

*Studio di Impatto Ambientale  
Quadro di Riferimento Progettuale  
(Sezione II)*

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

## Indice

<b>1</b>	<b>INTRODUZIONE</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>MOTIVAZIONI DEL PROGETTO</b>	<b>3</b>
2.1	Inquadramento del Mercato Energetico	3
2.1.1	Mercato degli Idrocarburi – Situazione Mondiale	3
2.1.2	Mercato degli Idrocarburi – Situazione Nazionale	6
2.2	Finalità ed Obiettivi	12
<b>3</b>	<b>IL PERMESSO DI RICERCA B.R268.RG</b>	<b>14</b>
3.1	Premessa	14
3.2	Quadro dei titoli Minerari Presenti nell’ Area	14
3.3	Iter Amministrativo ed Autorizzativo del Permesso B.R268.RG	15
3.3.1	Procedura di VIA	16
3.3.2	Sospensione del Permesso	17
3.3.3	Istanza di Riesame per la Prosecuzione della VIA	18
3.4	Caratteristiche del Giacimento ed Obiettivo Minerario	19
<b>4</b>	<b>DESCRIZIONE DEL PROGETTO</b>	<b>23</b>
4.1	Piattaforma di Perforazione	23
4.1.1	Descrizione Generale	23
4.1.2	Impianti ed Attrezzature	25
4.2	Il Pozzo Esplorativo Elsa 2	28
4.3	Prova di Produzione	28
4.4	Chiusura del Pozzo	29
<b>5</b>	<b>ANALISI DELLE ALTERNATIVE E MOTIVAZIONI TECNICHE DELLE SCELTE PROGETTUALI</b>	<b>30</b>
5.1	Criteri di Localizzazione del Pozzo Esplorativo	30
5.1.1	Ubicazione nell’ Area del permesso e Prossimità al Pozzo Esplorativo Elsa 1	30
5.1.2	Assenza di Ostacoli e Shallow-Gas Hazard	31
5.1.3	Scelta dell’Ubicazione del Pozzo	34
5.2	Tipologia dell’Impianto di Perforazione	34
5.3	Tecnologia di Perforazione	36
5.4	Fanghi di Perforazione	37
5.5	Gestione dei Residui di Perforazione e dei Fluidi Prodotti	37
5.6	Analisi dell’Opzione Zero	38

<b>6</b>	<b>NORMATIVA E STANDARD DI RIFERIMENTO</b>	<b>40</b>
6.1	Normativa Relativa al Settore Minerario	40
6.2	Aspetti Relativi alla Sicurezza	41
6.3	Autorità di Controllo	42
6.3.1	Ufficio Nazionale Minerario per gli Idrocarburi e le Georisorse (UNMIG)	42
6.3.2	Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA)	43
6.3.3	Agenzie Regionali per la Protezione dell’Ambiente (ARPA)	43
<b>7</b>	<b>DESCRIZIONE DELLE ATTIVITÀ</b>	<b>44</b>
7.1	Cronoprogramma delle Attività	44
7.2	Installazione della Piattaforma	45
7.2.1	Verifica Preliminare del Fondale	45
7.2.2	Mobilizzazione e Rimorchio	45
7.2.3	Appoggio e Jacking	45
7.3	Fase di Perforazione	46
7.3.1	Preparazione Impianto	46
7.3.2	Infissione del Conductor e Installazione del Diverter	47
7.3.3	Schema del Pozzo	48
7.3.4	Sequenza Operativa	51
7.3.5	Fanghi di Perforazione	53
7.3.6	Apparecchiature di Sicurezza	55
7.4	Prove di Produzione	57
7.4.1	Attrezzature Impiegate	58
7.4.2	Sequenza Operativa	59
7.5	Chiusura temporanea o Mineraria del Pozzo	60
7.5.1	Chiusura Temporanea	61
7.5.2	Chiusura Mineraria	62
7.6	Rimozione delle Strutture, Ripristino e Abbandono della Postazione	64
7.6.1	Rimozione delle Strutture	64
7.6.2	Ripristino dei Luoghi	64
7.6.3	Rimozione della Piattaforma	64
7.7	Elenco Preliminare dei Mezzi e delle Attrezzature	64
<b>8</b>	<b>INTERAZIONI CON L’AMBIENTE</b>	<b>66</b>

8.1	Emissioni in Atmosfera	66
8.1.1	Tipologia delle Emissioni nelle Diverse Fasi	66
8.1.2	Stima delle Emissioni in Atmosfera	67
8.2	Prelievi idrici	71
8.3	Scarichi Idrici	73
8.4	Produzione di Rifiuti	75
8.5	Utilizzo di Risorse	76
8.6	Emissioni Sonore	78
8.7	Occupazione dello Specchio Acqueo/Limitazioni alla Navigazione	79
8.8	Traffico di Mezzi	80
<b>9</b>	<b>MISURE PROGETTUALI DI PREVENZIONE E TECNICHE DI RIDUZIONE DEGLI IMPATTI</b>	<b>82</b>
9.1	Installazione/Rimozione della Piattaforma	82
9.2	Attività di Perforazione	82
9.3	Prove di Produzione	83
9.4	Chiusura del Pozzo	84
9.5	Piano di Monitoraggio Ambientale	84
<b>10</b>	<b>ASPETTI RELATIVI ALLA SICUREZZA</b>	<b>87</b>
10.1	Gestione HSES	87
10.2	Dotazioni di Sicurezza	87
10.3	Procedure Operative per la Sicurezza	88
10.4	Eventi Incidentali e Pianificazione delle Emergenze	88
10.5	Piano di Emergenza Antinquinamento	90
<b>Appendice A:</b>	<b>Stratigrafia del Pozzo Elsa 1</b>	
<b>Appendice B:</b>	<b>Scheda Tecnica e Planimetrie Jack-up Tipico "GSP Jupiter"</b>	
<b>Appendice C:</b>	<b>Schede Tecniche Mezzi Navali di Supporto Tipici</b>	
<b>Appendice D:</b>	<b>Scheda Tecnica Battipalo Tipico Delmag 44</b>	
<b>Appendice E:</b>	<b>Schede Tecniche Prodotti Fango Tipici</b>	

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

# *Studio di Impatto Ambientale* *Quadro di Riferimento Progettuale* *(Sezione II)*

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

### **1 INTRODUZIONE**

La presente Sezione costituisce il **Quadro di Riferimento Progettuale** dello Studio di Impatto Ambientale che è stato predisposto ai sensi dell'Articolo 3 del D.P.C.M. 27 Dicembre 1988 e dell'Articolo 22 e Allegato VII del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i. e descrive gli aspetti progettuali di rilievo per la successiva valutazione degli impatti.

L'analisi del Quadro di Riferimento Progettuale è condotta al fine di definire le caratteristiche delle attività in progetto nel loro complesso, con riferimento alle finalità e agli obiettivi prefissati. Nella presente Sezione vengono illustrate le motivazioni che hanno condotto a sviluppare il progetto considerando l'insieme dei condizionamenti e dei vincoli di cui si è dovuto tenere conto. Vengono, altresì, descritte le motivazioni tecniche delle scelte progettuali e delle principali alternative, sia costruttive che di ubicazione. Nell'ambito del progetto sono individuate le principali fasi operative e sono quantificate le risorse in ingresso e le emissioni in uscita (bilanci di materia). La descrizione del progetto comprende, inoltre, le eventuali misure di carattere gestionale che si ritiene opportuno adottare per contenere gli impatti, gli interventi di ottimizzazione dell'inserimento nel territorio e nell'ambiente e quelli tesi a riequilibrare eventuali scompensi indotti sull'ambiente.

La presente sezione è così strutturata:

- Capitolo 2: fornisce un inquadramento del mercato energetico ed illustra gli obiettivi e le finalità del progetto;
- Capitolo 3: contiene una descrizione del Permesso di Ricerca B.R268.RG e dei titoli minerari in aree limitrofe a quella di intervento;
- Capitolo 4: riporta i principali aspetti del progetto;
- Capitolo 5: illustra le motivazioni delle scelte progettuali e le alternative prese in considerazione, inclusa l'"opzione zero";
- Capitolo 6: riporta la normativa e gli standard di riferimento nonché le indicazioni sulle Autorità adibite al controllo nelle attività E&P;
- Capitolo 7: descrive le attività previste per l'esecuzione degli interventi a progetto e ne illustra la tempistica;
- Capitolo 8: descrive il quadro delle possibili interazioni delle attività in progetto con l'ambiente;

- Capitolo 9: illustra le misure progettuali di prevenzione e riduzione degli impatti e le misure di monitoraggio dei parametri ambientali;
- Capitolo 10: illustra i principali aspetti riguardanti la sicurezza del progetto e la gestione delle emergenze.

In appendice alla presente Sezione sono riportate:

- Appendice A: la stratigrafia del pozzo Elsa1;
- Appendice B: la scheda tecnica e planimetrie della piattaforma mobile *Jack-Up* tipica "GSP Jupiter";
- Appendice C: le schede tecniche relative a mezzi navali tipici;
- Appendice D: la scheda tecnica del battipalo tipico - Delmag 44;
- Appendice E: le schede di sicurezza di prodotti tipici per formulazione fango.

## 2 MOTIVAZIONI DEL PROGETTO

### 2.1 Inquadramento del Mercato Energetico

#### 2.1.1 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. Nel corso dell’anno si è osservato uno sdoppiamento tra gli andamenti delle economie avanzate e di quelle emergenti con le prime che sono tornate a crescere con un passo abbastanza costante, a fronte di un parziale rallentamento delle seconde che invece hanno dovuto fronteggiare condizioni finanziarie globali meno espansive rispetto agli anni passati.

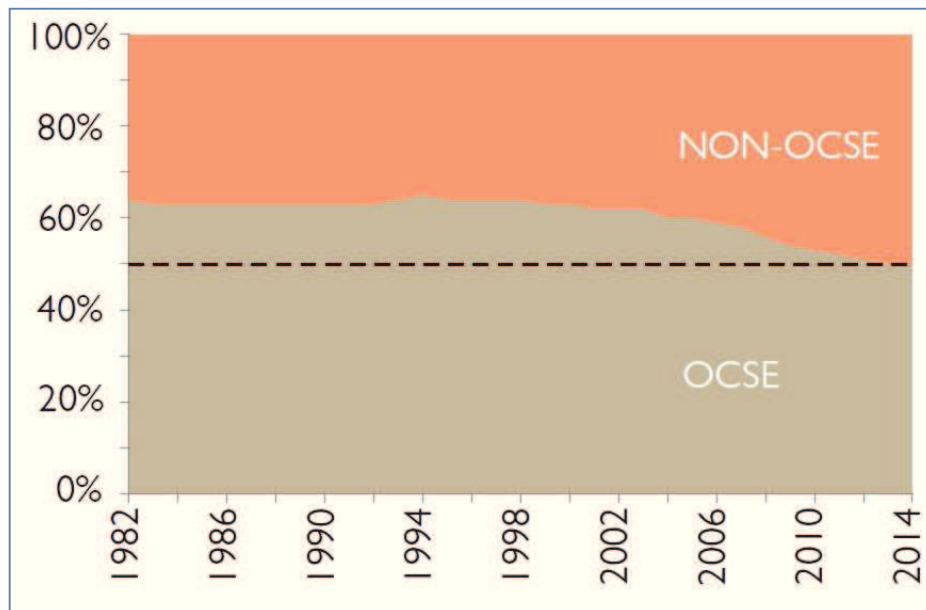
Complessivamente il Pil mondiale è progredito del 3.0% nel 2013, di cui il 1.3% proviene dalle economie avanzate, con l’area euro che è stata l’unica a mostrare un andamento del Pil negativo (-0.5%), e il 4.7% dalle economie emergenti, che però hanno registrato valori in calo rispetto al 2012.

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) che, tuttavia, non sono arrivati a superare la soglia del 50% del totale dei consumi mondiali (primato che per adesso spetta ai paesi OCSE). In particolare, la Cina ha concorso con oltre 10 milioni barili/giorno, posizionandosi al secondo posto nella classifica dei maggiori consumatori mondiali, pari a circa la metà della domanda dell’intera Asia e subito dopo gli Stati Uniti. Nei Paesi OCSE la crescita della domanda di petrolio nel 2013 è stata sostanzialmente piatta (+0.2%) anche se va rilevato il primo segno positivo dal 2010. Le maggiori difficoltà si sono avute in Europa dove si è evidenziato un calo della domanda di circa l’1.0%.

Nella figura seguente è illustrato il peso percentuale dei consumi di petrolio delle aree OCSE e non-OCSE che si attesta per entrambe intorno al 50% con un leggero sbilanciamento di pochi decimi di punto percentuale verso le aree OCSE.

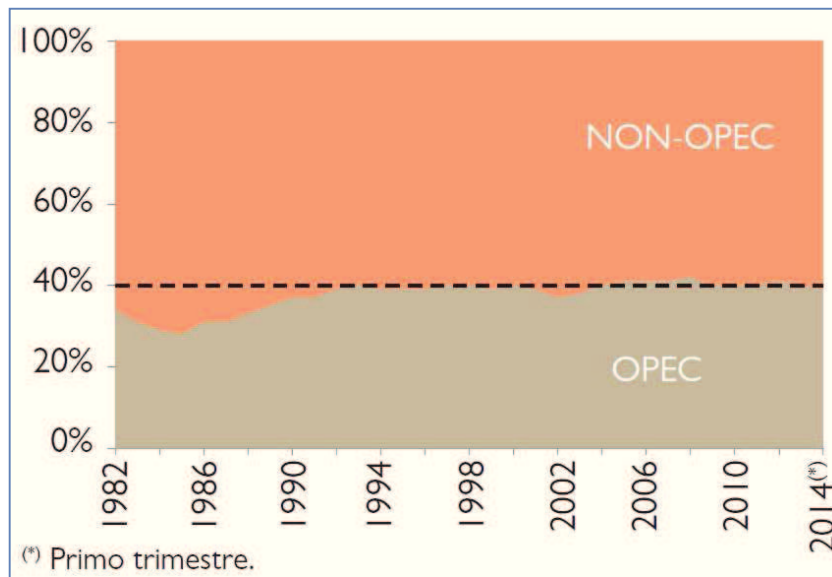




**Figura 2.1: Peso delle Aree Ocse e non-OCSE sui Consumi di Petrolio (UP, 2014)**

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. In particolare negli Stati Uniti (da cui è derivato l'86% dell'incremento) e Canada, che hanno ampiamente compensato le riduzioni registrate in altre aree. L'OPEC ha invece visto ridursi la propria quota di un paio di punti percentuali, non solo per la ripresa produttiva nei Paesi OCSE, ma anche per le numerose difficoltà emerse in importanti aree (Libia, Iran, Siria e Nigeria), tuttavia può contare su una consistente *spare capacity*, pari al 5% dell'offerta totale. Complessivamente, nell'ultimo decennio l'offerta è cresciuta di circa 11.2 milioni barili/giorno, contro i 12.6 milioni del decennio precedente. Dal 2008 a oggi l'incremento della produzione è stato di 4.7 milioni barili/giorno, di cui l'83% coperto dai Paesi non-OPEC.

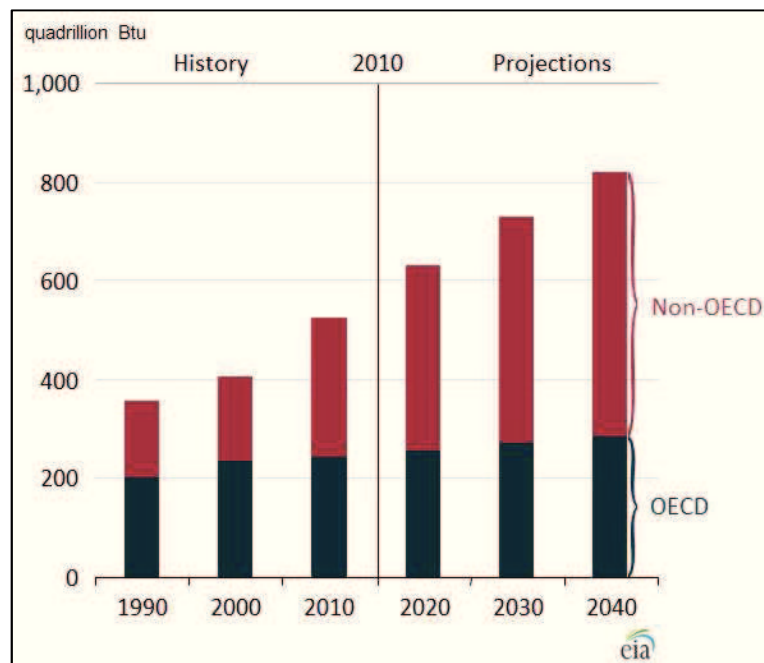
Nella figura seguente è illustrato il peso percentuale nella produzione del greggio delle aree OPEC e non-OPEC con un valore pari a circa il 60% per quest'ultime.



**Figura 2.2: Peso delle Aree OPEC e non-OPEC nella Produzione del Greggio (UP, 2014)**

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

Come mostrato nella figura seguente, 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 (OECD in figura).

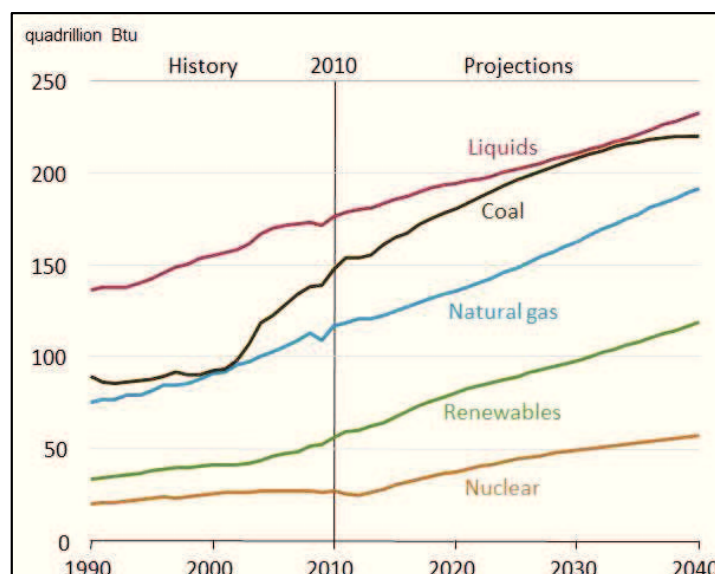


**Figura 2.3: Consumi di Energia Storici e Previsioni a Livello Mondiale (EIA, 2013)**

Come mostrato in Figura 2.3, si prevede un aumento di quasi  $300 \times 10^{15}$  Btu<sup>1</sup> tra il 2010 e il 2040.

Per quanto riguarda le diverse fonti energetiche, nella seguente figura si nota come 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.

Benché i combustibili liquidi rappresentino ancora la principale sorgente di energia, la quota di consumo energetico mondiale commercializzato è prevista scendere dal 34% nel 2010 al 28% nel 2040, anche in considerazione del prezzo del petrolio, che porta all'allontanamento di molti utenti da tali combustibili, quando possibile. La maggiore crescita come fonte di energia è prevista per le rinnovabili ed il nucleare. Le rinnovabili mostrano una crescita che passa dall'11% delle fonti totali mondiali nel 2010, al 15% nel 2040, mentre il nucleare passa dal 5 al 7%.



**Figura 2.4: Consumo di Energia nel Mondo per Tipologia di Combustibile - 1990-2040 (EIA, 2013)**

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 milioni di barili/giorno a circa 115 milioni di barili/giorno (combustibili liquidi) e da circa  $3 \times 10^{12}$  Sm<sup>3</sup> a  $4.8 \times 10^{12}$  Sm<sup>3</sup> (gas<sup>2</sup>).

### 2.1.2 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.

<sup>1</sup> 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.

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

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 Mtep<sup>3</sup>, 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 di 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 2.1: Andamento dei Consumi Nazionali di Energia in Mtep (UP, 2014)**

Fonte Energia	2000	2005	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013 <sup>(1)</sup>	% 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 <sup>(2)</sup>	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 <sup>(3)</sup>	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%
<b>Totale</b>	<b>185.4</b>	<b>197.3</b>	<b>193.7</b>	<b>191.3</b>	<b>180.3</b>	<b>187.8</b>	<b>184.2</b>	<b>176.3</b>	<b>171.0</b>	<b>-3.0%</b>	<b>100.0%</b>

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

<sup>3</sup> 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 2.1, 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 pari a 7.71 miliardi di Sm<sup>3</sup>, 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 certe<sup>4</sup>, probabili<sup>5</sup> e possibili<sup>6</sup>, 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 2.2: Produzione di Idrocarburi nel territorio italiano dal 1993 al 2013 (DGRME, 2014)**

Anno	Gas Naturale (Sm <sup>3</sup> x 10 <sup>9</sup> )			Olio Greggio (t x 10 <sup>6</sup> )		
	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

<sup>4</sup> 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.

<sup>5</sup> 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.

<sup>6</sup> 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.

Anno	Gas Naturale (Sm <sup>3</sup> x 10 <sup>9</sup> )			Olio Greggio (t x 10 <sup>6</sup> )		
	Terra	Mare	Totale	Terra	Mare	Totale
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 2.2 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 Sm<sup>3</sup>.

Le Figure seguenti confermano quanto riportato nella Tabella 2.2 ed illustrano l'andamento delle produzioni nazionali di gas naturale e olio greggio.

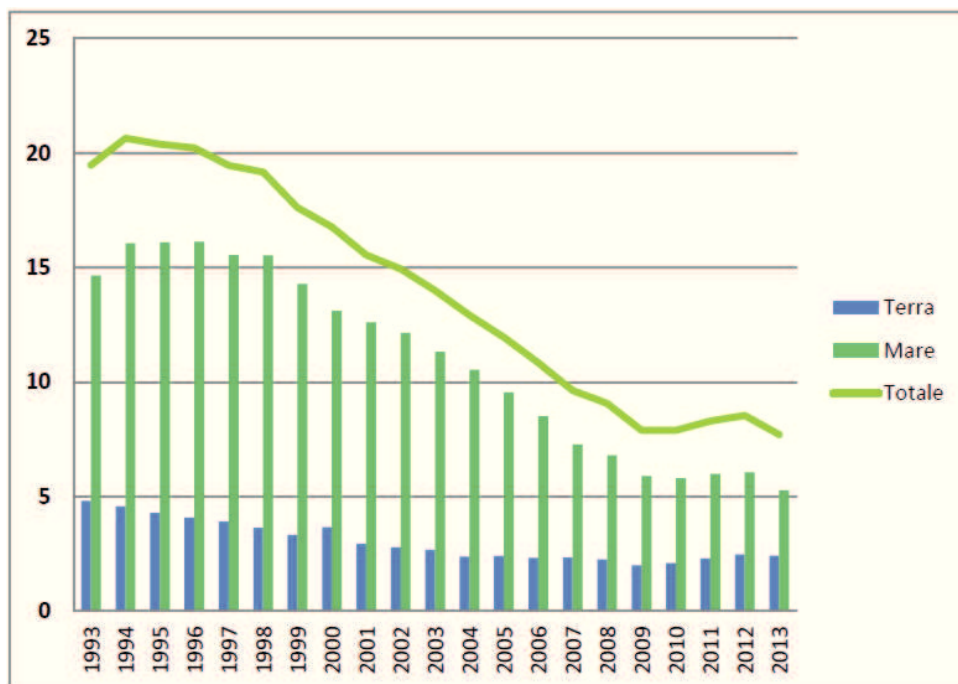
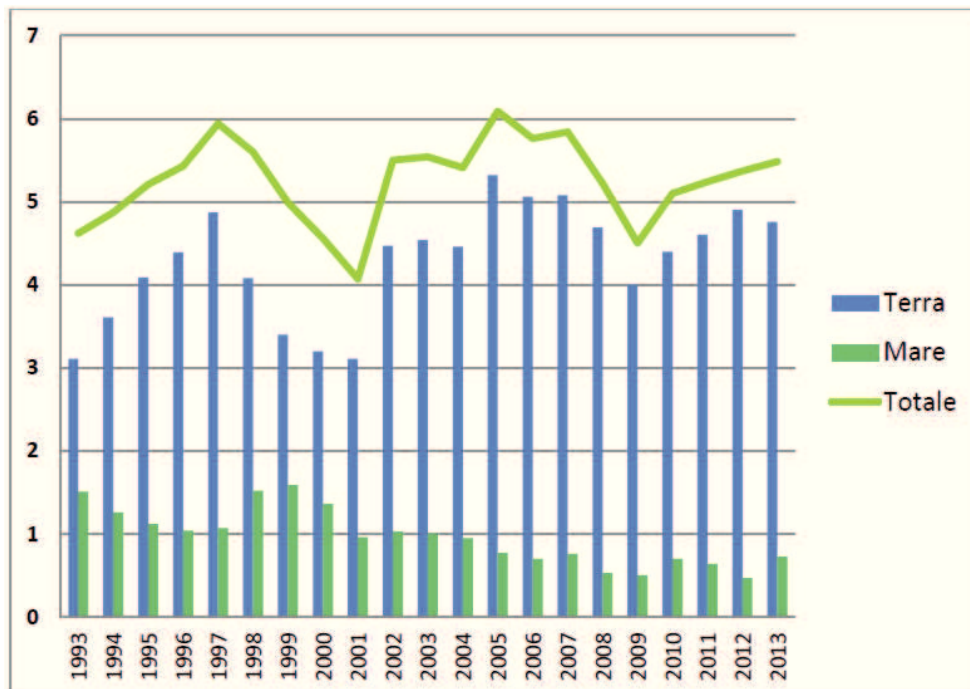


Figura 2.5: Andamento della Produzione Nazionale di Gas Naturale dal 1993 al 2013 (DGRME, 2014)



**Figura 2.6: Andamento della Produzione Nazionale di Olio Greggio dal 1993 al 2013 (DGRME, 2014)**

Dall'analisi dei dati riportati in Tabella 2.2 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 2.3: Attività di Esplorazione a Mare nel Periodo dal 1993 al 2013 (DGRME, 2014)**

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



Anno	Permessi di Ricerca a Mare	Attività di Esplorazione a Mare	
		No. pozzi	Metri perforati
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 2.3 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 la Figura 2.6 in cui l'incremento registrato nel 2013 per la produzione di greggio è dovuto all'aumento della produzione da pozzi esistenti) 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 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.

## 2.2 Finalità ed Obiettivi

Petroceltic Italia intende realizzare il pozzo esplorativo denominato Elsa 2, situato a circa 7 km al largo di Ortona, su di un fondale con profondità di circa 37 m.

L'interesse minerario è legato all'accertamento della mineralizzazione ad olio nei calcari dolomitici e nelle dolomie con selce del Cretacico inferiore (formazione "Maiolica Equivalente"),

a circa 4,500 m di profondità, la cui sezione è risultata mineralizzata a olio durante la perforazione del pozzo esplorativo denominato "Elsa 1" effettuata nel 1992 dalla joint venture costituita da Eni, Enterprise ed Elf nella medesima area del permesso di ricerca. 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. Sebbene sia stato rinvenuto del petrolio, il giacimento Elsa non fu successivamente sviluppato a causa dei bassi prezzi del greggio all'epoca. Elsa 1 fu conseguentemente sigillato e tutta l'attrezzatura sul fondale marino fu rimossa.

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 conseguire i seguenti vantaggi:

- incremento delle riserve 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).

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 d'Impatto Ambientale, come previsto dalla vigente normativa.

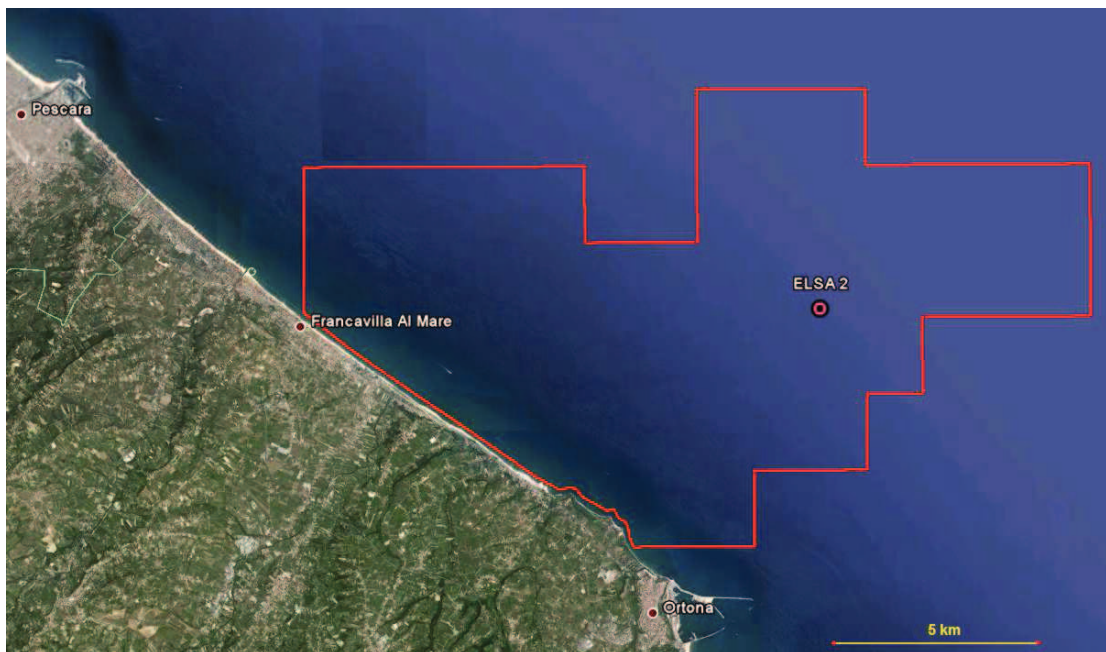
Qualora il pozzo esplorativo Elsa 2 non riscontri quantità sufficienti di idrocarburi, il progetto verrà abbandonato e il pozzo sarà chiuso e sigillato e l'area ripristinata.

### 3 IL PERMESSO DI RICERCA B.R268.RG

#### 3.1 Premessa

Petroceltic Italia S.r.l. (di seguito "Petroceltic") è una società con sede legale a Roma in Via E. Q. Visconti 20 ed è controllata al 100 % dalla Petroceltic International PLC, società irlandese quotata sull' *Alternative Investment Market* (AIM) della Borsa di Londra e sull' *Enterprise Securities Market* (ESM) della Borsa Irlandese. Petroceltic International PLC, a sua volta, è stata oggetto di fusione nel 2012 con la Melrose Resouces PLC, società inglese operante nel settore energetico. Le attività di Petroceltic 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.

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



**Figura 3.1: Permesso di Ricerca B.R268.RG**

L'area del Permesso si estende complessivamente su di una superficie di 126.68 km<sup>2</sup>, con margine occidentale adiacente alla linea di costa. Le quote di partecipazione del Permesso sono attualmente: 40% Petroceltic (Rappresentante Unico) e 60% Cygam Energy Italia S.p.A..

#### 3.2 Quadro dei titoli Minerari Presenti nell'Area

I titoli minerari sono disciplinati dal Decreto Direttoriale del 22 Marzo 2011 e sono suddivisi nelle seguenti tipologie:

- permesso di prospezione: titolo non esclusivo della durata di un anno che consente esclusivamente le attività di prospezione, ossia quelle attività intese ad accertare la

natura del sottosuolo e del sottofondo marino tramite principalmente indagini geofisiche;

- permesso di ricerca: titolo esclusivo della durata di 6 anni + 2 possibili estensioni di 3 anni ciascuna che consente le attività di ricerca, ossia quelle operazioni volte all'accertamento dell'esistenza degli idrocarburi tramite gli studi geologici e geofisici e la perforazione di un pozzo esplorativo;
- concessione di coltivazione: titolo esclusivo che consente le attività di sviluppo e coltivazione di un giacimento di idrocarburi liquidi e gassosi.

Nella tabella seguente si riporta un elenco dei titoli minerari vigenti circostanti l'area oggetto di intervento (UNMIG, 2014). 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 3.1: Elenco dei Titoli Minerari Presenti nell'Area (UNMIG, 2014)**

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

### 3.3 Iter Amministrativo ed Autorizzativo del Permesso B.R268.RG

Nel presente paragrafo si riporta una descrizione dell'iter amministrativo ed autorizzativo del permesso di ricerca B.R268.RG (Petroceltic, 2013d).

In data 31 ottobre 2000, la società Rigo Oil Company Ltd ha richiesto un permesso di ricerca di idrocarburi. All'istanza, 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.

Da ultimo, come attestato da Decreto del MSE del 13 Marzo 2013, Vega Oil S.p.A. ha 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 VIA, come prescritto dalla nota DSA/2005/02046 del 28 Gennaio 2005 del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio (MATTM).

### 3.3.1 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 Valutazione di Impatto Ambientale (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 semplici cittadini, in merito alle quali Petroceltic, con nota del 31 Marzo 2010, ha trasmesso al MATTM le proprie controdeduzioni e chiarimenti.

Con Parere No. 443 del 16 Aprile 2010, trasmesso dal MATTM a Petroceltic con nota No. 15581 del 17 Giugno 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.

Senonchè, 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 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.

A tale comunicazione Petroceltic ha replicato con nota del 22 Ottobre 2010, formulando le proprie contrarie osservazioni, ed insistendo nella propria richiesta di una pronuncia di merito a conclusione del procedimento di VIA.

In seguito all'entrata in vigore del D.Lgs. 128/2010, l'attività istruttoria del MATTM e della CTVIA veniva quindi interrotta; preso atto di ciò Petroceltic ha dapprima sollecitato la conclusione del procedimento di VIA (diffida ad adempiere del 21.01.2011) ed ha in un secondo tempo presentato un ricorso giurisdizionale avanti al TAR Abruzzo contro la mancata definizione del procedimento di VIA (ricorso depositato il 23.03.2011 avanti al Tar Abruzzo - Pescara, RG 174/2011).

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, considerando 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.

Premesso che anche il suddetto Decreto di rigetto del MATTM No. 257/2011 veniva impugnato da Petroceltic avanti al TAR Abruzzo di Pescara (con atto di motivi aggiunti al Ricorso n. 174/2011 del 18 luglio 2011), il contrasto interpretativo sull'applicazione del D.Lgs. 128/2010 al progetto per la perforazione del Pozzo Elsa 2 veniva 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.

### 3.3.2 Sospensione del Permesso

La dilatazione dei tempi tecnici per l'esperimento della procedura di VIA sul progetto di realizzazione del Pozzo Elsa 2 ha reso necessario procedere alla sospensione del termine di durata del primo periodo di vigenza del permesso di ricerca B.R268.RG (determinato per legge in 6 anni a decorrere dal rilascio del decreto di conferimento).

Su istanza di Petroceltic, a fronte della necessità di acquisire ulteriori approfondimenti rilevata dal Comitato Tecnico di VIA (CTVIA) nel proprio parere interlocutorio del 16 Aprile 2010, il Ministero dello Sviluppo Economico, con Decreto Ministeriale del 1 Marzo 2011, ha disposto la sospensione del permesso per un periodo di 180 giorni, così posticipando il termine finale del suo primo periodo di vigenza al 20 Settembre 2011.

Successivamente, Petroceltic, a fronte della mancata definizione della procedura di VIA con una pronuncia di merito e del contrasto interpretativo con il MATTM in relazione all'applicabilità dei limiti introdotti dal D.Lgs. 128/2010 al permesso di ricerca B.R268.RG, ha presentato una ulteriore richiesta di sospensione della durata del permesso, cui ha fatto seguito il Decreto del MSE del 20 Settembre 2011 che ha disposto la sospensione della durata del permesso stesso dal 20 Settembre 2011 fino alla decisione del TAR Abruzzo sul sopra richiamato Ricorso No. 174/2011 presentato da Petroceltic.

### 3.3.3 Istanza di Riesame per la Prosecuzione della VIA

Come già anticipato, il Decreto Legge 22 Giugno 2012, No. 83 "Misure urgenti per la crescita del paese" convertito con modificazioni dalla Legge 7 Agosto 2012, No. 134, con riferimento ai limiti alle attività minerarie a mare, ha modificato il citato Art. 6, comma 17 del D.Lgs. 152/2006, facendo salvi "[...] i procedimenti concessori di cui agli Articoli 4, 6 e 9 della Legge No. 9 del 1991 in corso alla data di entrata in vigore del Decreto Legislativo 29 Giugno 2010 No. 128 ed i procedimenti autorizzatori e concessori conseguenti e connessi, nonché l'efficacia dei titoli abilitativi già rilasciati alla medesima data, anche ai fini della esecuzione delle attività di ricerca, sviluppo e coltivazione da autorizzare nell'ambito dei titoli stessi, delle eventuali relative proroghe e dei procedimenti autorizzatori e concessori conseguenti e connessi.[...]".

Alla luce del nuovo articolato, 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.

Nella seguente tabella è riportata una sintesi dei principali aspetti relativi alla cronistoria amministrativa del progetto, illustrati nei precedenti paragrafi.

**Tabella 3.2: Cronistoria del Permesso di Ricerca B.R268.RG e della Procedura di VIA Associata**

Data	Atto	Descrizione
31 Ottobre 2000	Istanza al MSE	Istanza di permesso di ricerca presentata da Rigo Oil Ltd
19 Novembre 2003	Costituzione societaria	Rigo Oil Ltd costituisce la società Vega Oil S.r.l.
24 Marzo 2005	Decreto MSE	Conferimento del Permesso di Ricerca B.R268.RG a Vega Oil S.r.l. con scadenza 24 Marzo 2011 (durata 6 anni)
11 Aprile 2006	Decreto MSE	Cambio intestazione da Vega Oil S.r.l. a Vega Oil S.p.A.
6 Novembre 2006	Decreto MSE	Trasferimento della quota del 40% della titolarità a Petroceltic Elsa S.r.l. (Vega Oil S.p.A. Rappresentante Unico)
21 Luglio 2009	Istanza presentata al MATTM	Richiesta di verifica di compatibilità ambientale per l'attività di perforazione del pozzo esplorativo denominato "Elsa 2"
16 Settembre 2009	Comunicazione al MATTM	Variazione intestazione istanza di VIA da Vega

Data	Atto	Descrizione
		Oil S.p.A. a Petroceltic Italia S.r.l.
28 Settembre 2009	Decreto MSE	Cambio intestazione da Petroceltic Elsa S.r.l. a Petroceltic Italia S.r.l.
4 Gennaio 2010	Decreto MSE	Trasferimento delle funzioni di Rappresentante Unico da Vega Oil S.p.A. a Petroceltic Italia S.r.l.
31 Marzo 2010	Trasmissione controdeduzioni al MATTM	Presentazione delle controdeduzioni alle osservazioni presentate da soggetti pubblici e privati
17 Giugno 2010	Trasmissione Parere CTVIA	Parere interlocutorio negativo della Commissione Tecnica VIA No. 443 del 16 Aprile 2010
30 Settembre 2010	Trasmissione integrazioni al MATTM	Presentazione di integrazioni documentali
13 Ottobre 2010	Nota del MATTM	Preavviso ai sensi della L. 241/90 di provvedimento negativo
22 Ottobre 2010	Comunicazione Petroceltic al MATTM	Osservazioni sulla nota MATTM del 13 Ottobre 2010 ai sensi della L. 241/90 e richiesta di pronuncia di merito.
21 Gennaio 2011	Diffida al MATTM	Diffida ad adempiere
1 Marzo 2011	Decreto MSE	Sospensione del decorso temporale a partire dal 16 Aprile 2010 sino al 13 Ottobre 2010, prorogando la scadenza del Permesso al 20 Settembre 2011
13 Aprile 2011	Ricorso al TAR Abruzzo	Deposito ricorso di Petroceltic Italia S.r.l. al TAR Abruzzo (R.G. No. 174/2011) contro la mancata definizione della procedura di VIA.
16 Maggio 2011	Decreto MATTM	Rigetto della compatibilità ambientale del progetto (Decreto No. 257/2011)
18 Luglio 2011	Ricorso al TAR Abruzzo	Petroceltic Italia S.r.l. impugna il Decreto del MATTM No. 257/2011 con atto di motivi aggiunti al ricorso 174/2011.
20 Settembre 2011	Decreto MSE	Sospensione della scadenza del Permesso a partire dal 20 settembre 2011 sino alla pronuncia del TAR Abruzzo sul ricorso 174/2011.
13 Febbraio 2013	Istanza di riesame al MATTM	Petroceltic Italia S.r.l. presenta istanza di riesame per la prosecuzione della valutazione nel merito della compatibilità ambientale del progetto
26 Febbraio 2013	Nota del MATTM	Riscontro positivo all'istanza di riesame

### 3.4 Caratteristiche del Giacimento ed Obiettivo Minerario

La perforazione del pozzo Elsa 1 nel 1992 ha permesso di individuare la presenza di idrocarburi, ma non di definire con certezza le caratteristiche fisiche dell'olio e la produttività del giacimento.



Il profilo stratigrafico di Elsa 1 è riportato in Appendice A alla presente Sezione II del SIA ed è sintetizzato nella tabella seguente.

**Tabella 3.3: Profilo stratigrafico pozzo Elsa 1**

Formazione	Profondità TVDss (m)	Profondità MDss (m)	Profondità MD RKB (m)
Seabed	37.5	37.5	63.5
Argille del Santerno	58	58	84
Carassai	735	735	761
Argille del Santerno	2,453	2,453	2479
Top Gypsum	3,057	3,057	3,083
Base Gypsum/Top Schlier	3,121	3,121	3,147
Top Bisciario	3,241	3,241	3,267
Top Scaglia Cinerea	3,289	3,289	3,315
Top Scaglia	3,383	3,383	3,409
Top Marne a fucoidi	4,026	4,038	4,065
Top Maiolica	4,134	4,149	4,176
Calcari ad Aptici	4,670	4,701	4,728

Legenda:

TVD = *True Vertical Depth*, ovvero differenza di quota con il punto di riferimento

MD = *Measured Depth*, ovvero percorso effettivo, misurato lungo l'asse del foro dal punto di riferimento a quota zero

RKB = *Rotary Kelly Bushing*, adattatore posto sulla tavola rotary, posizionata sul piano sonda, attraverso il quale scorrono le aste di perforazione

L'interesse minerario del pozzo Elsa 2 nell'ambito del Permesso di Ricerca B.R268.RG è legato all'accertamento della mineralizzazione ad olio nei calcari dolomitici e dolomie con selce del Cretacico inferiore (formazione Maiolica) riscontrata nella perforazione del pozzo Elsa 1, i livelli mineralizzati risultano localizzati ad una profondità di circa 4,500 m.

Elsa 1 ha infatti permesso di individuare uno strato significativo di dolomie, intercalate da strati minori di calcare, che costituisce la sezione principale del reservoir. Un intervallo di circa 85 m, suddiviso in tre zone, è stato giudicato di qualità reservoir (Petroceltic, 2013b).

Nel pozzo sono stati effettuati una serie di test di tipo elettromagnetico e sonico (*logs*), che hanno evidenziato i seguenti risultati (Petroceltic, 2013b):

- litologia: per le tipologie litologiche identificate (calcari e dolomie) è stata definita una densità massima di 2.71 e 2.85 g/cm<sup>3</sup>;
- volume di argilla: in generale i valori sono bassi nelle formazioni calcaree, tuttavia i log indicano una diminuzione della qualità del reservoir con la profondità;
- porosità: la classificazione della porosità ha evidenziato la presenza di No. 3 sezioni: Sezione A, da 4,500 a 4,566 m, con valore 14-26%; Sezione B, con valori 7-21% e Sezione C, con valori 12-14%. I valori stimati dalle carote e dai log elettrici sono risultati concordi. Il confronto tra le porosità primaria e secondaria calcolate ha indicato la

possibile presenza di fratture o cavità (solo le prime contribuiscono alla produttività del pozzo). L'andamento dei valori della micro-resistività potrebbe essere indicativo di fratture;

- permeabilità: le misurazioni sulle carote hanno evidenziato due diversi trend di permeabilità, in termini orizzontali e verticali;
- saturazione in acqua: i valori interpolati sono risultati relativamente bassi per la Sezione A e variabili nella Sezione B (potenzialmente dovuti a porosità ridotta o alla presenza dell'interfaccia acqua olio), mentre per la Sezione C i valori sono dovuti prevalentemente a porosità ridotta (anche il possibile contatto acqua-olio può contribuire alla variabilità dei dati);
- contatti: sono state identificate tre interfacce: una prima interfaccia posta alla base della Sezione A (profondità di 4,566 m MD/4,563 m TVD<sup>7</sup>) classificata come "Oil down to", una seconda classificata come OWC (Oil-Water Contact) alla base di una sezione di reservoir che mostra divergenza nei valori di resistività (profondità di 4,580 m MD/4,577 m TVD) ed una terza, potenzialmente OWC, posta al tetto della Sezione C (a 4,619 m MD/4,616 m TVD).

I test sulla presenza di olio nella formazione Maiolica hanno interessato un intervallo di foro scoperto significativo ma non sono stati condotti in maniera ottimale, in ragione dell'esposizione della formazione al fango di perforazione in overbalance per un lungo periodo (i campioni sono rappresentativi dell'olio nella corrente di fango di ricircolo) e il mancato isolamento degli acquiferi sottostanti.

Nella seguente tabella sono riportate le caratteristiche del giacimento basate sui risultati del pozzo Elsa 1, paragonate con i valori rilevati dai pozzi limitrofi Ombrina Mare e Miglianico (a terra), utili per fornire indicazioni sulle caratteristiche dei fluidi di giacimento presenti a scala geologica regionale.

**Tabella 3.4: Caratteristiche PVT dei Campi Limitrofi (Petroceltic, 2013b)**

Parametro	UdM	Elsa	Ombrina Mare	Miglianico
Orizzonte Geologico	-	Cretacico	Neogene	Giurassico/Cretacico
Profondità	m TVD	4,500	2,090	4,800
Grado API	°	13.2°	18°	34°

Dai campioni prelevati non è stata evidenziata presenza di H<sub>2</sub>S (sebbene ritenuta possibile nella tipologia di formazioni geologiche presenti).

Le caratteristiche degli oli dei giacimenti limitrofi sono state impiegate per la definizione dei possibili scenari di riferimento.

Tali scenari sono stati sviluppati a partire dai dati di densità dell'olio, espressa in gradi API misurati per il pozzo Elsa 1 (P10, P50 e P90 ovvero i valori cui sono assegnati i livelli di probabilità del 10%, 50% e 90%). In relazione all'incertezza dei valori misurati sono stati presi in

<sup>7</sup> 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.

considerazione anche casi limite ("upside case" - UP) con valore API di 20° e 25°, oltre al valore misurato per il pozzo Miglianico (34° API). A tal proposito si veda la successiva tabella.

**Tabella 3.5: Caratteristiche PVT Stimate (Petroceltic, 2013b)**

Parametro	UdM	P90	P50	P10	UP1	UP2	UP3
Grado API	° API	12	13.2	15	20	25	34
GOR	scf/stb	100	164	237	300	604	1,260
Viscosità	cP	20.2	12.03	8.74	3.11	1.13	1.6

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 (Petroceltic, 2013b).

## 4 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.

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

- posizionamento 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 e attraversamento obiettivo fino a 4,700 TVD (fondo pozzo). Tale fase si suddivide a sua volta in:
  - preparazione della torre di perforazione ed infissione del tubo guida,
  - perforazione del pozzo nel tratto del reservoir,
  - esecuzione delle registrazioni elettriche in pozzo (*logs*);
- 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.

Nel presente capitolo è fornita una descrizione delle suddette attività (per ulteriori dettagli si rimanda al successivo Capitolo 7).

### 4.1 Piattaforma di Perforazione

Il fondale marino nell'area di prevista realizzazione del pozzo esplorativo Elsa 2 si trova ad una profondità di circa 37 m (Fugro, 2010b).

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

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 e locali per l'alloggio e la permanenza del personale incaricato dello svolgimento delle attività.

#### 4.1.1 Descrizione Generale

Per le caratteristiche del mezzo impiegato, nel presente Studio di Impatto Ambientale si ipotizza l'impiego di una tipica unità navale analoga al *rig* "Jupiter", della GSP-Grup Servizi Petroliere SA, che si ritiene possa essere impiegato per la realizzazione del progetto e comunque costituisca una tipologia di mezzo simile a quella che verrà utilizzata.

In Appendice B alla presente Sezione è riportata in via esemplificativa la scheda tecnica dell'unità navale presa a riferimento e le relative planimetrie; le principali caratteristiche sono sintetizzate nella successiva Tabella 4.1, mentre in Figura 4.1 è mostrata l'immagine del mezzo navale (in particolare, nella figura si nota che l'impianto di perforazione, illustrato nella parte sinistra dell'immagine, effettua operazioni di perforazione in prossimità di una piattaforma esistente, illustrata nella parte destra dell'immagine).

La piattaforma, con le gambe sollevate, viene rimorchiata mediante unità navali di supporto fino all'area di intervento. Il posizionamento sul fondale avviene mediante le gambe retraibili che vengono abbassate fino ad assicurare una posizione stabile (per la descrizione delle operazioni di posizionamento si rimanda al successivo Paragrafo 7.2).

**Tabella 4.1: Caratteristiche Unità Navale Tipica - GSP Jupiter  
(Sito web [www.gspoffshore.com](http://www.gspoffshore.com))**

<b>Caratteristiche Generali</b>	
Tipologia	Drilling Rig tipo Jack-Up auto-sollevante, tipo cantilever
Anno di costruzione e classificazione	1987 (ristrutturato nel 2007), Classificazione ABS
Capacità Alloggio	95 persone + 2 infermeria
Helideck	omologato per PUMA SA 330B/BELL 212-412
Massima Profondità di Perforazione	9,144 m (30,000 piedi)
Massima Profondità Fondale	91 m (300 piedi)
Condizioni Operative	Onde: 30 piedi (9.15 m) @ 12 sec, Vento: 50 nodi; Corrente Superficiale: 2 nodi
Condizioni di Tempesta	Onde: 39 piedi (11.89 m) @ 10 sec, Vento: 86 nodi; Corrente Superficiale: 2 nodi
<b>Dimensioni</b>	
Lunghezza	52.4 m (172 piedi)
Larghezza	40.8 m (134 piedi)
Altezza	6.4 m (21 piedi)
Pescaggio in rotta	9.75 m (32 piedi)
<b>Potenza Installata</b>	
Generatori	No. 5 x Caterpillar Diesel, 600 V, AC 6,285 kW (8,430 HP)
Generatore Ausiliario	No. 1 x Caterpillar C-18, 587 HP, 400 V, AC
Grù di bordo	No. 2 x tipo AmClyde 10000 da 40 m No. 1 tipo AmClyde 8000 da 25 m
<b>Sistema Jack-Up</b>	
Gambe	No. 4
Lunghezza Gambe	122 m (399 piedi)
Diametro/Altezza Spudcans	11.84 m x 2.44 m (38.83 x 8.11 piedi)
<b>Impianti di Bordo</b>	
Torre di perforazione dimensioni	Hollandia - carico statico 1000 kips (4,450 kN) 51 m x 13.7 m x 9.15 m (164 x 45 x 30 piedi)
Argano - Drawworks	Upetrom TFM-55E - 2,500 HP
Top drive	NOV, TDS 11 SA - 500 ton
Rotary	Upetrom, MRL-375, apertura 37" 1/2, indipendente NOV IR-3080 Iron Roughneck e NOV X-Racker, Mousehole telescopico Automatic finger Board SENSE EDM Blohm+Voss air operated elevator SENSE Control System Integrated
Movimentazione tubi	
Pompe Fanghi	No. 3 x Triplex - 1,600 HP ciascuna, 7,500 psi
Vibrovagli	No. 4 x Mongoose SWACO
Desilter-Desander	No. 1 x SWACO
Mud Cleaner	Mongoose
Sistema di controllo	Koomey 80/T30240-3S/FA-43 - 3,000 psi
Cementazione	Sistema di cementazione Schlumberger
<b>Capacità Stoccaggio</b>	

Fango	299 m <sup>3</sup>
Acqua per usi industriali/potabile	525/202 m <sup>3</sup>
Carburante	260 m <sup>3</sup>
Bulk (bentonite/barite)	131 m <sup>3</sup>
Bulk (cemento)	131 m <sup>3</sup>
Materiale in sacchi	1,000 sacchi

La piattaforma è in grado di operare con condizioni meteomarine fino a 9.15 m di onda, venti fino a 50 nodi e correnti superficiali fino a 2 nodi.

La piattaforma ha una capacità di alloggio di 95 unità (più 2 unità in infermeria).



**Figura 4.1: Piattaforma Mobile Jack-Up Tipica - "GSP Jupiter"**  
(modificato da Sito web [www.gspoffshore.com](http://www.gspoffshore.com))

#### 4.1.2 Impianti ed Attrezzature

A bordo del tipo di piattaforma considerato sono installati:

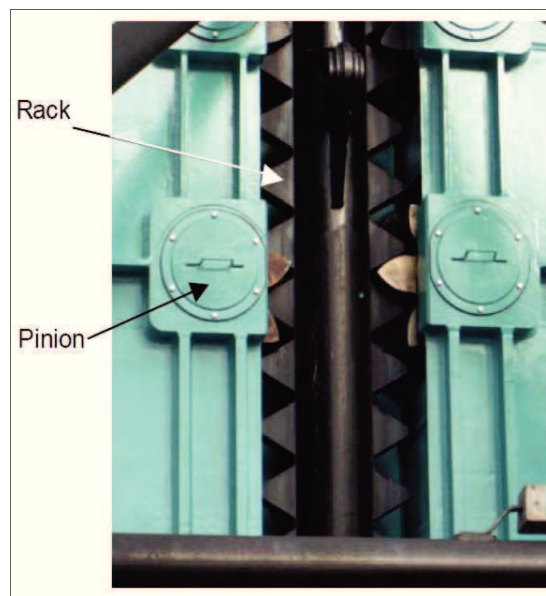
- la torre di perforazione (*derrick* a sbalzo) dotata di una struttura estensibile rispetto all'unità navale;
- l'argano (*drawworks*) per il sollevamento delle batterie di aste perforazione e delle attrezzature manovrate tramite *derrick*;
- gli impianti ed attrezzature necessari alla movimentazione delle aste di perforazione e delle tubature;
- le pompe ed il sistema di circolazione del fango di perforazione;

- le apparecchiature (vibrovasi, *desilter* e *desander*) impiegati per la rimozione dei detriti di perforazione dal fango di circolazione;
- le attrezzature di sicurezza impiegate in corso di perforazione (BOP, *Diverter*, *Choke Manifold*);
- le cabine del personale impiegato nella perforazione.
- un *helideck*.

#### 4.1.2.1 Caratteristiche Gambe

L'unità presa a riferimento è dotata di No. 4 gambe con struttura reticolare, sezione triangolare e lunghezza circa 122 m, disposte in prossimità dei vertici della piattaforma, spaziate longitudinalmente rispetto all'asse della stessa di circa 38 m e trasversalmente di circa 33 m (Petroceltic, 2013a).

Le gambe possono essere alzate ed abbassate (*jacking*) mediante un apposito sistema di spinta, ad esempio del tipo a cremagliera (*rack*) e pignoni (*pinions*), illustrato nella figura seguente, che agisce su ciascuna in maniera indipendente. Il sistema è dotato di apposite guide in corrispondenza dell'attraversamento dello scafo.



**Figura 4.2: Sistema di Jacking Tipo Rack&Pinion (Bennet& Associates e Offshore Technology, 2005)**

Ciascuna gamba è dotata di un piede (*spudcan*, si veda ad esempio un profilo tipico nella seguente figura) in grado di permettere l'appoggio sul fondale. I piedi dell'unità considerata hanno sezione circolare, con diametro di circa 11.8 m e altezza circa 2.4. La forma conica della faccia inferiore ne facilita la penetrazione anche su fondali molto duri. La pendenza della parte superiore permette di liberarsi del fango eventualmente accumulatosi sui basamenti in caso di penetrazione in profondità.



**Figura 4.3: Spudcan - Profilo Tipico**  
(Bennet& Associates e Offshore Technology, 2005)

#### 4.1.2.2 Produzione di Energia Elettrica

Per la produzione di energia elettrica necessaria a soddisfare il fabbisogno degli impianti di perforazione, delle attrezzature e dei sistemi di bordo sull'unità considerata sono installati No. 5 gruppi generatori con motore tipo Caterpillar 3512B, alimentato a gasolio, di potenza unitaria 1,257 kW (potenza complessiva installata pari a 6,285 kW).

E' inoltre presente un gruppo generatore di emergenza con motore tipo Caterpillar C18 da 587 HP (Petroceltic 2013).

#### 4.1.2.3 Capacità di Stoccaggio

La piattaforma è dotata di serbatoi per lo stoccaggio delle seguenti quantità di liquidi (Petroceltic, 2013a):

- fanghi di perforazione: circa 299 m<sup>3</sup>;
- acqua per usi industriali (formulazione fanghi): circa 525 m<sup>3</sup>;
- acqua potabile: 202 m<sup>3</sup>;
- carburante: 260 m<sup>3</sup>.

Possono inoltre essere stoccati i seguenti materiali:

- barite/bentonite: 131 m<sup>3</sup>;
- cemento: 131 m<sup>3</sup>;
- materiale in sacchi: circa 1,000 sacchi.

#### 4.1.2.4 Impianti di Sollevamento

Per il carico/scarico di materiali sono presenti No. 3 gru di bordo, di cui No. 2 da 40 m e una da 25 m, ciascuna dotata di motore diesel tipo Caterpillar 3126 da 1,865 kW (Petroceltic, 2013a).

#### 4.1.2.5 Sistemi di Trattamento di Bordo

L'unità navale è dotata di (Petroceltic, 2013a):

- impianto di depurazione per il trattamento delle acque reflue civili;
- sistema di raccolta e trattamento delle acque meteoriche, dei drenaggi e delle acque di sentina.



#### 4.1.2.6 Sistema di Ancoraggio

La piattaforma è dotata di No. 2 ancore, con catena da 1"¼, lunghezza 300 m e verricelli da 20 t.

## 4.2 Il Pozzo Esplorativo Elsa 2

Le principali caratteristiche del pozzo esplorativo Elsa 2 sono sintetizzate nella seguente tabella (Petroceltic, 2013a).

**Tabella 4.2: Pozzo Esplorativo Elsa 2 (Petroceltic, 2013a)**

Parametro	UdM	Valore
Coordinate (Datum Roma 40)	Latitudine	42° 25' 05.65"
	Longitudine	14° 27' 11.89"
<b>Gauss Boaga – Fuso Est</b>	<b>m</b>	<b>Y = 4,696,442.86</b>
	<b>m</b>	<b>X = 2,475,019.33</b>
Distanza dalla costa	Km (miglia marine)	7.3 (3.9)
Profondità totale	m TVD	4,700

Il pozzo sarà di tipo verticale fino a circa 3,430 m TVD-MD<sup>8</sup> (RKB<sup>9</sup>) e quindi deviato, con direzione 245.45° N, fino a fondo foro (a 4,700 m TVD-4,733 m MD RKB). La sezione non tubata sarà realizzata nella formazione Maiolica, in corrispondenza del reservoir tra 4,500 m TVD (individuato come tetto del giacimento) e 4,700 m TVD.

La realizzazione del pozzo permetterà 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 presenti.

## 4.3 Prova 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. 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, 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 erogazione 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.

<sup>8</sup> 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.

<sup>9</sup> RKB: Rotary Kelly Bushing.

Il greggio pompato sarà raccolto e inviato a terra in raffineria o a recupero/smaltimento presso impianti autorizzati; il gas di separazione sarà inviato alla torcia del *Jack-Up*.

Complessivamente è ipotizzabile che nel corso delle prove di produzione possano essere prodotti circa 7,500 barili di fluidi (greggio, fanghi, acque di giacimento, pulizia pozzo, etc) (Petroceltic, 2013d).

#### 4.4 Chiusura del Pozzo

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 all'altezza della *mudline suspension*, a circa 4-5 m al di sotto del livello del fondo mare, e il tubo guida sarà 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 la *mudline suspension* a circa 10 m sotto il livello del fondale e il tubo guida sarà tagliato almeno 3 m sotto il livello del fondale al fine di non lasciare alcuna ostruzione.

## 5 ANALISI DELLE ALTERNATIVE E MOTIVAZIONI TECNICHE DELLE SCELTE PROGETTUALI

### 5.1 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. Le coordinate di progetto sono indicate nella seguente tabella.

**Tabella 5.1: Coordinate Pozzo Esplorativo Elsa 2 (Petroceltic, 2013a)**

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"	Long: 14° 27' 11.89"

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*).

#### 5.1.1 Ubicazione nell'Area del permesso e Prossimità al Pozzo Esplorativo Elsa 1

La scelta dell'ubicazione del pozzo esplorativo Elsa 2 al largo della costa adriatica, in corrispondenza del centro abitato di Ortona, 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.

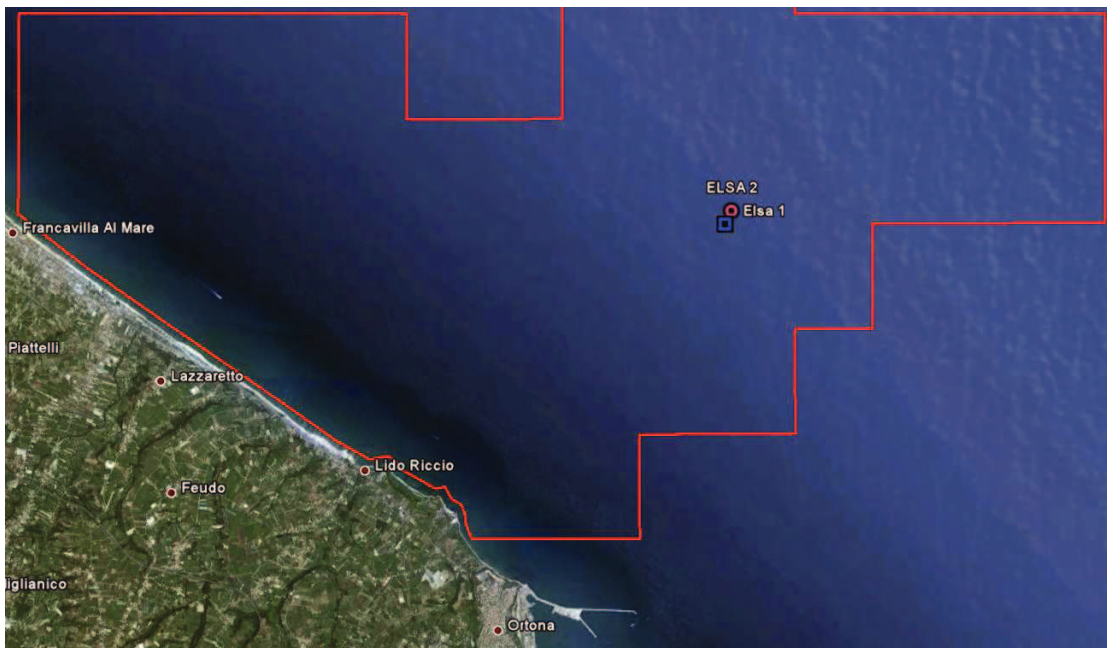
La perforazione del pozzo Elsa 1, le cui coordinate sono indicate nella seguente tabella, è stata effettuata nel 1992 nell'ambito di un Permesso di Ricerca (B.R214.RI), ormai scaduto.

**Tabella 5.2: Coordinate Pozzo Elsa 1 (UNMIG, 2013)**

Sistema di Riferimento	Coordinate	
Longitudine Greenwich	Lat: 42° 25' 00.40"	Long: 14° 27' 06.49"

Il pozzo è stato perforato per una profondità di circa 4,800 m dal fondo marino intercettando la porzione mineralizzata della Formazione Maiolica, a circa 4,500 m di profondità. Tuttavia, a causa del mercato del greggio di quel tempo, è stato ritenuto conveniente non proseguire con lo sviluppo del giacimento e chiudere minerariamente il pozzo.

L'ubicazione dei pozzi esplorativi Elsa 1 ed Elsa 2 e del Permesso di Ricerca B.R268.RG è mostrata nella seguente figura.



**Figura 5.1: Permesso di Ricerca B.R268.RG (Linea Rossa) e Ubicazione Pozzi Elsa 1 (in Blu) e Elsa 2 (in Rosso)**

I progressi tecnologici fatti 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.

Il Decreto Ministeriale 24 Marzo 2005, con il quale è stato conferito il Permesso di Ricerca B.R268.RG, stabilisce che la ricerca di idrocarburi sarà effettuata nell'area del permesso.

A tal proposito Petroceltic, a seguito del conferimento del Permesso di Ricerca, intende procedere con la perforazione di un pozzo esplorativo all'interno dell'area associata al permesso e quanto più vicino all'esistente Elsa 1.

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:

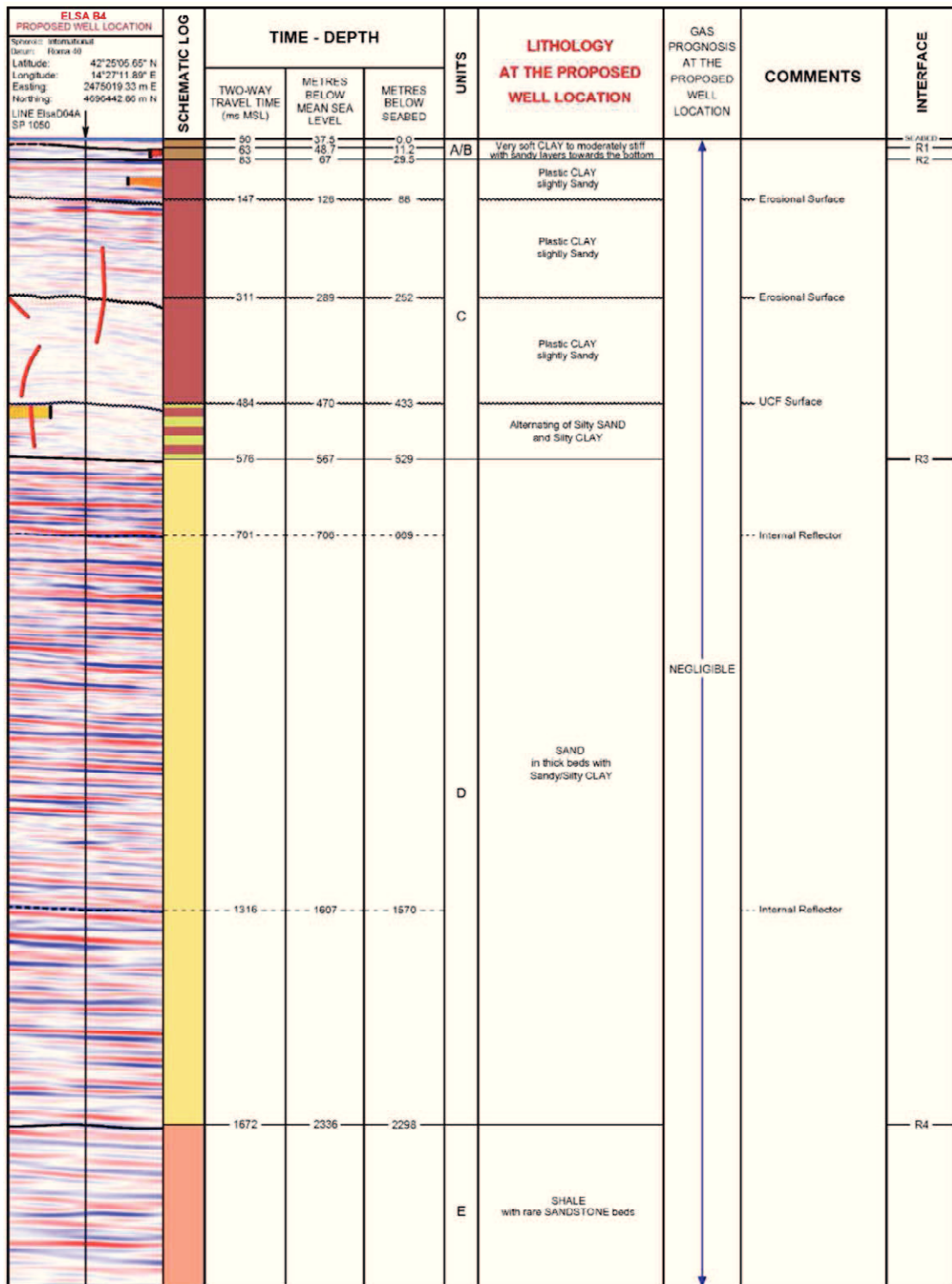
- una maggior durata delle attività di perforazione;
- una prolungata permanenza dell'impianto di perforazione;
- un maggior impiego di risorse (combustibile, acqua, fanghi di perforazione);
- una maggior produzione di rifiuti (residui di perforazione).

### 5.1.2 Assenza di Ostacoli e Shallow-Gas Hazard

Nelle sequenze sabbioso-argillose di recente formazione come quelle dell'Adriatico centrale, è possibile che si sviluppi del gas (generalmente metano) di neoformazione che ha origine dalle intercalazioni di argille del Pleistocene-Quaternario per decomposizione della materia organica. Tali potenziali accumuli devono essere identificati per norma di legge ai fini della sicurezza

dell'impianto. Pertanto, prima della perforazione di un pozzo *offshore* è necessario effettuare un *survey* dedicato alla loro individuazione in modo da minimizzare il rischio associato alla prima fase di perforazione.

L'esatta ubicazione di Elsa 2 è stata attentamente valutata a seguito delle analisi e delle interpretazioni dei risultati ottenuti dalle indagini di prospezione geosismica 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 con eventuale *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) e la probabilità di trovare gas è stata considerata trascurabile.



**Figura 5.2: Previsione Geologica e Shallow Gas - Elsa B4 (Petroceltic, 2014a)**

Nella posizione prevista il rischio di presenza di gas superficiale è ritenuto comunque trascurabile.

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.

### 5.1.3 Scelta dell'Ubicazione del Pozzo

Nella seguente tabella è riportata una sintesi dei principali aspetti relativi alla scelta della localizzazione del pozzo esplorativo Elsa 2.

**Tabella 5.3: Principali Aspetti relativi ai Criteri di Ubicazione del Pozzo**

Critero	Aspetti Principali
Ubicazione ottimale per il conseguimento degli obiettivi minerari prefissati	<ul style="list-style-type: none"> <li>Il Decreto Ministeriale 24 Marzo 2005 stabilisce l'area marina che la ricerca sia effettuata nell'area del permesso</li> </ul>
Prossimità alla posizione del pozzo Elsa 1	<ul style="list-style-type: none"> <li>La perforazione del pozzo Elsa 1 ha evidenziato la presenza di idrocarburi. Obiettivo del progetto è determinare la produttività e qualità del giacimento. La posizione del pozzo deve essere quanto più prossima ad Elsa 1</li> <li>Una maggiore distanza dalla costa comporterebbe maggiori tempi di perforazione, prolungata permanenza dell'impianto di perforazione, maggiori consumi di risorse e produzione di rifiuti.</li> </ul>
Assenza di ostacoli e <i>shallow-gas hazard</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Nella posizione prevista, il rischio di presenza di sacche di gas superficiale è trascurabile</li> <li>L'unico ostacolo potenziale è costituito dalla testa pozzo di Elsa 1.</li> </ul>

## 5.2 Tipologia dell'Impianto di Perforazione

In generale, l'attività di perforazione in mare richiede l'impiego di strutture in grado di contenere l'impianto di perforazione, gli impianti di processo, gli impianti ausiliari e di sicurezza e gli alloggi per il personale. Se il punto da perforare è localizzato a una profondità d'acqua moderata, fino a circa 150 metri, le piattaforme genericamente sono costituite da strutture rigide appoggiate sul fondo (sommersibili o auto sollevanti). Per profondità elevate, superiori a 150 metri, le piattaforme sono solitamente costituite da unità galleggianti (semisommersibili) o navi ancorate al fondo con sistemi di ancoraggio fissi o dinamici al fine di essere libere di oscillare in risposta alle sollecitazioni ambientali.

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*).

I primi sono formati da uno scafo a pescaggio limitato, diviso in compartimenti che possono essere allagati, per fare appoggiare il pontone sul fondo, e possono essere svuotati, al termine delle operazioni, riportando il natante in galleggiamento e permettendone lo spostamento.

Queste strutture possono lavorare solo in acque estremamente basse e calme. I *Jack-Up* sono scafi galleggianti a pianta triangolare o rettangolare, dotati di lunghe gambe mobili poste ai vertici dello scafo. Le gambe (solitamente 3 o 4) possono scorrere verticalmente rispetto allo scafo, grazie ad appositi sistemi di sollevamento. Queste strutture sono in grado di lavorare fino a profondità di circa 150 metri e possono sollevarsi sul livello del mare fino ad alcune decine di metri, in funzione della massima altezza d'onda prevista. L'interazione col fondale è limitata alla base d'appoggio delle gambe.

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. Inoltre, un impianto di perforazione del tipo *Jack-Up* si caratterizza per le seguenti peculiarità:

- stabilità dell'intera struttura grazie al trasferimento dei carichi, tramite le gambe, sulla base d'appoggio delle stesse e di conseguenza sul fondo marino;
- elevata capacità di adattamento alle condizioni meteo marine grazie al sollevamento della piattaforma, tramite martinetti idraulici, sopra la massima altezza d'onda prevista;
- stabilità della piattaforma di lavoro;
- buona disponibilità sul mercato;
- bassi costi di mobilitazione;
- costo giornaliero competitivo;
- versatilità di lavoro sulla piattaforma in termini di impiantistica di perforazione;
- possibilità di apportare facilmente modifiche impiantistiche e migliorie strutturali;
- possibilità di monitoraggio ed ispezione diretta del BOP e della testa pozzo.

Nella seguente tabella è riportata una sintesi dei principali aspetti riguardanti la scelta dell'impianto di perforazione tipo *Jack-Up*.

**Tabella 5.4: Principali Aspetti relativi ai Criteri di Scelta dell'Impianto di Perforazione**

<b>Criterio</b>	<b>Aspetti Principali</b>
Profondità di fondale	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Le unità Jack-Up sono idonee ad operare con profondità inferiori ai 150 m</li> </ul>
Stabilità	<ul style="list-style-type: none"> <li>• La stabilità della struttura e di conseguenza del piano di lavoro è garantita dall'appoggio delle gambe al fondale</li> <li>• L'interazione col fondale è limitata alla base d'appoggio delle gambe</li> </ul>
Condizioni meteomarine	<ul style="list-style-type: none"> <li>• L'unità è in grado di adattarsi alle condizioni meteo-marine elevandosi sopra la massima altezza d'onda</li> </ul>
Disponibilità e costi di mobilitazione	<ul style="list-style-type: none"> <li>• La disponibilità sul mercato permette facile reperimento, affidabilità e bassa durata (e costi) di mobilitazione</li> </ul>
Possibilità di apportare modifiche	<ul style="list-style-type: none"> <li>• L'unità può essere agevolmente configurata per le eventuali modifiche e migliore che fossero richieste per lo svolgimento delle attività</li> </ul>



### 5.3 Tecnologia di Perforazione

Per quanto riguarda la tecnologia di perforazione è stato scelto l'ormai consolidato sistema *top drive* (mostrato nella successiva figura), 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 sulla torre dell'impianto 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.



**Figura 5.3: Sistema di Perforazione Top Drive (Petroceltic, 2013a)**

Nella seguente tabella è riportata una sintesi dei principali aspetti riguardanti la scelta della tecnologia di perforazione *top drive*.

**Tabella 5.5: Principali Aspetti per la Scelta dell'Impianto di Perforazione**

Critero	Aspetti Principali
Durata delle operazioni	<ul style="list-style-type: none"> <li>Il sistema top-drive comporta una minore durata delle operazioni, grazie alla maggiore continuità operativa</li> </ul>
Potenza disponibile	<ul style="list-style-type: none"> <li>Il sistema garantisce elevati valori di coppia e capacità di sollevamento</li> </ul>
Esecuzione di operazioni in foro	<ul style="list-style-type: none"> <li>La presenza del rotary permette lo svolgimento di specifiche operazioni in pozzo</li> </ul>

## 5.4 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 Paragrafo 7.3.5 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.

Nella seguente tabella è riportata una sintesi dei principali aspetti riguardanti la scelta della tipologia di fanghi di perforazione.

**Tabella 5.6: Principali Aspetti per la Scelta dei Fanghi di Perforazione**

Critero	Aspetti Principali
Caratteristiche dei fanghi	<ul style="list-style-type: none"> <li>• I fanghi base acqua (WBM) sono in grado di garantire le caratteristiche richieste per lo svolgimento delle attività previste e per le formazioni attraversate</li> </ul>
Rischi ambientali	<ul style="list-style-type: none"> <li>• I WBM minimizzano i rischi ambientali connessi con il trasporto e l'impiego nelle diverse fasi dell'opera</li> </ul>

## 5.5 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. In particolare, per quanto riguarda la gestione dei residui di perforazione e dei fluidi prodotti:

- 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, vengono 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;

Il greggio pompato per le prove di produzione sarà raccolto e trasportato a terra per l'invio in raffineria o a recupero/smaltimento presso impianti autorizzati.

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/smaltimento presso impianti autorizzati, in maniera da minimizzare i possibili scarichi di sostanze.

Nella seguente tabella è riportata una sintesi dei principali aspetti riguardanti la scelta della modalità di gestione dei residui di perforazione e dei reflui prodotti.

**Tabella 5.7: Principali Aspetti per la Gestione dei Residui di perforazione e Reflui Prodotti**

Critero	Aspetti Principali
Sistema di circolazione dei fanghi	<ul style="list-style-type: none"> <li>Il sistema di circolazione chiuso, con rimozione dei solidi, permette un controllo continuo delle caratteristiche del fango, a favore della sicurezza delle operazioni e della tutela dell'ambiente</li> </ul>
Gestione dei residui di perforazione	<ul style="list-style-type: none"> <li>La raccolta e invio a trattamento/smaltimento dei <i>cuttings</i> a terra permette di evitare i possibili impatti sull'ambiente marino legati all'incremento di torbidità, rilascio di contaminanti, etc. a seguito della loro immersione a mare</li> </ul>
Gestione dei reflui	<ul style="list-style-type: none"> <li>La raccolta e trattamento delle acque di sentina permette di recuperare ed inviare a terra a recupero/smaltimento sia gli oli separati che l'acqua trattata, minimizzando i rilasci di sostanze nell'ambiente nel corso delle attività;</li> <li>Lo scarico dei reflui civili avviene previo idoneo trattamento</li> </ul>
Gestione reflui prove di produzione	<ul style="list-style-type: none"> <li>La raccolta dei reflui (fanghi, acque di lavaggio etc) permette di evitare lo scarico in mare e i potenziali impatti legati al rilascio di contaminanti, sostanze oleose, etc. presenti negli scarichi</li> <li>Il greggio pompato per le prove di produzione sarà raccolto e d inviato a terra, evitando possibili criticità legate alla combustione in torcia</li> </ul>

## 5.6 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 (ovvero la non realizzazione dell'opera) è quella 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, con 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.

## 6 NORMATIVA E STANDARD DI RIFERIMENTO

La progettazione e l'esecuzione delle attività previste per la perforazione del pozzo esplorativo Elsa 2, inclusi i mezzi, le attrezzature e gli impianti da impiegare devono rispettare le leggi, le normative e gli standard vigenti in materia.

### 6.1 Normativa Relativa al Settore Minerario

Di seguito si riporta un elenco non limitativo di norme e leggi applicabili all'attività in esame (Sito web: [unmig.sviluppoeconomico.gov.it](http://unmig.sviluppoeconomico.gov.it)):

- Decreto Legge 22 Giugno 2012, No. 83 "Misure urgenti per la crescita del Paese", convertito con modificazioni dalla Legge 7 Agosto 2012, No. 134 (modifiche al Decreto Legislativo 28 Maggio 2010, No. 85 e al Decreto Legislativo 3 Aprile 2006, No. 152);
- Decreto Legge 9 Febbraio 2012, No. 5 "Disposizioni urgenti in materia di semplificazione e di sviluppo", convertito con modificazioni dalla Legge 4 Aprile 2012, No. 35 (modifiche al Decreto Legislativo 3 Aprile 2006, No. 152);
- Decreto Legge 24 Gennaio 2012, No. 1 "Disposizioni urgenti per la concorrenza, lo sviluppo delle infrastrutture e la competitività", convertito con modificazioni dalla Legge 24 Marzo 2012, No. 27;
- Decreto Legislativo 7 Luglio 2011, No. 121 "Attuazione della direttiva 2008/99/CE sulla tutela penale dell'ambiente, nonché della direttiva 2009/123/CE che modifica la direttiva 2005/35/CE relativa all'inquinamento provocato dalle navi e all'introduzione di sanzioni per violazioni" (modifiche al Decreto Legislativo 3 Aprile 2006 No. 152);
- Decreto Legislativo 29 giugno 2010, No. 128 "Modifiche ed integrazioni al Decreto Legislativo 3 Aprile 2006, No. 152, recante norme in materia ambientale, a norma dell'articolo 12 della Legge 18 Giugno 2009, No. 69";
- Decreto Legislativo 28 Maggio 2010 No. 85 "Attribuzione a comuni, province, città metropolitane e regioni di un proprio patrimonio, in attuazione dell'articolo 19 della Legge 5 maggio 2009, No. 42", modificato dal Decreto Legge 22 Giugno 2012, No. 83 convertito con modificazioni dalla Legge 7 Agosto 2012, No. 134;
- Legge 23 Luglio 2009, No. 99 "Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia" (modifiche alla Legge 23 Agosto 2004, No. 239);
- Decreto Legislativo 3 Aprile 2006 No. 152 "Norme in materia ambientale" e s.m.i., in particolare come modificato e integrato dal Decreto Legislativo 29 Giugno 2010, No. 128, dal Decreto Legislativo 7 Luglio 2011, No. 121, dal Decreto Legge 9 Febbraio 2012, No. 5, convertito con modificazioni dalla Legge 4 Aprile 2012, No. 35 e dal Decreto Legge 22 Giugno 2012, No. 83 convertito con modificazioni dalla Legge 7 Agosto 2012, No. 134;
- Legge 23 Agosto 2004, No. 239 "Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia", modificata ed integrata dalla Legge 23 Luglio 2009, No. 99 e dal Decreto Legge 22 Giugno 2012, No. 83 convertito con modificazioni dalla Legge 7 Agosto 2012, No. 134;
- Legge 31 Luglio 2002, No. 179 "Disposizioni in materia ambientale";

- Decreto Legislativo 17 Agosto 1999, No. 334 "Attuazione della direttiva 96/82/CE relativa al controllo dei pericoli di incidenti rilevanti connessi con determinate sostanze pericolose";
- Decreto Legislativo 31 Marzo 1998, No. 112 "Conferimento di funzioni e compiti amministrativi dello Stato alle Regioni ed Agli enti locali, in attuazione del capo I della legge 15 Marzo 1997, No. 59";
- Decreto Legislativo 25 Novembre 1996, No. 625 "Attuazione della direttiva 94/22/CEE relativa alle condizioni di rilascio e di esercizio delle autorizzazioni alla prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi";
- Legge 9 Gennaio 1991, No. 9 "Norme per l'attuazione del nuovo piano energetico nazionale: aspetti istituzionali, centrali idroelettriche ed elettrodotti, idrocarburi e geotermia, autoproduzioni e disposizioni fiscali";
- Legge 24 Luglio 1962, No. 1072 "Modifiche alla Legge 11 Gennaio 1957, No. 6, sulla ricerca e coltivazione degli idrocarburi liquidi e gassosi";
- Legge 11 Gennaio 1957, No. 6 "Ricerca e coltivazione degli idrocarburi liquidi e gassosi";
- Legge 10 Febbraio 1953, No. 136 "Istituzione dell'Ente Nazionale Idrocarburi (ENI)";
- Regio Decreto 29 Luglio 1927, No. 1443 "Norme di carattere legislativo per disciplinare la ricerca e la coltivazione delle miniere nel Regno".

## 6.2 Aspetti Relativi alla Sicurezza

Per quanto riguarda gli aspetti inerenti la sicurezza sul lavoro si citano, inoltre i seguenti (Petroceltic, 2013d):

- Decreto Legislativo del 9 Aprile 2008, No. 81 "Attuazione dell'articolo 1 della legge 3 Agosto 2007, No. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro";
- Decreto Ministero dell'Interno del 15 Agosto 2005 "Speciali limiti all'importazione, commercializzazione, trasporto e impiego di detonatori ad accensione elettrica a bassa e media intensità";
- Decreto Legislativo del 25 Novembre 1996, No. 624 "Attuazione della direttive 92/91/CEE e 92/104/CEE relative alla sicurezza e alla salute dei lavoratori, nelle industrie estrattive per trivellazione e nelle industrie estrattive a cielo aperto o sotterranee";
- Decreto del Presidente della Repubblica del 24 Maggio 1979, No. 886 "Integrazione e adeguamento delle norme di polizia delle miniere e delle cave, contenute nel decreto del Presidente della Repubblica 9 aprile 1959 n. 128, al fine di regolare le attività di prospezione, di ricerca e di coltivazione degli idrocarburi nel mare territoriale e nella piattaforma continentale", come modificato dal D.Lgs. 624/96;
- Decreto del Presidente della Repubblica del 14 Novembre 1972, No. 1154 "Approvazione del regolamento per la sicurezza della navigazione e della vita umana in mare";

- Legge del 21 Luglio 1967 No. 613 "Ricerca e coltivazione degli idrocarburi liquidi e gassosi nel mare territoriale e nella piattaforma continentale" (Articolo 50);
- Decreto del Presidente della Repubblica del 9 Aprile 1959, No. 128 "Norme di polizia delle miniere e delle cave", come modificato dal D.Lgs. 624/96;
- Decreto del Presidente della Repubblica del 15 Febbraio 1952, No. 328 "Approvazione del Regolamento per l'esecuzione del Codice di Navigazione";
- Regio Decreto del 30 Marzo 1942, No. 327 "Codice della Navigazione";
- Regio Decreto del 6 Maggio 1940, No. 635 "Approvazione del Regolamento per l'esecuzione del Testo Unico delle Leggi di Pubblica Sicurezza";
- Regio Decreto del 18 Giugno 1931, No 773, "Approvazione del Testo Unico delle Leggi di Pubblica Sicurezza".

Inoltre si evidenzia che nel corso delle attività in progetto si farà riferimento alle Norme e Regolamenti specifici emanati da UNMIG, nonché alle norme di buona pratica impiegate per consuetudine in campo petrolifero *offshore*.

## 6.3 Autorità di Controllo

Nel presente Paragrafo si riportano alcune indicazioni sulle Autorità adibite al controllo delle attività E&P (ricerca e produzione) nel settore idrocarburi e le rispettive competenze, con particolare riferimento a:

- l'Ufficio Nazionale Minerario per gli Idrocarburi e le Georisorse (UNMIG);
- l'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA);
- le Agenzie Regionali per la Protezione dell'Ambiente (ARPA) regionali.

### 6.3.1 Ufficio Nazionale Minerario per gli Idrocarburi e le Georisorse (UNMIG)

L'Ufficio Nazionale Minerario per gli Idrocarburi e le Georisorse (UNMIG) è l'ufficio della Direzione Generale per le Risorse Minerarie ed Energetiche (DGRME) del Ministero dello Sviluppo Economico (MSE), l'ente adibito alla valutazione delle istanze relative alla ricerca e alla coltivazione di gas, petrolio, risorse geotermiche ed energetiche, e al coordinamento delle attività relative allo sfruttamento di tali risorse.

L'UNMIG è costituito da 5 Divisioni tecniche, tra le quali una Divisione di coordinamento (Direzione UNMIG), tre Divisioni operative (Sezioni di Bologna, Roma e Napoli) con competenza territoriale, e una Divisione dedicata alle analisi chimiche ed ambientali (Laboratori UNMIG).

L'UNMIG svolge le seguenti funzioni:

- gestione tecnico-amministrativa delle attività di prospezione, ricerca, coltivazione idrocarburi;
- attività ispettiva in materia di verifiche, sicurezza di impianti, collaudi, prevenzione di infortuni, sicurezza e salute dei lavoratori;
- attività di vigilanza sull'applicazione delle norme di polizia mineraria, sia in terraferma che in mare, finalizzata a garantire la sicurezza dei luoghi di lavoro minerari e la tutela della salute dei lavoratori.

### 6.3.2 Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA)

L'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA) è un ente di ricerca del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (MATTM).

L'ISPRA svolge funzioni tecniche e scientifiche per la più efficace pianificazione e attuazione delle politiche di sostenibilità delle pressioni sull'ambiente.

Per quanto riguarda le attività effettuate da ISPRA in campo E&P *offshore*, nel 2012 è iniziata la collaborazione tra la Direzione per le Valutazioni Ambientali del MATTM e l'ISPRA, per l'effettuazione dei controlli previsti dall'Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) per gli impianti a mare, come previsto dalla recente modifica normativa del Decreto Legislativo del 3 Aprile 2006, No. 152 e s.m.i., Articolo 29 decies, commi 1 e 3. Le attività si svolgono in coordinamento con gli Uffici territoriali UNMIG che si avvalgono dei Laboratori chimici.

### 6.3.3 Agenzie Regionali per la Protezione dell'Ambiente (ARPA)

Le Agenzie Regionali per la Protezione dell'Ambiente (ARPA) regionali sono gli enti competenti al controllo dei comparti ambientali, organi tecnici regionali che, nello specifico, si occupano di verificare che i parametri chimico fisici degli impianti associati ai comparti ambientali rispettino i valori limite prescritti dalla vigente normativa in materia ambientale (una fra tutte il D.Lgs. 152/2006 e successive modifiche) e ai limiti imposti dai provvedimenti autorizzatori specifici di ogni impianto.



## 7 DESCRIZIONE DELLE ATTIVITÀ

Nel presente Capitolo sono descritte le attività previste per la realizzazione delle opere in progetto. In particolare, sono indicate:

- le tempistiche previste, con riferimento alle singole fasi, e le aree interessate dalle lavorazioni (Paragrafo 7.1);
- le operazioni di posizionamento e installazione della piattaforma (Paragrafo 7.2);
- la fase di perforazione del pozzo esplorativo (Paragrafo 7.3);
- la prova di produzione (Paragrafo 7.4);
- la chiusura temporanea o mineraria del pozzo a seconda dell'esito della prova di produzione (Paragrafo 7.5);
- la rimozione delle strutture, l'abbandono della postazione e il ripristino dei luoghi (Paragrafo 7.6);
- l'elenco dei mezzi e delle attrezzature che si prevede di impiegare nelle varie fasi di progetto (Paragrafo 7.7).

### 7.1 Cronoprogramma delle Attività

Nella seguente tabella sono riportate le durate previste delle singole fasi di progetto (Petroceltic, 2013a).

**Tabella 7.1: Durata delle Fasi di Progetto (Petroceltic, 2013a)**

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

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 demobilitazione delle attrezzature) è prevista una durata di circa 149 giorni.

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

## 7.2 Installazione della Piattaforma

### 7.2.1 Verifica Preliminare del Fondale

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

- sistema *Single* o *Multibeam Echosounder* (SBES, MBES);
- Sonar a Scansione Laterale (SSS);
- Profilatore dei Sedimenti (*Subbottom 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 (onde di sabbia, *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.

### 7.2.2 Mobilitazione e Rimorchio

Per il rimorchio della piattaforma mobile *Jack-Up* fino al sito in cui è pianificata 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.

In Appendice C alla presente Sezione sono riportate le schede tecniche di mezzi della tipologia che si ritiene possa essere impiegata per le suddette attività.

Le operazioni di rimorchio vengono pianificate e svolte secondo specifiche procedure, che includono le possibili situazioni di emergenza che potrebbero verificarsi.

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 non è presente a bordo l'intero personale previsto per la fase di perforazione, ma solo gli addetti necessari. I rimorchiatori saranno dotati di un'adeguata riserva di carburante per almeno 5-7 giorni (GSP, 2012).

### 7.2.3 Appoggio e Jacking

La fase appoggio dell'unità *Jack-Up* costituisce una procedura standard nell'industria petrolifera e può essere sintetizzata come segue (Petroceltic, 2010; GSP, 2012):

- 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 rapidamente, 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 resistenza del fondale a supportare il peso morto dell'unità navale. 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.

Le gambe e i piedi del *Jack-Up* in fase di appoggio possono essere soggetti a intense sollecitazioni, sia verticali che laterali. I movimenti orizzontali devono essere evitati prima del contatto delle gambe del fondo, tramite l'ausilio dei rimorchiatori o, in caso di necessità, tramite impiego delle ancore. Urti delle gambe con il fondo potrebbero causare danni alle gambe, a causa delle sollecitazioni dovute ai carichi laterali che possono generarsi. Le operazioni di sollevamento della piattaforma devono essere quindi effettuate in condizioni meteomarine idonee (indicativamente rollio e beccheggio inferiori a 2°, onda inferiore a 2 m).

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/sovrapposizione delle gambe è di circa 1 piede al minuto.

## 7.3 Fase di Perforazione

### 7.3.1 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.

### 7.3.2 Infissione del Conductor e Installazione del 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 barrieramento 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 (denominato *mud line hanger*) permetterà di supportare i carichi assiali dei *casings* 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, di cui si riporta la scheda tecnica in Appendice D alla presente Sezione, le cui caratteristiche principali sono indicate nella Tabella 7.2 (Petroceltic, 2013a).

**Tabella 7.2: Caratteristiche Battipalo Tipico - Delmag 44 (Petroceltic, 2013a)**

Caratteristica	UdM	Valore
Altezza Totale (traliccio+braghe)	m	8.5
Diametro campana	m	3.2
Peso totale	kg	15,250
Peso massa di battuta	kg	4,300
Numero colpi al minuto (regolabile)	-	40-56
Energia di battuta	mkp <sup>10</sup>	12,000
Consumo carburante massimo	l/h	17

<sup>10</sup> mkp: kilopondmetro, equivalente a 10 J.

Tale tipologia di battipalo è costituita 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"<sup>11</sup> 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 7.3.6).

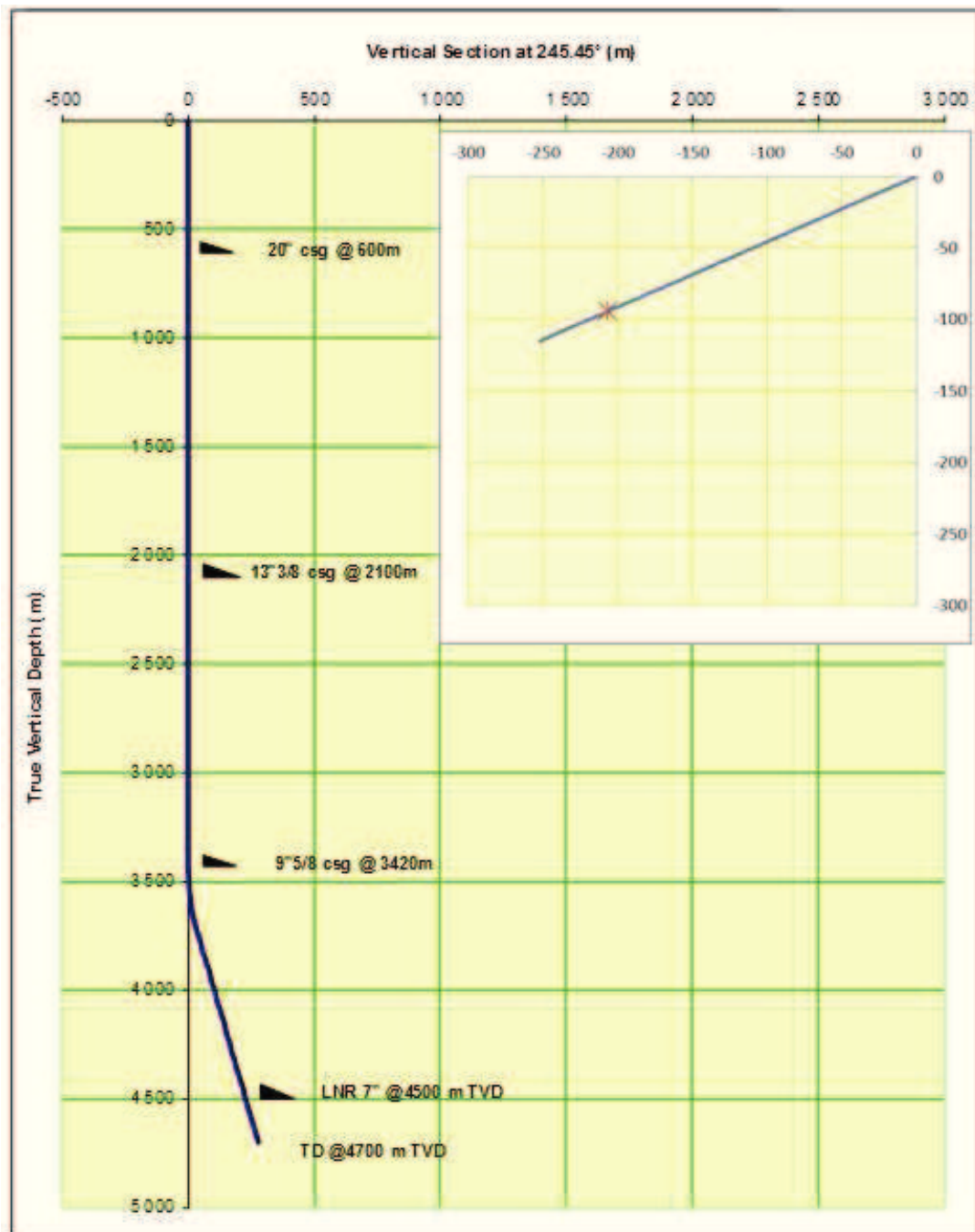
La durata complessiva delle operazioni è di circa 2 giorni (di cui 1 giorno per infissione del *conductor*).

### 7.3.3 Schema del Pozzo

In Figura 7.1 è illustrato il profilo del pozzo:

- la perforazione è di tipo verticale sino a 3,430 m TVD;
- a partire da tale profondità, il pozzo prosegue in direzione 245.45° N con la seguente inclinazione sulla verticale:
  - un primo tratto con pendenza 4° (fino a circa 3,540 m TVD),
  - un secondo tratto con pendenza 10° (fino a circa 3,640 m TVD),
  - tratto finale con pendenza 14° (fino a fine perforazione, a 4,700 m TVD - 4,733 m MD).

<sup>11</sup> Taglia fissa (*crown block*): gruppo di puleggie 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 7.1: Profilo di Progetto (Petroceltic, 2014b)**

Lo schema di tubaggio del pozzo esplorativo Elsa 2 è illustrato unitamente allo schema delle formazioni, nella successiva Figura 7.2 e sintetizzato come segue:

- *conductor pipe* da 30" infisso a circa 120 m sotto il piano perforazione (*Rotary Table - RKB*);

- foro tubato con *casing* da 20" (tale sezione costituisce il *casing* superficiale, su cui graverà tutto il peso delle attrezzature di sicurezza), fino a una profondità di circa 600 m MD RKB;
- foro tubato con *casing* da 13" 3/8, fino a circa 2,100 m MD RKB;
- foro tubato con *casing* da 9" 5/8 fino a una profondità di circa 3,420 m MD RKB;
- liner da 7", fino a circa 4,500 m TVD-RKB (4,526 m MD-RKB) di profondità:
  - il punto di inizio deviazione dalla verticale (*Kick Off Point* – KOP<sup>12</sup>) è posto a 3,430 m MD/TVD-RKB, con quota di arrivo (*End Of Build* – EOB<sup>13</sup>) a 3,740 m MD-RKB (3,737 m TVD),
  - la quota sommitale del *liner* (*Top Of Liner* – TOL) e della cementazione di tale sezione (*Top Of Cementing* - TOC) sono poste a 3,270 m TVD/MD RKB;
- sezione di foro scoperto attraverso le formazioni che costituiscono l'obiettivo minerario, individuato tra 4,500 (sommità del giacimento) e 4,700 m TVD-RT. Il contatto acqua olio (*Oil-Water Contact* – OWC) è previsto a profondità di circa 4,607 m MD-RKB (4,578 m TVD-RT).

<sup>12</sup> *Kick-Off Point*: punto di inizio deviazione di un tratto curvo con inclinazione crescente e raggio costante.

<sup>13</sup> *End Of Build*: punto terminale del tratto a inclinazione crescente.

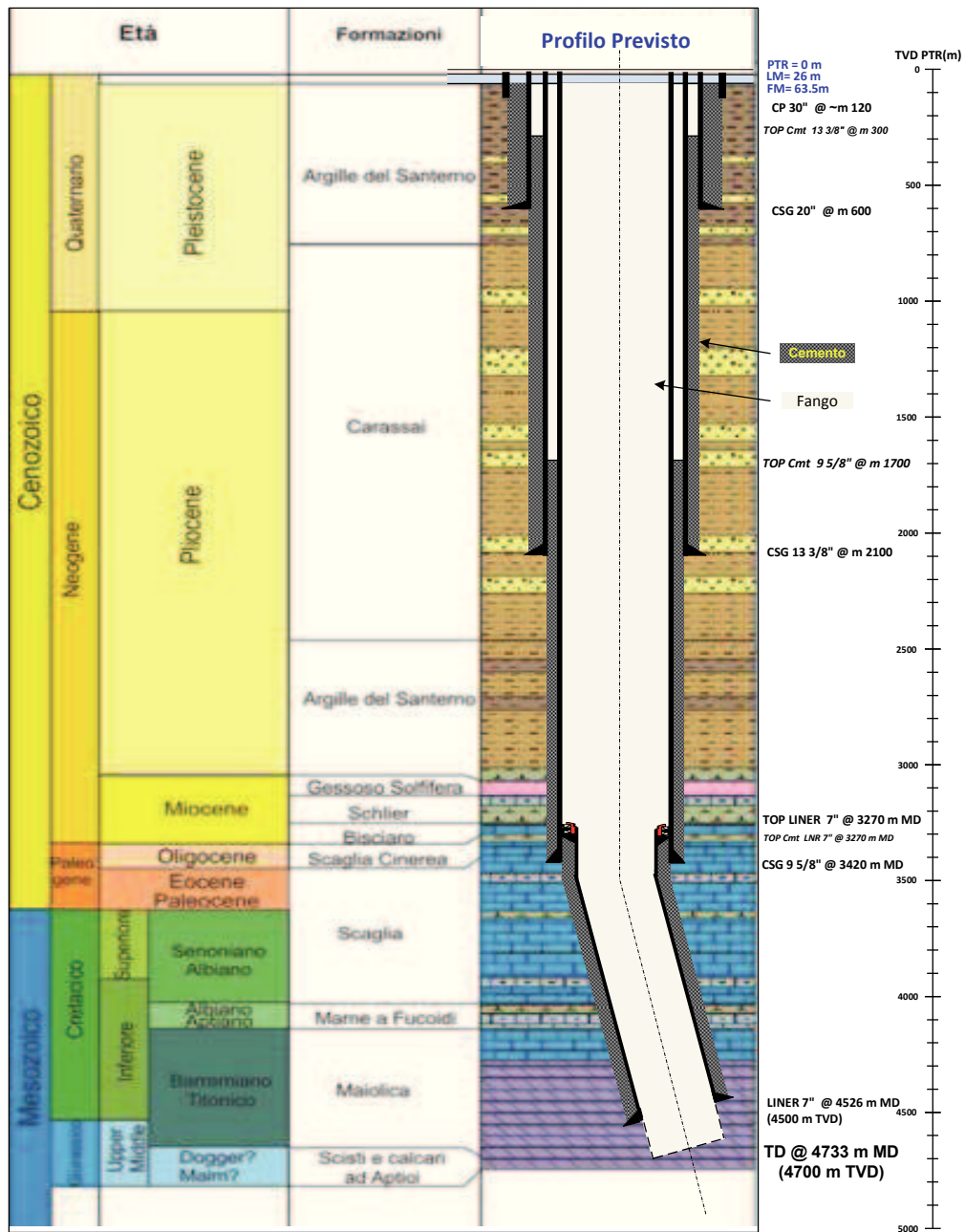


Figura 7.2: Schema di Tubaggio Pozzo Elsa 2 (Petroceltic, 2014b)

### 7.3.4 Sequenza Operativa

Di seguito si riporta una descrizione sintetica delle attività previste (Petroceltic, 2013a):

- Fase 1 *conductor* da 30": nel caso di Elsa 1 il *conductor* è stato intestato a circa 60 m sotto il livello del mare, mediante infissione fino a rifiuto. Analoga soluzione viene proposta per Elsa 2, ed in ragione della vicinanza ad Elsa 1 si ritiene che il *conductor* raggiungerà circa 120 m MD/TVD-RKB (circa 60 m al di sotto del livello del mare). Il *conductor* sarà dotato, ad una profondità di circa 10 m sotto il fondale marino, di un



anello (*mud line hanger*) per la successiva installazione del *mud line suspension system* con il *casing* da 20".

- Fase 2: perforazione foro da 26" fino a circa 600 m MD/TVD-RKB. Discesa e cementazione di un *casing* da 20" dalla superficie fino alla profondità raggiunta. Il *casing* da 20" si incastra nel *mudline suspension system* ed è intestato nella formazione delle Argille del Santerno (si veda la precedente Figura 7.1) per separare gli acquiferi superficiali. Data la prossimità ad Elsa 1 viene prevista la stessa profondità anche per Elsa 2 (600 m MD/TVD-RKB). In relazione al profilo ipotizzato per le pressioni si ritiene che la profondità garantisca la tolleranza richiesta in caso di possibili *kick*. Installazione della *wellhead* in superficie;
- Fase 3: perforazione da 17"1/2, da 600 m MD/TVD-RKB fino a circa 2,100 m MD/TVD-RKB. Discesa e cementazione di un *casing* da 13"3/8 fino alla profondità raggiunta. Il *casing* si intesterà nella formazione Carassai (sabbie ed argille intercalate) e risulta posto in corrispondenza della zona in cui viene registrato il primo aumento della pore pressure. In analogia con il pozzo Elsa 1 si prevede di raggiungere la stessa profondità per Elsa 2 (2,100 m). In ogni caso, il comportamento del foro sarà opportunamente verificato, al fine di stabilire la corretta profondità da raggiungere con il *casing*;
- Fase 4: perforazione da 12"1/4, da 2,100 m MD/TVD-RKB fino a circa 3,420 m RKB. Discesa di un *casing* da 9"5/8 (*production casing*) fino alla profondità raggiunta. Il *casing* verrà cementato opportunamente. Il *casing* da 9"5/8 si intesta in corrispondenza della formazione della Scaglia, prima della diminuzione del peso del fango di perforazione prevista per la fase successiva, in base alla pore pressure dei pozzi di riferimento;
- Fase 5: perforazione da 8"1/2, da 3,420 m MD/TVD-RKB fino a circa 4,500 m TVD-RKB (4,526 m MD-RT); questa sezione è direzionale, con una inclinazione finale di 14°. Discesa e cementazione di un *liner* da 7", ancorato a 3,271 m MD/TVD-RKB all'interno della colonna 9"5/8. Nel caso di Elsa 1, il *liner* è risultato intestato a profondità insufficiente rispetto al *reservoir* nella formazione Maiolica, il che ha causato difficoltà nell'interpretazione dei dati durante il *well test* del pozzo. Perciò, sarà necessario perforare quanto più possibile in profondità fino al tetto del *reservoir*, senza entrarvi. Sulla base delle risultanze di Elsa 1, la profondità stimata è di 4,500 m TVD-RKB;
- Fase 6: perforazione da 6", da 4,500 m TVD-RKB (4,526 m MD-RT) fino a 4,700 m TVD-RKB (4,733 m MD-RT), con inclinazione costante di 14°. La profondità totale del pozzo è stata individuata in corrispondenza di un livello riconosciuto come OWC (*Oil Water Contact*) più un tratto di misura (*Logging Sump*).

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

La cementazione delle suddette colonne verrà effettuata mediante la tecnica della risalita del cemento posto nell'intercapedine tra foro e colonna (*casing*) e tra colonna e colonna al fine di garantire l'isolamento tra le formazioni attraversate e la superficie<sup>14</sup>.

<sup>14</sup> La cementazione viene effettuata fino alla superficie; lo spazio tra il *casing* da 20' ed il *conductor* viene quindi liberato fino al *mudline suspension system*.

### 7.3.5 Fanghi di Perforazione

Le funzioni principali dei fanghi di perforazione 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*<sup>15</sup> o nei casi più gravi alla vera e propria eruzione del pozzo;
- sostenere le pareti del foro (grazie alle pressioni esercitate 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<sup>16</sup> sulle pareti del pozzo;
- 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 Muds - 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 (Petroceltic, 2013a; 2014c).

**Tabella 7.3: Tipologie Fanghi di Perforazione a Base d'Acqua (Petroceltic, 2014b)**

Foro	Profondità Raggiunta [m MD]	Tratto Perforato [m]	Densità [kg/l]	Tipo Fango <sup>(1)</sup>	Quantità [m <sup>3</sup> ]
26"	600	600	1.10-1.15	FW-GE	600
17 1/2"	2,100	1,500	1.16-1.22	FW-HP	1,100
12 1/4"	3,420	1,320	1.22-1.53	FW-HP	500 <sup>(2)</sup>
8 1/2"	4,526	1,106	1.10-1.13	FW-GE-PO	200 <sup>(3)</sup>
6"	4,733	207	1.04-1.08	FW-DIF	240

Note:

<sup>15</sup> *Kick*: ingresso nel pozzo di fluidi di formazione che determinano una pressione superficiale

<sup>16</sup> L'impermeabilità del pannello (che ha uno spessore nell'ordine del millimetro) impedisce il possibile ingresso nelle formazioni della frazione liquida del fango ("filtrato")

- (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 delle suddette tipologie di fango sono quelle comunemente utilizzate nel campo delle perforazioni, come riportato nella seguente Tabella 7.4, 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 7.4: Prodotti per la formulazione dei Fanghi di Perforazione**

Componente	Funzione	Esemprio 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- imballamento	Lube 167
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

In Appendice E alla presente Sezione sono riportate le schede di sicurezza relative ai prodotti commerciali indicati.

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*).

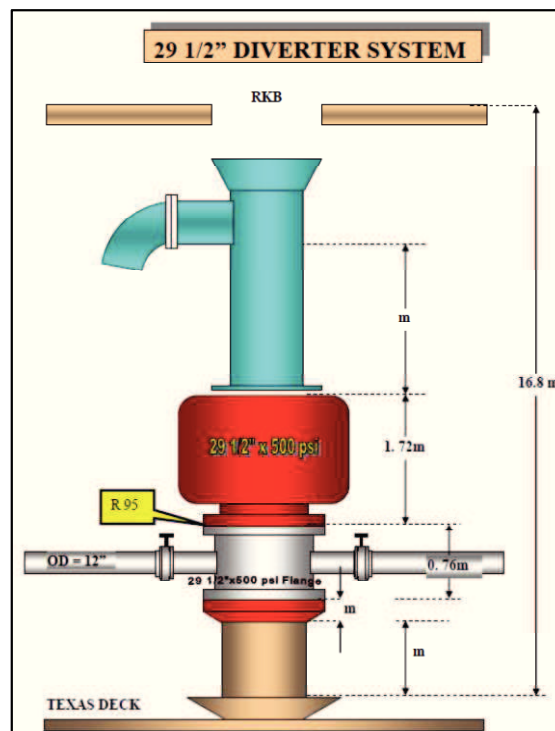
### 7.3.6 Apparecchiature di Sicurezza

Le diverse apparecchiature di sicurezza che verranno 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.

In Figura 7.3 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 (BOP).



**Figura 7.3: Diverter (Petroceltic, 2013a)**

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*).

Il controllo dei fluidi di strato è garantito, principalmente, dalla pressione idrostatica esercitata dal 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.

Nelle seguenti figure sono mostrate in via esemplificativa due tipologie caratteristiche di BOP che si ritiene possano essere impiegate durante la perforazione.

In Figura 7.4 è illustrato lo schema tipo di un BOP da 13" 5/8; le relative caratteristiche sono riportate in Tabella 7.5.

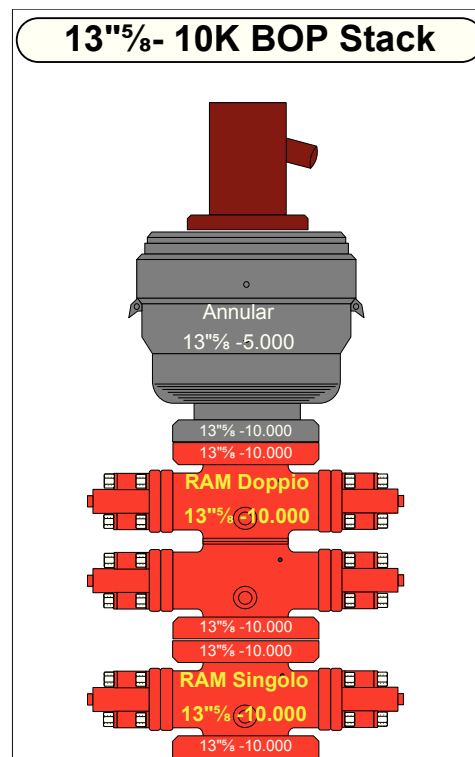


Figura 7.4: BOP da 13" 5/8 (Petroceltic, 2014c)

Tabella 7.5: Caratteristiche BOP Stack da 13" 5/8 (Petroceltic, 2014c)

Componente	Caratteristiche
Flange	13" 5/8, 10,000 psi
BOP Annular	13" 5/8, 5,000 psi
BOP Ram doppio	13" 5/8, 10,000 psi
BOP Ram singolo	13" 5/8, 10,000 psi

In Figura 7.5 è illustrato lo schema tipo di un BOP da 20" 3/4; le relative caratteristiche sono riportate in Tabella 7.6.

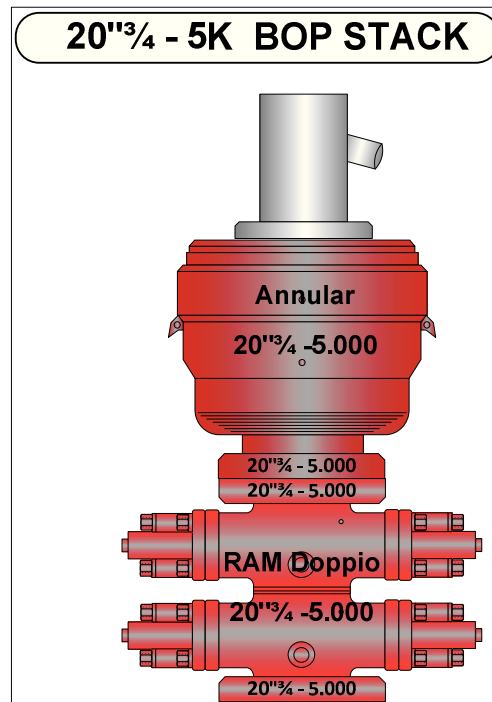


Figura 7.5: BOP da 20" 3/4 (Petroceltic, 2014c)

Tabella 7.6: Caratteristiche BOP Stack da 20" 3/4 (Petroceltic, 2014c)

Componente	Caratteristiche
Flange	20" 3/4, 5,000 psi
BOP anulare	20" 3/4, 5,000 psi
BOP Ram doppio	20" 3/4, 5,000 psi

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).

## 7.4 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) volti 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*<sup>17</sup>;
- raccogliere campioni rappresentativi dei fluidi di pozzo;
- valutare le caratteristiche delle formazioni presenti.

La durata complessiva di tale fase sarà di circa 19 giorni (Petroceltic, 2013a).

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, 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, anche per quanto riguarda gli aspetti legati alla mobilità ed aggressività dei fluidi (es: corrosiva o abrasiva). L'analisi quantitativa è volta a definire i parametri utili a determinare la capacità di erogazione 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.

#### 7.4.1 Attrezzature Impiegate

Le principali tipologie di attrezzature installate sulla piattaforma per le prove di produzione sono (Petroceltic, 2013a):

- *Surface Test Tree* (STT): è posizionato alla testa pozzo e viene utilizzato per la chiusura rapida del pozzo a monte del *choke manifold*, in caso di sovrappressione, di perdita a valle o altre condizioni di emergenza che richiedano la chiusura pozzo. L'eventuale inserimento di strumentazione per operazioni in *wireline* o *slickline* (avviene mediante una apposita valvola su di esso (*swab valve*));
- *Emergency Shutdown System* (ESD): azionabile mediante pulsanti posti in opportune posizioni sull'impianto di perforazione, consente la chiusura di emergenza del pozzo in meno di 20", mediante un sistema pneumatico;
- *Data Header*: sezione di condotta dotata di punti di inserimento/estrazione per strumentazione di prova, iniezione *chemicals*, etc;
- *Choke Manifold*: permette il controllo della portata del pozzo e ne riduce la pressione dei fluidi estratti dal pozzo prima delle apparecchiature di prova;
- Scambiatore di Calore: permette il riscaldamento<sup>18</sup> dei fluidi in uscita dal pozzo. Il calore è fornito da un apposito sistema (es: generatore di vapore);
- Separatore Trifase (eventuale): la portata in uscita dallo scambiatore può essere inviata in un eventuale separatore trifase per separare le fasi liquide (acqua e greggio) e il gas associato;
- Serbatoio in Pressione (*surge tank*): il greggio (eventualmente proveniente dal separatore) è inviato ad un serbatoio in pressione dove è stoccato, misurato e fatto

<sup>17</sup> 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.

<sup>18</sup> Dato il tipo di olio atteso, la fornitura di calore è necessaria per consentire il buon risultato delle prove di produzione.

degasare. Il serbatoio sarà dotato di serpentina per il riscaldamento in maniera da mantenere il greggio fluido favorendo la separazione delle fasi;

- Serbatoio Atmosferico (*gauge tanks*): assicura una sufficiente capacità di stoccaggio ed un ulteriore passaggio di separazione del gas associato.

A seconda della durata del test potranno essere impiegati uno o più serbatoi.

Per la movimentazione del greggio saranno presenti apposite pompe di idonee caratteristiche.

I fluidi prodotti durante le prove di produzione (greggio, fanghi, acque di giacimento, pulizia pozzo, lavaggi, etc) saranno raccolti e trasportati a terra, mediante una unità navale con le necessarie certificazioni, per il successivo invio in raffineria o a recupero/smaltimento presso impianti autorizzati.

Solo il gas separato sarà inviato a combustione in una torcia, dotata di fiamma pilota. Per ridurre possibili rischi dovuti al calore emesso e al pericolo di incendi sarà presente un sistema di raffreddamento con acqua di mare (alimentata mediante pompe dedicate).

#### 7.4.2 Sequenza Operativa

Le operazioni previste possono essere schematizzate come segue (Petroceltic, 2013a):

- installazione nel pozzo di un packer recuperabile da 7", completo di valvola FLV (*Fluid Loss Valve*);
- pulizia del foro e spiazzamento della sezione tubata con acqua di mare o salamoia. Il fango di perforazione spiazzato viene raccolto sul *rig*. In questa fase è previsto l'impiego di cuscini di pulizia e di acqua di mare;
- prova del BOP;
- installazione e prova della stringa di prova ("DST"), della pompa di sollevamento ("ESP") e della testa pozzo di prova. Prova delle attrezzature posizionate sul *rig*;
- apertura del pozzo e pulizia iniziale ("*cleanup*") con pompa ESP alla massima portata. Per tale fase è prevista una durata di circa 2 giorni<sup>19</sup>;
- pressioni chiusura della tester valve e monitoraggio della pressione di risalita. In relazione al tipo di greggio si prevede la circolazione in pozzo di base oil/acqua di mare per prevenire che il greggio pesante si depositi nella stringa di produzione;
- apertura del pozzo e fase di produzione con diversi valori di portata. Durante tale fase, che avrà una durata di circa 3 giorni è previsto il prelievo di campioni di greggio a fondo pozzo e in superficie;
- spurgo dell'*annulus* e chiusura del fondo pozzo per ripristino finale delle pressioni. In questa fase si prevede una ulteriore circolazione con *base oil*/acqua di mare;
- pulizia delle condotte di superficie e delle apparecchiature di prova;
- *bullheading*<sup>20</sup> del pozzo con fango a base acqua;
- controllo del flusso pozzo e smontaggio del STT;

<sup>19</sup> La durata potrebbe essere maggiore in caso di elevato water-cut in fase di pulizia iniziale o perdite registrate durante la perforazione.

<sup>20</sup> *Bullheading*: iniezione in pozzo di fluido in maniera da sovrabilanciare la pressione di pozzo.



- sollevamento della batteria di DST e circolazione del pozzo con fango a base acqua controllando il flusso pozzo attraverso la *choke* dell'impianto;
- estrazione della batteria DST contenente la pompa ESP;
- eventuale recupero di *packer* e FLV.

Si procederà quindi alla successiva fase di chiusura (temporanea o mineraria) del pozzo.

## 7.5 Chiusura temporanea o Mineraria del Pozzo

Le operazioni, che saranno intraprese dopo aver raggiunto la profondità finale programmata, variano a seconda che il pozzo, sottoposto alle prove di produzione, risulti mineralizzato oppure sterile.

Nel caso le prove di produzione forniscano risultati positivi, si procederà con una chiusura temporanea del pozzo (*well suspension*) previo completamento della sola parte di fondo pozzo (esclusa pompa sommersa e tubino a testa pozzo); nel caso opposto si realizzerà la chiusura mineraria ossia permanente del pozzo (*well abandonment*) (Petroceltic, 2013a).

In entrambi i casi, il pozzo dovrà essere adeguatamente "tappato" tramite una serie di operazioni che dovranno soddisfare i criteri di sicurezza e di rispetto dell'ambiente previsti dalla normativa vigente. L'obiettivo principale deve essere quello di evitare che fluidi di strato possano, attraverso il pozzo, migrare in livelli di rocce a diversa pressione rispetto a quella alla quale si trovano naturalmente o che risalgano in superficie.

La chiusura di un pozzo avviene secondo procedure ben precise basate sia sulle specifiche conoscenze che l'Operatore ha del pozzo in questione sia sugli obblighi fissati dalle Autorità Competenti in materia di sicurezza e rispetto dell'ambiente. In particolare, gli obiettivi che devono essere assicurati al momento in cui si decide di abbandonare un pozzo sono molteplici e vanno dalla protezione delle eventuali rimanenti riserve (es: riserve d'acqua dolce nei livelli più superficiali) al contenimento dei fluidi (acqua salata, gas, olio) nei loro livelli d'origine, evitando, quindi, che essi possano migrare in zone a diversa pressione o che arrivino in superficie.

In genere, l'operazione di chiusura del pozzo è effettuata tramite la realizzazione di una serie di tappi di cemento in grado di garantire un completo isolamento delle diverse formazioni stratigrafiche, ripristinando nel sottosuolo le condizioni idrauliche precedenti all'esecuzione del pozzo.

La fase di chiusura del pozzo Elsa 2 prevede la realizzazione o l'impiego di:

- **tappi di cemento:** isolano le pressioni al di sotto di essi, annullando l'effetto del carico idrostatico dei fluidi sovrastanti. Una volta calata la batteria di aste fino alla prevista quota inferiore del tappo, si procede con l'esecuzione dei tappi di cemento pompando e spazzando in pozzo, attraverso le aste di perforazione, una malta cementizia di volume adeguato al tratto di foro da chiudere. È prevista la realizzazione di barriere combinate, costituite da 2 o più tappi di cemento, pompati in successione. Ultimato lo spazzamento si estrae dal pozzo la batteria di aste;
- **Bridge Plug - Cement Retainer:** i *bridge plug* (tappi ponte) sono dei tappi meccanici che vengono calati in pozzo e fissati contro la colonna di rivestimento. Gli elementi principali del *bridge plug* sono: i cunei, per ancorare l'attrezzo contro la parete della colonna e la gomma (*packing element*) che espandendosi contro la colonna isola la zona sottostante da quella superiore. Alcuni tipi di *bridge plug*, detti *cement retainer*,

sono provvisti di un foro di comunicazione fra la parte superiore e quella inferiore con valvola di non ritorno, in modo da permettere di pompare la malta cementizia al di sotto di essi;

- fango di perforazione: le sezioni di foro libere (fra un tappo e l'altro) vengono mantenute piene di fango di perforazione a densità opportuna, in modo da controllare le pressioni al di sopra dei tappi di cemento e dei *bridge plug*, e di fornire appoggio per il successivo tappo.

Il numero e la posizione dei tappi di cemento e dei *bridge plug* da prevedere per la chiusura mineraria di un pozzo, dipendono dalla profondità raggiunta, dalla tipologia e dalla profondità delle colonne di rivestimento, dai risultati minerari e geologici del sondaggio e dalle formazioni attraversate.

### 7.5.1 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.

La successiva Figura 7.6 illustra lo schema preliminare previsto per la chiusura temporanea del pozzo Elsa 2 (Petroceltic, 2014c).

I fattori presi in considerazione per la definizione di dettaglio degli elementi (in fase esecutiva) saranno, in particolare:

- il tipo e le caratteristiche dei fluidi di strato;
- la capacità produttiva calcolata in base alle pressioni riscontrate e alla permeabilità dello strato produttivo;
- l'estensione dei livelli produttivi, il loro numero e le loro caratteristiche.

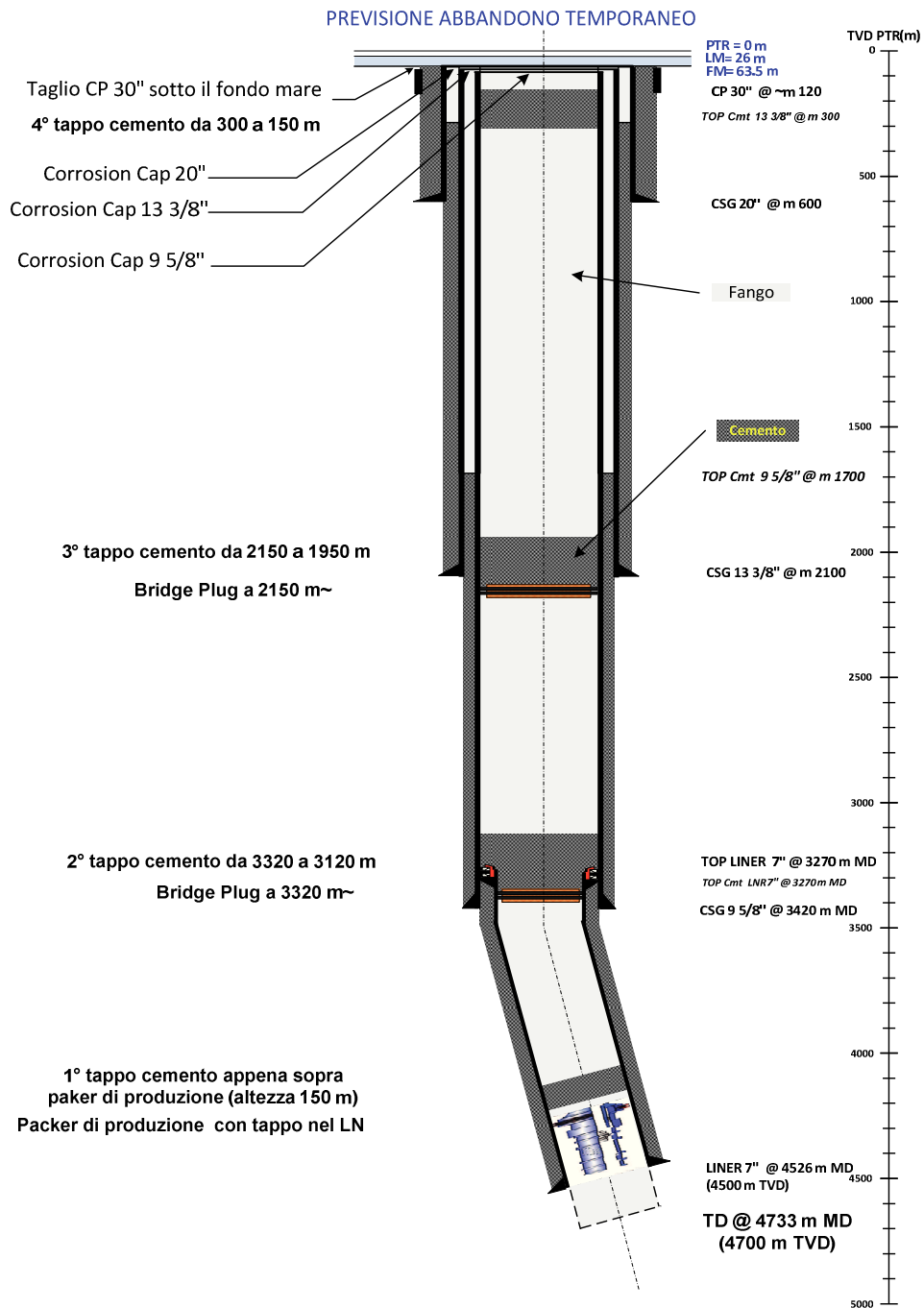


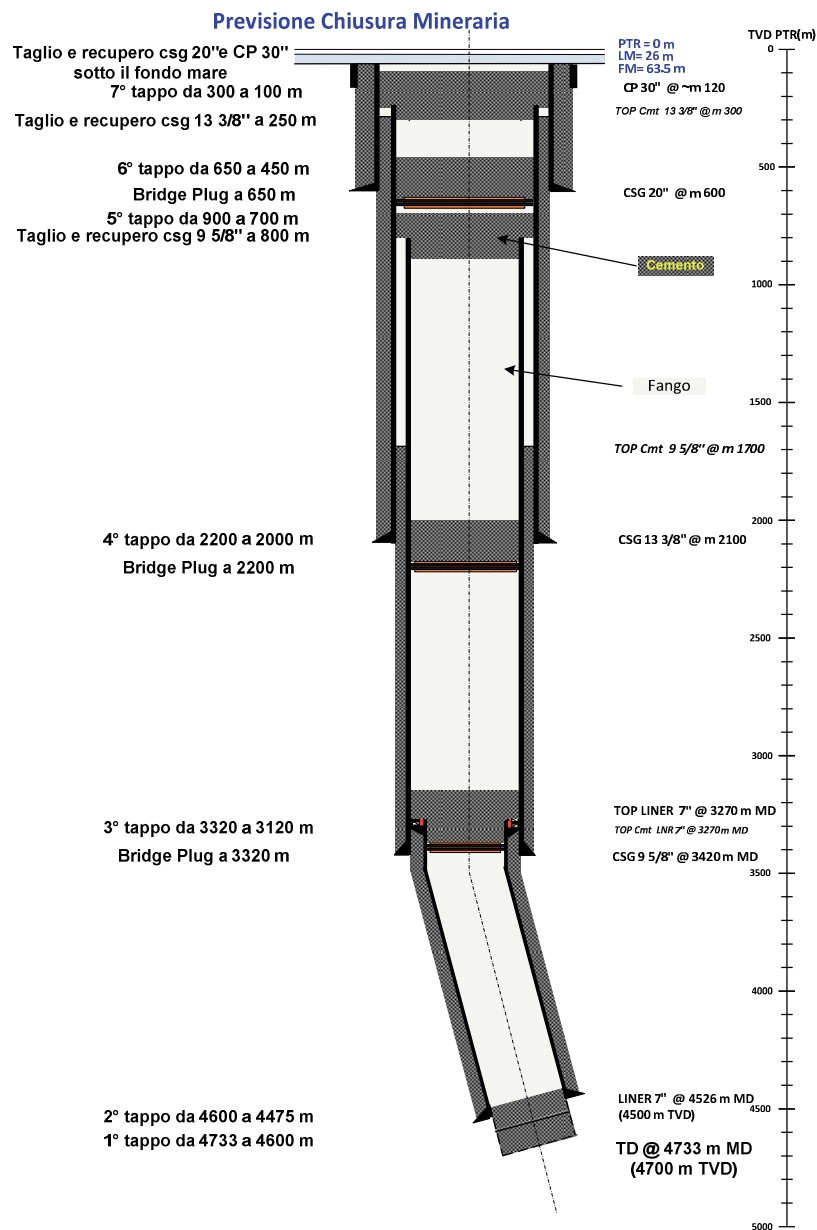
Figura 7.6: Schema di Profilo di Chiusura Temporanea Elsa 2

### 7.5.2 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, ossia con

l'attivazione di quella sequenza di operazioni che consentono l'abbandono definitivo del pozzo in condizioni di sicurezza.

La Figura 7.7 illustra lo schema previsto per la chiusura mineraria del pozzo Elsa 2 (Petroceltic, 2014c).



**Figura 7.7: Schema di Profilo di Chiusura Mineraria Elsa 2**

## 7.6 Rimozione delle Strutture, Ripristino e Abbandono della Postazione

### 7.6.1 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 alcuna ostruzione.

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.

### 7.6.2 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.

### 7.6.3 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).

## 7.7 Elenco Preliminare dei Mezzi e delle Attrezzature

Nella tabella seguente sono indicati i mezzi previsti comuni a tutte le fasi del progetto (Petroceltic, 2013a), con indicazione delle principali caratteristiche (stazza, potenza tipiche per la tipologia considerata) e del numero di unità.

**Tabella 7.7: Elenco Mezzi Comuni a tutte le Fasi di Progetto**

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

Note:

- (1) dato da Sito web: [www.marinetraffic.com](http://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.

## 8 INTERAZIONI 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;
- prelievi idrici;
- scarichi idrici;
- produzione di rifiuti;
- utilizzo di risorse naturali;
- emissioni sonore;
- occupazione dello specchio acqueo;
- traffico di mezzi.

Tali interazioni, in particolare, possono rappresentare una sorgente di impatto e la loro quantificazione costituisce un aspetto fondamentale dello Studio di Impatto Ambientale. A tali elementi, in particolare, si è fatto riferimento per la valutazione degli impatti riportata nel Quadro di Riferimento Ambientale del presente SIA.

### 8.1 Emissioni in Atmosfera

#### 8.1.1 Tipologia delle Emissioni nelle Diverse Fasi

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 7.6.3. In particolare:

- nella fase di installazione è prevista la presenza della piattaforma e di No. 3 unità navali con funzione *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 *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*<sup>21</sup> (nel caso maggiormente cautelativo di olio estratto con GOR<sup>22</sup> pari a 170, si stima una portata oraria di gas pari a circa 261 m<sup>3</sup>/ora per un volume totale di 36,105 m<sup>3</sup>) (Petroceltic, 2014a);
- 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 *all purpose vessel* previste per la fase di installazione.

Tutti i mezzi navali impiegati rispetteranno le vigenti normative/regolamenti in materia di emissioni (Petroceltic, 2013a).

Si evidenzia che per l'intera durata delle attività è previsto l'impiego di carburanti a basso tenore in zolfo, in linea con quanto stabilito dalla normativa vigente.

### 8.1.2 Stima delle Emissioni in Atmosfera

La fase di perforazione, costituita in particolare da preparazione, trivellazione del pozzo e logging comporterà le maggiori emissioni, in relazione alle fonti di emissioni ed alla durata complessiva delle operazioni (circa 107 giorni complessivi, si veda al riguardo la Tabella 7.1) rispetto alle altre fasi. Per tale ragione si è effettuata la stima con riferimento a tale fase.

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

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

#### 8.1.2.1 Emissioni dai Gruppi di Generazione del Jack-Up

Il funzionamento del *Jack-Up* comporta, inevitabilmente, 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" si veda al riguardo la scheda tecnica riportata in Appendice B alla presente Sezione II del SIA) 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.

L'unità 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).

Per la stima delle emissioni generate per soddisfare il fabbisogno elettrico di piattaforma nel corso della fase di perforazione (corrispondente a quella di maggior durata e per la quale si ipotizza il massimo consumo di energia) si è ipotizzato, in via conservativa:

<sup>21</sup> Il gas separato nelle apparecchiature di prova sarà inviato ad una delle torce presenti sul *Jack-Up*, a seconda della direzione del vento. La quantità di gas bruciato varierà in relazione al gas di giacimento effettivamente presente nel greggio.

<sup>22</sup> *Gas Oil Ratio*, esprime il rapporto tra greggio e gas contenuto, convenzionalmente espresso in piedi cubi per barile di greggio - scf/bb.



- il funzionamento contemporaneo di No. 4 gruppi di generazione delle suddette caratteristiche (un gruppo è tenuto a disposizione in caso di malfunzionamento di uno dei generatori), considerati ad un carico di lavoro pari al 100% del regime nominale;
- il funzionamento in continuo dei No. 4 gruppi per 24 ore/giorno per l'intera durata della fase di perforazione (107 giorni).

Per la quantità di inquinanti emessi in atmosfera da ciascun motore si è fatto riferimento:

- per NO<sub>x</sub> e CO, ai valori misurati corrispondenti al 100% del carico riportati nei certificati di prova rilasciati da ABS (*American Bureau of Shipping*), di seguito indicati (Petroceltic, 2013a):
  - NO<sub>x</sub>: 12.8760 kg/h,
  - CO: 0.5480 kg/h;
- per le polveri, al valore indicato dalla Caterpillar per un impianto di generazione tipo *prime* che impiega lo stesso modello di motore 3512B (Caterpillar, 2011), pari a 36 mg/Nm<sup>3</sup> (valore al 100% del carico);
- per le portate e le temperature fumi, ai valori indicati dalla Caterpillar per un motore tipo *Offshore Drilling Module* 3512B (Caterpillar, 2011), rispettivamente pari a (valori al 100% del carico):
  - 251 m<sup>3</sup>/minuto (@ *stack temp*, 101.3 kPa),
  - 382°C (*stack temp*).

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

**Tabella 8.1: Caratteristiche Emissive e Stima delle Emissioni dei Generatori del Jack-Up - Fase Principale di Perforazione**

Parametro	UdM	Caratteristiche
Tipo motore	-	CAT3512B
Portata Normalizzata Fumi	Nm <sup>3</sup> /h	6,279
T fumi	°C	382
Altezza punto emissione	m slm	35
Regime funzionamento	% carico	100
NO <sub>x</sub>	kg/h	12.8760
CO	kg/h	0.5480
Polveri <sup>(1)</sup>	kg/h	0.226
Stima delle Emissioni	UdM	Valore
ore funz. <sup>(2)</sup>	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 m<sup>3</sup>/min @382°C, 101.3 kPa)
- (2) Valore pari a 107 giorni

I camini di emissione sono posizionati in corrispondenza dell'alloggiamento dei motori, ai lati di dritta (*starboard*) e babordo (*portside*) della struttura di alloggio del personale (si vedano le planimetrie in Appendice B alla presente Sezione II). La quota indicativa dei camini è di 25 m slm in navigazione (gambe retratte) e 35 m slm in condizioni operative (piattaforma sollevata).

### 8.1.2.2 Emissioni da Mezzi Navali

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.

Al Paragrafo 7.7 è riportato l'elenco dei mezzi navali di cui si prevede l'impiego. Per la fase di perforazione, in particolare, è previsto l'impiego di (Petroceltic, 2013a):

- 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 giorno<sup>23</sup>.

Si è quindi proceduto ad includere nelle stime 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" si veda al riguardo la scheda tecnica riportata in Appendice C alla presente Sezione II del SIA) è dotata di No. 2 motori principali da 1,920 kW ciascuno tipo CAT 3516B (1,200-1,800 rpm, Sito web: [www.cat.com](http://www.cat.com)), *bow-thruster* tipo Kawasaki da 390 kW e generatori tipo CAT C18 da 383 kW (1,500-1,800 rpm, Sito web: [www.cat.com](http://www.cat.com)).

Per il mezzo navale è stato ipotizzato:

- l'utilizzo continuo di un generatore per la produzione dell'energia elettrica necessaria ai sistemi di bordo per 24 ore/giorno per l'intera durata delle attività di perforazione (circa 107 giorni);

<sup>23</sup> In alcuni giorni potrebbe non essere effettuato alcun cambio di personale, per cui il numero complessivo di viaggi potrebbe essere minore.

- l'impiego contemporaneo sia dei motori di propulsione principale (assumendo un coefficiente di utilizzo del 25% per tenere conto della minore potenza impiegata nelle manovre rispetto alla potenza nominale) che dei motori tipo *bow-thruster* impiegati per garantire la posizione del mezzo durante le operazioni di carico e scarico da/per la piattaforma, della durata di 4 ore al giorno per l'intera durata delle attività di perforazione.

Per la stima delle emissioni si è fatto riferimento ai coefficienti di emissione indicati da ENTEC (2010) e riportati nella seguente tabella. Si evidenzia che tali coefficienti, espressi in massa di inquinanti per unità di potenza e di tempo, sono stati definiti nell'ambito di uno studio commissionato dal Ministero dell'Ambiente inglese e riferiti all'anno 2007 in relazione alla tipologia (propulsione e generazione elettrica), condizioni di utilizzo (navigazione di rotta e manovra) sulla base della tipologia e regime di funzionamento del motore e del combustibile impiegato. Per quanto riguarda il fattore di emissione del CO, si è fatto riferimento al dato indicato in un rapporto sviluppato per il Porto di San Diego e riferito al 2006, definito sulla base di precedenti studi ENTEC (*Starcrest Consulting Group*, 2008).

**Tabella 8.2: Fattori di Emissione da Mezzi Navali  
(ENTEC, 2010; STARCREST CONSULTING GROUP, 2008)**

Tipologia Motore/Utilizzo	NO <sub>x</sub> [g/kWh]	SO <sub>x</sub> <sup>(5)</sup> [g/kWh]	CO [g/kWh]	Polveri [g/kWh]
ME - Main Engine (Propulsione)				
HSD <sup>(1)</sup> , Fuel MGO <sup>(2)</sup> , Manoeuvre	8 <sup>(4)</sup>	0.9	1.1	0.9
AE - Auxiliary Engine (Generazione elettrica)				
M-HSD <sup>(3)</sup> , Fuel MGO, At Sea/Manoeuvre	11.5 <sup>(4)</sup>	0.9	1.1	0.3

Note:

- (1) Motore tipo *High-Speed Diesel*, con regime rotazione > 1,000 RPM
- (2) Carburante tipo *Marine Gas Oil*, con tenore in zolfo < 0.1%
- (3) Motore tipo *Medium o High Speed Diesel*, con regimi di rotazione > 300 RPM
- (4) Motori posteriori al 2000
- (5) Espressi come SO<sub>2</sub> nell'ipotesi che tutto lo zolfo contenuto nel carburante sia ossidato a SO<sub>2</sub>.

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

**Tabella 8.3: 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 <sup>(1)</sup>	h	428	428	2,568 <sup>(2)</sup>
<b>Stima delle Emissioni</b>	<b>UdM</b>	<b>Motori</b>	<b>Bow Thruster</b>	<b>Generatore</b>

		Propulsione		
NO <sub>x</sub>	†	3.29	1.34	11.31
SO <sub>x</sub>	†	0.37	0.15	0.89
CO	†	0.45	0.18	1.08
Polveri	†	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/giorno per l'intera durata della fase di perforazione (107 giorni)

L'altezza dei camini di emissione dei motori/generatori è indicativamente di 15 m slm.

## 8.2 Prelievi idrici

In fase di installazione 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).

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

- prelievi di acque 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 acque 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 acque 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).

Infine, in fase di rimozione della piattaforma si prevedono prelievi idrici dovuti a:

- esigenze di funzionamento (raffreddamento e zavorramento) dei mezzi marittimi impiegati per le varie attività (acqua di mare);
- attività o usi igienico-sanitari del personale di bordo (acqua dolce).

Per quanto riguarda le acque di raffreddamento del *Jack-Up*, si stima una portata massima pari a circa 160 m<sup>3</sup>/h. L'acqua viene circolata in circuito aperto, senza alcuna aggiunta di additivi (es: biocidi).

Il consumo idrico di acqua dolce per uso igienico-sanitario del personale di bordo è stimabile pari a 30 m<sup>3</sup>/g (pari a circa 300 l/g per addetto, a fronte di un numero di 95 unità). L'acqua per usi igienico-sanitari sarà approvvigionata da terra, stoccata nei serbatoi della piattaforma (202 m<sup>3</sup>) e regolarmente rifornita tramite i *supply vessel*.

Il quantitativo di acqua dolce per il confezionamento dei fanghi di perforazione è stimato pari al quantitativo dei fanghi stessi e pertanto un massimo di circa 3,000 m<sup>3</sup>. Questa sarà approvvigionata da terra, stoccata nei serbatoi presenti sulla piattaforma *Jack-Up* della piattaforma (525 m<sup>3</sup>) o rifornita tramite *supply vessel*.

Per quanto riguarda la prova di produzione, inoltre, si stima un utilizzo complessivo di circa 360 m<sup>3</sup> di acqua di mare.

Per l'utilizzo a fini potabili sarà di norma utilizzata acqua minerale, approvvigionata mediante *supply vessel*.

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 8.4: Prelievi Idrici - Piattaforma Jack-Up**

Attività/Mezzo	Tipologia	Approvvigionamenti	Stima Consumi		
			Giornalieri [m <sup>3</sup> /g]	Durata [giorni]	Totali [m <sup>3</sup> ]
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 <i>supply vessel</i>	30 <sup>(1)</sup>		3,210
	Acqua dolce per confezionamento fanghi	Stoccaggio a bordo e approvvigionamento tramite <i>supply vessel</i>	–		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 <i>supply vessel</i>	30 <sup>(1)</sup>		570
Chiusura temporanea o mineraria	Acqua di mare per raffreddamento	prese acqua mare	3,840	13	50,000
	Acqua dolce per uso	Stoccaggio a bordo e	30 <sup>(1)</sup>		390

Attività/Mezzo	Tipologia	Approvvigionamenti	Stima Consumi		
			Giornalieri [m <sup>3</sup> /g]	Durata [giorni]	Totali [m <sup>3</sup> ]
	igienico-sanitario	approvvigionamento tramite supply vessel			

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 m<sup>3</sup>/h (Petroceltic, 2013a). 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", si vedano le caratteristiche in Appendice C alla presente Sezione) 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.

### 8.3 Scarichi Idrici

In fase di installazione della piattaforma, gli scarichi idrici sono riconducibili essenzialmente alle acque di raffreddamento dei motori dei mezzi impiegati.

In fase di perforazione 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.

Durante la prova di produzione, gli scarichi idrici sono essenzialmente dovuti 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.

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.

Infine, anche in fase di rimozione della piattaforma si prevedono scarichi idrici dovuti principalmente alle acque di raffreddamento dei motori dei mezzi impiegati e reflui depurati.

La portata massima stimata per le acque di raffreddamento dei motori del *Jack-Up* è di 160 m<sup>3</sup>/h, per i quali non è previsto utilizzo di biocidi.

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 e in particolare:

- le acque di sentina, costituite da una miscela di olio ed acqua, vengono 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, in maniera da minimizzare i possibili scarichi di sostanze.

Le acque di sentina vengono trattate in un separatore olio - acqua. L'impianto di trattamento si basa su un sistema di separazione delle acque oleose per coalescenza. Il sistema, del tipo RWO SKIT S-DEB, è testato dal "Germanischer Lloyd" secondo la Risoluzione IMO MEPC 107(49) e approvato dal "Seeberufsgenossenschaft" e certificato MED 96/987EG (RWO, 2006). L'unità è, inoltre, dotata di certificazione IOPP (*International Oil Pollution Prevention*) attestante la conformità del mezzo ai requisiti stabiliti dall'Annesso I alla Convenzione per la Prevenzione dell'Inquinamento da Navi (MARPOL). Il sistema è riconosciuto ed approvato in accordo alla risoluzione MEPC.60(33), "Linee guida e specifiche per attrezzature di prevenzione dell'inquinamento per gli spazi di sentina dei macchinari sulle navi", con capacità pari a 2.5 m<sup>3</sup>/h. Il sistema è in grado di assicurare una concentrazione massima di contenuto di oli nell'effluente, pari a 5 ppm. In linea con la regola 37 MARPOL, la piattaforma è inoltre dotata di un piano di emergenza antinquinamento.

L'olio separato viene raccolto in fusti e trasferito a terra per essere smaltito al Consorzio Oli Esausti mentre l'acqua è inviata ad una vasca di raccolta rifiuti liquidi (insieme a fango ed acque piovane e/o di lavaggio) e trasportata a terra e gestita da smaltitore autorizzato e certificato.

Per il trattamento dei reflui di tipo civile è presente un impianto di depurazione tipo Omnipure 12MX, prodotto dalla Severn Trent De Nora. Il refluo viene sottoposto ad un trattamento di ossidazione e disinfezione elettrolitica che richiede bassa manutenzione e non comporta la produzione di fanghi. L'impianto garantisce il rispetto dei limiti stabiliti dalla risoluzione MEPC.2(VI); in particolare l'effluente non eccede 250 MPN coliformi fecali ed ha un contenuto in solidi sospesi inferiore a 50 mg/l. L'unità *Jack-Up* è dotata di certificazione ISPP (*International Sewage Pollution Prevention*) attestante la conformità del mezzo ai requisiti stabiliti dall'Annesso IV alla Convenzione per la Prevenzione dell'Inquinamento da Navi (MARPOL). I reflui depurati sono scaricati a mare con apposita condotta. La portata stimata è di 30 m<sup>3</sup>/g, comprensivi di acque nere (provenienti dai wc) e acque grigie (provenienti da mensa, docce, etc.).

Le acque di mare impiegate nel corso delle prove di produzione saranno raccolte e gestite come rifiuti

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 8.5: Scarichi Idrici - Piattaforma Jack-Up**

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

Note:

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

I mezzi navali a supporto delle attività di progetto 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).

## 8.4 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", cioè sarà dotato di strutture atte al contenimento dei residui di perforazione prodotti e dei fanghi esausti, mediante appositi sistemi quali:

- 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 suppli vessel in appositi contenitori e quindi trasportati a terra per il successivo invio a impianti autorizzati di recupero/smaltimento.



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 ton, oltre a fanghi esausti per un volume di circa 3,000 m<sup>3</sup>.

Come anticipato nel precedente Paragrafo, le acque di sentina vengono trattate in un separatore olio - acqua. L'olio separato viene raccolto in fusti e trasferito a terra per essere smaltito al Consorzio Oli Esausti mentre l'acqua è inviata ad una vasca di raccolta rifiuti liquidi (insieme a fango ed acque piovane e/o di lavaggio) e trasportata a terra e gestita da smaltitore autorizzato e certificato.

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 di spazzamento, eventuali acque di giacimento, residui di pulizia pozzo e lavaggi), per un quantitativo stimato di circa 1,200 m<sup>3</sup> <sup>24</sup> 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.), sulla base di dati storici relativi alla perforazione di pozzi profondi si può stimare una quantità indicativa di 2 m<sup>3</sup>/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 trasportati a terra saranno 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.

## 8.5 Utilizzo di Risorse

In fase di installazione/rimozione della piattaforma, il numero massimo di addetti complessivamente impiegati nelle operazioni è stimato pari a 177<sup>25</sup> 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 stimate per i prodotti necessari alla formulazione di fango a base acqua (WB) per la perforazione del pozzo in progetto sono riportate nella seguente tabella (Petroceltic, 2013a; 2013d; 2014c).

<sup>24</sup> Oltre eventuali ulteriori quantità in fase iniziale di pulizia in caso di elevato *water cut*, si veda il Paragrafo 4.3.

<sup>25</sup> Valore stimato in via cautelativa pari al massimo equipaggio dei mezzi navali.

**Tabella 8.6: Consumo Prodotti Fango Base Acqua**

Tipologia (funzione)	UdM	Quantità
Inibitore argille	†	72
Controllo filtrato	†	29.25
Controllo densità	†	1,635
Viscosizzante	†	51.2
Controllo contaminazione cemento	†	15.9
Intasanti/Bridging	†	17.85
Riduttore di filtrato	†	30.75
Incapsulante	†	9.6
Lubrificante ed anti-imbollamento (a base di alcol)	†	103.5
Controllo pH	†	10.65
Controllo Gels	†	30
Controllo filtrato e reologia	†	47.25

Tutti i prodotti necessari al confezionamento del fango di perforazione saranno accompagnati in cantiere dalle relative schede di sicurezza. In Appendice E al presente documento sono riportati alcuni esempi di schede di sicurezza per prodotti commerciali corrispondenti alle tipologie di sostanze che si prevede di impiegare.

Per la generazione di energia può essere stimato un consumo a massimo carico pari a circa 300 l/ora per la tipologia di motore considerata (Caterpillar, 2011).

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 piattaforma<sup>25</sup>.

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).

## 8.6 Emissioni Sonore

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

Nella seguente tabella sono indicati i valori dei livelli equivalenti di pressione acustica ipotizzabili per le principali fonti di emissione di rumore presenti in piattaforma (Petroceltic, 2013a).

**Tabella 8.7: Sorgenti di Rumore (Petroceltic, 2013a)**

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 (Petroceltic, 2013d). 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 8.8: Principali Sorgenti di Rumore Sottomarino**

Fase/Attività		Durata [giorni]	Mezzi/Attrezzature Utilizzati	Tipologia Emissione Sonora <sup>(1)</sup>
Installazione Piattaforma		5	Mezzi navali	continuo
Perforazione	Conductor driving	1	Battipalo	impulsivo
	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

## 8.7 Occupazione dello Specchio Acqueo/Limitazioni alla Navigazione

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*) determina 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, comporta 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 (si veda il Paragrafo 5.3.2 del Quadro di Riferimento Programmatico, Sezione I del presente SIA), 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 8.9: 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 <sup>2</sup> <sup>(1)</sup>	2,138 m <sup>2</sup> <sup>(2)</sup>	-	-
Pozzo	1 m <sup>2</sup>	-	-	-
Area di Interdizione Piattaforma	0.785 km <sup>2</sup> <sup>(3)</sup>	0.785 km <sup>2</sup> <sup>(3)</sup>	-	-

- (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

## 8.8 Traffico di Mezzi

Le attività previste dal progetto saranno svolte con l'ausilio dei mezzi elencati al Paragrafo 7.7. 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 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 8.10: 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 <sup>(1)</sup>
Perforazione	107	All purpose vessel	1 viaggio A/R al giorno <sup>(2)</sup>
		Crew Boat	1 viaggio A/R al giorno <sup>(3)</sup>
Prova di Produzione <sup>(4)</sup>	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

Fase	Durata [giorni]	Tipologia Mezzo	Frequenza Transiti
Rimozione piattaforma	5	All purpose vessel (No. 3)	1 viaggio <sup>(1)</sup>

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 o a recupero/smaltimento presso impianti autorizzati. Allo stato attuale non è possibile quantificare il numero di viaggi, che si prevede comunque limitato anche in relazione alla breve durata della fase.

## 9 MISURE PROGETTUALI DI PREVENZIONE E TECNICHE DI RIDUZIONE DEGLI IMPATTI

Nel presente capitolo sono illustrate le principali misure di protezione ambientale che saranno adottate durante la realizzazione delle attività a progetto al fine di eliminare o di minimizzare i potenziali rischi sulle componenti ambientali interessate.

La politica ambientale di Petroceltic, nell'ambito della politica HSES (si veda il successivo Paragrafo **Error! Reference source not found.**), si fonda, in particolare, sulla minimizzazione degli impatti ambientali delle attività e sul rispetto della Normativa ambientale vigente.

Da un punto di vista ambientale, per il progetto del pozzo esplorativo Elsa 2 si evidenziano, in particolare, i seguenti aspetti (Petroceltic, 2013c):

- è intenzione di Petroceltic effettuare le attività di perforazione in periodi in cui sono minori i possibili impatti sugli ecosistemi flora e sulla fauna marina ed non di massimo afflusso turistico balneare;
- nel corso delle attività si è previsto di limitare al minimo indispensabile il traffico navale da e per la piattaforma, in maniera da ridurre i possibili inconvenienti legati al transito e di ridurre, al contempo, i consumi di risorse, le emissioni ed i costi con essi connessi. Solo delle imbarcazioni di limitate dimensioni raggiungeranno quotidianamente la piattaforma, per il trasporto di personale, materiali e approvvigionamenti e dei rifiuti prodotti nel corso delle attività.
- durante tutto il progetto sarà effettuato un corretto ciclo di smaltimento dei rifiuti, mediante l'implementazione di procedure in linea con le prassi consolidate e nel rispetto della normativa applicabile;
- il buon funzionamento e la corretta manutenzione delle apparecchiature e dei mezzi navali permetteranno di minimizzarne le emissioni;
- l'emissione di rumori e vibrazioni, anche in ambiente marino, sarà sottoposta a monitoraggio;
- nel corso delle attività, per minimizzare il disturbo sui mammiferi marini eventualmente presenti, si farà riferimento alle linee guida ACCOBAMS (si rimanda al Paragrafo 7.2.3.5 del Quadro di Riferimento Ambientale del presente SIA per maggiori dettagli);
- durante il corso delle attività saranno attivi sistemi efficaci per prevenire fuoriuscite accidentali di petrolio.

### 9.1 Installazione/Rimozione della Piattaforma

La piattaforma è una struttura mobile che richiede una sola giornata di lavoro in loco per diventare operativa e per la sua rimozione, consentendo di ridurre i possibili disturbi sull'ambiente nel corso di tali attività (Petroceltic, 2013c).

### 9.2 Attività di Perforazione

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 (Petroceltic, 2014c):

- i fanghi previsti per la perforazione sono a base di acqua minimizzano i rischi ambientali connessi con il trasporto e l'impiego nelle diverse fasi del progetto. I fanghi

vengono utilizzati in un circuito chiuso ed entrano in contatto con la parete del pozzo soltanto a profondità maggiori di circa 60 m dal fondale. I fanghi esausti vengono raccolti e trasportati a terra per il successivo invio a idonei impianti di recupero/smaltimento autorizzati;

- i detriti di perforazione vengono raccolti ed inviati a terra per il recupero/smaltimento presso idonei impianti autorizzati;
- le acque reflue civili vengono inviate ad un sistema di trattamento di bordo omologato e certificato per essere trattate e scaricate, nel rispetto delle norme e dei regolamenti applicabili;
- le acque di sentina, costituite da una miscela di olio ed acqua, vengono 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. La piattaforma *Jack-Up* è dotata di certificato internazionale antinquinamento da olii (IOPP) rilasciato da Ente accreditato;
- il BOP impiegato, di tipo idoneo e certificato, è sottoposto a prove di tenuta prima delle prove di produzione;
- tutte le attrezzature impiegate saranno di tipo idoneo e dotate delle necessarie certificazioni;
- le prove di tenuta di strumentazione e apparecchiature saranno effettuate a pressioni maggiori di quelle previste per il pozzo;
- sarà previsto il prelievo, registrazione e controllo regolare dei fluidi impiegati;
- in caso di perdite/emergenza sarà disponibile il sistema ESD (*Emergency Shut Down*) pienamente operativo;
- il personale impiegato sarà in possesso della necessaria esperienza;
- il Sistema di Gestione Ambientale è una parte integrante del sistema HSE di Petroceltic.

in caso di possibili incidenti/sversamenti saranno comunque disponibili idonee attrezzature di emergenza (*Oil Spill Kit* e prodotti disperdenti). Ad intervalli prestabiliti, la perforazione viene sospesa per introdurre e cementare nel pozzo tubazioni in acciaio, così da sostenere e sigillare le formazioni geologiche già perforate.

Durante la fase di perforazione, inoltre, il trasporto di materiali da e per la piattaforma viene organizzato da team di esperti di logistica che minimizzano il numero dei viaggi per interferire il meno possibile con la viabilità marina ed essere di minor disturbo possibile all'ambiente.

### 9.3 Prove di Produzione

Al fine di minimizzare i possibili impatti ed effetti legati ad eventi di tipo accidentale nel corso dell'esecuzione delle prove di produzione, sono previste le seguenti misure di mitigazione (Petroceltic, 2013):

- il BOP impiegato, di tipo idoneo e certificato, è sottoposto a prove di tenuta prima delle prove di produzione;



- tutte le attrezzature impiegate saranno di tipo idoneo e dotate delle necessarie certificazioni;
- le prove di tenuta di strumentazione e apparecchiature saranno effettuate a pressioni maggiori di quelle previste per il pozzo;
- in caso di perdite/emergenza sarà disponibile il sistema ESD (*Emergency Shut Down*) pienamente operativo;
- il personale impiegato sarà in possesso della necessaria esperienza;
- le prove di produzione saranno oggetto di uno specifico programma;
- saranno effettuati incontri periodici con tutto il personale per garantire la sicurezza delle operazioni;
- il Sistema di Gestione Ambientale è una parte integrante del sistema HSE di Petroceltic;
- per le operazioni di pulizia del pozzo sarà previsto l'impiego di prodotti ecocompatibili ad elevata biodegradabilità;
- in caso di possibili incidenti/sversamenti saranno comunque disponibili idonee attrezzature di emergenza (*Oil Spill Kit* e prodotti disperdenti);
- l'impiego di *chemicals* sarà monitorato e registrato giornalmente e minimizzato per quanto tecnicamente possibile;
- i fluidi prodotti nel corso delle prove di produzione (greggio, eventuali acque di giacimento, pulizia pozzo, lavaggi, etc.) saranno raccolti e trasportati a terra, mediante una unità navale con le necessarie certificazioni, per il successivo invio in raffineria o a recupero/smaltimento presso impianti autorizzati.

#### 9.4 Chiusura del Pozzo

I pozzi esplorativi e di produzione sono costituiti da una serie concentrica di tubature di acciaio inserite e cementate nella roccia man mano che sezioni successive vengono perforate. In caso di chiusura mineraria di pozzi, il programma dei lavori viene approvato dalle competenti Autorità Minerarie (D.P.R. 128/1959, D.M. 06/08/91, D.P.R. 886/79, D.Lgs. 624/96) e la tenuta della chiusura viene testata a più riprese (Petroceltic, 2013b).

Per ottenere la chiusura del pozzo, viene pompato a diverse profondità nel pozzo uno speciale cemento liquido che viene poi solidificato, in modo da sigillare in maniera ermetica le formazioni geologiche sottostanti.

Le sezioni superficiali delle tubature vengono poi tagliate/disconnesse, al di sotto del fondale (in caso di chiusura definitiva/temporanea del pozzo) non lasciando quindi alcuna traccia visibile del pozzo.

#### 9.5 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, riportato in Appendice B al Quadro di Riferimento Ambientale del presente SIA.

Il Piano di Monitoraggio 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 e 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.

## 10 ASPETTI RELATIVI ALLA SICUREZZA

### 10.1 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 (Petroceltic, 2014c).

Inoltre, Petroceltic ha preso visione della Direttiva 2013/30/EU sulla sicurezza nelle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi (in corso di recepimento) e reputa di già essere 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.

### 10.2 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: H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub>, gas esplosivi) collegati con sistemi di allarme acustici e visivi.

### 10.3 Procedure Operative per la Sicurezza

In particolare, gli aspetti legati alla sicurezza e alla salute saranno 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, per le fasi operative, si farà riferimento alle specifiche procedure predisposte, tra cui si citano, a titolo indicativo:

- *Well Design And Operations Standards* - Rev. 02 del 15/04/2014;
- *Corporate Health, Safety, Environmental And Social Management System - Framework Document* – Rev 00 del 30/07/2013;
- *HSES Competence, Training And Communication Guideline* – Rev 00 del 30/07/2013;
- *HSES Risk Management Procedure* – Rev 01 del 20/02/2014;
- *HSES Objectives, Targets And Plans Procedure* – Rev 00 del 30/07/2013;
- *Stakeholder Management Guideline* – Rev 00 del 15/09/2013;
- *Corporate Emergency Management Plan* – Rev 00 del 30/07/2013;
- *Corporate Emergency Management Plan - Enclosure 1 - Emergency Management Plan Contact List* – Rev 00 del 30/07/2013;
- *Contractor HSES Management Guideline* – Rev 00 del 30/07/2013;
- *HSES Document Management Procedure* – Rev 00 del 30/07/2013;
- *HSES Asset Integrity Guideline* – Rev 00 del 30/07/2013;
- *HSES Incident Reporting And Investigation Procedure* - Rev 01 del 20/02/2014;
- *HSES Monitoring, Audit And Evaluation Procedure* - Rev 01 del 20/02/2014.

### 10.4 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 un evento 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) (Petroceltic, 2013a; 2013c; 2013d). 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 a bordo del *Jack-Up* (es: 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 (IWCF - *International Well Control Forum*), 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 *blow out*;
- Piano di Emergenza Antinquinamento;
- procedure di emergenza per costruzioni e installazioni *offshore*.

## 10.5 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).

Nel Piano di Emergenza Antinquinamento (*Oil Spill Contingency Plan - OSCP*) sono dettagliati:

- 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 *check-list* 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, l'impianto di perforazione sarà assistito con continuità da un mezzo navale di supporto in grado di intervenire in caso di *spill*,

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 prodotti 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 (si veda il successivo Paragrafo) prevederà, a tal riguardo, l'interfaccia coi piani nazionali di emergenza (D.P.C.M. 4 Novembre 2010 e D.M. 29 Gennaio 2013) e con i Piani locali predisposti a livello Provinciale e dal Dipartimento della Protezione Civile.



## Riferimenti

Bennet & Associates e Offshore Technology Development "Jack-Up Units, a Technical Primer for the Offshore Industry Professional", July 2005. Caterpillar Inc, 2011 schede tecniche "3512B Offshore Drilling Module" e "Diesel Generator Set Prime 1200 ekW 1500 kVA".

Caterpillar, Sito web: [www.cat.com](http://www.cat.com).

Energy Information Administration (EIA), 2013, "International Energy Outlook 2013", tratto da Sito web: <http://www.eia.gov/forecasts/ieo/>, consultato a Giugno 2014.

ENTEC, 2010, "DEFRA UK Ship Emissions Inventory – Final Report", Novembre 2010.

Fugro Oceansismica S.p.A., 2010, "Well Site Preliminary Results, Geohazard Interpretation".

Fugro Oceansismica S.p.A., 2013, "Well Site Survey No. 7 Alternative Locations, Shallow Gas Prognosis for Petroceltic Italia".

Ministero dello Sviluppo Economico (MSE) – Direzione Generale per le Risorse Minerarie ed Energetiche, 2014, <http://unmig.sviluppoeconomico.gov.it/unmig/norme/norme.asp>, consultato a Giugno 2014.

Ministero dello Sviluppo Economico (MSE) – Dipartimento per l'Energia – Direzione Generale per le Risorse Minerarie ed Energetiche (DGRME), 2013, "Rapporto Annuale 2014 – Attività 2013", tratto da Sito web: <http://unmig.sviluppoeconomico.gov.it/unmig/stat/stat.asp>, consultato a Giugno 2014.

Ministero dello Sviluppo Economico (MSE) e Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (MATM), 2013, "Strategia Energetica Nazionale", tratto da Sito web: [http://www.minambiente.it/home\\_it/index.html?lang=it](http://www.minambiente.it/home_it/index.html?lang=it), consultato a Giugno 2014.

Petroceltic, 2014a, Informazioni e dati di progetto inviate via mail Giugno-Luglio 2014.

Petroceltic, 2014b, "Programma Geologico e di Perforazione Pozzo Elsa 2".

Petroceltic, 2014c, Informazioni inviate via mail in data 21/05/2014.

Petroceltic, 2013a, informazioni e dati di progetto inviate via mail in data 18/02/2013, 19/02/2013, 20/02/2013, 25/02/2013, 28/02/2013, 1/03/2013, 4/03/2013, 6/03/2013, 7/03/2013, 12/03/2013, 15/03/2013, 18/03/2013, 19/03/2013, 20/03/2013, 22/03/2013, 25/03/2013, 26/03/2013, 2/04/2013, 6/04/2013, 7/04/2013, 11/04/2013, 16/04/2013, 24/04/2013, 29/04/2013, 3/07/2013, 1/08/2013, 24/09/2013.

Petroceltic, 2013b informazioni e dati sul giacimento Elsa, inviate in data 20/03/2013.

Petroceltic, 2013c informazione generali sul progetto inviate via mail in data 3/04/2013.

Petroceltic, 2013d informazioni generali sul progetto inviate via mail in data 25/07/2013, 30/07/2013, 3/09/2013 e 17/09/2013.

RWO Marine Water Technology GmbH, 2006, caratteristiche tecniche "RWO Oily Water Separator".

Southall B.L., A.E. Bowles, W.T. Ellison, J.J. Finneran, R.L. Gentry, C.R. Greene Jr., D. Kastak, D.R. Ketten, J.H. Miller, P.E. Nachtigall, W.J. Richardson, J.A. Thomas, & P.L. Tyack, 2007, "Marine Mammal Noise Exposure Criteria: Initial Scientific Recommendations", Aquatic Mammals, Volume 33, Number 4, 2007 ISSN 0167-5427.

Starcrest Consulting Group LLC, 2008 "The Port of San Diego – 2006 Emissions Inventory", Marzo 2008.

Unione Petrolifera (UP), 2014, "Relazione Annuale 2014", tratto da Sito web: [www.unione petrolifera.it](http://www.unione petrolifera.it), consultato a Luglio 2014.