conductor si avranno, inoltre, emissioni legate all'impiego del battipalo;
- durante le prove di produzione sarà in esercizio la piattaforma *Jack-Up* e i mezzi navali previsti per il trasporto di personale, mezzi ed attrezzature e per il trasporto a terra dei

fluidi di pozzo. Nel corso dello svolgimento delle prove di produzione, inoltre, il gas associato al petrolio sarà inviato a combustione nella torcia presente sul *Jack-Up*¹⁶;

- nella fase di chiusura temporanea/mineraria del pozzo sarà in esercizio la piattaforma *Jack-Up* e le stesse unità navali di servizio impiegate nella fase di perforazione;
- nella fase di rimozione della piattaforma *Jack-Up* è previsto l'impiego delle stesse No. 3 unità navali con funzione di *all purpose vessel* previste per la fase di installazione.

Tutti i mezzi navali impiegati rispetteranno le vigenti normative/regolamenti in materia di emissioni. Si evidenzia che per l'intera durata delle attività è previsto l'impiego di carburanti a basso tenore in zolfo, in linea con quanto previsto dalla normativa vigente.

La fase di perforazione, costituita in particolare dall'attività di preparazione, *drilling e logging* comporterà le maggiori emissioni, in relazione alle fonti di emissione ed alla durata complessiva delle operazioni (circa 107 giorni complessivi, si veda al riguardo la Tabella 5.3) rispetto alle altre fasi. Per tale ragione si è effettuata la stima con riferimento a tale fase.

Nel seguito del presente paragrafo si riporta una stima delle emissioni, dovute all'esercizio di:

- gruppi di generazione presenti sulla piattaforma *Jack-Up*;
- emissioni dai mezzi navali.

Il funzionamento del *Jack-Up* comporta l'emissione di inquinanti in atmosfera dovuti al funzionamento dei gruppi per la generazione di potenza necessari per l'alimentazione elettrica degli impianti di perforazione e dei sistemi di bordo.

L'unità *Jack-Up* presa come riferimento per le attività di perforazione (*Jack-Up* "GSP Jupiter") è dotata di No. 5 generatori con motori diesel tipo Caterpillar 3512B, con potenza unitaria di 1,257 kW-1,686 HP, e potenza complessiva installata pari a circa 6,285 kW.

Per lo svolgimento della fase di perforazione (*drilling e logging*) si è ipotizzato il funzionamento contemporaneo di No. 4 motori (il quinto mantenuto di riserva).

Nella seguente tabella sono riportate le caratteristiche emissive (portata e temperatura fumi, portate/concentrazioni degli inquinanti) e la stima delle emissioni complessive per ciascuno dei motori in perforazione ipotizzato in esercizio.

¹⁶ Il gas separato nelle apparecchiature di prova sarà inviato ad una delle torce presenti sul *Jack-Up*, a seconda della direzione del vento.

Tabella 7.1: Caratteristiche Emissive e Stima delle Emissioni di un Generatore del *Jack-Up* - Fase di Perforazione

Parametro	UdM	Caratteristiche
Tipo motore	-	CAT3512B
Portata Normalizzata Fumi	Nm ³ /h	6,279
T fumi	°C	382
Altezza punto emissione	m slm	35
Regime funzionamento	% carico	100
NOX	kg/h	12.8760
CO	kg/h	0.5480
Polveri ⁽¹⁾	kg/h	0.2260
Stima delle Emissioni	UdM	Valore
ore funz. ⁽²⁾	h	2,568
NOX	t	33.07
CO	t	1.41
Polveri	t	0.58

Note:

(1) Valore calcolato sulla base della portata fumi normalizzata (251 m³/min @382°C, 101.3 kPa)

(2) Valore pari a 107 giorni

Nel corso delle attività sarà previsto l'impiego di mezzi navali di supporto all'installazione del *Jack-Up*, per il trasporto di personale, attrezzature e materiali e per l'intervento in caso di emergenza. Per la fase di perforazione, in particolare, è previsto l'impiego di:

- No. 2 unità navali tipo *all purpose boat*, che possono fungere, allo stesso tempo, da *tug*, *supply vessel* e *oil recovery ship*;
- un mezzo tipo *crew boat*.

Con riferimento al primo punto si evidenzia che, per l'intera durata della fase di perforazione, è prevista la presenza in prossimità del *Jack-Up* di una sola unità, in stazionamento in prossimità della piattaforma, mentre l'altra unità farà la spola tra l'area di progetto ed il Porto di Ortona (le due unità si alternano tra di loro, ossia all'arrivo del mezzo proveniente dal Porto di Ortona, il mezzo presso il *Jack-Up* lascerà la postazione per raggiungere il Porto di Ortona ed effettuare il carico/scarico di materiali). Le operazioni di carico/scarico dalla piattaforma avranno durata di 4 ore circa e saranno effettuate di norma una volta al giorno. Per quanto riguarda il trasporto giornaliero del personale, è previsto, invece, l'impiego di un'imbarcazione per trasporto passeggeri (*crew boat*), per il quale è previsto di norma un unico viaggio al giorno¹⁷.

¹⁷ In alcuni giorni potrebbe non essere effettuato alcun cambio di personale, per cui il numero complessivo di viaggi potrebbe essere minore.

Si è quindi proceduto ad includere nelle stima delle emissioni per la fase di perforazione (preparazione, *drilling e logging*) una unità tipo *all purpose boat*, in quanto presente in maniera continuativa in prossimità della piattaforma.

L'unità tipo presa come riferimento ("VOS Hades") è dotata di No. 2 motori principali da 1,920 kW ciascuno tipo CAT 3516B (1,200-1,800 rpm), *bow thruster* tipo Kawasaki da 390 kW e generatori tipo CAT C18 da 383 kW (1,500-1,800 rpm).

Nella seguente tabella è riportata la stima delle emissioni complessive del mezzo navale per la fase di perforazione.

**Tabella 7.2: Stima delle Emissioni del Mezzo Navale di Supporto
Fase di Perforazione**

Parametro	UdM	Main Engines		Auxiliary Engines
		Motori Propulsione	Bow Thruster	Generatore
Potenza	kW	3,840 (2 x 1,920)	390	383
Ore funzionamento ⁽¹⁾	h	428	428	2,568 ⁽²⁾
Stima delle Emissioni	UdM	Motori Propulsione	Bow Thruster	Generatore
NO _x	t	3.29	1.34	11.31
SO _x	t	0.37	0.15	0.89
CO	t	0.45	0.18	1.08
Polveri	t	0.37	0.15	0.30

Note:

- (1) Per la stima delle emissioni si è ipotizzato un coefficiente di utilizzo del 25% rispetto alla potenza nominale per tenere conto della minore potenza impiegata nelle manovre
- (2) Pari a 4 ore al giorno per la propulsione e 24 ore/giorno per la generazione di energia, per l'intera durata della fase di perforazione (107 giorni)

Per quanto riguarda lo svolgimento delle prove di produzione, la quantità di gas separato dal greggio ed inviato in torcia varierà in relazione al gas di giacimento effettivamente presente nel greggio. Sulla base dei parametri di progetto, ipotizzando cautelativamente un greggio contenente una quantità di gas (*Gas Oil Ratio* - GOR, convenzionalmente espresso in piedi cubi per barile di greggio - scf/bbl) pari a 170, si stima una produzione di gas con una portata oraria pari a circa 260 Nm³/ora (Petroceltic, 2014a). Tale valore risulta di un ordine di grandezza inferiore rispetto alla portata oraria dei fumi di scarico di ciascun gruppo di generazione presente sul jack-up.

7.2 Prelievi Idrici

In fase di installazione/rimozione della piattaforma, i prelievi idrici sono riconducibili essenzialmente a:

- prelievi di acque di mare per esigenze di funzionamento (raffreddamento, zavorramento etc.) dei mezzi marittimi impiegati per le varie attività;

- consumi di acqua dolce (utilizzata nell'ambito delle attività o per usi igienico-sanitari del personale di bordo).

In fase di perforazione il principale prelievo idrico sarà legato al funzionamento degli impianti. I consumi di risorsa idrica in tale fase possono essere così suddivisi:

- prelievi di acqua di mare per esigenze di funzionamento (raffreddamento, zavorramento, etc.) degli impianti e dei mezzi marittimi impiegati per le varie attività;
- consumi di acqua dolce (per il confezionamento dei fanghi, per la cementazione dei casing e per gli usi igienico-sanitari del personale di bordo).

In fase di prova di produzione, saranno effettuati:

- prelievi di acqua di mare per esigenze di funzionamento (raffreddamento e zavorramento) dei mezzi marittimi impiegati per le varie attività;
- prelievi di acqua di mare per pulizia/spiazzamento pozzo e prove di tenuta;
- prelievi di acqua dolce (utilizzata nell'ambito delle attività o per usi igienico-sanitari del personale di bordo).

Durante le operazioni di chiusura temporanea o mineraria del pozzo, saranno inoltre prevedibili consumi idrici collegati a:

- prelievi di acqua di mare per esigenze di funzionamento (raffreddamento, zavorramento, etc.) degli impianti e dei mezzi marittimi impiegati per le varie attività;
- prelievi di acqua dolce (utilizzata nell'ambito delle attività o per usi igienico-sanitari del personale di bordo).

Nella seguente tabella sono riportate la stima delle quantità, le tipologie di consumi idrici e le modalità di approvvigionamento relative ai principali prelievi idrici di piattaforma prevedibili nel corso delle principali fasi operative di progetto (perforazione, prove di produzione, chiusura del pozzo).

Tabella 7.3: Prelievi Idrici - Piattaforma Jack-Up

Attività/Mezzo	Tipologia	Approvvigionamenti	Stima Consumi		
			Giornalieri [m ³ /g]	Durata [giorni]	Totali [m ³]
Perforazione	Acqua di mare per raffreddamento	Prese acqua mare	3,840	107	411,000
	Acqua dolce per uso igienico-sanitario	Stoccaggio a bordo e approvvigionamento tramite supply vessel	30 ⁽¹⁾		3,210
	Acqua dolce per confezionamento fanghi	Stoccaggio a bordo e approvvigionamento tramite supply vessel	–		3,000
Prova di produzione	Acqua di mare per raffreddamento	Prese acqua mare	3,840	19	73,000
	Acqua di mare (pulizia pozzo, prove tenuta)	Prese acqua mare	–		360
	Acqua dolce per uso igienico-sanitario	Stoccaggio a bordo e approvvigionamento tramite supply vessel	30 ⁽¹⁾		570

Attività/Mezzo	Tipologia	Approvvigionamenti	Stima Consumi		
			Giornalieri [m ³ /g]	Durata [giorni]	Totali [m ³]
Chiusura temporanea o mineraria	Acqua di mare per raffreddamento	prese acqua mare	3,840	13	50,000
	Acqua dolce per uso igienico-sanitario	Stoccaggio a bordo e approvvigionamento tramite supply vessel	30 ⁽¹⁾		390

Note:

(1) Valore pari a circa 300 l/giorno x addetto, ipotizzando un numero di 95 addetti.

Per quanto riguarda i mezzi navali di supporto, si stima un prelievo di acqua di mare per le esigenze di raffreddamento dei motori pari a 160 m³/h. A bordo delle unità si avranno inoltre consumi di acqua per uso igienico-sanitario per le necessità del personale di bordo. Al riguardo si stima un numero massimo di unità variabile tra 82 addetti (in caso di compresenza di No. 3 mezzi, "VOS Hades", "VOS Athos" e "VOS Thalassa") e 70 (in caso di compresenza di No. 2 mezzi, "VOS Hades", "VOS Athos"). Tali valori sono ipotizzati in via conservativa sulla base della massima capacità dei mezzi considerati.

7.3 Scarichi Idrici

In fase di installazione/rimozione della piattaforma, gli scarichi idrici sono riconducibili essenzialmente alle acque di raffreddamento dei motori dei mezzi impiegati e ai reflui depurati.

In fase di perforazione e durante la prova di produzione gli scarichi idrici sono riconducibili a:

- acque di raffreddamento dei generatori dell'impianto di perforazione e dei motori dei mezzi marittimi;
- reflui di tipo civile (acque nere e acque grigie) depurati.

Al fine di minimizzare i possibili effetti sull'ambiente, si è previsto di configurare l'impianto di perforazione con un approccio "zero pollution", mediante opportuni sistemi:

- la circolazione in pozzo dei fluidi di perforazione sarà realizzata con sistema chiuso, nel quale il fango viene ricircolato dopo essere stato ripulito dai detriti, attraverso un vibrovaglio ed un sistema di *desander-desilter*;
- i detriti di perforazione (*cuttings*) in uscita dal vibrovaglio saranno stoccati in appositi contenitori a tenuta stagna e trasportati a terra dove, tramite ditte autorizzate, saranno inviati presso idonei impianti di recupero/smaltimento;
- i fanghi esausti saranno recuperati, stoccati in piattaforma o su *supply vessel* in appositi contenitori e quindi trasportati a terra per il successivo invio a impianti autorizzati di recupero/smaltimento;
- le acque di sentina, costituite da una miscela di olio ed acqua, saranno trattate in un separatore olio - acqua. L'olio separato sarà raccolto in fusti e trasferito a terra per essere smaltito al Consorzio Oli Esausti mentre l'acqua sarà inviata ad una vasca di raccolta rifiuti liquidi (fango ed acque piovane e/o di lavaggio) e smaltita a terra da smaltitore autorizzato e certificato;

- i reflui di tipo civile (acque nere e acque grigie) verranno trattati a bordo con idoneo impianto (tipo Omnipure 12MX) e successivamente scaricati in mare, secondo la Convezione MARPOL;

Le eventuali acque di giacimento separate nel corso delle prove di produzione (nonché tutti gli ulteriori fluidi quali i fanghi da spazzamento, i residui di pulizia del pozzo, etc) saranno raccolte e trasportate a terra per il successivo invio a trattamento, in maniera da minimizzare i possibili scarichi di sostanze.

Durante le operazioni di chiusura temporanea o mineraria del pozzo, saranno prevedibili scarichi idrici dovuti alle acque di raffreddamento degli impianti di generazione e dei motori dei mezzi marittimi di supporto e ai reflui di tipo civile depurati.

Nella seguente tabella sono riportate la stima delle quantità, le tipologie e i trattamenti previsti relative agli scarichi idrici di piattaforma prevedibili nel corso delle principali fasi operative di progetto (perforazione, prove di produzione, chiusura del pozzo).

Tabella 7.4: Scarichi Idrici - Piattaforma Jack-Up

Attività/Mezzo	Tipologia	Modalità di Trattamento	Stima Scarichi		
			Giornalieri [m ³ /g]	Durata [giorni]	Totali [m ³]
Perforazione	Acque di raffreddamento	-	3,840	107	411,000
	Reflui civili depurati	Impianto di trattamento Omnipure	30 ⁽¹⁾		3,210
Prova di produzione	Acque di raffreddamento	-	3,840	19	73,000
	Reflui civili depurati	Impianto di trattamento Omnipure	30 ⁽¹⁾		570
Chiusura temporanea o mineraria	Acque di raffreddamento	-	3,840	13	50,000
	Reflui civili depurati	Impianto di trattamento Omnipure	30 ⁽¹⁾		390

Note:

(1) Valore pari a circa 300 l/giorno x addetto, ipotizzando un numero di 95 addetti.

Si evidenzia che i mezzi navali a supporto delle attività di progetto opereranno sempre in conformità alle normative vigenti nazionali ed internazionali, anche per quanto riguarda gli scarichi idrici a mare (ricollegabili principalmente agli scarichi delle acque di raffreddamento motori e gruppi elettrogeni).

7.4 Produzione di Rifiuti

Nel corso delle attività di installazione/rimozione della piattaforma si prevede che possano essere generati rifiuti solidi urbani o assimilabili e rifiuti speciali, la cui quantità può essere stimata comunque modesta.

Nel corso della fase di perforazione, l'impianto sarà configurato come *zero pollution*, in particolare sarà dotato di strutture atte al contenimento dei residui di perforazione prodotti e dei fanghi esausti. Nel corso delle attività a progetto saranno originati residui costituiti dai detriti di roccia perforata e rimossa (*cuttings*) per un peso stimato di circa 3,600 t, oltre a fanghi esausti per un volume di circa 3,000 m³.

I detriti di perforazione (*cuttings*) in uscita dal vibrovaglio saranno stoccati in appositi contenitori a tenuta stagna e trasportati a terra dove, tramite ditte autorizzate, saranno inviati presso idonei impianti di recupero/smaltimento. I fanghi esausti saranno recuperati, stoccati in piattaforma o su *supply vessel* in appositi contenitori e quindi trasportati a terra per il successivo invio a impianti autorizzati di recupero/smaltimento. In nessun caso è previsto lo sversamento in mare di detriti e di fanghi di perforazione.

I residui alimentari prodotti dalla mensa della piattaforma di perforazione saranno raccolti, separati direttamente sul posto e trasportati a terra in appositi contenitori.

Per quanto riguarda la prova di produzione, i fluidi prodotti (greggio, fanghi, acque di giacimento, pulizia pozzo e lavaggi), per un quantitativo stimato di circa 1,200 m³¹⁸ saranno raccolti e trasportati a terra, mediante una unità navale con le necessarie certificazioni, per il successivo invio a raffineria o a recupero/smaltimento presso impianti autorizzati.

Infine, durante le attività di chiusura temporanea o mineraria del pozzo, potranno essere prodotti generalmente rifiuti quali residui metallici e di cemento, anche tali tipologie saranno trasportate a terra per il successivo invio ad impianti di recupero/smaltimento.

Per quanto riguarda la produzione di rifiuti di tipo urbano ed assimilabili (lattine, cartoni, legno, stracci, ecc.), in relazione alla tipologia di attività e al numero di persone presenti a bordo, si può stimare una quantità indicativa di 2 m³/giorno.

Tutti i rifiuti prodotti saranno gestiti in piattaforma nel rispetto della normativa vigente e dei regolamenti applicabili. Le diverse tipologie di rifiuti prodotti saranno trasportate a terra presso il Porto di Ortona (individuato come porto di riferimento per il progetto) per il successivo invio a idonei impianti di trattamento/smaltimento. Il trasporto mediante mezzi navali, in particolare, sarà effettuato da operatori in possesso delle necessarie certificazioni ed in linea con le normative ed i regolamenti nazionali, internazionali e locali applicabili.

7.5 Utilizzo di Risorse

In fase di installazione/rimozione della piattaforma, il numero massimo di addetti complessivamente impiegati nelle operazioni è stimato pari a 177¹⁹ addetti, tra l'equipaggio del *Jack-Up* e quello dei mezzi navali di supporto (No. 3).

In fase di perforazione, il numero di addetti impiegati nelle operazioni è valutato pari a 70 addetti sui *supply vessel* e circa 95 addetti sulla piattaforma.

Le quantità totali dei prodotti necessari alla formulazione di fango a base acqua (WB) per la perforazione del pozzo in progetto sono stimate complessivamente pari a circa 2,000 t.

Tutti i prodotti necessari al confezionamento del fango di perforazione saranno dotati delle relative schede di sicurezza.

¹⁸ Oltre eventuali ulteriori quantità in fase iniziale di pulizia in caso di elevato *water cut*.

¹⁹ Valore stimato in via cautelativa pari al massimo equipaggio dei mezzi navali

Per la generazione di energia può essere stimato un consumo a massimo carico di combustibile pari a circa 300 l/ora per la tipologia di motore considerata.

In fase di prova di produzione, il numero di addetti impiegati nelle operazioni è stimato pari a 70 addetti sui *supply vessel* e circa 95 addetti sulla piattaforma.

Nel corso delle attività potranno essere utilizzati prodotti chimici se necessari all'esecuzione delle prove (l'utilizzo di tali prodotti avviene con un sistema chiuso, per cui non sono previsti rilasci.) .

In fase di chiusura temporanea o mineraria del pozzo, il numero di addetti impiegati nelle operazioni è valutato pari a 70 addetti sui *supply vessel* e circa 95 addetti sulla piattaforma¹⁹.

Infine sui *supply vessel* potranno essere stoccati materiali quali:

- acque (No. 2 serbatoi per un totale di 200 t);
- barite/bentonite (No. 4 silos totali, con capacità di circa 33 m³ l'uno);
- diesel (No. 2 serbatoi per un totale di 260 m³);
- cemento (No. 4 silos, con una capacità di circa 33 m³ l'uno).

7.6 Emissioni Sonore

Le attività previste dal progetto possono determinare emissioni sonore in atmosfera ed in ambiente idrico.

Nella seguente Tabella 7.5 sono indicati i valori dei livelli equivalenti di pressione acustica ipotizzabili per le principali fonti di emissione di rumore presenti in piattaforma.

Tabella 7.5: Sorgenti di Rumore

Sorgente	LAeq dB(A)
Battipalo	112
Gruppi elettrogeni con motore diesel	107
Argano	91
Pompe fango	106

Le fonti di rumore in piattaforma rispetteranno le normative vigenti in materia di sicurezza e salute dei lavoratori.

Per quanto riguarda le emissioni sonore in ambiente marino, queste saranno generate principalmente da:

- attività di perforazione (infissione conductor, perforazione pozzo);
- presenza piattaforma (vibrazioni apparecchiature);
- impiego di mezzi navali di supporto alle attività.

Durante la fase di perforazione, si avranno emissioni di rumore nella colonna d'acqua sottostante la piattaforma sulla quale sono ubicate le apparecchiature impiegate nel corso delle attività (top drive, generatori, pompe, compressori, etc.). Le emissioni di rumore in ambiente marino, generalmente di tipo continuo, saranno generate dalle vibrazioni indotte

dalle apparecchiature sulla piattaforma e di conseguenza sulle gambe del *Jack-Up* e sul fondale.

Nell'ambito dell'attività di perforazione sarà, inoltre, impiegato un battipalo per la fase preliminare di infissione del tubo guida nel fondale marino. Il battipalo sarà posto sull'unità *Jack-Up* e sarà in funzione per circa 1 giorno. L'impiego di tale apparecchiatura determinerà l'emissione in ambiente marino di rumore di tipo impulsivo.

I mezzi navali saranno impiegati per la mobilitazione della piattaforma (installazione e rimozione) e per le attività di carico e scarico materiali attrezzature durante le altre fasi (perforazione, prova di produzione e chiusura temporanea o mineraria del pozzo) e per supporto alle attività. Il progetto prevede il transito di mezzi nello specchio acqueo compreso tra il Porto di Ortona ed il luogo di intervento. Il rumore sottomarino sarà prevalentemente generato dal funzionamento degli apparati propulsivi delle navi.

Nella seguente Tabella si riporta una sintesi relativa alle principali tipologie di emissioni sonore che saranno prodotte durante le attività in progetto, secondo la classificazione di Southall et al. (2007). Per quanto riguarda i possibili effetti si rimanda a quanto descritto nel Quadro di Riferimento Ambientale, Sezione III del presente studio.

Tabella 7.6: Principali Sorgenti di Rumore Sottomarino

Fase/Attività		Durata [giorni]	Mezzi/Attrezzature Utilizzati	Tipologia Sonora ⁽¹⁾	Emissione
Installazione Piattaforma		5	Mezzi navali	continuo	
Perforazione	Conductor driving	1	Battipalo	impulsivo	
	Preparazione, Drilling e Logging	106	Impianto di perforazione	continuo	
Prova di Produzione		19	Mezzi navali	continuo	
Chiusura Temporanea/Mineraria		13	Mezzi navali	continuo	
Rimozione Piattaforma		5	Mezzi navali	continuo	

Note:

(1) Classificazione del rumore sottomarino secondo Southall et alii, 2007

7.7 Occupazione dello Specchio Acqueo

Le attività previste dal progetto determineranno l'occupazione temporanea dello specchio acqueo e dei fondali nell'area oggetto d'intervento e le conseguenti limitazioni alle attività di pesca e navigazione.

La presenza della struttura (*Jack-Up*) determinerà l'occupazione di un'area marina pari alle dimensioni in pianta della piattaforma e di una porzione di fondale pari alla somma delle superfici di appoggio dei piedi (*spud cans*) posti sull'estremità inferiore delle gambe.

L'impiego di mezzi navali a supporto delle operazioni previste dal progetto, comporterà l'occupazione dello specchio acqueo necessario per la navigazione e le operazioni di manovra e di ancoraggio.

La perforazione del pozzo esplorativo interesserà una limitata superficie di fondale, pari al diametro del foro. Per la chiusura del pozzo (temporanea o definitiva) si prevede il taglio/disconnessione delle tubazioni al di sotto del livello del fondale.

Allo scopo di garantire adeguate misure di sicurezza per i mezzi transitanti in aree limitrofe è prevedibile l'emissione di un'Ordinanza, da parte della Capitaneria di Porto di Ortona, che stabilirà un'area di interdizione alla pesca, alla navigazione e all'ancoraggio attorno alle aree suddette. Dall'esame delle Ordinanze emesse dalla Capitaneria di Porto di Ortona in merito alle attività di ricerca ed estrazione di idrocarburi svolte in aree limitrofe a quella d'intervento, l'area d'interdizione potrà presumibilmente avere un raggio pari ad almeno 500 metri dalla piattaforma.

Nella seguente Tabella si riporta una stima delle aree interessate dall'intervento distinguendo gli effetti in temporanei e permanenti.

Tabella 7.7: Occupazione dello Specchio Acqueo e del Fondale

Opera/Area	Limitazione/Occupazione Temporanea		Limitazione/Occupazione Permanente	
	Superficie Fondale	Specchio Acqueo	Superficie Fondale	Specchio Acqueo
Piattaforma	440 m ² ⁽¹⁾	2,138 m ² ⁽²⁾	-	-
Pozzo	1 m ²	-	-	-
Area di Interdizione Piattaforma	0.785 km ² ⁽³⁾	0.785 km ² ⁽³⁾	-	-

Note:

- (1) Dato reperito da scheda tecnica piattaforma GSP Jupiter (diametro spud cans 11.8 m)
- (2) Dato reperito da scheda tecnica piattaforma GSP Jupiter (dimensioni in pianta piattaforma 52.4 x 40.8 m)
- (3) Area di interdizione di raggio stimato pari 500 m

7.8 Traffico di Mezzi

Le attività previste dal progetto saranno svolte con l'ausilio dei mezzi elencati al Paragrafo 5.5. Tali mezzi svolgeranno le seguenti attività:

- trasporto ed installazione/rimozione della piattaforma;
- operazioni di carico e scarico (es: materiali impiegati, generi di consumo, rifiuti prodotti);
- supporto tecnico all'attività di perforazione;
- sicurezza ed intervento in caso di emergenza;
- trasporto passeggeri.

Il progetto prevede, dunque, un traffico di mezzi nello specchio acqueo compreso tra Porto di Ortona, individuato quale porto di riferimento, ed il luogo oggetto d'intervento per il collegamento diretto tra le attività svolte in sito e la terraferma. Di seguito si riporta, sotto forma tabellare, una stima dei traffici dei mezzi comuni a tutte le fasi di progetto.

Tabella 7.8: Transiti dei Mezzi Comuni alle Fasi di Progetto

Fase	Durata [giorni]	Tipologia Mezzo	Frequenza Transiti
Installazione Piattaforma	5	All purpose vessel (No. 3)	1 viaggio ⁽¹⁾
Perforazione	107	All purpose vessel	1 viaggio A/R al giorno ⁽²⁾
		Crew Boat	1 viaggio A/R al giorno ⁽³⁾
Prova di Produzione ⁽⁴⁾	19	All purpose vessel	1 viaggio A/R al giorno
		Crew Boat	1 viaggio A/R al giorno
Chiusura mineraria/temporanea del pozzo	13	All purpose vessel	1 viaggio A/R al giorno
		Crew Boat	1 viaggio A/R al giorno
Rimozione piattaforma	5	All purpose vessel (No. 3)	1 viaggio ⁽¹⁾

Note:

- (1) un unico viaggio dal luogo di provenienza del *Jack-Up* all'area di intervento (durata circa 5 giorni)
- (2) per A/R si intende un viaggio di andata e ritorno dal Porto di Ortona al luogo d'intervento.
- (3) in alcuni giorni potrebbe non essere effettuato alcun cambio di personale, per cui il numero complessivo di viaggi potrebbe essere minore
- (4) i fluidi prodotti nel corso delle prove di produzione (greggio, fanghi di spazzamento, eventuali acque di giacimento, residui di pulizia pozzo, lavaggi, etc) saranno raccolti e trasportati a terra mediante una unità navale con le necessarie certificazioni, per il successivo invio in raffineria (greggio) o a recupero/smaltimento presso impianti autorizzati (altri fluidi). Allo stato attuale non è possibile quantificare il numero di viaggi, che si prevede comunque limitato anche in relazione alla breve durata della fase

8 SINTESI DEGLI IMPATTI AMBIENTALI E DELLE MISURE DI MITIGAZIONE PREVISTE

L'individuazione e la conseguente valutazione degli impatti ambientali del progetto derivano dall'analisi preliminare delle possibili interazioni tra le diverse fasi del progetto e le singole componenti ambientali. Tale analisi ha determinato l'individuazione degli aspetti progettuali in grado di incidere in maniera significativa sulla componente esaminata e, quindi, di generare un impatto (detti anche fattori causali di impatto).

Dai fattori causali di impatto, una volta individuati gli elementi di sensibilità e i potenziali recettori relativi alla singola componente tramite la caratterizzazione dello stato attuale della stessa, sono stati, quindi, individuati e valutati gli impatti significativi generati dal progetto.

I principali criteri adottati per caratterizzare un impatto sono relativi alla definizione dei parametri riportati nella seguente tabella.

Tabella 8.1: Definizione dei Parametri per la Valutazione degli Impatti

PARAMETRI	CRITERI ADOTTATI
Reversibilità/Irreversibilità dell'impatto	<p>Il grado di reversibilità dell'impatto generato viene espresso in funzione del tipo di impatto considerato:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Impatto Reversibile: quando si ritorna alle condizioni ante operam al termine delle operazioni di ripristino/decommissioning; ▪ Impatto Irreversibile: quando non si ripristinano le condizioni iniziali.
Impatto Temporaneo/Permanente	<p>Esprime la durata dell'impatto, da quando si manifestano gli effetti a quando si ha il ripristino delle condizioni iniziali (breve, medio, lungo termine). Valori in funzione del tipo di impatto considerato:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Breve Termine: l'effetto/impatto si manifesta in concomitanza col fattore causale di impatto e termina quando termina l'azione di progetto, per azione di breve durata o prima del termine dell'azione considerata; ▪ Medio Termine: l'effetto/impatto si manifesta in concomitanza col fattore causale di impatto e termina quando termina l'azione di progetto, per azione di media durata; ▪ Lungo Termine: l'effetto/impatto si manifesta in concomitanza col fattore causale di impatto e termina quando termina l'azione di progetto, per azione di lunga durata; ▪ Permanente: l'effetto/impatto può manifestarsi anche dopo il fattore causale di impatto e continua oltre il termine dell'azione di progetto.
Scala spaziale dell'impatto	<p>In funzione dell'ambito territoriale di riferimento identificato può essere:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ locale, regionale, nazionale, etc.; ▪ transfrontaliero.

PARAMETRI	CRITERI ADOTTATI
Mitigabilità dell'impatto	<p>A seconda della possibilità di attuare opportune azioni volte al contenimento degli effetti sull'ambiente, l'impatto può essere:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ mitigabile; ▪ non mitigabile. <p>Nel caso l'impatto sia mitigabile si definiscono le misure di mitigazione previste.</p>
Entità finale dell'impatto	<p>L'impatto, sulla base dei parametri sopra descritti, può essere valutato:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Rilevante - impatto caratterizzato da lunga durata o da una scala spaziale estesa, oppure da una intensità elevata. Impatto non mitigato/mitigabile e, in alcuni casi, irreversibile. ▪ Moderato - impatto di entità non trascurabile, in quanto caratterizzato da estensione maggiore, o maggiore durata o eventuale concomitanza di più effetti. L'interferenza non è tuttavia da considerarsi critica, in quanto del tutto reversibile. ▪ Lieve - impatto localizzato e di lieve entità, i cui effetti sono considerati reversibili, caratterizzati da una frequenza di accadimento bassa o da una breve durata. ▪ Nullo - impatto assente ▪ Positivo - impatto che induce effetti positivi su una o più componenti ambientali o umane, a scala locale o più ampia.

In particolare, secondo la metodologia di valutazione utilizzata nell'ambito dello SIA, un impatto può essere:

- rilevante: impatto caratterizzato da lunga durata o da una scala spaziale estesa, oppure da una intensità elevata. Impatto non mitigato/mitigabile e, in alcuni casi, irreversibile;
- moderato: impatto di entità non trascurabile, in quanto caratterizzato da estensione maggiore, o maggiore durata o eventuale concomitanza di più effetti. L'interferenza non è tuttavia da considerarsi critica, in quanto del tutto reversibile;
- lieve: impatto localizzato e di lieve entità, i cui effetti sono considerati reversibili, caratterizzati da una frequenza di accadimento bassa o da una breve durata;
- nullo: impatto assente;
- positivo: impatto che induce effetti positivi su una o più componenti ambientali o umane, a scala locale o più ampia.

Infine sono state identificate le misure di mitigazione che saranno poste in essere.

Nel seguito si riporta la sintesi della valutazione degli impatti individuati in relazione alle singole componenti, ossia:

- atmosfera (Paragrafo 8.1);
- ambiente idrico marino (Paragrafo 8.2);

- suolo e sottosuolo (Paragrafo 8.3);
- vegetazione, flora, fauna ed ecosistemi (Paragrafo 8.4);
- rumore (Paragrafo 8.5);
- aspetti socioeconomici, infrastrutture e salute pubblica (Paragrafo 8.6);
- aspetti storico paesaggistici (Paragrafo 8.7).

Nel successivo Paragrafo 8.8, si riportano gli esiti della valutazione degli impatti cumulativi, ossia degli impatti derivanti dall'interazione tra gli impatti ambientali determinati dal progetto in esame e quelli causati da attività svolte nell'ambito di titoli minerari relativi ad aree prossime a quella di intervento.

8.1 Atmosfera

Sulla base dei dati progettuali e delle interazioni con l'ambiente riportate nel Capitolo 7, la valutazione sulla componente "atmosfera" della significatività dei fattori causali di impatto è riassunta nella seguente tabella.

Tabella 8.2: Atmosfera
Incidenza Potenziale dei Fattori Causali di Impatto sulla Componente

Fattori Causali di Impatto	Non Significativa	Oggetto di Valutazione
INSTALLAZIONE DELLA PIATTAFORMA		
Emissioni di inquinanti (da Jack-Up)	X	
Emissioni di inquinanti (da mezzi impiegati)	X	
PERFORAZIONE		
Emissioni di inquinanti (da Jack-Up)		X⁽¹⁾
Emissioni di inquinanti (da traffico marittimo indotto)	X	
PROVA DI PRODUZIONE		
Emissioni di inquinanti (da Jack-Up)	X	
Emissioni di inquinanti (da mezzi impiegati)	X	
CHIUSURA TEMPORANEA O MINERARIA DEL POZZO		
Emissioni di inquinanti (da Jack-Up)	X	
Emissioni di inquinanti (da traffico marittimo indotto)	X	
RIMOZIONE DELLA PIATTAFORMA		
Emissioni di inquinanti (da Jack-Up)	X	
Emissioni di inquinanti (da mezzi impiegati)	X	

Note:

- (1) Ai fini della stima delle emissioni per tale fase è stata inclusa la presenza di una unità navale di supporto che rimane in stazionamento presso la piattaforma.

Date le caratteristiche del progetto proposto si è ritenuto di escludere da ulteriori valutazioni i fattori causali di impatto per i quali la potenziale incidenza sulla componente è stata ritenuta, fin dalla fase di valutazione preliminare, non significativa.

8.1.1 Alterazione della Qualità dell'Aria per Emissioni di Inquinanti Gassosi

La fase di perforazione, ed in particolare lo svolgimento dell'attività di preparazione, perforazione e registrazioni elettriche in pozzo comporterà le maggiori emissioni, in relazione alle sorgenti presenti ed alla durata complessiva delle operazioni (circa 107 giorni) rispetto alle altre fasi.

La stima dell'impatto sulla qualità dell'aria è stata quindi condotta con riferimento al funzionamento dei generatori di potenza necessari per l'alimentazione elettrica degli impianti ed alla presenza dei mezzi navali di supporto (No. 1 *supply vessel*), previsti in tale fase.

La quantificazione complessiva delle relative emissioni degli inquinanti rilasciati è riportata nel Quadro di Riferimento Progettuale dello SIA e sintetizzata nel Paragrafo 7.1.

Per quanto concerne le ricadute di inquinanti dovute alla fase di perforazione, in virtù dei quantitativi totali emessi e della durata delle attività (stimata in 2,568 ore totali²⁰), si è ritenuto opportuno procedere ad un'analisi dettagliata tramite simulazioni numeriche (modello Calpuff).

I risultati delle simulazioni condotte, per ognuno degli inquinanti considerati, sono presentati nelle Figure da 8.1 a 8.4 allegate.

Dall'esame della Figura 8.1 allegata (ricadute di NO_x) si rileva quanto segue:

- per quanto riguarda il 99.8° percentile delle concentrazioni orarie di NO_x:
 - i valori massimi sono stimati in prossimità della piattaforma e risultano nell'ordine di 138 µg/m³,
 - in corrispondenza della costa le ricadute massime sono inferiori a 20 µg/m³,
 - in corrispondenza dei centri abitati localizzati sulla costa le ricadute sono inferiori di un ordine di grandezza rispetto al limite normativo (200 µg/m³);
- per quanto concerne la media annua di NO_x:
 - i valori massimi di ricaduta, nell'ordine di 4.6 µg/m³, sono localizzati nei pressi della piattaforma,
 - in corrispondenza della costa le ricadute massime sono inferiori a 0.5 µg/m³,
 - in corrispondenza dei centri abitati localizzati sulla costa le ricadute sono inferiori di oltre due ordini di grandezza rispetto al limite normativo (40 µg/m³).

Dall'esame della Figura 8.2 allegata (ricadute di SO_x) si rileva quanto segue:

- per quanto riguarda il 99.7° percentile delle concentrazioni orarie di SO_x:
 - i valori massimi sono stimati in prossimità della piattaforma e risultano nell'ordine di 12.5 µg/m³,

²⁰ Ore calcolate considerando 107 giorni.

- in corrispondenza della costa, ove sono localizzati i centri abitati, le ricadute massime sono inferiori a $0.5 \mu\text{g}/\text{m}^3$, dunque inferiori di circa 3 ordini di grandezza rispetto al limite normativo per l' SO_2 ($350 \mu\text{g}/\text{m}^3$);
- per quanto riguarda il 99.2° percentile delle concentrazioni giornaliere di SO_x :
- i valori massimi sono stimati nell'intorno della piattaforma e risultano nell'ordine di $3 \mu\text{g}/\text{m}^3$,
- in corrispondenza della costa le ricadute risultano trascurabili (inferiori a $0.1 \mu\text{g}/\text{m}^3$).

Dall'esame della Figura 8.3 allegata (ricadute di polveri) si rileva quanto segue:

- sia il 90.4° percentile delle concentrazioni medie giornaliere, sia la media annua, presentano valori decisamente bassi: anche assumendo che tutte le polveri (PTS) siano sottili (PM_{10}) i valori massimi stimati dal modello sono comunque inferiori rispetto ai limiti normativi di 2 ordini di grandezza ($0.58 \mu\text{g}/\text{m}^3$ per le medie giornaliere e $0.20 \mu\text{g}/\text{m}^3$ per la media annua);
- in corrispondenza dei centri abitati situati lungo la costa, le ricadute massime sono assolutamente trascurabili.

Anche per quanto riguarda le ricadute di CO (Figura 8.4 allegata) le concentrazioni stimate sono assai contenute su tutto il dominio di simulazione e dell'ordine di $0.01 \text{ mg}/\text{m}^3$ nei pressi della piattaforma ed inferiori a $0.001 \text{ mg}/\text{m}^3$ in corrispondenza della costa.

Sulla base delle risultanze delle simulazioni effettuate, che hanno evidenziato ricadute di inquinanti sulla costa di gran lunga inferiori ai limiti di normativa, della limitata durata dell'attività ed in considerazione dei dati sulla qualità dell'aria disponibili, dai quali non si evincono particolari criticità correlabili con le attività in progetto, si stima che l'impatto associato sia **di lieve entità, temporaneo e reversibile**.

Oltre al fatto che gli impatti sono di lieve entità, si evidenzia comunque che la piattaforma di perforazione è dotata di certificazione IAPP (*International Air Pollution Prevention*) attestante la conformità del mezzo ai requisiti stabiliti dall'Annesso VI alla Convenzione per la Prevenzione dell'Inquinamento da Navi (MARPOL).

8.2 Ambiente Idrico Marino

Sulla base dei dati progettuali e delle interazioni con l'ambiente riportate nel Capitolo 7, la valutazione sulla componente "ambiente idrico marino" della significatività dei fattori causali di impatto è riassunta nella seguente tabella.

Tabella 8.3: Ambiente Idrico Marino – Incidenza Potenziale dei Fattori Causali di Impatto sulla Componente

Fattori Causali di Impatto	Non Significativa	Oggetto di Valutazione
INSTALLAZIONE DELLA PIATTAFORMA		
Prelievi e scarichi idrici dai mezzi navali impiegati/Jack-Up		X
Risospensione di sedimenti marini		X
Presenza fisica della piattaforma		X

Fattori Causali di Impatto	Non Significativa	Oggetto di Valutazione
PERFORAZIONE		
Prelievi e scarichi idrici dal Jack-Up		X
Prelievi e scarichi idrici da traffico marittimo indotto		X
Presenza fisica della piattaforma		X
PROVA DI PRODUZIONE		
Prelievi e scarichi idrici dal Jack-Up		X
Prelievi e scarichi idrici dai mezzi navali impiegati		X
Presenza fisica della piattaforma		X
CHIUSURA TEMPORANEA O MINERARIA DEL POZZO		
Prelievi e scarichi idrici dal Jack-Up		X
Prelievi e scarichi idrici da traffico marittimo indotto		X
Presenza fisica della piattaforma		X
RIMOZIONE DELLA PIATTAFORMA		
Prelievi e scarichi idrici dai mezzi navali impiegati/Jack-Up		X
Risospensione di sedimenti marini		X

8.2.1 Alterazione delle Caratteristiche delle Acque Marine per Risospensione di Sedimenti

Con l'ausilio del *software* MIKE3 sono state effettuate simulazioni per valutare gli effetti conseguenti alle attività di perforazione del pozzo Elsa 2, a cominciare dalla posa dei sostegni della piattaforma.

Gli obiettivi delle simulazioni numeriche effettuate sono:

- stimare l'entità del fenomeno di sospensione, causa di un temporaneo intorbidimento delle acque per immissione del materiale messo in sospensione, e individuare le zone entro cui il fenomeno è circoscritto;
- valutare lo spessore dei sedimenti risospesi che si ridepositano sul fondale;
- stimare la dispersione a mare di alcune sostanze potenzialmente presenti nei sedimenti messi in sospensione;
- valutare la durata delle perturbazioni sopraccitate e gli eventuali impatti connessi.

Le simulazioni sono state eseguite per la fase di appoggio delle gambe del *Jack-Up* (installazione della piattaforma), in quanto si è ritenuta essere l'attività più impattante sulla componente tra quelle svolte per il progetto. Si evidenzia che i risultati delle simulazioni possono

essere ritenuti rappresentativi anche della fase di rimozione della piattaforma nel corso della quale si ritiene possa essere risospeso un quantitativo di sedimenti, al momento del distacco degli *spud cans* dal fondale, paragonabile a quello in fase di appoggio in termini di estensione nel tempo e nello spazio della perturbazione associata.

In funzione delle caratteristiche meteomarine del sito, sono stati considerati due differenti scenari di corrente, uno con corrente debole (S1, pari a circa 10 cm/s in direzione SE) ed uno con corrente elevata (S2, circa 30 cm/s in direzione SE).

Per quanto concerne la concentrazione di solidi sospesi le simulazioni hanno mostrato che (si vedano anche le Figure 8.5 e 8.6):

- corrente di circa 10 cm/s (scenario S1):
 - le aree interessate dalla perturbazione (concentrazione di solidi sospesi > 1 mg/l) si estendono fino a circa 2 km in direzione SE,
 - lo spessore della colonna d’acqua interessato dalla perturbazione è limitato a pochi metri dal fondale,
 - la torbidità indotta è significativa (oltre 500 mg/l) nelle immediate vicinanze della piattaforma, esclusivamente in prossimità del fondale, e decresce rapidamente allontanandosi da essa,
 - in ogni caso, la durata della perturbazione è molto limitata. Dopo 12 h la perturbazione diventa ovunque sostanzialmente trascurabile (concentrazione di solidi sospesi minore di 1 mg/l);
- corrente di circa 30 cm/s in direzione SE (scenario S2):
 - le aree interessate dalla perturbazione (concentrazione di solidi sospesi > 1 mg/l) sono leggermente più ampie e si estendono fino a circa 2.5 km in direzione SE,
 - lo spessore della colonna d’acqua interessato dalla perturbazione è sempre limitato a pochi metri dal fondale,
 - la torbidità indotta è significativa nelle immediate vicinanze della piattaforma, esclusivamente in prossimità del fondale, e decresce rapidamente allontanandosi da essa,
 - anche in questo caso, la durata della perturbazione è molto limitata. Dopo sole 8 h la perturbazione diventa ovunque assolutamente trascurabile (concentrazione di solidi sospesi minore di 1 mg/l).

Per quanto concerne la dispersione dei metalli, le simulazioni hanno mostrato che il fenomeno è circoscritto allo strato di colonna d’acqua più vicino al fondo e che comunque dopo poche ore si raggiungono concentrazioni inferiori ai valori suggeriti dagli standard di qualità delle acque in tutta la colonna d’acqua.

In conclusione, sulla base dei risultati ottenuti, non si rilevano particolari criticità, né per quanto concerne la risospensione di sedimenti, né per quanto riguarda potenziali effetti negativi sullo stato di qualità delle acque marine. L’impatto in relazione alla limitata estensione nello spazio e nel tempo dei potenziali fenomeni di risospensione e dei livelli delle perturbazioni associate è pertanto ritenuto **di lieve entità, localizzato, temporaneo e reversibile**.

Per quanto riguarda le misure di mitigazione previste, le attività saranno svolte in modo da minimizzare la risospensione di sedimenti (ridotta velocità nelle fasi di appoggio/sollevamento delle gambe).

Si evidenzia inoltre che per la fase di installazione sono richieste condizioni meteomarine di mare calmo, tali da evitare movimenti della piattaforma, in particolare quelli orizzontali, che oltre a causare danneggiamento delle gambe per contatti col fondale potrebbero comportare ulteriori sollevamenti di sedimenti.

8.2.2 Consumo di Risorse per Prelievi Idrici

Durante la fase di perforazione (107 giorni) il principale prelievo di risorsa idrica sarà quello legato al funzionamento degli impianti utilizzati per la fase di perforazione. I consumi in tale fase possono essere così suddivisi:

- prelievi di acqua di mare per raffreddamento dei motori e dei gruppi elettrogeni;
- prelievi di acqua dolce (per il confezionamento dei fanghi e per gli usi igienico-sanitari del personale di bordo).

In termini quantitativi il consumo maggiore di risorsa idrica è quello legato al raffreddamento dei motori presenti sull'impianto di perforazione e dei mezzi navali, che nell'arco dell'intero periodo di perforazione potranno raggiungere circa 822,000 m³. Tali acque sono prelevate e immediatamente scaricate in mare senza subire alcun tipo di contaminazione e pertanto non necessitano alcun tipo di trattamento.

Il quantitativo di acqua dolce per il confezionamento dei fanghi di perforazione è stimato pari al quantitativo dei fanghi stessi e pertanto pari a un massimo di circa 3,000 m³. Questa sarà approvvigionata da terra, stoccata nei serbatoi della piattaforma (525 m³) e regolarmente rifornita tramite i *supply vessel*.

Il consumo idrico di acqua dolce per uso igienico-sanitario del personale di bordo durante la fase di perforazione è stato valutato ipotizzando un valore medio per addetto pari a circa 300 l/g ed un numero massimo di addetti pari a circa 95 unità sul Jack-Up e circa 70 sui mezzi navali di supporto, per un totale di circa 50 m³/giorno. Il consumo complessivo per la durata delle attività di perforazione è di circa 5,350m³ di acqua dolce.

Per quanto riguarda la prova di produzione, si prevede che, in fase di pulizia del pozzo e spiazamento della sezione tubata, potrà essere utilizzata acqua di mare. In particolare, si stima un utilizzo complessivo di circa 360 m³ di acqua di mare, la quale potrà essere usata anche per le prove di tenuta.

In considerazione dei quantitativi sopra riportati e tenendo presente la disponibilità della risorsa si ritiene che al prelievo di acque marine **sia associabile un impatto di lieve entità, reversibile e temporaneo.**

Anche per quanto riguarda il prelievo di acque dolci si ritiene che l'impatto associato possa essere considerato di **lieve entità, temporaneo e reversibile.**

Durante tutte le fasi del progetto sarà comunque posta particolare attenzione nell'ottimizzare e ridurre, per quanto possibile, il consumo di risorsa idrica.

8.2.3 Alterazione delle Caratteristiche di Qualità delle Acque Marine dovuta allo Scarico di Acque Reflue

Gli scarichi idrici saranno essenzialmente costituiti da:

- acque di raffreddamento dei motori dei mezzi marittimi;
- acque di raffreddamento dei generatori dell'impianto di perforazione;
- reflui di tipo civile (acque nere e acque grigie) che verranno scaricati previo trattamento (di ossidazione e disinfezione) in idoneo impianto (tipo Ompipure 12MX).

Per quanto riguarda i mezzi navali a supporto delle attività di progetto, questi opereranno sempre in conformità alle normative vigenti nazionali ed internazionali, anche dal punto di vista degli scarichi idrici a mare (ricollegabili principalmente agli scarichi delle acque di raffreddamento motori e gruppi elettrogeni. Tali acque, tra l'altro, prelevate ed immediatamente scaricate in mare, non subiranno alcun tipo di contaminazione e pertanto non necessiteranno di alcun tipo di trattamento).

Al fine di minimizzare i potenziali impatti sull'ambiente, si è previsto di configurare l'impianto di perforazione con un approccio "zero pollution", con particolare riferimento a:

- il trattamento delle le acque di sentina in un separatore olio - acqua, con recupero dell'olio inviato a terra per lo smaltimento al Consorzio Oli Esausti) e la raccolta delle acque trattate in una vasca di raccolta rifiuti liquidi (fango ed acque piovane e/o di lavaggio) ed il trasporto a terra per l'invio a recupero/smaltimento presso idonei impianti autorizzati;
- il trattamento dei reflui di tipo civile (acque nere e acque grigie) con idoneo impianto certificato e lo scarico degli effluenti secondo la Convenzione MARPOL.

Le eventuali acque di giacimento separate nel corso delle prove di produzione (nonché tutti gli ulteriori fluidi quali i fanghi da spiazzamento, i residui di pulizia del pozzo, etc) saranno raccolte e trasportate a terra per il successivo invio a trattamento/smaltimento presso impianti autorizzati, in maniera da minimizzare i possibili scarichi di sostanze.

In considerazione di quanto sopra riportato e in particolare grazie all'impiego dei sistemi di raccolta e trattamento dei reflui civili e delle raccolta, trattamento ed invio a smaltimento delle acque potenzialmente oleose (sistema tipo "zero pollution system") certificati nonché alla raccolta e stoccaggio dei fluidi estratti dal pozzo, si ritiene che l'impatto sulla componente sia **di lieve entità, localizzato, temporaneo e reversibile**.

8.2.4 Perturbazione Locale del Regime Correntometrico connesso alla Presenza Fisica degli Impianti

La presenza fisica del *Jack-Up* può determinare una possibile perturbazione locale del regime correntometrico dell'area.

Per stimare l'influenza locale delle gambe della piattaforma sui campi di moto si è ipotizzato cautelativamente che le stesse siano "piene", cioè si è trascurata la possibilità che l'acqua possa circolare attraverso la loro struttura reticolare.

L'analisi, effettuata con il modello MIKE 3, è stata rivolta al solo scenario di corrente pari a 30 cm/s (scenario S2), in quanto gli effetti nell'altro scenario (scenario S1, rappresentativo di condizioni di corrente debole, pari a 10 cm/s), sono ridotti in virtù delle ridotte velocità in gioco.

La figura sottostante mostra i campi di velocità in prossimità delle gambe della piattaforma in una sezione posta a 1 m dal fondo.

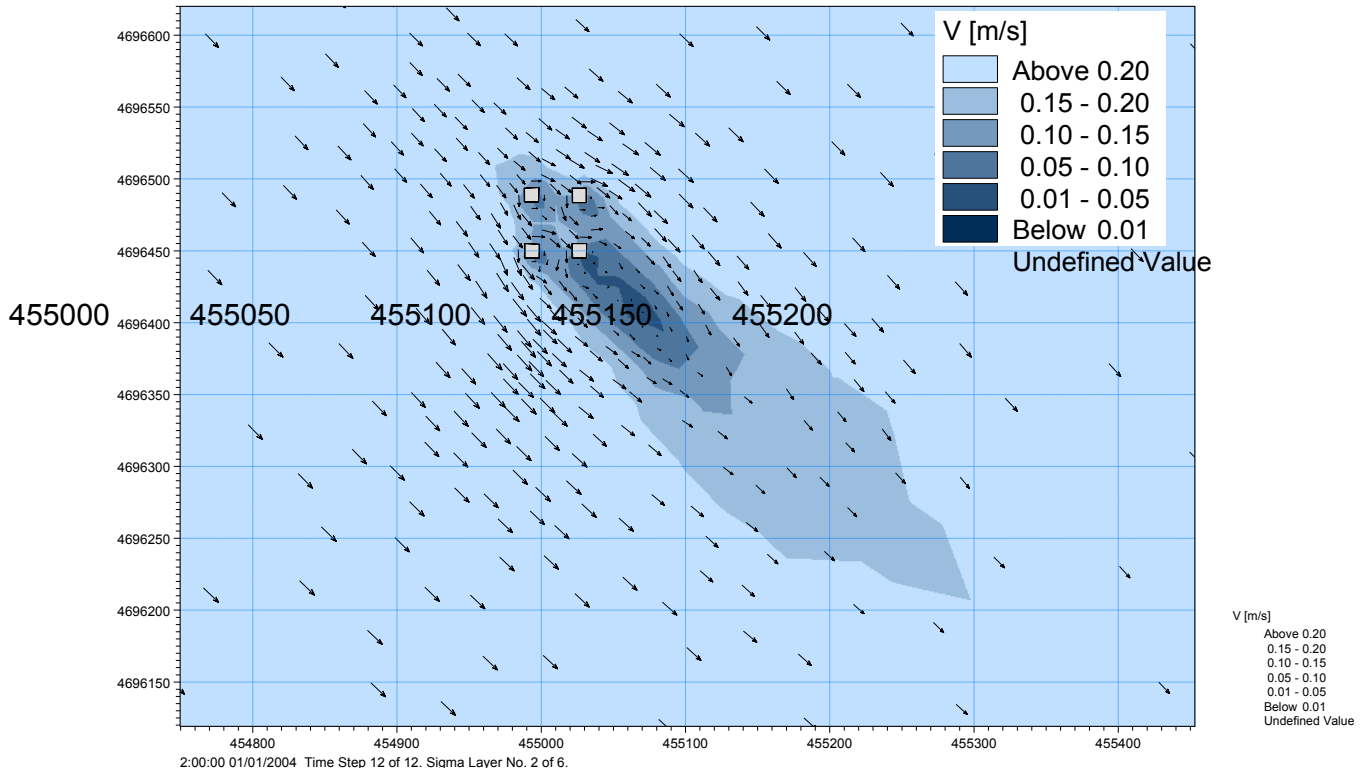


Figura 8.1: Campi di Velocità in Prossimità delle Gambe del Jack-Up

Si nota che la presenza dell'ostacolo costituito dalle gambe crea a valle delle stesse una zona in cui la velocità della corrente diminuisce (fino a un minimo di circa 5 cm/s). Il fenomeno è comunque circoscritto in un intorno di circa 200 m dalla piattaforma.

A titolo di confronto, inoltre, sono stati analizzati i risultati della campagna di monitoraggio del regime correntometrico effettuata nei 3 anni successivi all'installazione della piattaforma Calipso, situata al largo di Ancona. I risultati evidenziano che non sono riscontrabili differenze significative sull'intensità e sulla direzione delle correnti superficiali nell'intorno dell'installazione. Le stesse considerazioni valgono per le correnti di fondo, che non hanno presentato particolari differenze nel periodo monitorato. Dai dati registrati è evidente una netta e costante prevalenza della direzione SE, in particolare sul fondo, ad indicare una sostanziale stabilità del regime correntometrico in presenza della struttura della piattaforma.

Sulla base delle considerazioni sopra effettuate non si ritiene necessario introdurre particolari misure di mitigazione.

L'impatto sul regime correntometrico connesso alla presenza fisica dell'impianto, anche sulla base della breve durata prevista per le operazioni (circa 150 giorni), viene pertanto ritenuto **di lieve entità, localizzato, temporaneo e reversibile**.

8.3 Suolo e Sottosuolo

Sulla base dei dati progettuali e delle interazioni con l'ambiente riportate nel Capitolo 7, la valutazione sulla componente "suolo e sottosuolo" della significatività dei fattori causali di impatto è riassunta nella seguente tabella.

**Tabella 8.4: Suolo e Sottosuolo
Incidenza Potenziale dei Fattori Causali di Impatto sulla Componente**

Fattori Causali di Impatto	Non Significativa	Oggetto di Valutazione
INSTALLAZIONE DELLA PIATTAFORMA		
Consumo di risorse	X	
Risospensione dei sedimenti e alterazione della morfologia del fondale durante le attività di installazione del Jack-Up		X
Produzione di rifiuti	X	
Immissione di sostanza organica e di nutrienti nei sedimenti (reflui civili depurati)	X	
Occupazioni/limitazioni d'uso di fondale		X
PERFORAZIONE		
Consumo di risorse		X
Occupazioni/limitazioni d'uso di fondale		X
Produzione di rifiuti		X
Interazioni delle opere con il sottosuolo		X
Immissione di sostanza organica e di nutrienti nei sedimenti (reflui civili depurati)	X	
PROVA DI PRODUZIONE		
Consumo di risorse		X
Produzione di rifiuti		X
Interazioni delle opere con il sottosuolo		X
Immissione di sostanza organica e di nutrienti nei sedimenti (reflui civili depurati)	X	
Occupazioni/limitazioni d'uso di fondale		X
CHIUSURA TEMPORANEA O MINERARIA DEL POZZO		
Consumo di risorse		X
Produzione di rifiuti	X	
Interazioni delle opere con il sottosuolo		X
Immissione di sostanza organica e di nutrienti nei sedimenti (reflui civili depurati)	X	
Occupazioni/limitazioni d'uso di fondale		X
RIMOZIONE DELLA PIATTAFORMA		
Consumo di risorse	X	
Risospensione dei sedimenti e alterazione della morfologia del fondale in seguito alle attività di rimozione della piattaforma		X
Produzione di rifiuti	X	
Immissione di sostanza organica e di nutrienti nei sedimenti (reflui civili depurati)	X	
Occupazioni/limitazioni d'uso di fondale		X

Date le caratteristiche del progetto proposto si è ritenuto di escludere da ulteriori valutazioni i fattori causali di impatto per i quali la potenziale incidenza sulla componente è stata ritenuta, fin dalla fase di valutazione preliminare, non significativa.

8.3.1 Consumo di Risorse Naturali

Il consumo di risorse durante la realizzazione del progetto in esame può essere imputabile alle fasi di perforazione, prova di produzione e chiusura temporanea/mineraria del pozzo.

Durante la fase di perforazione, per il confezionamento dei fanghi di perforazione, saranno utilizzati acqua ed i prodotti descritti nella Tabella 5.2. Complessivamente si prevede un quantitativo di circa 3,000 m³ di fanghi. Si prevede inoltre l'impiego di acciaio e malte cementizie per i tubaggi previsti.

Per la fase di chiusura temporanea/mineraria si prevede l'impiego di malte cementizie per la realizzazione di una serie di tappi in grado di garantire un completo isolamento delle diverse formazioni stratigrafiche del sottosuolo perforato.

Tutte le fasi saranno, inoltre, caratterizzate da consumi di carburante per il funzionamento dei mezzi marittimi e dell'impianto di perforazione.

Sulla base dei quantitativi stimati e della disponibilità delle risorse da impiegarsi, l'impatto sulla componente suolo e sottosuolo in termini di consumo di risorse risulta di **lieve entità, temporaneo e reversibile**.

Nello specifico, durante tutte le fasi del progetto sarà posta particolare attenzione nell'ottimizzare e ridurre, per quanto possibile, il consumo di risorse naturali e di materie prime.

8.3.2 Risospensione Sedimenti e Variazione Morfologica del Fondale

Come riportato nel precedente Paragrafo 8.2.1, ai fini delle valutazioni relative alla componente ambiente idrico marino, sono state realizzate simulazioni modellistiche mediante *software* MIKE 3 per valutare la sospensione dei sedimenti e la successiva rideposizione durante la fase installazione del *Jack-Up*.

Come evidenziato in precedenza, i risultati delle simulazioni effettuate hanno permesso di:

- stimare la dispersione a mare dei sedimenti messi in sospensione;
- valutare lo spessore dei sedimenti messi in sospensione che si ridepositano sul fondale.

Con particolare riferimento a quest'ultimo aspetto, si evidenzia che i sedimenti che si depositano ai fianchi delle gambe della piattaforma sono per la maggior parte costituiti da sabbie, che, essendo più pesanti, tendono a depositare velocemente. I sedimenti più fini, invece, caratterizzati da diametri molto più piccoli di quelli delle sabbie, non contribuiscono in maniera significativa allo spessore del deposito, ma si disperdono e generano i plume descritti nel Paragrafo 8.2.1.

Nell'ambito delle simulazioni effettuate la sabbia non viene dispersa lontano dalle gambe della piattaforma nemmeno nello scenario con corrente di 30 cm/s: ne consegue una sostanziale analogia nei diversi scenari considerati.

I risultati mostrano un deposito massimo di circa 10 cm in un intorno di 10 m dalle gambe della piattaforma. Ad una distanza di circa 20 m lo spessore è trascurabile (inferiore a 1 cm).

Le valutazioni relative alla modifica dei campi di velocità della corrente dovuti alla presenza delle gambe della piattaforma (si veda il Paragrafo 8.2.4) permettono di osservare, in

particolare, la tendenza ad un deposito a valle delle gambe (nel verso della corrente), dove le velocità sono inferiori.

Considerate però la profondità del fondo nel sito in esame e l'ipotesi fortemente conservativa di non considerare le gambe come strutture reticolari, si stima che le quantità di sedimenti depositate siano non significative.

In virtù di quanto sopra esposto e dei ridotti quantitativi di sedimenti che si prevede saranno messi in sospensione, l'impatto legato al deposito dei sedimenti ed alla conseguente variazione morfologica del fondale durante la realizzazione del progetto può essere ritenuto di **lieve entità, temporaneo e reversibile**.

In seguito alla rimozione della piattaforma, potranno rimanere sul fondale 4 depressioni in corrispondenza delle impronte degli *spud cans*. Tali depressioni tenderanno comunque, nel lungo periodo, ad essere progressivamente colmate per opera della normale dinamica deposizionale operata dalle correnti. L'impatto associato può essere pertanto ritenuto di **lieve entità e reversibile**.

Si rimanda al Paragrafo 8.2.1 per una descrizione delle misure di mitigazione.

8.3.3 Produzione di Rifiuti

Come descritto nel Capitolo 7 l'impianto di perforazione sarà dotato di strutture atte al contenimento dei fanghi esausti e dei residui di perforazione prodotti.

Nel corso della perforazione si produrranno dei reflui, costituiti essenzialmente dai detriti di roccia perforata e rimossa (circa 3,600 t), oltre a fanghi esausti di perforazione (circa 3,000 m³).

I detriti di perforazione (*cuttings*) in uscita dal vibrovaglio saranno stoccati in appositi contenitori a tenuta stagna e trasportati a terra dove, tramite ditte autorizzate, saranno inviati presso idonei impianti di recupero/smaltimento. I fanghi esausti saranno recuperati, stoccati in piattaforma o su *supply vessel* in appositi contenitori e quindi trasportati a terra per il successivo invio a impianti autorizzati di recupero/smaltimento.

In nessun caso è previsto lo sversamento in mare di detriti e di fanghi di perforazione.

Le acque meteoriche, le acque di sentina e di drenaggio subiranno un trattamento di tipo "zero pollution system". L'olio filtrato e raccolto in fusti sarà successivamente inviato a smaltimento a terra e le acque raccolte in una vasca e trasportate a terra per il successivo invio a smaltimento presso impianti autorizzati e certificati.

I residui alimentari prodotti dalla mensa della piattaforma di perforazione saranno raccolti, separati direttamente sul posto e trasportati a terra in appositi contenitori.

Per quanto riguarda la produzione di rifiuti di tipo urbano ed assimilabili (lattine, cartoni, legno, stracci, ecc.), in relazione alla tipologia di attività e al numero di persone presenti a bordo, si può stimare una quantità indicativa di 2 m³/giorno. Questi vengono trasferiti a terra tramite navi appoggio e quindi recuperati/smaltiti secondo quanto previsto dalla normativa vigente in materia.

Per quanto riguarda la prova di produzione, potranno essere prodotti residui quali fanghi, acque di giacimento, acque di pulizia pozzo, lavaggi, per un totale stimato di circa 1,200 m³. Tali fluidi, che in nessun caso entreranno in contatto con l'ambiente marino, ma che saranno sempre contenuti in vasche, serbatoi e tubazioni totalmente confinate, saranno raccolti in una vasca e trasportati a terra per l'invio ad idonei impianti autorizzati di trattamento/smaltimento.

In considerazione di quanto sopra riportato si ritiene che l'impatto associato alla produzione di rifiuti durante la perforazione sia di **entità moderata, temporaneo e reversibile**.

Tutti i rifiuti prodotti saranno gestiti in piattaforma nel rispetto della normativa vigente e dei regolamenti applicabili. Ove possibile si procederà alla raccolta differenziata volta al recupero delle frazioni riutilizzabili. Le diverse tipologie di rifiuti prodotti saranno trasportati a terra presso il Porto di Ortona per il successivo invio presso idonei impianti di trattamento/smaltimento. Il trasporto mediante mezzi navali, in particolare, sarà effettuato da operatori in possesso delle necessarie certificazioni ed in linea con le normative ed i regolamenti nazionali, internazionali e locali applicabili.

8.3.4 Occupazione/Limitazione d'Uso dei Fondali Marini

Per quanto riguarda l'occupazione di suolo e le limitazioni d'uso dei fondali marini, si rimanda alle valutazioni effettuate ai Paragrafi 8.4.7 e 8.6.1.

8.3.5 Interazione delle Opere con il Sottosuolo

L'interazione delle opere a progetto con il sottosuolo è valutata principalmente in relazione alla posa in opera dei tubaggi e alla cementazione delle diverse sezioni di pozzo durante la fase di perforazione. Si evidenzia che tali operazioni permettono di isolare il foro dalle formazioni litologiche circostanti in maniera da evitare l'immissione di sostanze estranee (fanghi di perforazione) nel sottosuolo e la possibile messa in comunicazione delle formazioni geologiche attraversate. A tal proposito si sottolinea che i tubaggi e il cemento impiegati avranno caratteristiche idonee all'uso previsto, secondo le norme di buona pratica adottate nelle attività di perforazione e gli standard applicabili, e che è previsto l'impiego di fanghi a base acqua che minimizzano i rischi ambientali connessi con l'utilizzo.

Nel corso delle perforazioni, il processo di formazione del pannello che si forma alla parete del foro per effetto della presenza dei fanghi ("filter cake", si veda il Paragrafo 5.3.2.4) e che permette di impedire il possibile ingresso nelle formazioni della frazione liquida del fango, comporta un esiguo ingresso nelle formazioni della frazione liquida del fango e comunque limitatamente a pochi centimetri e fino alla formazione dello strato impermeabile. Nella prima sezione di foro è comunque prevista la presenza del conductor pipe, per sostenere il foro e isolare le formazioni attraversate.

Al termine delle operazioni i tubaggi in acciaio e il cemento utilizzato rimarranno nel sottosuolo costituendo tuttavia un sistema completamente isolato dall'ambiente circostante. Gli interventi di chiusura permetteranno, inoltre, di garantire la tenuta del pozzo (chiusura temporanea) o il completo isolamento dello stesso ripristinando le chiusure formazionali e le condizioni idrauliche originali (chiusura mineraria).

L'impatto connesso all'interazione tra le opere in progetto e il sottosuolo, in ragione di quanto appena descritto, risulta principalmente legato alla permanenza di tubaggi e cemento e nel complesso, grazie all'isolamento garantito da tubaggi e cementazione e dalle operazioni di chiusura del pozzo, di **lieve entità**, sebbene di **lunga durata e irreversibile**.

8.4 Vegetazione, Flora, Fauna ed Ecosistemi

Sulla base dei dati progettuali e delle interazioni con l'ambiente riportate nel Capitolo 7, la valutazione sulla componente "vegetazione, flora, fauna ed ecosistemi" della significatività dei fattori causali di impatto è riassunta nella seguente tabella.

**Tabella 8.5: Ecosistemi
Incidenza Potenziale dei Fattori Causali di Impatto sulla Componente**

Fattori Causali di Impatto	Non Significativa	Oggetto di Valutazione
INSTALLAZIONE DELLA PIATTAFORMA		
Emissioni di inquinanti gassosi da attività di installazione Jack-Up e traffico indotto	X	
Scarichi idrici dai mezzi impiegati	X	
Emissione di rumore in ambiente sottomarino		X
Emissione di rumore in ambiente aereo	X	
Presenza fisica della struttura del Jack-Up (occupazione di fondale marino)		X
Risospensione di sedimenti per effetto dell'appoggio delle gambe del Jack-Up		X
Illuminazione notturna mezzi e attrezzature	X	
Traffico marittimo indotto		X
PERFORAZIONE DEL POZZO		
Emissioni di Inquinanti Gassosi da Jack-Up e da traffico indotto		X
Scarichi idrici da Jack-Up		X
Emissione di rumore in ambiente sottomarino		X
Emissione di rumore in ambiente aereo	X	
Presenza fisica della struttura del Jack-Up (occupazione di fondale marino)		X
Illuminazione notturna mezzi e attrezzature		X
Traffico marittimo indotto		X
PROVA DI PRODUZIONE		
Emissioni di Inquinanti Gassosi da Jack-Up e da Torcia	X	
Scarichi idrici da Jack-Up		X
Emissione di rumore in ambiente sottomarino		X
Emissione di rumore in ambiente aereo	X	
Presenza fisica della struttura del Jack-Up (occupazione di fondale marino)		X
Illuminazione notturna mezzi e attrezzature		X
Traffico marittimo indotto		X

Fattori Causali di Impatto	Non Significativa	Oggetto di Valutazione
CHIUSURA TEMPORANEA O MINERARIA DEL POZZO		
Emissioni di Inquinanti Gassosi da Jack-Up e da Traffico indotto	X	
Scarichi idrici da Jack-Up		X
Emissione di rumore in ambiente sottomarino		X
Emissione di rumore in ambiente aereo	X	
Presenza fisica della struttura del Jack-Up (occupazione di fondale marino)		X
Illuminazione notturna mezzi e attrezzature		X
Traffico marittimo indotto		X
RIMOZIONE DELLA PIATTAFORMA		
Emissioni di Inquinanti Gassosi da Jack-Up e Traffico indotto	X	
Scarichi idrici dai mezzi impiegati	X	
Emissione di rumore in ambiente sottomarino		X
Emissione di rumore in ambiente aereo	X	
Risospensione di sedimenti per effetto del sollevamento delle gambe del Jack-Up		X
Illuminazione notturna mezzi e attrezzature	X	
Traffico marittimo indotto		X

Date le caratteristiche del progetto proposto si è ritenuto di escludere da ulteriori valutazioni i fattori causali di impatto per i quali la potenziale incidenza sulla componente è stata ritenuta, fin dalla fase di valutazione preliminare, non significativa.

8.4.1 Interazioni con Organismi, Ecosistemi e Habitat connesse alle Emissioni di Inquinanti in Atmosfera

Come riportato al precedente Paragrafo 8.1.1, relativo alla stima dell'impatto sulla qualità dell'aria per emissione di inquinanti gassosi in atmosfera, le ricadute di inquinanti sono limitate alle immediate vicinanze dell'area di interesse, con valori sulla costa assai contenuti. Con riferimento agli Ossidi di Azoto (NO_x) e al Biossido di Zolfo (SO₂), per i quali è previsto un limite associato alla protezione della vegetazione, le simulazioni condotte mostrano in particolare che:

- i valori massimi della media annua delle ricadute di NO_x sulla costa sono stimati inferiori a 0.5 µg/m³, quindi inferiori di oltre due ordini di grandezza rispetto al limite normativo per la protezione della vegetazione (pari a 30 µg/m³);

- i valori massimi giornalieri delle ricadute di SO₂ sulla costa risultano minimi e ampiamente inferiori al limite normativo riferito alla media annua, previsto per la protezione della vegetazione (pari a 20 µg/m³).

In considerazione inoltre della temporaneità delle attività (circa 150 giorni di cui circa 107 di perforazione, considerata la fase di maggiore impatto dal punto di vista delle emissioni in atmosfera) si ritiene che l'impatto associato possa essere considerato **di lieve entità, temporaneo e reversibile**.

8.4.2 Interazioni con l'Ecosistema Marino connesse agli Scarichi Idrici

Come riportato nel precedente Paragrafo 8.2.3 relativo all'ambiente idrico marino, le attività di progetto comporteranno lo scarico a mare di effluenti. In particolare si prevedono scarichi:

- delle acque di raffreddamento dei motori dei mezzi marittimi e del *Jack-Up*,
- dei reflui civili del *Jack-Up* e dei mezzi navali impiegati, previa depurazione.

In considerazione delle caratteristiche quantitative degli scarichi e dei sistemi di raccolta e trattamento impiegati, come riportato nel precedente Paragrafo 8.2.3, nonché della durata delle attività in progetto, l'impatto potenziale sugli ecosistemi marini connesso all'alterazione della qualità delle acque può essere ritenuto di **lieve entità, localizzato, temporaneo e reversibile**.

8.4.3 Interazioni con l'Ecosistema Marino connesse alla Risospensione di Sedimenti Marini

Con riferimento alle biocenosi bentoniche in termini generali le tipologie di impatto che potranno aver luogo possono essere suddivise in:

- impatti diretti: legati alla diretta interazione delle opere sul fondale marino e quindi sulle biocenosi che lo caratterizzano. Tale interazione comporta il consumo diretto e irreversibile di una porzione di habitat;
- impatti indiretti: legati principalmente alla messa in sospensione di sedimenti e successivamente alla rideposizione. Tale interazione può comportare un disturbo temporaneo legato all'aumento di torbidità (diminuzione della luminosità) e disturbi anche a lungo termine legati alla deposizione dei sedimenti sugli organismi marini (soffocamento di organismi filtratori, infangamento e conseguente riduzione della capacità fotosintetica da parte degli organismi vegetali marini).

Le interazioni dirette sul fondale marino saranno costituite unicamente dall'impatto dei 4 piedi della piattaforma sul fondale marino e dalla perforazione, limitate pertanto ad un'area circoscritta. La caratterizzazione dell'area di interesse tende, ad ogni modo, ad escludere la presenza di biocenosi di particolare pregio nelle immediate vicinanze.

Al fine di stimare l'impatto indiretto, causato dalla risospensione e rideposizione dei sedimenti, come riportato nel Paragrafo 8.2.1, sono state condotte simulazioni modellistiche mediante *software* MIKE 3.

I risultati delle simulazioni (rappresentati nelle Figure 8.5 e 8.6 allegate) hanno evidenziato che l'aumento di torbidità è limitato nello spazio e nel tempo.

Per quanto riguarda lo spessore dello strato di sedimenti depositati sul fondo, i risultati mostrano valori di circa 10 cm nei primi 10 m dalle gambe della piattaforma. Ad una distanza di circa 20 m il deposito dei sedimenti risulta trascurabile (inferiore a 1 cm).

Studi di monitoraggio per piattaforme analoghe a quella in progetto (CNR-ISMAR ed Agip, non datato, "Rapporto sui monitoraggi ambientali presso alcune piattaforme di estrazione off-shore in Alto e Medio Adriatico") hanno evidenziato come le variazioni imposte ai fondali marini a seguito delle attività di installazione delle opere siano limitate a fasce circoscritte. In particolare, i monitoraggi condotti dimostrano come, al depauperamento iniziale localizzato dovuto all'installazione delle piattaforme e alla posa di condotte, segue un rapido ripristino della comunità originaria.

In considerazione di quanto sopra si ritiene che gli impatti indiretti connessi all'aumento di torbidità e alla rideposizione dei sedimenti siano limitati alle aree immediatamente circostanti i punti di prevista localizzazione della piattaforma, dove la caratterizzazione biocenotica ha evidenziato la presenza di popolamenti eterogenei tra le sabbie fini superficiali (SBS) e i fanghi terrigeni costieri (VTC).

L'impatto sulle biocenosi bentoniche connesso alla risospensione di sedimenti marini durante le fasi di installazione/rimozione della piattaforma è ritenuto pertanto di **lieve entità, temporaneo e reversibile**.

Per quanto riguarda le interazioni con i mammiferi e i rettili marini, la caratterizzazione ambientale condotta nel Capitolo 6 del Quadro di Riferimento Ambientale dello SIA ha permesso di valutare la presenza potenziale nell'area di previsto intervento delle seguenti specie:

- tursiope;
- stenella;
- tartaruga *Caretta caretta*.

Tra le specie sopra indicate si ritiene che il Tursiope (*Tursiops truncatus*) e la *Caretta caretta* (indicata come potenzialmente presente nella sua fase "demersale", di nutrimento sul fondo), possano essere in qualche modo maggiormente influenzati dalla risospensione dei sedimenti marini soprattutto in termini di variazione di disponibilità delle prede.

L'impatto sui mammiferi e rettili marini connesso alla risospensione di sedimenti marini durante le fasi di installazione e rimozione della piattaforma, tuttavia, in considerazione della breve durata di tali fasi (circa 5 giorni ciascuna) e dei risultati delle simulazioni effettuate che hanno evidenziato la limitata estensione nel tempo e nello spazio dei potenziali fenomeni di risospensione dei sedimenti e delle perturbazioni associate (Paragrafo 8.2.1), è di **lieve entità, temporaneo e reversibile**.

Per quanto riguarda la fauna demersale e alieutica si ritiene che la limitata estensione e durata delle perturbazioni descritte nel precedente Paragrafo 8.2.1 non sarà tale da provocare interazioni negative significative e causare cambiamenti irreversibili sulla loro distribuzione e composizione.

L'impatto sulla componente connesso alla risospensione di sedimenti marini durante le fasi di installazione e rimozione della piattaforma è ritenuto, pertanto, di **lieve entità, temporaneo e reversibile**.

8.4.4 Effetti sugli Organismi Marini connessi alla Produzione di Emissioni Sonore Sottomarine

Si rimanda al Paragrafo 8.5 dedicato alla componente Rumore.

8.4.5 Disturbi alla Fauna dovuti all'Illuminazione Notturna

L'illuminazione artificiale, anche se con intensità differenti per i diversi mezzi impiegati, è comune a tutte le diverse fasi operative del progetto.

Sarà tuttavia l'illuminazione dell'impianto di perforazione a costituire la sorgente di maggiore impatto potenziale. Questa potrà essere ridotta nelle aree con minori esigenze di illuminazione nel rispetto delle norme di sicurezza e in conformità con quanto indicato dalla normativa di settore vigente.

Durante la prova di produzione un'ulteriore sorgente di illuminazione sarà rappresentata dalla fiamma della torcia, comunque inserita in una struttura illuminata.

In considerazione della distanza dalla costa, e della limitata visibilità della piattaforma, gli unici potenziali recettori presenti nella zona sono rappresentati dagli organismi marini presenti nell'intorno della stessa e, in particolare, nella parte più superficiale della colonna d'acqua.

Uno dei principali effetti dell'illuminazione notturna è un leggero incremento dell'attività fotosintetica del fitoplancton negli strati d'acqua più superficiali, con conseguente aumento della capacità di autodepurazione delle acque. Inoltre, la presenza di luce potrebbe modificare i bioritmi di alcuni organismi zooplanctonici presenti nelle zone normalmente buie. Nel lungo periodo, la perturbazione potrebbe diventare un fattore di stress per gli organismi e causare un decremento della produzione biologica del plancton. Altri effetti connessi all'illuminazione notturna possono essere sia di attrazione che di allontanamento di alcune specie ittiche.

Anche l'avifauna può essere influenzata dall'illuminazione notturna, sia nei comportamenti, a causa della modificazione del fotoperiodo, che nelle migrazioni per le specie che effettuano spostamenti ciclici. Le migrazioni degli uccelli si svolgono, infatti, secondo precise vie aeree che potrebbero subire delle "deviazioni" proprio per effetto di intense fonti luminose.

L'interferenza dovuta all'illuminazione risulta comunque difficilmente quantificabile con parametri definiti. Tuttavia, poiché la zona illuminata avrà un'estensione limitata e circoscritta all'area delle operazioni, gli impatti prodotti sulla flora e fauna marina possono essere considerati di minima entità.

Sulla base delle considerazioni sopra effettuate, l'interferenza su flora e fauna marina è considerata complessivamente **di lieve entità, temporanea e reversibile**.

In considerazione del limitato impatto, non si ritiene necessario procedere ad introdurre particolari misure di mitigazione.

8.4.6 Disturbi alla Fauna dovuti ai Traffici di Mezzi Navali

I mezzi navali saranno costantemente presenti durante tutte le fasi progettuali.

L'incremento del traffico marittimo può interferire con specie, quali rettili e mammiferi marini, aumentandone il rischio di collisione. Tale rischio è tuttavia da ritenersi maggiore in presenza di mammiferi di grosse dimensioni, non presenti nell'area di indagine. Inoltre, l'area interessata dalle operazioni è normalmente soggetta a traffico marittimo e caratterizzata dalla presenza di altre piattaforme. Pertanto, l'incremento del rischio di collisione con le specie presenti può essere considerato minimo.

Sulla base delle considerazioni effettuate, delle misure di mitigazione da adottare (riduzione della velocità dei mezzi navali), del limitato numero di mezzi (per un massimo di 3 unità più una

crew boat per il trasporto del personale) e della breve durata dell'intervento (circa 150 giorni), il potenziale impatto causato dalla presenza di mezzi navali può essere considerato **di lieve entità, temporaneo e reversibile**.

8.4.7 Sottrazione e Modificazione di Habitat dovuti all'Occupazione di Fondale

La potenziale sottrazione e modificazione di habitat è connessa alla presenza della piattaforma di perforazione.

La presenza fisica della struttura rappresenta elementi di anomalia che creano condizioni di habitat differenti rispetto a quelle originali. La principale perturbazione che ne consegue è la sottrazione di habitat per le specie bentoniche, interferenze con le specie ittiche ed i mammiferi marini.

L'area di studio è caratterizzata dalla biocenosi delle sabbie fini superficiali, in particolare nell'area di prevista ubicazione del pozzo Elsa 2 è ipotizzata la presenza di comunità bentoniche di fondi mobili ascrivibili a Popolamenti Eterogenei tra le Sabbie Fini Superficiali (SBS), presenti fino ad oltre la batimetrica dei 50 m, e di Fanghi Terrigeni Costieri (VTC), presenti fino ad oltre la batimetrica dei 100 m.

La perturbazione principale sugli organismi esistenti è quindi rappresentata da una variazione granulometrica dei sedimenti dovuta alla loro mobilitazione durante la fase di installazione e dalla sottrazione e modificazione di habitat legata alla presenza fisica della struttura.

Studi di monitoraggio per piattaforme in Adriatico hanno evidenziato come tali variazioni siano limitate ad un raggio di circa 250 metri dalla piattaforma. In particolare, i monitoraggi condotti dimostrano come, al depauperamento iniziale dovuto all'installazione della piattaforma, segue un rapido ripristino della comunità originaria.

Particolarmente interessante per stimare la potenziale interferenza del progetto con i cetacei è lo studio condotto da Azzali *et al.* (2000) dove vengono individuate le aree maggiormente frequentate dai mammiferi in mar Adriatico e viene calcolato il conseguente livello di rischio per le specie dovuto all'attività di coltivazione di idrocarburi nel bacino.

Dall'analisi delle ricerche condotte, l'area di studio risulta interessata da un medio livello di rischio per i cetacei, sia dal punto di vista del numero di avvistamenti, sia da quello delle specie presenti.

La presenza della piattaforma provoca, infine, una riduzione della superficie utilizzabile per l'attività di pesca (si veda al riguardo il successivo Paragrafo 8.6.1).

Sulla base delle analisi condotte l'impatto associato alla sottrazione e modificazione di habitat dovuti all'occupazione di fondale da parte della piattaforma può essere considerato nel complesso **di lieve entità, temporaneo e reversibile**.

8.5 Rumore

Sulla base dei dati progettuali e delle interazioni con l'ambiente riportate nel Capitolo 7, la valutazione sulla componente "rumore" della significatività dei fattori causali di impatto è riassunta nella seguente tabella.

Tabella 8.6: Rumore – Incidenza Potenziale dei Fattori Causali di Impatto sulla Componente

Fattori Causali di Impatto	Non Significativa	Oggetto di Valutazione
INSTALLAZIONE DELLA PIATTAFORMA		
Emissione di rumore in ambiente aereo (dal Jack-Up)	X	
Emissione di rumore in ambiente sottomarino (dal Jack-Up)		X
Emissione di rumore in ambiente aereo (mezzi navali impiegati)	X	
Emissione di rumore in ambiente sottomarino (mezzi navali impiegati)		X
PERFORAZIONE POZZO		
Emissione di rumore in ambiente aereo (dal Jack-Up)	X	
Emissione di rumore in ambiente sottomarino (dal Jack-Up)		X
Emissione di rumore in ambiente aereo (mezzi navali impiegati)	X	
Emissione di rumore in ambiente sottomarino (mezzi navali impiegati)		X
PROVA DI PRODUZIONE		
Emissione di rumore in ambiente aereo (dal Jack-Up)	X	
Emissione di rumore in ambiente sottomarino (dal Jack-Up)		X
Emissione di rumore in ambiente aereo (mezzi navali impiegati)	X	
Emissione di rumore in ambiente sottomarino (mezzi navali impiegati)		X
CHIUSURA TEMPORANEA O MINERARIA DEL POZZO		
Emissione di rumore in ambiente aereo (dal Jack-Up)	X	
Emissione di rumore in ambiente sottomarino (dal Jack-Up)		X
Emissione di rumore in ambiente aereo (mezzi navali impiegati)	X	
Emissione di rumore in ambiente sottomarino (mezzi navali impiegati)		X

Fattori Causali di Impatto	Non Significativa	Oggetto di Valutazione
RIMOZIONE DELLA PIATTAFORMA		
Emissione di rumore in ambiente aereo (dal Jack-Up)	X	
Emissione di rumore in ambiente sottomarino (dal Jack-Up)		X
Emissione di rumore in ambiente aereo (mezzi navali impiegati)	X	
Emissione di rumore in ambiente sottomarino (mezzi navali impiegati)		X

Date le caratteristiche del progetto proposto si è ritenuto di escludere da ulteriori valutazioni i fattori causali di impatto per i quali la potenziale incidenza sulla componente è stata ritenuta, fin dalla fase di valutazione preliminare, non significativa.

8.5.1 Impatto del Rumore Antropogenico sui Cetacei

Nel corso delle attività in progetto sono prevedibili emissioni sonore in ambito sottomarino di tipo:

- impulsivo: legate all'infissione del conductor pipe nell'ambito della fase di perforazione;
- continuo: legate alle varie fasi di progetto (installazione della piattaforma, perforazione, prove di produzione, chiusura temporanea o mineraria del pozzo e rimozione della piattaforma *Jack-Up*) ed al traffico dei mezzi navali di supporto.

Le attività che comporteranno la maggiore produzione di emissioni sonore sottomarine sono, costituite da:

- infissione del conductor pipe (della durata di circa 1 giorno);
- preparazione e perforazione del pozzo esplorativo (*drilling e logging*), in quanto rappresentativa del rilascio di emissioni per un periodo prolungato di tempo;
- presenza dei mezzi navali previsti dal progetto.

La valutazione è stata effettuata sulla base della documentazione bibliografica reperita al riguardo.

8.5.1.1 Infissione del Conductor Pipe

La ricerca in letteratura di livelli di emissione sonora derivante dalla battitura di pali ha permesso di individuare molteplici fonti bibliografiche in cui vengono riportati soprattutto dati relativi all'industria dell'eolico *offshore* e di battitura di pali in ambiente aereo su fondali di diverse profondità.

Dai dati proposti da DECC-UK (2011) si evince che, cautelativamente, per l'infissione del *conductor pipe* in progetto (diametro pari a circa 0.8 m, lunghezza 120 m e profondità di fondale di circa 37 m) possono assumersi i seguenti valori:

- livello di emissione alla sorgente: valori nell'ordine di 210-228 dB (*0-peak*) re 1 μ Pa @ 1m (valori maggiori, nell'ordine di 250 dB (*peak-peak*) re 1 μ Pa @ 1m sono raggiunti per la battitura di pali di maggiore diametro, ad es.: *Beatrice Windfarm*);

- livelli di pressione sonora misurati nell'ordine di 188-190 dB (0-peak) re 1 μ Pa @340m e 179.5 dB (0-peak) re 1 μ Pa @400m (*broadband*) (valori nell'ordine di 205 dB (*peak-peak*) re 1 μ Pa @100m per pali di maggior diametro);
- livelli di esposizione SEL: valori nell'ordine di 162-164 dB re 1 μ Pa²@340m (valori di 166 dB re 1 μ Pa²@400m per pali di maggior diametro).

Confrontando i valori di emissione considerati con i valori di soglia (SEL - Livello di Esposizione Sonora) proposti da Southall *et al.* (2007) e ISPRA (2012) potrebbero aversi fenomeni di risposta comportamentale da parte di eventuali cetacei presenti nell'area di intervento (con particolare riferimento a tursiope e stenella, nel caso di impulso singolo). Sulla base dei valori di letteratura, danni uditivi (temporanei - TTS o permanenti - PTS) potrebbero aversi solo in caso di valori di SPL (Livello di Pressione Sonora) superiori al valore soglia di 224 dB re 1 μ Pa, potenzialmente verificabili qualora gli esemplari transitino nell'area in prossimità della sorgente principale di rumore sottomarino (individuabile nella superficie esterna del *conductor pipe*).

Per quanto riguarda l'infissione del conductor pipe, l'impatto sui cetacei può essere ritenuto di **moderata entità** in considerazione della temporaneità delle attività (circa 1 giorno) e grazie all'adozione delle misure mitigative applicabili al progetto in esame, in linea con quelle proposte da ACCOBAMS (in particolare, presenza di *Marine Mammal Observers* - MMO), illustrate nel successivo Paragrafo 8.5.3.

8.5.1.2 Fase di Perforazione

In generale è noto come il rumore marino emesso da impianti di perforazione su piattaforma sia sensibilmente minore di quello prodotto da impianti di perforazione galleggiante, in quanto l'intero scafo a contatto con l'acqua contribuisce all'emissione di onde sonore.

In OSPAR (2009; e bibliografia in essa citata) vengono individuati i seguenti valori di riferimento:

- piattaforme di perforazione: 115 dB re 1 μ Pa@405 m e 117 dB re 1 μ Pa@125 m;
- impianti di perforazione galleggiante semi-affondanti: 190 dB re 1 μ Pa RMS @ 1 m (1 Hz - 10 kHz).

Inoltre, DECC-UK (2011) considera per le piattaforme, alle quali può essere assimilato un impianto di tipo *Jack-Up* come quello in progetto, un valore della sorgente di rumorosità pari a 162 dB (RMS) re 1 μ Pa@1m.

Confrontando i valori di emissione con i valori soglia di danno per sorgenti non impulsive proposti da Southall *et al.* (2007) si può ipotizzare che gli eventuali cetacei presenti nell'area di intervento (soprattutto tursiope e stenella) non subiranno danni uditivi (TTS e PTS rispettivamente pari a 224 e 230 dB re 1 μ Pa), mentre potranno manifestare risposte comportamentali variabili in funzione della specie e della distanza dalla sorgente.

L'impatto sui cetacei, in relazione alla durata dell'attività, può essere ritenuto quindi di **moderata entità, temporaneo e reversibile**.

8.5.1.3 Mezzi Navali

Per quanto riguarda la presenza delle imbarcazioni di supporto nell'area di intervento, esse contribuiranno alle emissioni complessive di rumore. Il rumore emesso è di tipo continuo. Per il livello di rumore della sorgente, nel caso della tipologia di imbarcazioni di previsto impiego, possono essere assunti i valori caratteristici riportati da Simmonds *et al.* (2004) e UNEP-CBD (2012), che non raggiungono i 190 dB re 1 μ Pa@1m. Tali valori risultano inferiori alle soglie di danno (TTS e PTS) per sorgenti non impulsive proposti da Southall *et al.* (2007), mentre potranno

aversi risposte di tipo comportamentale. Nel complesso, in considerazione del limitato impiego di mezzi navali nonché delle attività di pesca normalmente svolte nell'area marina, l'impatto di tale fonte di rumore può ritenersi di **lieve entità, temporaneo e reversibile**.

8.5.2 Impatto del Rumore Antropogenico sui Rettili Marini e sulle Risorse Demersali e Alieutiche

Per quanto riguarda la fase di infissione del conductor pipe, gli studi sugli effetti della battitura dei pali sulla fauna ittica fanno in genere riferimento ad ambienti confinati come baie ed estuari dove l'impossibilità di fuga e di *avoidance* da parte dei pesci può comportare effetti sub-letali o letali.

Gli effetti del rumore connessi alle attività maggiormente impattanti (battitura del conductor pipe e perforazione) in mare aperto possono essere considerati come meno impattanti rispetto a situazioni di confinamento in cui gli esemplari sono impossibilitati alla fuga. In mare aperto è di fatto prevedibile in primo luogo un fenomeno di allontanamento da parte dei rettili marini e delle risorse demersali e alieutiche eventualmente presenti già a partire dal rumore prodotto dai mezzi di supporto che graviteranno nell'area di intervento.

Non si ritiene che le attività a progetto siano tali (in termini di intensità e durata) da provocare alterazioni significative e a lungo termine sulla presenza dei rettili marini e sulla composizione specifica e sull'abbondanza delle risorse demersali e alieutiche. Occorre inoltre evidenziare che, per quanto riguarda i rettili marini, nell'area dell'Abruzzo non si rilevano siti di deposizione di uova, presenti in altre aree dell'Adriatico meridionale.

In considerazione di quanto sopra l'impatto sulla componente è ritenuto di **lieve entità, temporaneo e reversibile**.

8.5.3 Misure di Mitigazione

Il rumore subacqueo generato dalle attività antropiche è ad oggi considerato come una forma di inquinamento marino. Per tutelare l'ambiente da questo tipo di impatto sono state sperimentate diverse misure di mitigazione, alcune delle quali adottate a livello internazionale, che interessano principalmente la collocazione geografica, gli aspetti temporali e le condizioni operative delle attività antropiche che generano rumore.

Nella seguente tabella sono illustrate alcune tipologie di misure di mitigazione da considerare a seconda della fonte di rumore e del contesto ambientale in cui sono svolte le attività che generano le emissioni sonore.

Tabella 8.7: Misure di Mitigazione del Rumore in Ambiente Marino

Tipo	Metodologia	Descrizione
Mitigazione geografica	Restrizioni durante l'anno	Le attività sono limitate tutto l'anno in aree ad alto rischio dove si trovano specie in via di estinzione; in aree dove è nota la presenza di specie vulnerabili e in aree la cui conformazione geografica potrebbe rendere gli animali particolarmente sensibili all'inquinamento acustico.
	Restrizioni stagionali	Le attività possono essere limitate in una certa area per evitare alcuni periodi dell'anno in cui sono presenti specie sensibili.
	Selezione del sito	I mammiferi marini e altri organismi marini possono essere evitati attraverso un'attenta selezione del sito dove operare.
Mitigazione della fonte del rumore	Ingegneria e modifiche meccaniche	La fonte del rumore può essere modificata per ridurre l'impatto sull'ambiente marino. L'alterazione di alcune caratteristiche chiave del suono, quali la frequenza, può risultare molto efficiente in

Tipo	Metodologia	Descrizione
		particolare per ridurre l'impatto della navigazione commerciale.
	Riduzione delle attività	Possono essere utilizzate tecnologie alternative e simulatori per ridurre il tempo di attività di una particolare fonte di rumore.
	Contenimento del suono	Esistono sul mercato degli espedienti che funzionano da inibitori del suono in grado di contenere il suono in un'area ristretta.
Mitigazione operativa	Area di sicurezza	Gli operatori possono stabilire un raggio di sicurezza intorno alla sorgente e quindi disattivare o ridurre il rumore nel momento in cui mammiferi marini o altri animali si avvicinano all'area.
	Suoni di allarme	Sono spesso usati come deterrenti per non far avvicinare i mammiferi marini alla fonte del rumore (ramp up o soft start).
	Restrizioni temporali	L'attività può essere interrotta per alcune ore a causa di cattive condizioni meteo, oscurità, tali da non permettere un efficiente monitoraggio visivo.
	Limiti di potenza	Può essere diminuita la potenza della fonte del rumore, sia temporaneamente che per tutta la durata dell'attività.
	Altri requisiti procedurali	Man mano che aumentano le informazioni inerenti agli effetti del rumore sulla vita marina, aumentano anche le procedure preventive che vengono messe in atto.

A livello internazionale, sono state sviluppate una serie di linee guida o raccomandazioni riguardo le possibili misure gestionali volte alla mitigazione dell'impatto da rumore introdotto nell'ambiente marino. A tal proposito, l'Italia, in qualità di parte contraente l'Accordo ACCOBAMS, nel Novembre 2010 ha adottato la risoluzione 4.17 "Guidelines to Address the Impact of Anthropogenic Noise on Cetaceans in the ACCOBAMS Area".

Di seguito in Tabella si presenta una sintesi degli argomenti chiave delle linee guida.

Tabella 8.8: Elementi Principali delle Linee Guida ACCOBAMS

<p>Linee Guida Generali</p> <p>Applicare misure di mitigazione, tenere in considerazione le condizioni e i vincoli operativi, minimizzare l'interruzione delle operazioni e massimizzare la protezione dell'ambiente</p> <p>Considerare i seguenti concetti per ogni tipologia di attività:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Consultare i database disponibili per caratterizzare la distribuzione dei cetacei e i loro habitat ▪ Raccogliere informazioni e se necessario organizzare surveys ▪ Evitare gli habitat chiave e le aree marine protette ▪ Evitare le aree chiuse ▪ Considerare gli effetti cumulativi ▪ Applicare modelli di simulazione ▪ Determinare livelli di danno e soglia per l'esposizione al rumore ▪ Applicare il principio di precauzione e metodi scientifici per stabilire l'estensione di zone di esclusione (EZ), applicare metodi dinamici e verificarli in campo ▪ Applicare la EZ più cautelativa ▪ Considerare l'applicazione di zone estese di esclusione volte a ridurre le alterazioni comportamentali ▪ Applicare e pubblicizzare le misure di mitigazione ▪ Adottare sistemi di monitoraggio automatici delle sorgenti acustiche
--

- Le mitigazioni devono includere sistemi di monitoraggio e prevedere il reporting dei risultati
- Allertare le reti di monitoraggio spiaggiamento di cetacei durante le operazioni
- Se necessario organizzare survey post-operam per verificare potenziali cambiamenti
- In caso di eventi di spiaggiamento correlabili alle attività fermare le emissioni sonore
- In caso di comportamenti anomali da parte di animali osservati nelle vicinanze delle attività fermare le operazioni e monitorare il comportamento

Utilizzare Marine Mammal Observer (MMO) certificati durante le operazioni al fine di monitorare, effettuare il reporting e verificare le misure di mitigazione

I programmi di monitoraggio devono essere curati da MMO e bioacustici di comprovata esperienza e qualifica

Gli MMO devono riportare i risultati delle attività di monitoraggio al National Focal Point di ACCOBAMS

Un accurato reporting deve essere effettuato al fine di verificare le ipotesi effettuate nello Studio di Impatto Ambientale e l'effettività delle misure di mitigazione

Le procedure e i protocolli devono basarsi su un approccio cautelativo

Utilizzare un approccio cautelativo in caso di incertezza. Fare riferimento al National Focal Point in caso di eventi inaspettati

Linee Guida per le Attività di Costruzione Offshore:

I lavori di costruzione, specialmente l'infissione di pali con mezzi tradizionali, possono produrre emissioni sonore che possono propagarsi anche a più di 100 km di distanza; in tali casi dovrebbero essere utilizzati metodi alternativi (*bubble screens* o *material screens* o altre alternative).

In caso di attività prolungate provvedere all'individuazione e alla valutazione delle attività più rumorose in maniera tale da evitare i periodi critici per la vita dei cetacei o periodi di transito nell'area.

Applicare modelli di diffusione del rumore

Programmare le attività più rumorose in relazione ai periodi di presenza dei cetacei se stagionali

Utilizzare misure di mitigazione del rumore

Sistemi di monitoraggio del rumore

Effettuare il monitoraggio della presenza di cetacei (MMO)

Prima di iniziare le attività rumorose effettuare un periodo di avvistamento di 30 minuti in modo da escludere la presenza di cetacei nella EZ

In aree in cui la EZ eccede i 200 m di profondità il periodo di avvistamento deve essere di almeno 120 minuti per aumentare la probabilità di avvistare specie con immersione profonda

Tenere in considerazione anche il rumore generato durante l'esercizio delle piattaforme di estrazione.

Linee Guida per le Piattaforme Offshore:

Il posizionamento delle piattaforme dovrebbe essere accuratamente regolato. Se gli impatti includono il rumore dovrebbero essere implementate procedure di monitoraggio e mitigazione definite nello specifico per ogni diverso progetto e separatamente per la fase di costruzione ed esercizio.

Nel corso delle attività in progetto, al fine di minimizzare potenziali disturbi ai mammiferi marini eventualmente presenti nell'area, è prevista l'adozione di misure di mitigazione in linea con le suddette linee guida ACCOBAMS, con particolare riferimento al soft-start durante la fase di infissione del conductor pipe (tubo guida) e alla presenza di Marine Mammal Observers, certificati durante le operazioni al fine di monitorare, effettuare il reporting e verificare le eventuali ulteriori misure di mitigazione.

8.6 Aspetti Socioeconomici, Infrastrutture e Salute Pubblica

Sulla base dei dati progettuali e delle interazioni con l'ambiente riportate nel Capitolo 7, la valutazione sulla componente "aspetti socioeconomici, infrastrutture e salute pubblica" della significatività dei fattori causali di impatto è riassunta nella seguente tabella.

**Tabella 8.9: Aspetti Socio-Economici
Incidenza Potenziale dei Fattori Causali di Impatto sulla Componente**

Fattori Causali di Impatto	Non Significativa	Oggetto di Valutazione
INSTALLAZIONE DELLA PIATTAFORMA		
Limitazioni/perdite d'uso dell'area marina e dei fondali		X
Interferenze con le attività di pesca		X
Interferenze con traffico marittimo e incremento attività portuali		X
Incremento dell'occupazione conseguente all'indotto connesso alle attività di progetto		X
PERFORAZIONE		
Limitazioni/perdite d'uso dell'area marina e dei fondali		X
Interferenze con le attività di pesca		X
Interferenze con traffico marittimo e incremento attività portuali		X
Interferenze con il turismo costiero e balneare		X
Effetti sulla popolazione		X
Incremento dell'occupazione conseguente all'indotto connesso attività di progetto		X
PROVA DI PRODUZIONE		
Limitazioni/perdite d'uso dell'area marina e dei fondali		X
Interferenze con le attività di pesca		X
Interferenze con traffico marittimo e incremento attività portuali		X
Interferenze con il turismo costiero e balneare		X
Effetti sulla popolazione		X
Incremento dell'occupazione conseguente all'indotto connesso attività di progetto		X

CHIUSURA TEMPORANEA O MINERARIA DEL POZZO		
Limitazioni/perdite d'uso dell'area marina e dei fondali		X
Interferenze con le attività di pesca		X
Interferenze con traffico marittimo e incremento attività portuali		X
Effetti sulla popolazione		X
Incremento dell'occupazione conseguente all'indotto connesso attività di progetto		X
RIMOZIONE PIATTAFORMA		
Limitazioni/perdite d'uso dell'area marina e dei fondali		X
Interferenze con le attività di pesca		X
Interferenze con traffico marittimo e incremento attività portuali		X
Incremento dell'occupazione conseguente all'indotto connesso alle attività di progetto		X

8.6.1 Interferenze con la Pesca

Il progetto in esame riguarderà un'area marina ubicata a circa 7 km dalla costa abruzzese e interessata da attività di pesca a strascico.

La presenza dell'impianto di perforazione e il traffico dei mezzi navali a supporto delle operazioni previste comporterà l'impegno di un'area marina che, per motivi di sicurezza, sarà interdetta alla pesca, alla navigazione e all'ancoraggio delle imbarcazioni (si veda paragrafo successivo). Pertanto, fermo restando che le attività previste saranno comunicate alla Capitaneria di Porto competente per il necessario coordinamento con le attività di pesca, nessuna unità da pesca potrà transitare e quindi esercire le proprie attività nell'area d'intervento durante l'esecuzione delle opere.

A seconda dell'esito della prova di produzione, si procederà con la chiusura temporanea o mineraria del pozzo esplorativo.

Nel caso di chiusura mineraria, il livello di chiusura più superficiale sarà posto al disotto del fondale, così come avvenuto per il pozzo esplorativo Elsa 1. Nel caso di chiusura temporanea sarà prevista la disconnessione/taglio delle condotte appena al di sotto del fondale.

Considerata la durata limitata dell'intero intervento (circa 5 mesi) e lo stato del fondale al termine delle attività, si ritiene che le interazioni tra il progetto e le attività di pesca siano limitate all'interdizione dello specchio acqueo e del relativo fondale per tale periodo. L'impatto del progetto sulle attività da pesca può ritenersi di **lieve entità, temporaneo e reversibile**.

8.6.2 Limitazioni/Perdite d'Uso dell'Area Marina e dei Fondali

Durante le operazioni di installazione e rimozione della piattaforma di perforazione dovranno essere garantiti gli spazi necessari alle manovre dei mezzi impiegati. L'area occupata da tali operazioni, che sarà interdetta alla navigazione con apposita Ordinanza della Capitaneria di Porto, avrà un'estensione limitata sia nel tempo (circa 10 giorni totali, di cui solo 2 presso l'area di interesse), sia nello spazio.

Si evidenzia a tal proposito che l'Art. 3 dell'Ordinanza della Capitaneria di Porto di Ortona No. 86/2008, che disciplina le attività di ricerca ed estrazione di idrocarburi e gas naturali dagli impianti *offshore* posizionati nelle acque di giurisdizione del medesimo Compartimento Marittimo, stabilisce il divieto per qualsiasi nave, imbarcazione e/o natante in genere, fatta eccezione per le unità che cooperano con le installazioni esistenti nello svolgimento delle attività *offshore* citate nella medesima ordinanza di "transitare e sostare entro il raggio di 500 m dalle piattaforme mobili e/o dalle navi di perforazione provvisoriamente nelle acque di giurisdizione di questo Compartimento Marittimo, e di volta in volta segnalate a mezzo "avvisi ai naviganti"". Tale distanza risulta pari a quella indicata nell'Articolo 28 del D.P.R. 886/79.

L'interdizione avrà, pertanto, una durata verosimilmente pari a quella delle attività a progetto.

Sulla base di quanto sopra si ritiene che l'impatto associato alla limitazione d'uso di area marina e dei fondali sia di **lieve entità, temporaneo e reversibile**.

8.6.3 Disturbi alla Navigazione connessi al Traffico Marittimo Indotto

Le interferenze con il traffico marittimo sono connesse all'incremento di mezzi navali, costantemente presenti durante tutte le fasi di progetto.

Come riportato nel Quadro di Riferimento Progettuale la stima preliminare dei mezzi marittimi che si prevede utilizzare è pari a:

- No. 3 rimorchiatori sia per le operazioni di installazione che per la fase di rimozione della piattaforma e abbandono postazione (circa 5 giorni per fase);
- No. 2 *supply vessel* i quali si alterneranno portando il materiale da e verso la piattaforma, durante le fasi di:
 - perforazione,
 - prova di produzione,
 - chiusura temporanea o mineraria del pozzo.
- Uno dei due sarà attorno al *Jack-Up* 24 ore al giorno, mentre l'altro farà la spola con il porto e pertanto non sarà mai fisso attorno al *Jack-Up*.
- No. 1 imbarcazione per il trasporto del personale una volta al giorno, per tutte le fasi di progetto.

Durante la fase di prova di produzione è possibile, inoltre, ipotizzare la presenza di un mezzo per il trasporto a terra dei liquidi estratti.

In considerazione del limitato numero di mezzi impiegati (massimo tre mezzi di supporto contemporaneamente) e del breve periodo di tempo in cui tali mezzi saranno adoperati, si ritiene che l'impatto sul traffico marittimo sia **di lieve entità, temporaneo e reversibile**.

8.6.4 Effetti sulla Popolazione connessi allo Sviluppo di Polveri/Inquinanti, alle Emissioni Sonore ed alle Emissioni Odorigene

Per quanto riguarda l'emissione di polveri e inquinanti connessi alla realizzazione del progetto in esame e gli eventuali effetti sulla popolazione, si evidenzia che, come riportato nel Paragrafo 8.1 in relazione alla componente Atmosfera, le rispettive ricadute in fase di installazione/rimozione della piattaforma ed in fase di chiusura temporanea o mineraria del pozzo, associate sia ai generatori del *Jack-Up* sia al traffico marittimo dei mezzi impiegati, in considerazione della distanza dalla costa (circa 7 km) e della durata delle attività, sono state ritenute non

significative. Per quanto riguarda, invece, le emissioni in fase di perforazione e la stima delle relative ricadute al suolo, in base ai risultati delle simulazioni condotte (Paragrafo 8.1.1) l'impatto è stato ritenuto **di lieve entità, temporaneo e reversibile**.

Le emissioni sonore generate nelle diverse fasi di progetto, in virtù della localizzazione degli interventi (*offshore* ad una distanza di oltre 7 km), non si ritiene possano generare effetti sulla costa e pertanto sono state ritenute **non significative**.

Per quanto concerne le potenziali emissioni odorigene, per il pozzo Elsa 2 non è confermata la presenza di H₂S (gas dal caratteristico odore di uova marce, potenzialmente presente nel greggio) comunque possibile nelle formazioni delle tipologie geologiche presenti. In ogni caso la piattaforma sarà dotata di sistemi di rilevazione del gas ed il gas separato dal greggio sarà inviato in torcia, per cui, data la distanza della piattaforma dalla costa l'eventuale impatto in termini di odore è ritenuto **non significativo**.

L'impatto sulla popolazione, sulla base di quanto sopra descritto, risulta essere nel complesso **di lieve entità, temporaneo e reversibile**.

8.6.5 Effetti sul Turismo Costiero e Balneare

La posizione di prevista ubicazione dell'opera, a circa 7 km di distanza dalla costa, rende gli eventuali impatti sul turismo costiero e balneare **di lieve entità, temporanei e reversibili**, anche in considerazione del fatto che le attività saranno svolte evitando il periodo estivo.

8.6.6 Indotto Connesso alle Attività di Progetto

La manodopera necessaria per l'esecuzione delle attività di progetto sarà costituita da personale qualificato per operazioni *offshore* della tipologia prevista dal progetto.

In ambito locale, l'iniziativa proposta comporterà un indotto economico connesso con l'impiego di fornitori e società di servizi abruzzesi, società locali di trasporto, servizi alberghieri e di ristorazione per il personale a terra (stimato nell'ordine di 10 unità/giorno) per l'intera durata delle attività in progetto.

In considerazione di quanto sopra riportato, l'impatto sulle attività economiche connesso all'indotto in fase di realizzazione del progetto, risulta di **segno positivo**.

8.7 Aspetti Storico-Paesaggistici

Sulla base dei dati progettuali e delle interazioni con l'ambiente riportate nel Capitolo 7, la valutazione sulla componente "aspetti storico-paesaggistici" della significatività dei fattori causali di impatto è riassunta nella seguente tabella.

**Tabella 8.10: Aspetti Storico-Paesaggistici
Potenziale Incidenza dei Fattori Causali di Impatto sulla Componente**

Fattori Causali di Impatto	Non Significativa	Oggetto di Valutazione
INSTALLAZIONE DELLA PIATTAFORMA		
Presenza mezzi navali	X	
Presenza del Jack-Up		X
Emissioni Luminose		X
PERFORAZIONE DEL POZZO		
Presenza mezzi navali	X	

Fattori Causali di Impatto	Non Significativa	Oggetto di Valutazione
Presenza del Jack-Up		X
Emissioni Luminose		X
PROVA DI PRODUZIONE		
Presenza mezzi navali	X	
Presenza del Jack-Up		X
Emissioni Luminose		X
CHIUSURA TEMPORANEA O MINERARIA		
Presenza mezzi navali	X	
Presenza del Jack-Up		X
Emissioni Luminose		X
RIMOZIONE DELLA PIATTAFORMA		
Presenza mezzi navali	X	
Presenza del Jack-Up		X
Emissioni Luminose		X

Date le caratteristiche del progetto proposto si è ritenuto di escludere da ulteriori valutazioni i fattori causali di impatto per i quali la potenziale incidenza sulla componente è stata ritenuta, fin dalla fase di valutazione preliminare, non significativa.

8.7.1 Impatto Percettivo Connesso alla Presenza di Nuove Strutture

La valutazione dell'impatto percettivo di un'opera consiste nella valutazione dell'incidenza del progetto, vale a dire il grado di perturbazione prodotto in un dato contesto dall'opera in progetto.

In questo caso la struttura *offshore* del progetto che viene presa in considerazione in quanto potrebbe comportare un impatto sul paesaggio, è l'impianto di perforazione.

La piattaforma presa a riferimento per il progetto (GSP Jupiter), di lunghezza pari a circa 52 m e larghezza pari a circa 41 m, poggerà su 4 gambe con struttura a traliccio a base triangolare, le quali sposteranno sopra il livello del mare per circa 80 m. La torre di perforazione, con base di circa 14 m per 9 m, anch'essa con una struttura tubolare, avrà un'altezza massima pari a circa 75 m, di poco inferiore rispetto alle gambe della piattaforma.

L'impianto sarà utilizzato per le attività di perforazione, prova di produzione e chiusura temporanea o mineraria del pozzo e pertanto la sua permanenza nell'area di interesse sarà limitata ad un periodo di tempo pari a circa 150 giorni.

Come già evidenziato in precedenza, l'area di interesse si trova ad una distanza dalla costa pari a circa 7 km.

La metodologia di analisi adottata per la valutazione dell'impatto percettivo ha previsto il passaggio attraverso tre livelli di indagine. In particolare si è proceduto attraverso:

- la determinazione della massima distanza visibile;
- la valutazione del comportamento del campo visivo dell'occhio umano;
- la simulazione fotografica da punti di vista significativi, individuati durante sopralluogo speditivo effettuato in sito nel mese di Aprile 2013.

In particolare sono stati scelti alcuni punti di vista considerati ad elevata frequentazione, panoramici e ad una distanza rappresentativa per quanto riguarda le possibili visuali costiere (entro i 13 km circa), quali (Figura 8.7 allegata):

- Belvedere Francesco Paolo Tosti ad Ortona: passeggiata pedonale panoramica all'altezza del Teatro Comunale (circa 8.3 km a SSO dal punto di prevista ubicazione del pozzo Elsa 2);
- Belvedere Marconi di S. Vito Chietino: terrazza panoramica con affaccio su San Vito Marina (circa 12.7 km a Sud dal punto di prevista ubicazione del pozzo Elsa 2);
- Pontile di Francavilla al Mare: dietro al Palazzo Sirena, il pontile, lungo circa 130 m, è famoso per i fuochi a mare in occasione della festa del patrono S. Franco il 18 di Agosto (circa 13.2 km ad Ovest dal punto di prevista ubicazione del pozzo Elsa 2).

L'opera in progetto risulta potenzialmente visibile da tutte le località considerate. Le analisi effettuate mostrano tuttavia come l'ingombro creato dalla piattaforma di perforazione sul campo visivo centrale umano, rappresenti una percentuale minima, ampiamente inferiore anche rispetto al campo visivo utile (pari al 10% del campo visivo centrale orizzontale ed al 9% del campo visivo centrale verticale): i valori massimi sono stati riscontrati da Ortona (punto più prossimo all'area di prevista ubicazione dell'impianto di perforazione), pari a circa l'1% per il campo orizzontale e l'1.1% per il campo verticale. Riferendosi al campo visivo utile (5°) si tratterebbe di un'occupazione massima, sempre da Ortona, rispettivamente del 10 e del 12%.

Come mostrato dai fotoinserti la sagoma della piattaforma risulta effettivamente visibile, ma l'ingombro visivo è minimo da Ortona (circa 8 km) e pressoché nullo dagli altri due punti di vista (circa 13 km).

Vanno inoltre tenute in considerazione le condizioni atmosferiche in quanto possono influenzare considerevolmente la visibilità dalla costa sull'area di interesse. La foschia, le precipitazioni, la posizione del sole ed altre condizioni atmosferiche andranno infatti ad alterare la visibilità sull'opera.

Sulla base delle simulazioni sopra effettuate, dell'effetto delle condizioni atmosferiche e della durata limitata delle attività (circa 150 giorni), l'impatto sulla componente paesaggio può essere ritenuto **di lieve entità, temporaneo e reversibile**.

8.7.2 Impatto connesso all'Inquinamento Luminoso

La piattaforma di perforazione, così come tutti i mezzi navali impiegati nelle operazioni di supporto, sarà dotata dei normali impianti di segnalazione luminosa connessi alla sicurezza della navigazione.

Sarà tuttavia l'illuminazione dell'impianto di perforazione a costituire la sorgente di maggiore impatto. Questa sarà pertanto ridotta alle sole aree di interesse, pur nel rispetto delle norme di sicurezza e in conformità con quanto indicato dalla normativa vigente, limitando il più possibile ogni disturbo, in particolare modo alla fauna notturna.

Nonostante tale illuminazione possa risultare visibile dalla costa (come mostrato dalle simulazioni fotografiche riportate nella Figura 8.7 allegata), la distanza di 7 km permette di escludere eventuali disturbi alla viabilità e ai recettori ubicati sulla costa.

A tal riguardo, con riferimento alle zone di particolare tutela e protezione individuate dalla succitata L.R. 12/05, si segnala la presenza delle Riserve Naturali Controllate "Ripari di Giobbe" a Nord di Ortona e "Punta dell'Acquabella" a Sud di Ortona, ad una distanza rispettivamente pari

a circa 7 km e 9 km, superiore pertanto ai 5 km previsti dalla normativa. L'osservatorio più prossimo all'area di interesse risulta essere l'Osservatorio Astronomico di rilevanza locale "Colle Leone", a Mosciano Sant'Angelo (TE), a circa 60 km di distanza (la normativa indica un raggio di 20 km come zona di particolare protezione).

In considerazione delle distanze dei potenziali recettori sulla costa, l'impatto legato alla generazione di inquinamento luminoso può essere considerato di **lieve entità, temporaneo e reversibile**.

8.8 Impatti Cumulativi

Al fine di valutare l'incidenza delle attività di progetto nel contesto ambientale di riferimento in termini di impatti cumulativi, sono stati analizzati a livello qualitativo gli effetti derivanti dall'interazione tra gli impatti generati dal progetto in esame e gli impatti derivanti da attività svolte nell'ambito dei titoli minerari relativi ad aree prossime a quella d'intervento.

Nello specifico, l'analisi qualitativa degli impatti cumulativi ha tenuto conto dei seguenti aspetti:

- risultati della valutazione degli impatti generati dal progetto sui singoli comparti ambientali;
- durata delle attività previste dal progetto;
- contemporaneità tra le attività di progetto e le attività previste nell'ambito dei titoli minerari (Permessi di Ricerca/Concessioni di Coltivazione) individuati;
- distanze tra l'area prevista per l'ubicazione del pozzo esplorativo Elsa 2 e gli impianti di perforazione e coltivazione più vicini.

Tabella 8.11: Individuazione dei Potenziali Impatti Cumulativi

TITOLO MINERARIO	STATO DI FATTO	DISTANZE	POTENZIALI IMPATTI CUMULATIVI
B.R269.GC	Permesso di Ricerca vigente. In attesa di autorizzazione per attività di coltivazione di olio greggio e gas naturale.	12.5 km da Ombrina Mare 2	<ul style="list-style-type: none"> ▪ occupazione di fondale marino ▪ limitazione dello specchio acqueo ▪ incremento aree interdette alla pesca, all'ancoraggio e alla navigazione ▪ traffici marittimi
B.R270.EL	Permesso di Ricerca vigente.	distanza minima circa 23 km	nessuno
B.R272.EL	Permesso di Ricerca vigente.	distanza minima circa 15 km	nessuno
B.C5.AS	Concessione di Coltivazione vigente. Attività di coltivazione di gas naturale.	27 km da Simonetta 1	<ul style="list-style-type: none"> ▪ occupazione di fondale marino ▪ limitazione dello specchio acqueo ▪ incremento aree interdette alla pesca, all'ancoraggio e alla navigazione
B.C1.LF	Concessione di Coltivazione vigente. Attività di coltivazione di gas naturale.	23.5 km da Santo Stefano Mare 1-9	<ul style="list-style-type: none"> ▪ occupazione di fondale marino ▪ limitazione dello specchio acqueo ▪ incremento aree interdette alla pesca, all'ancoraggio e alla navigazione

Dall'analisi qualitativa degli impatti cumulativi si evince che i maggiori effetti si potranno avere in termini di occupazione di fondale, limitazione dello specchio acqueo, riduzione delle aree per la pesca e la navigazione e traffici marittimi.

L'occupazione di fondale e la limitazione dello specchio acqueo per la presenza fisica delle strutture in mare, considerate le dimensioni in pianta delle piattaforme *offshore* e delle strutture di appoggio delle stesse sul fondale rispetto agli spazi disponibili in mare aperto, sono aspetti da considerarsi nel complesso non significativi. La riduzione delle aree di pesca e navigazione dovuta all'istituzione di aree di interdizione per la presenza delle piattaforme in mare può, invece, tradursi in un potenziale beneficio sul ripopolamento delle specie ittiche in quanto tali aree non risulterebbero accessibili per le imbarcazioni da pesca.

I traffici marittimi potrebbero costituire un impatto cumulativo nel caso della contemporaneità delle attività di perforazione del pozzo Elsa 2 e delle attività di perforazione previste nell'ambito del progetto "Ombrina Mare" (Permesso di Ricerca B.R269.GC) o il suo esercizio. La durata delle attività che implicano il collegamento con il Porto di Ortona è comunque limitata nel tempo e, dato il numero esiguo di mezzi impiegati nell'ambito del progetto di Elsa 2, l'impatto cumulativo è da ritenersi non significativo.

Per quanto riguarda le componenti Atmosfera e Rumore, non si ipotizzano effetti cumulativi significativi con altri progetti in relazione alle distanze in gioco (si veda Tabella 8.11) e al contesto (presenza di mezzi navali nell'area portuale di Ortona).

Per quanto concerne le attività di coltivazione in atto, date le distanze tra il pozzo esplorativo Elsa 2 e le piattaforme esistenti più vicine (in particolare Santo Stefano Mare 1 ubicata a circa 23.5 km) e sulla base dei risultati ottenuti dall'analisi degli impatti ambientali sulle singole componenti, si stima che non ci possano essere ulteriori impatti cumulativi.

In merito ai Permessi di Ricerca conferiti a Petroceltic, si ritiene non sia possibile applicare il concetto di cumulabilità degli impatti in quanto gli interventi previsti, essendo gestiti dallo stesso Operatore, possono essere effettuati in periodi temporali differenti.

8.9 Sintesi degli Impatti sulle Componenti

Di seguito si riporta la sintesi degli impatti valutati per il progetto proposto.

Tabella 8.12: Sintesi degli Impatti

ATMOSFERA	
Emissioni di Inquinanti Gassosi	lieve entità, temporaneo e reversibile
AMBIENTE IDRICO MARINO	
Risospensione di Sedimenti	lieve entità, localizzato, temporaneo e reversibile
Prelievi Idrici	lieve entità, temporaneo e reversibile
Scarico di Acque Reflue	lieve entità, localizzato, temporaneo e reversibile.
Presenza Fisica degli Impianti	lieve entità, localizzato, temporaneo e reversibile
SUOLO E SOTTOSUOLO	
Utilizzo di Materie Prime	lieve entità, temporaneo e reversibile
Risospensione Sedimenti e Variazione Morfologica del Fondale	lieve entità, temporaneo e reversibile
Produzione di Rifiuti	entità moderata, temporaneo e reversibile
Presenza di strutture nel sottosuolo	lieve entità, lunga durata e irreversibile
VEGETAZIONE, FLORA, FAUNA ED ECOSISTEMI	
Emissioni di Inquinanti in Atmosfera	lieve entità, temporaneo e reversibile
Scarichi Idrici	lieve entità, localizzato, temporaneo e reversibile
Risospensione di Sedimenti Marini	lieve entità, temporaneo e reversibile
Illuminazione Notturna	lieve entità, temporanea e reversibile
Traffici di Mezzi Navali	lieve entità, temporaneo e reversibile
Occupazione di Fondale	lieve entità, temporaneo e reversibile.
RUMORE	
Cetacei	moderata entità, temporaneo e reversibile
Rettili Marini e sulle Risorse Demersali e Alieutiche	lieve entità, temporaneo e reversibile.
ASPETTI SOCIOECONOMICI, INFRASTRUTTURE E SALUTE PUBBLICA	
Pesca	lieve entità, temporaneo e reversibile.
Limitazioni/Perdite d'Uso dell'Area Marina e dei Fondali	lieve entità, temporaneo e reversibile.
Traffico Marittimo	lieve entità, temporaneo e reversibile
Popolazione	lieve entità, temporaneo e reversibile
Turismo	lieve entità, temporaneo e reversibile
Indotto	positivo
ASPETTI STORICO-PAESAGGISTICI	
Presenza Fisica degli Impianti	lieve entità, temporaneo e reversibile
Illuminazione Notturna	lieve entità, temporaneo e reversibile

9 VALUTAZIONI SUI POTENZIALI SCENARI DI OIL SPILL

I possibili scenari di rilascio accidentali di idrocarburi in mare (*oil spill*) nel corso delle attività di *Exploration&Production* (E&P) sono correlati alla presenza di olio, carburanti ed altri prodotti idrocarburici sulle installazioni offshore e sulle imbarcazioni impiegate nelle attività ed alle caratteristiche del *reservoir*.

Le principali cause di *spill* possono essere in generale attribuite a:

- difetto nel contenimento di gasolio, olio combustibile, lubrificante o olio idraulico durante il trasferimento sull'installazione o a causa di perdite;
- perdita di olio idraulico da apparecchiature di controllo;
- perdita di fanghi di perforazione a base olio (se impiegati per la perforazione);
- eruzione (blowout) del reservoir prima o dopo l'installazione dei Blow Out Preventers (BOP) o durante il completamento del pozzo (con conseguente rilascio di fluidi di giacimento).

Nella prassi delle attività E&P *offshore*, tuttavia, l'adozione di numerose misure precauzionali quali l'impiego di soluzioni ingegneristiche dedicate, l'attuazione di specifiche procedure operative ed il continuo training del personale consentono di minimizzare il rischio di possibili sversamenti durante lo svolgimento delle attività offshore, in particolare per quanto riguarda gli *spill* di grandi dimensioni.

Grazie ai sistemi gestionali di prevenzione e gestione delle emergenze attuati presso i siti operativi, infatti, nel periodo 2008-2012 non si sono verificati sversamenti in mare dovuti ad attività di E&P *offshore*. In più dopo l'emanazione della Legge 613/1967 sulla ricerca e coltivazione *offshore*, non si sono mai verificati incidenti rilevanti in mare associati a tali attività (Assomineraria, 2014).

La normativa nazionale propone strumenti specifici di risposta contro possibili eruzioni dei pozzi. La normativa sulla sicurezza sul lavoro specifica del settore (D.Lgs 624/1996), inoltre, prevede che prima dell'avvio di attività di perforazione o esplorazione vengano redatti piani per la gestione delle emergenze in caso di sversamenti di idrocarburi e/o di eruzione da pozzi (Assomineraria, 2014).

Nel caso del pozzo Elsa 2 il rischio di *kick* (ingresso nel pozzo di fluidi di formazione in pressione) è improbabile dato che le pressioni delle formazioni da perforare sono state investigate tramite l'attiguo pozzo Elsa 1 già perforato. Difatti, il giacimento, a seguito dei test effettuati, non è risultato in sovrappressione. In ogni caso, qualora la pressione della formazione litologica perforata fosse maggiore di quella prevista, i BOPs verrebbero chiusi ed il pozzo verrebbe liberato in modo sicuro da eventuale gas o petrolio presenti e poi riempito di fango di perforazione più pesante (seguendo specifiche procedure di circolazione), evitando la potenziale fuoriuscita incontrollata dei fluidi di giacimento (per maggiori dettagli si veda il precedente Paragrafo 5.6.3).

In virtù di quanto sopra descritto, si ritiene che eventi di *spill* associati alle attività del progetto esplorativo Elsa 2, oggetto del presente SIA, siano estremamente improbabili. Nel presente Capitolo si riporta una descrizione dei possibili scenari di *oil spill* ipotizzati per il progetto esplorativo Elsa 2. Per ogni scenario ipotizzato si è proceduto a simulare, tramite un opportuno *software* di modellizzazione, il comportamento dello sversamento sulla base dei dati meteoceanografici, delle caratteristiche morfologiche della costa e delle proprietà dell'olio.

9.1 Possibili Scenari Accidentali

Relativamente al progetto esplorativo Elsa 2, sulla base delle operazioni previste, sono stati ipotizzati i seguenti scenari accidentali:

- Scenario A: sversamento dovuto ad un guasto alle apparecchiature/tubazioni impiegate per il trasferimento e stoccaggio del greggio estratto nel corso delle prove di produzione (*well testing*);
- Scenario B: sversamento dovuto a parziale rottura della manichetta durante le operazioni di trasferimento di carburante dal *supply vessel* al *Jack-Up*.

La descrizione degli scenari e le caratteristiche e quantità di olio ipotizzate sono riportati nella seguente tabella.

Tabella 9.1: Descrizione e Parametri dei Possibili Scenari di Spill Ipotizzati

Scenario	Evento che origina lo Spill	Tipologia di Olio	Volume dello Spill
A	Guasto alle apparecchiature/tubazioni impiegate durante il <i>well testing</i>	Greggio di media densità (15 API)	12 m ³
B	Guasto tubazione durante trasferimento diesel	Diesel (39 API)	11 m ³

9.2 Modellizzazione dell'Oil Spill

La modellizzazione degli scenari di *spill* è stata effettuata tramite il sistema modellistico RPS-ASA OILMAP che include due modelli di simulazione: stocastico e deterministico.

Il modello stocastico descrive il comportamento nel tempo e nello spazio di un potenziale sversamento al variare delle condizioni meteorologiche (vento) ed oceanografiche (correnti superficiali) nell'area di studio e fornisce informazioni in termini di distribuzione di probabilità su:

- superfici marine potenzialmente interessate dallo sversamento;
- tempistiche più brevi impiegate dall'olio per raggiungere i punti dell'area di studio;
- tempo minimo e medio impiegato dall'olio per raggiungere la linea di costa.

Partendo dai risultati dell'analisi stocastica condotta, per ogni scenario di *spill* viene selezionato uno scenario peggiorativo (*worst case scenario*) da analizzare più in dettaglio tramite una simulazione deterministica della traiettoria dello *spill*.

9.2.1 Dati di Input

I dati utilizzati per la modellizzazione comprendono:

- dati meteorologici dall'archivio *European Centre for Medium-Range Weather Forecasts* (ECMWF);
- dati sulle correnti superficiali del progetto *MyOcean*;
- caratteristiche della linea di costa fornite dall'Istituto Superiore per la Protezione e Ricerca Ambientale (ISPRA);
- proprietà dell'olio.

9.2.2 Risultati delle Modellizzazioni

I risultati delle simulazioni deterministiche (*worst case scenario*) per i due Scenari A e B sono stati rappresentati in forma di mappe tipo "timelapse" che indicano la posizione dello *spill* e lo spessore dell'olio al variare del tempo. Tali risultati mostrano che:

- nello Scenario A (guasto alle apparecchiature/tubazioni impiegate durante il *well testing* con perdita del contenuto di un serbatoio di stoccaggio del greggio) l'olio raggiunge la costa dopo un tempo di 8-10 ore dall'accadimento dello *spill*. In tale scenario l'evaporazione gioca un ruolo minore nella rimozione (circa il 22% del volume sversato evapora);
- nello Scenario B (perdita di diesel dovuta a rottura non rilevata della manichetta durante il trasferimento dal *supply vessel* al *Jack-Up*) l'olio raggiunge la costa dopo un tempo di 12-14 ore dall'accadimento dello *spill*. In tale scenario l'evaporazione gioca un ruolo maggiore nella rimozione (circa il 72% del volume sversato evapora);

Si specifica tuttavia che tali scenari sono relativi alla dispersione dello *spill* in mare qualora non venisse effettuata alcuna misura immediata di intervento e qualora non venissero applicate le misure di prevenzione, come descritto nei successivi Paragrafi.

9.3 Misure di Prevenzione

Con riferimento ai possibili eventi incidentali di *spill*, nell'ambito delle attività in progetto è prevista l'attivazione delle seguenti misure preventive:

- misure progettuali che includono:
 - l'ottimizzazione del traffico navale da e per la piattaforma di perforazione,
 - l'attivazione di sistemi per prevenire fuoriuscite accidentali di petrolio, in linea con gli standard internazionali e le norme di buona pratica adottate a livello di settore,
 - l'utilizzo di fanghi a base acqua che minimizzano i rischi ambientali connessi con l'impiego,
 - l'impiego di piattaforma *Jack-Up* dotata di certificato internazionale antinquinamento da olii (IOPP),
 - la raccolta delle acque di sentina trattate in apposite vasche (insieme ad acque meteoriche, drenaggi, etc) e l'invio a terra per essere gestite da smaltitore autorizzato;
 - l'esecuzione di prove di tenuta del BOP e delle attrezzature a pressioni maggiori di quelle previste per il pozzo,
 - l'impiego di impianti ed attrezzature idonee, dotate delle necessarie certificazioni e regolarmente mantenute,
 - la raccolta e trasporto a terra dei fluidi prodotti nel corso delle prove di produzione (greggio, eventuali acque di giacimento, pulizia pozzo, lavaggi, etc.) mediante unità navali in possesso delle necessarie certificazioni,
 - impiego di sistema *STOP card* per il blocco di qualsiasi situazione potenzialmente pericolosa da parte del personale addetto e il monitoraggio delle operazioni;

- procedure operative e gestionali, che includono:
 - gli aspetti legati alla sicurezza e alla salute, gestiti secondo lo specifico Documento di Sicurezza e Salute Coordinato (DSSC), che sarà predisposto, in particolare, in conformità con il D.Lgs 626/94, D.Lgs. 624/96 e D.Lgs. 81/08. Nell'ambito del DSSC si farà riferimento a specifiche procedure predisposte per gli aspetti operativi delle attività;
 - l'adozione di un sistema di gestione integrato Salute, Sicurezza, Ambiente e Politiche Sociali (HSES), implementato al fine di identificare, controllare e monitorare i potenziali rischi associati alle operazioni di Elsa 2 previste, certificato da parte di un ente di certificazione accreditato secondo le norme ISO 14001 (ambiente) e OSHAS 18001 (sicurezza e salute dei lavoratori) (certificazione già ottenute per le attuali attività di Petroceltic in Italia);
 - Piano di Emergenza Antinquinamento (*Oil Spill Contingency Plan - OSCP*, si veda il successivo Paragrafo 9.4);
- dotazioni di sicurezza, che includono:
 - le dotazioni a bordo della piattaforma *Jack-Up* (sistemi antincendio, dispositivi di ausilio alla navigazione, mezzi di salvataggio per il personale, sistemi di illuminazione notturna, sensori di gas quali ad esempio H₂S),
 - l'equipaggiamento a bordo delle unità navali costantemente a supporto delle operazioni e in grado di intervenire assicurando una pronta risposta in caso di *spill*.
- informazione, formazione e addestramento del personale relativamente a:
 - piani e procedure di gestione ambientale, della sicurezza e salute dei lavoratori e delle emergenze con particolare riferimento al Piano di Emergenza Antinquinamento. Sono inoltre previste riunioni di sicurezza (*safety meeting*) prima dell'inizio delle fasi operative,
 - gestione di possibili *kick* (con riferimento a figure professionali quali *drilling supervisor, well site drilling engineer, driller, assistant driller, rig superintendent*).

9.4 Piano di Emergenza Antinquinamento

È prevista la redazione di un Piano di Emergenza Antinquinamento, volto alla prevenzione e alla gestione degli eventi incidentali legati alle operazioni in progetto. Il Piano di Emergenza Antinquinamento sarà presentato alle Autorità competenti nell'ambito della documentazione di sicurezza e salute inerente la valutazione dei rischi e la gestione delle emergenze nelle industrie estrattive (Documento di Sicurezza e Salute Coordinato - DSSC).

Il Piano dettaglierà, in particolare:

- i ruoli e le responsabilità delle diverse figure coinvolte nella gestione delle emergenze antinquinamento;
- i livelli di rischio corrispondenti ai vari scenari possibili, definiti secondo la più restrittiva tra la norma nazionale e le convenzioni internazionali, con riferimento alla tipologia di evento e alle quantità di inquinanti sversabili nonché mediante l'applicazione di opportuni modelli previsionali;

- le strategie di risposta da adottare in caso di emergenza, con particolare riferimento alle tipologie e quantità di inquinanti, tenendo in considerazione gli elementi di sensibilità potenzialmente interessati;
- le diverse procedure di gestione dell'emergenza in relazione al potenziale verificarsi di uno dei suddetti scenari;
- l'individuazione delle azioni da intraprendere, delle diverse figure responsabili e dei mezzi e delle risorse da impiegare, anche mediante opportune *checklist* e *flowchart* che serviranno da guida nelle fasi iniziali di un possibile intervento;
- le comunicazioni da inviare alle Autorità competenti;
- il rapporto coi piani di intervento predisposti dalle Autorità competenti a livello locale e nazionale;
- l'addestramento del personale.

Petroceltic è membro di "Oil Spill Response Ltd", una cooperativa che riunisce industrie del settore a livello globale e che ha per scopo la lotta ai potenziali inquinamenti da *oil spill* nel mondo. In virtù della propria qualifica di membro, Petroceltic può usufruire di:

- garanzia di un supporto e risposta immediata 24/7 in caso di sversamenti accidentali, inclusa la fornitura di consulenza tecnica ed il supporto per la pianificazione, l'addestramento e lo svolgimento di esercitazioni, mediante situazioni reali di intervento, e servizi post incidente;
- l'accesso a una dotazione, su scala globale, di attrezzature specializzate per il recupero dell'olio, l'utilizzo di disperdenti, risorse logistiche ed equipaggiamenti per la bonifica;
- accesso a forum tecnici e reti professionali dedicate.

Tutti i Piani di Emergenza Antinquinamento di Petroceltic prevedono il coinvolgimento di OSRL come parte integrante delle procedure di risposta in caso di incidente.

Con riferimento al progetto del pozzo esplorativo Elsa 2, Petroceltic assicurerà che l'impianto di perforazione sarà assistito con continuità da un mezzo navale di supporto in grado di intervenire in caso di *spill*, sulla base dei risultati ottenuti dalla modellizzazione effettuata e degli elementi di sensibilità ambientale individuati nell'area marino costiera, assicurando una risposta immediata per prevenire che un possibile sversamento d'olio si disperda e raggiunga la costa. L'equipaggiamento necessario sarà stoccato a bordo in appositi container ed includerà indicativamente:

- 500 m di barriere galleggianti antinquinamento;
- No. 2 *skimmer* per la raccolta di idrocarburi galleggianti;
- serbatoi per la raccolta dell'olio recuperato;
- disperdente di tipo omologato (almeno 4 serbatoi da 1000 litri) con attrezzature per il suo impiego;
- materiale oleo-assorbente (panne e materiali assorbenti).

Previa verifica di applicabilità con gli Enti competenti potrà inoltre essere valutato il ricorso a materiali innovativi (es: materiali assorbenti naturali), nel rispetto delle indicazioni del D.M. 31 Marzo 2009 e s.m.i..

Il progetto prevede che un'unità navale sia presente con continuità in prossimità del *Jack-Up*, mentre la seconda unità, impiegata per i trasporti di materiali o attrezzature o in stazionamento presso il Porto di Ortona, sarà in grado di fornire tempestivamente supporto in caso di intervento, in virtù della limitata distanza (si evidenzia che le procedure normalmente impiegate per il posizionamento delle panne prevedono l'utilizzo di una singola unità navale che svolge le panne per metà della lunghezza totale trattenendone un capo a bordo; al termine di tale operazione una seconda unità si porta in prossimità della prima per recuperare un capo della panna e completare il posizionamento). Entrambi i *supply vessel* saranno dotati di gru per il dispiegamento delle attrezzature fuoribordo. Gli equipaggi saranno adeguatamente istruiti e formati all'utilizzo delle attrezzature prima della fase operativa.

In aggiunta alle dotazioni sopra descritte, Petroceltic, a titolo precauzionale intende inoltre assicurare la disponibilità di attrezzature anche per un possibile intervento di disinquinamento a terra, nelle circostanze estreme in cui dovesse rendersi necessario un tale intervento, da svolgersi comunque sotto il coordinamento delle Autorità competenti. Il Piano di Emergenza Antinquinamento prevederà, a tal riguardo, l'interfaccia coi piani nazionali di emergenza (DPCM 4 Novembre 2010 e DM 29 Gennaio 2013) e con i Piani locali predisposti a livello Provinciale e dal Dipartimento della Protezione Civile.

10 PIANO DI MONITORAGGIO AMBIENTALE

Per il controllo dei possibili impatti ambientali relativi alla realizzazione delle opere in progetto è stato predisposto un Piano di Monitoraggio Ambientale (PMA).

Il Piano di Monitoraggio Ambientale proposto tiene conto della normativa generale e di settore e delle linee guida esistenti a livello nazionale e comunitario ed è stata sviluppata a partire dalle informazioni presentate nello Studio di Impatto Ambientale.

Gli obiettivi principali del monitoraggio ambientale sono:

- la definizione dello stato *ante-operam* e *post-operam*, finalizzata a verificare l'evolversi delle condizioni ambientali del sito interessato dal progetto;
- la verifica ed il controllo delle previsioni di impatto sviluppate nella fase di progetto;
- la valutazione dell'efficacia delle opere di mitigazione che si prevede di adottare per contenere gli impatti residui;
- il controllo delle condizioni ambientali in fase di realizzazione del progetto, così da poter intervenire opportunamente in caso si manifestino eventuali effetti non previsti;
- la comunicazione degli esiti delle attività sopra elencate (alle Autorità preposte ad eventuali controlli, al pubblico).

Per il raggiungimento dei citati obiettivi, il Piano di Monitoraggio contiene le indicazioni relative a:

- le componenti ambientali oggetto del monitoraggio ambientale;
- l'articolazione temporale delle attività di monitoraggio proposte;
- la struttura della rete di monitoraggio (articolazione spaziale);
- le modalità di esecuzione del monitoraggio;
- i criteri di restituzione dei dati di monitoraggio;
- la struttura del sistema informativo.

Con particolare riferimento all'articolazione temporale, i criteri seguiti per la definizione del Piano di Monitoraggio sono i seguenti:

- nella fase di *ante-operam* (AO), ovvero antecedente all'installazione della piattaforma, è previsto lo svolgimento di una campagna conoscitiva per completare il quadro delle informazioni relative alle caratteristiche dei comparti ambientali presenti e degli eventuali elementi potenzialmente sensibili. Tale monitoraggio sarà finalizzato a definire i parametri di qualità ambientale rappresentativi dello stato "zero" dell'ambiente, nell'area di prevista realizzazione del pozzo esplorativo, per il successivo confronto con i controlli previsti durante ed al termine delle attività in progetto;
- nella fase di *corso d'opera* (CO), compresa tra l'installazione della piattaforma e la sua rimozione e abbandono della postazione, è previsto il monitoraggio delle componenti ambientali che si prevede possano essere interessate dalle diverse fasi lavorative. Tale monitoraggio consentirà di analizzare l'evoluzione dei parametri ambientali, rilevati nella fase AO, potenzialmente soggetti a modifiche indotte dallo svolgimento delle attività in progetto. Il monitoraggio sarà finalizzato a verificare l'efficacia delle misure di mitigazione adottate nel corso del progetto ed evidenziare l'instaurarsi di potenziali

effetti sulle componenti ambientali presenti, valutando l'eventuale necessità di ulteriori misure aggiuntive;

- nella fase di *post-operam* (PO), ovvero successiva al completamento delle attività di progetto ed alla rimozione della piattaforma ed abbandono della postazione, è previsto lo svolgimento di una campagna conclusiva finalizzata alla definizione delle condizioni dei comparti ambientali al termine delle attività in progetto. Tale monitoraggio permetterà di indicare gli eventuali effetti complessivamente indotti dal progetto sui comparti monitorati e verificare il ritorno alle condizioni ambientali iniziali o, alternativamente, ad una condizione di equilibrio.

Sulla base delle valutazioni effettuate in sede di progetto, con riferimento ai potenziali impatti che le attività a progetto si ritiene possano indurre sulle singole componenti ambientali, i monitoraggi previsti sono stati definiti in relazione a:

- tipologia dell'impatto;
- durata delle attività a progetto;
- misure di mitigazione previste;
- entità degli impatti;
- sensibilità delle componenti interessate.

In particolare si evidenzia quanto segue:

- atmosfera: nel corso delle attività in progetto si avranno emissioni in atmosfera di inquinanti da combustione principalmente costituiti dai fumi di scarico di gruppi di generazione sul *Jack-Up* e motori/generatori dei mezzi navali di supporto. In considerazione delle risultanze delle simulazioni sulla dispersione di inquinanti, che hanno evidenziato ricadute trascurabili sulla costa, della distanza dalla costa e della durata delle attività in progetto, non si prevedono monitoraggi per tale componente;
- ambiente idrico: nel Piano sono previste campagne di monitoraggio delle caratteristiche chimico-fisiche e biologiche della colonna d'acqua, della torbidità, del contenuto di nutrienti e della presenza di sostanze contaminanti. In considerazione dei limitati quantitativi e della durata delle attività a progetto non sono previste campagne di monitoraggio dei prelievi idrici;
- suolo e sottosuolo: sono previste campagne di monitoraggio delle caratteristiche chimico-fisiche dei sedimenti (granulometria, contenuto in nutrienti e presenza di sostanze contaminanti) nonché sulla potenziale ecotossicità sulle specie marine. L'esecuzione delle indagini morfobatimetriche preliminari permetterà di verificare in dettaglio le caratteristiche dei fondali nell'area di intervento. In considerazione dei limitati effetti sul fondale dovuti all'appoggio delle gambe ed alla presenza fisica della piattaforma, non sono previsti ulteriori monitoraggi su tale comparto;
- flora, fauna ed ecosistemi marini: per lo studio della componente e la verifica dei possibili effetti legati alle attività in progetto sono previsti monitoraggi degli organismi appartenenti ai diversi livelli trofici più bassi (fitoplancton e zooplancton), delle popolazioni bentoniche che caratterizzano i fondi mobili presenti nell'area, della potenziale presenza e biodisponibilità di sostanze contaminanti e di possibili effetti sullo stato di salute degli organismi (alterazioni biologiche, istologiche e biochimiche mediante analisi di *biomarker*). L'esecuzione delle indagini morfobatimetriche

preliminari permetterà inoltre di confermare l'assenza di elementi sensibili. In considerazione della distanza con gli ecosistemi terrestri, degli effetti circoscritti dell'illuminazione, del limitato traffico di mezzi navali di supporto e dalla limitata durata delle attività, non si prevedono specifici monitoraggi;

- rumore e vibrazioni: data la distanza dalla costa e l'assenza di recettori (ad eccezione dei lavoratori) l'emissione di rumore aereo sarà gestita ed eventualmente monitorata nel rispetto della normativa sulla sicurezza e salute dei lavoratori. Al fine di escludere danni su mammiferi marini eventualmente presenti sono previsti monitoraggi del rumore sottomarino emesso nel corso delle attività in progetto e della presenza di mammiferi in prossimità dell'area di intervento. In relazione all'ubicazione del progetto e alla limitata durata delle attività non sono previste specifiche azioni di monitoraggio su rettili e fauna ittica; si evidenzia tuttavia che l'adozione di misure per la tutela dei cetacei contribuiranno alla salvaguardia anche di tali specie;
- aspetti socio-economici: in considerazione del limitato traffico navale dei mezzi di supporto, della durata limitata delle attività (che non interesserà periodi di massimo afflusso turistico balneare) e della distanza dalla costa non sono previsti monitoraggi specifici;
- paesaggio: in considerazione della distanza dalla costa, della limitata durata delle attività, dell'assenza di ingombri visivi permanenti e dell'effetto delle condizioni atmosferiche sulla potenziale visibilità della piattaforma, non si prevedono monitoraggi per tale componente.

Le componenti ambientali di interesse per il monitoraggio sono, pertanto, costituite da:

- ambiente idrico-marino;
- sedimenti;
- ecosistemi marini;
- rumore e presenza di mammiferi marini.

Nella seguente tabella è riportata una sintesi del Piano di Monitoraggio Ambientale. Nella tabella sono indicati, in particolare:

- le componenti ambientali interessate;
- gli indicatori proposti per ciascuna componente ambientale;
- le metodologie di campionamento per ciascun indicatore;
- i criteri per l'ubicazione dei punti di campionamento;
- i criteri per l'articolazione temporale del monitoraggio.

Tabella 10.1: Quadro di Sintesi del Piano di Monitoraggio Ambientale

Componente Ambientale Indagata	Parametri	Metodiche Campionamento o Rilevazione	Numero Punti Campionamento o Rilevazione	Articolazione Temporale del Monitoraggio	
Ambiente Marino Idrico	Correntometria	Correntometro	No. 1 stazione	CO	Monitoraggio continuo
	Caratteristiche Chimico-Fisiche	Sonda Multiparametrica	No. 1 stazione	AO PO	No. 1 campagna AO No. 1 campagna PO
			No. 1 stazione	CO	No. 1 campagna durante Perforazione pozzo
	Trasparenza	Disco di Secchi	No. 1 stazione	AO PO	No. 1 campagna AO No. 1 campagna PO
			No. 1 stazione	CO	No. 1 campagna durante: Installazione Infissione tubo-guida Disinstallazione
			No. 1 stazione	CO	Settimanale durante Perforazione pozzo
	Nutrienti	Bottiglia Niskin	No. 1 stazione	AO PO	No. 1 campagna AO No. 1 campagna PO
			No. 1 stazione	CO	No. 1 campagna durante Perforazione pozzo
	Presenza di Contaminanti	Bottiglia Niskin	No. 1 stazione	AO PO	No. 1 campagna AO No. 1 campagna PO
			No. 1 stazione	CO	No. 1 campagna durante Perforazione pozzo
Sedimenti	Granulometria e Aspetto Macroscopico	Box corer	No. 2 stazioni	AO PO	No. 1 campagna AO No. 1 campagna PO
	Presenza di Contaminanti		No. 2 stazioni	CO	No. 1 campagna durante Perforazione pozzo

Componente Ambientale Indagata	Parametri	Metodiche Campionamento o Rilevazione	Numero Punti Campionamento o Rilevazione	Articolazione Temporale del Monitoraggio	
				AO PO	
	Saggi Biologici di Ecotossicità	Box corer	No. 2 stazioni	AO PO	No. 1 campagna AO No. 1 campagna PO
			No. 2 stazioni	CO	No. 1 campagna durante Perforazione pozzo
Ecosistemi Marini	Comunità Fitoplanctoniche	Bottiglia Niskin	No. 1 stazione	AO PO	No. 1 campagna AO No. 1 campagna PO
			No. 1 stazione	CO	No. 1 campagna durante Perforazione pozzo
	Comunità Zooplanctoniche	Bottiglia Niskin	No. 1 stazione	AO PO	No. 1 campagna AO No. 1 campagna PO
			No. 1 stazione	CO	No. 1 campagna durante: Perforazione pozzo
	Biocenosi Bentoniche	Benna Van Veen	No. 2 stazioni	AO PO	No. 1 campagna AO No. 1 campagna PO
			No. 2 stazioni	CO	No. 1 campagna durante Perforazione pozzo
	Analisi di Bioaccumulo	Mussel Watch	No. 1 stazione + Bianco	CO	No. 1 campagna durante Perforazione pozzo
	Analisi dei Biomarker	Mussel Watch	No. 1 stazione + Bianco	CO	No. 1 campagna durante Perforazione pozzo
Rumore e Presenza di Mammiferi Marini	Rumore Sottomarino	Idrofono	No. 4 stazioni	CO	No. 1 campagna durante Infissione tubo guida
			No. 4 stazioni	CO	No. 1 campagna durante Perforazione pozzo
	Monitoraggio Visivo e Acustico	Osservatori MMO e idrofono	Area intervento	CO	No. 1 campagna durante Infissione tubo guida

Riferimenti

D'Appolonia S.p.A., 2014, "Permesso di Ricerca Idrocarburi B.R268.RG, Pozzo Esplorativo Elsa 2 (Aggiornamento 2014) - Studio di Impatto Ambientale" predisposto per Petroceltic Italia S.p.A., Doc. No. 13-049-H1 Rev. 0.