

Edison S.p.A. Milano, Italia



**Progetto di Sviluppo
Campo Vega B
Concessione di Coltivazione
C.C6.EO – Canale di Sicilia
Perforazione di 8 Pozzi
Addizionali**

**Studio di Impatto
Ambientale
Quadro di Riferimento
Progettuale**

Edison S.p.A. Milano, Italia



**Progetto di Sviluppo
Campo Vega B
Concessione di Coltivazione
C.C6.EO – Canale di Sicilia
Perforazione di 8 Pozzi
Addizionali**

**Studio di Impatto
Ambientale
Quadro di Riferimento
Progettuale**

Rev.	Descrizione	Preparato da	Controllato da	Approvato da	Data
0	Prima Emissione (Testo e Appendici)	M. Donato	M. Compagnino	P. Rentocchini	Giugno 2016
0	Prima Emissione (Figure allegate)	M. Donato	M. Compagnino	P. Rentocchini	Aprile 2016

INDICE

	<u>Pagina</u>
LISTA DELLE TABELLE	IV
LISTA DELLE FIGURE	V
ELENCO DELLE FIGURE ALLEGATE	V
ABBREVIAZIONI E ACRONIMI	VI
1 INTRODUZIONE	1
2 MOTIVAZIONI DEL PROGETTO	3
2.1 SVILUPPO DEL CAMPO OLIO VEGA	3
2.2 MOTIVAZIONI DI CARATTERE AMBIENTALE E SOCIALE	6
2.3 INQUADRAMENTO DEL MERCATO ENERGETICO	7
2.3.1 Mercato degli Idrocarburi - Situazione Mondiale	7
2.3.2 Mercato degli Idrocarburi - Situazione Nazionale	8
3 ASPETTI AUTORIZZATIVI	10
3.1 DECRETO VIA/AIA VEGA B (SIA 2012-2013 - 4 POZZI)	10
3.2 ALTRI ASPETTI AUTORIZZATIVI	11
3.2.1 Concessione Mineraria C.C6.EO	11
3.2.2 Contenuti del Programma di Sviluppo	14
3.2.3 Autorizzazione all'Esercizio e Capacità Produttiva	15
3.2.4 Gestione delle Acque di Produzione	16
4 CARATTERISTICHE DEL GIACIMENTO	17
4.1 DESCRIZIONE GENERALE	17
4.2 STUDIO DI GIACIMENTO 2013	19
5 DESCRIZIONE DELL'ASSETTO AUTORIZZATO	21
5.1 ASSETTO ATTUALE AUTORIZZATO (VEGA A)	21
5.2 ASSETTO FUTURO AUTORIZZATO (VEGA A + VEGA B)	23
5.2.1 Adeguamento Impiantistico Piattaforma Vega A	24
5.2.2 Piattaforma Vega B	25
5.2.3 Pozzi Vega B	26
5.2.4 Condotte Sottomarine	26
5.2.5 Cavi Elettrici	26
6 DESCRIZIONE DEL PROGETTO – PERFORAZIONE 8 POZZI ADDIZIONALI DA VEGA B	27
6.1 GENERALITÀ	27
6.2 CARATTERISTICHE GENERALI DEI POZZI	28
6.2.1 Temperature	28
6.2.2 Pressioni e Problemi di Perforazione	28
6.2.3 Architettura dei Pozzi	30
6.2.4 Cementazioni	32
6.2.5 Fluidi di Perforazione e Completamento	32
6.2.6 Testa Pozzo e Apparecchiature di Sicurezza	37
6.2.7 Deviazione Pozzi	40
6.3 DESCRIZIONE DELLE ATTIVITÀ DI PERFORAZIONE	42

6.3.1	Area di Lavoro	42
6.3.2	Cronoprogramma e Fasi di Lavoro	42
6.3.3	Caratteristiche dell’Impianto di Perforazione	43
6.3.4	Sequenza Operativa della Perforazione	47
6.3.5	Gestione dei Fluidi di Perforazione	51
7	ANALISI DELLE ALTERNATIVE E MOTIVAZIONI TECNICHE DELLE SCELTE PROGETTUALI	53
7.1	ANALISI DELL’OPZIONE ZERO	53
7.1.1	Atmosfera	53
7.1.2	Ambiente Idrico Marino	53
7.1.3	Suolo e Sottosuolo	54
7.1.4	Rumore e Vibrazioni	54
7.1.5	Vegetazione, Flora, Fauna ed Ecosistemi	54
7.1.6	Aspetti Socio-Economici, Infrastrutture e Salute Pubblica	54
7.2	SCELTA DELL’IMPIANTO DI PERFORAZIONE	55
8	NORMATIVA E STANDARDS DI RIFERIMENTO	57
8.1	NORMATIVA RELATIVA AL SETTORE MINERARIO	57
8.2	ASPETTI RELATIVI ALLA SICUREZZA	59
9	DISMISSIONE DELLE OPERE E RIPRISTINO AMBIENTALE A FINE ESERCIZIO	60
10	INTERAZIONI CON L’AMBIENTE	62
10.1	FASE DI PERFORAZIONE	62
10.1.1	Emissioni in Atmosfera	62
10.1.2	Prelievi Idrici	64
10.1.3	Scarichi Idrici	65
10.1.4	Produzione di Rifiuti	66
10.1.5	Utilizzo di Risorse	67
10.1.6	Emissioni Sonore	69
10.1.7	Occupazione di Specchio Acqueo/Limitazioni alla Navigazione	69
10.1.8	Traffico Mezzi	70
10.2	FASE DI ESERCIZIO	71
11	MISURE PROGETTUALI DI PREVENZIONE E RIDUZIONE DEGLI IMPATTI POTENZIALI	72
11.1	UBICAZIONE DEI NUOVI POZZI	72
11.2	PERFORAZIONE DEI POZZI	72
11.3	ATTIVITÀ DI SUPPORTO	73
11.4	ELEMENTI PER IL PIANO DI MONITORAGGIO AMBIENTALE	73
12	ASPETTI RELATIVI ALLA SICUREZZA	74

RIFERIMENTI

- APPENDICE A: DECRETO COMPATIBILITÀ AMBIENTALE DEL PROGETTO "SVILUPPO DEL CAMPO VEGA B- CONCESSIONE DI COLTIVAZIONE C.C6.EO" E AUTORIZZAZIONE INTEGRATA AMBIENTALE AL SUCCESSIVO ESERCIZIO DEL COMPLESSO PRODUTTIVO PIATTAFORMA VEGA A E PIATTAFORMA VEGA (DEC VIA-AIA. NO. 68 DEL 16 APRILE 2015)**
- APPENDICE B: DECRETO DI PROROGA DELLA CONCESSIONE DI COLTIVAZIONE EMANATO IN DATA 13 NOVEMBRE 2015 DAL MINISTERO DELLO SVILUPPO ECONOMICO (PROT. NO. MS111/P/C.C6.EO)**
- APPENDICE C: SCHEDE DI SICUREZZA DELLE TIPOLOGIE DI PRODOTTO TIPICHE CHE POTRANNO ESSERE IMPIEGATE PER LE ATTIVITÀ DI PERFORAZIONE DEI POZZI**

LISTA DELLE TABELLE

<u>Tabella No.</u>		<u>Pagina</u>
Tabella 3.1:	Decreto VIA-AIA 2015 – Prescrizioni VIA	11
Tabella 3.2:	Concessione Mineraria – Provvedimenti e Modifiche (sito web UNMIG)	13
Tabella 3.3:	Concessione Mineraria – Vertici (sito web UNMIG)	13
Tabella 3.4:	Piattaforma Vega A - Produzione Annuo di Petrolio e Gas (Sito Web UNMIG)	16
Tabella 4.1:	Caratteristiche del Giacimento Vega (Edison, 2015b)	19
Tabella 5.1:	Piattaforma Vega A - Coordinate Geografiche (Edison, 2011e)	22
Tabella 5.2:	SPM - Coordinate Geografiche	22
Tabella 5.3:	Vega B - Coordinate Geografiche (Edison, 2011f)	25
Tabella 6.1:	Parametri PVT dell'Olio (Edison, 2015a)	28
Tabella 6.2:	Dati Preliminari di Produzione per Pozzo (Edison, 2016)	28
Tabella 6.3:	Tipologie Fanghi di Perforazione a Base d'Acqua (Edison, 2015b)	33
Tabella 6.4:	Tipologie Fanghi di Perforazione a Base Olio Low Toxic (Edison, 2015b)	33
Tabella 6.5:	Caratteristiche Reologiche Fanghi di Perforazione (Edison, 2015b)	34
Tabella 6.6:	Cronoprogramma Perforazione 8 Pozzi Aggiuntivi	42
Tabella 6.7:	Caratteristiche Tecniche Impianto Perforazione Tipo TAD (Edison, 2011m)	43
Tabella 6.8:	Stock Minimi di Sicurezza (Edison, 2015b)	51
Tabella 10.1:	Impianto di Perforazione - Caratteristiche Emissive e Stima delle Emissioni	63
Tabella 10.2:	Fattori di Emissione da Mezzi Navali (ENTEC, 2002)	63
Tabella 10.3:	Stima delle Emissioni di Inquinanti dai Mezzi di Supporto	64
Tabella 10.4:	Prelievi Idrici Attività Cantiere e Perforazione Pozzi	65
Tabella 10.5:	Scarichi Idrici	66
Tabella 10.6:	Volumi Fanghi e Residui per Pozzo Tipo (Edison, 2015b)	66
Tabella 10.7:	Consumi Stimati Principali Prodotti Fanghi a Base Acqua	67
Tabella 10.8:	Consumi Stimati Principali Prodotti Fanghi a Base Olio	68
Tabella 10.9:	Volumi di Malta/Cemento Pozzo Medio	69
Tabella 10.10:	Sorgenti di Rumore Sottomarino	69
Tabella 10.11:	Installazione Vega B e Posa Sealines- Occupazione di Specchio Acqueo/Fondale	70
Tabella 10.12:	Realizzazione Opere a Progetto – Transiti di Mezzi Navali	70
Tabella 12.1:	Attrezzature in Dotazione per Emergenza Antinquinamento (Edison, 2009b)	75

LISTA DELLE FIGURE

<u>Figura No.</u>		<u>Pagina</u>
Figura 2.a:	Giacimento Vega (Edison, 2015a)	3
Figura 2.b:	Profilo di Produzione Integrato Vega A + Vega B	5
Figura 2.c:	Consumo di Energia Primaria per Carburante nel Caso di Riferimento, 1980-2040 (EIA, 2015)	8
Figura 4.a:	Giacimento Vega - Colonna Litostratigrafica Tipo	18
Figura 5.a:	Piattaforma Vega A	21
Figura 6.a:	Gradiente Generale di Pressione – Pozzo Vega 7 Dir (Edison, 2015b)	29
Figura 6.b:	Profilo Casing Pozzi Vega B	31
Figura 6.c:	Localizzazione Teste Pozzo in Progetto	38
Figura 6.d:	Vega B - Testa Pozzo (Edison, 2015b)	39
Figura 6.e:	Apparecchiature di Sicurezza sulla Testa Pozzo in Fase di Perforazione (Edison, 2015b)	40
Figura 6.f:	Profilo di Deviazione Previsto	41
Figura 6.g:	Principali Tipi di TAD	45
Figura 6.h:	Schema di Completamento del Pozzo (Edison, 2015b)	50
Figura 7.a:	Alternative Impianto di Perforazione	55
Figura 9.a:	Schema di Profilo di Chiusura Mineraria	61

ELENCO DELLE FIGURE ALLEGATE

Figura 1.1: Ubicazione del Giacimento Vega e del Sito di Perforazione degli 8 Pozzi

ABBREVIAZIONI E ACRONIMI

Mtep: Megatep (tonnellata equivalente di petrolio)
BTU: British thermal unit
AIA: Autorizzazione Integrata Ambientale
IEA: International Energy Agency,
EIA: Energy Information Administration -
D.LGS: Decreto Legislativo
DPCM: Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri
FSO: Floating Storage and Offloading
ISPRA: Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale
MATTM: Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare
MIBACT: Ministero dei Beni e delle Attività Culturali e del Turismo
MiSE: Ministero dello Sviluppo Economico
PEN: Piano Energetico Nazionale
SIA: Studio di Impatto Ambientale
SEN: Strategia Energetica Nazionale
s.m.i.: successive modifiche e interazioni
SPM Single Point Mooring
SIA: Studio di Impatto Ambientale
UE: Unione Europea
VIA: Valutazione di Impatto Ambientale
KSTB: kilo stock tank barrel
STBO: standard stock barrel

Si noti che nel presente documento i valori numerici sono riportati utilizzando la formulazione seguente:

separatore delle migliaia = virgola (,)

separatore decimale = punto (.)

RAPPORTO STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE PROGETTO DI SVILUPPO CAMPO VEGA B CONCESSIONE DI COLTIVAZIONE C.C6.EO, CANALE DI SICILIA PERFORAZIONE DI 8 POZZI ADDIZIONALI

1 INTRODUZIONE

Edison S.p.A. è titolare, unitamente ad eni S.p.A., della concessione di coltivazione denominata C.C6.EO, ubicata nel Canale di Sicilia, circa 20 km offshore la costa Sud Orientale della Sicilia (si veda la Figura 1.1 allegata al testo). Le quote di partecipazione della concessione sono 60 % Edison S.p.A. (che è anche operatore della concessione) e 40 % eni S.p.A. Il giacimento oggetto delle attività di coltivazione è denominato “Vega”; in esso sono individuabili due culminazioni (Vega A e Vega B), separate da una sella.

Ad oggi le attività di coltivazione hanno interessato il solo Campo olio Vega A, nella culminazione orientale. Le principali installazioni in esercizio a servizio delle attività sono costituite dalla piattaforma “Vega A”, sulla quale sono oggi produttivi 19 pozzi (di cui 15 in produzione continua, 4 discontinua; in totale il numero di pozzi allacciati è 21) e dalla nave FSO (“Floating Storage and Offloading”) “Leonis”, ormeggiata ad una boa SPM (“Single Point Mooring”), ubicata a circa 2 km in direzione Nord dalla piattaforma.

Con Decreto VIA-AIA No. 68 del 16 Aprile 2015 (Appendice A) Edison S.p.A. ha ricevuto la compatibilità ambientale, con prescrizioni, relativamente al progetto denominato “Sviluppo del Campo Vega B – Concessione di Coltivazione C.C6.EO”. Tale progetto prevede:

- la realizzazione di una nuova piattaforma satellite fissa denominata Vega B di tipo non presidiato, ubicata a circa 6 km di distanza dall’esistente piattaforma Vega A;
- la perforazione da Vega B di No. 4 pozzi a singolo completamento;
- la posa di due condotte sottomarine, di lunghezza di circa 6 km ciascuna, congiungenti Vega B e Vega A, una per la ricezione del diluente e una per l’invio del greggio diluito (blend) su Vega A;
- la posa di due cavi elettrici sottomarini congiungenti Vega B e Vega A per la fornitura di energia elettrica;
- la realizzazione di alcuni adeguamenti impiantistici su Vega A.

Il Decreto VIA-AIA sopra citato specifica in premessa che “*per eventuali future attività, comprese nel titolo abilitativo rilasciato ma non ricomprese nel presente procedimento, occorrerà presentare una nuova istanza di VIA*”.

Edison S.p.A., nel rispetto del programma lavori (si veda in dettaglio il successivo Paragrafo 3.2.1.1) relativo alla Concessione di Coltivazione (rinnovata con Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 13 Novembre 2015 - Prot. No.

MS111/P/C.C6.EO - riportato integralmente in Appendice al Quadro di Riferimento Progettuale del presente SIA), è tenuta a realizzare ulteriori No. 8 pozzi da Vega B, in aggiunta ai 4 già positivamente valutati in merito alla loro compatibilità ambientale. La realizzazione di tali pozzi non determinerà modifiche agli altri interventi già autorizzati (adeguamento Vega A, condotte e cavi sottomarine di collegamento, Piattaforma Vega B).

Il presente documento costituisce il Quadro di Riferimento Progettuale dello Studio di Impatto Ambientale (predisposto ai sensi dell'Articolo 4 del DPCM 27 Dicembre 1988 e s.m.i. e Art. 22 e Allegato VII del D.Lgs 152/2006 e s.m.i.) con riferimento al progetto degli ulteriori No. 8 pozzi da Vega B che si prevede di perforare in continuità temporale con i precedenti 4 già autorizzati.

Il documento è così strutturato:

- Capitolo 2: illustra le motivazioni e gli obiettivi generali di progetto;
- Capitolo 3: descrive gli aspetti autorizzativi del campo olio Vega A;
- Capitolo 4: descrive le caratteristiche del giacimento;
- Capitolo 5: riporta una descrizione sintetica dell'assetto autorizzato, attuale (Vega A) e futuro (Vega A + Vega B con 4 pozzi) di cui al Decreto VIA-AIA No. 68 del 16 Aprile 2015;
- Capitolo 6: descrive le attività di cantierizzazione e di perforazione degli 8 pozzi addizionali e la relativa tempistica;
- Capitolo 7: riporta l'analisi delle alternative e motivazioni tecniche delle scelte progettuali;
- Capitolo 8: riporta la normativa e gli standard di riferimento;
- Capitolo 9: riporta le modalità previste per la dismissione delle strutture;
- Capitolo 10: descrive il quadro delle possibili interazioni delle opere in progetto con l'ambiente nella fase di perforazione dei pozzi e nell'assetto di esercizio futuro;
- Capitolo 11: illustra le misure progettuali di prevenzione e riduzione degli impatti e le misure di monitoraggio dei parametri ambientali;
- Capitolo 12: riporta le procedure per la gestione delle emergenze.

Il report è corredato dalle seguenti appendici:

- Appendice A nella quale è riportato il Decreto di Compatibilità Ambientale (Decreto VIA-AIA No. 68 del 16 Aprile 2015);
- Appendice B nella quale è riportato il Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 13 Novembre 2015 (Prot. No. MS111/P/C.C6.EO);
- Appendice C nella quale sono riportate le schede di sicurezza delle tipologie di prodotto tipiche che potranno essere impiegate per le attività di perforazione dei pozzi.

2 MOTIVAZIONI DEL PROGETTO

Nei seguenti paragrafi, dopo una sintetica descrizione del progetto di sviluppo del Campo Olio Vega, sono illustrate le motivazioni che hanno condotto alla definizione del progetto di perforazione degli ulteriori 8 pozzi in continuità temporale con i precedenti 4 già autorizzati. In considerazione delle finalità del presente documento si è fatto particolare riferimento alle tematiche di carattere ambientale e sociale. Sono inoltre comunque riportate per completezza considerazioni in merito al mercato energetico e al contesto socio-economico locale.

2.1 SVILUPPO DEL CAMPO OLIO VEGA

Come già riportato nello SIA del Progetto Vega B presentato nel Luglio 2012 e nelle successive integrazioni e chiarimenti (da qui in avanti SIA 2012-2013) che ha ottenuto il Decreto VIA-AIA nell'Aprile 2015, il giacimento Vega è situato nell'off-shore siciliano Sud-Orientale, a circa 20 km a Sud del tratto di costa compreso tra Pozzallo e Marina di Ragusa (si veda la Figura 1.1 allegata).

Il giacimento è costituito da due culminazioni separate da un'area di sella e delimitate verticalmente da un acquifero comune e molto potente (Edison, 2006a). Nella seguente Figura è rappresentata la mappa strutturale al top del giacimento Vega (Edison, 2015a).

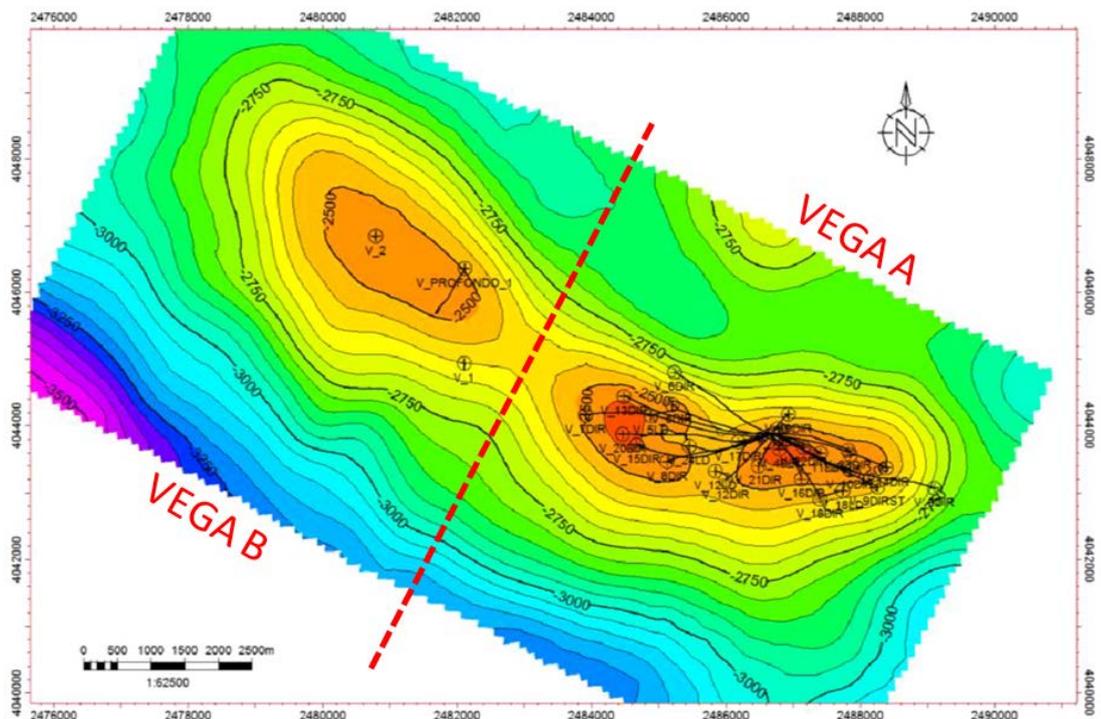


Figura 2.a: Giacimento Vega (Edison, 2015a)

La parte orientale del giacimento (Vega A nella figura) è stata sviluppata attraverso la perforazione di 26 pozzi ed è oggetto delle attività di coltivazione attualmente in atto. Di questi 26 pozzi, oggi 19 sono in produzione (15 in produzione continua, 4 discontinua). I restanti pozzi sono stati chiusi da tempo.

La parte occidentale (Vega B nella figura) è stata accertata con mineralizzazione ad olio tramite No. 3 pozzi esplorativi (“Vega 1” nel 1981, “Vega 1 profondo” nel 1992 e “Vega 2” nel 1982) ma non è stata ancora sviluppata (Edison, 2006a).

La coltivazione di tale parte del giacimento (Vega B) è prevista inizialmente (SIA 2012-2013 e Decreto VIA-AIA 2015) con la realizzazione iniziale di No. 4 pozzi inclinati (pozzi di tipo direzionato, con profilo “slanted”, con inclinazione tale da consentire uno scostamento al target di circa 1,000-1,200 m rispetto alla testa pozzo). Nello stesso SIA 2012-2013 (Paragrafo 4.3) era indicato che *“In funzione degli esiti minerari della perforazione dei primi quattro pozzi di sviluppo di Vega B, potranno essere successivamente eseguite nuove perforazioni fino ad un massimo di 12 pozzi per sostenere i profili di produzione di Vega B”*. Nello stesso Decreto VIA-AIA 2015, come già riportato in introduzione, si specifica che *“per eventuali future attività, comprese nel titolo abilitativo rilasciato ma non ricomprese nel presente procedimento, occorrerà presentare una nuova istanza di VIA”*.

Nello SIA 2012-2013 il profilo preliminare di produzione annua previsto per il giacimento era pari a circa 6,400 barili/giorno (BOPD) con una produzione annuale iniziale (2016, anno in cui si prevedeva avviare la produzione) pari a circa 3,000 KSTB ed una produzione di circa 800 KSTB nel 2037.

Nel corso degli ultimi anni, in attesa dell’ottenimento del Decreto di compatibilità ambientale, Edison, tenendo conto del rafforzamento delle tecnologie e con l’obiettivo di ottimizzare il progetto sia di sfruttamento del giacimento sia in termini di performance ambientali ha proceduto a integrare la modellizzazione del giacimento Vega B per ottenere scenari di sviluppo aggiornati.

Lo scenario di sviluppo ottimale per Vega-B (limitato dal numero massimo di pozzi perforabili dalla piattaforma pari a 12) è quello ottimizzato (in termini di tipologia, ubicazione e sequenza produttiva dei pozzi) a 4+8 pozzi, non solo in termini redditività, di riserve di olio producibili e di profilo di produzione d’olio atteso, ma anche in termini di riduzione di rischio produttivo (Edison, 2015a).

Le riserve complessive dello scenario di sviluppo ottimizzato a 4+8 pozzi ammontano a circa 30.9 Milioni di barili (STBO), recuperabili in circa 22 anni a partire da Aprile 2019 (data assunta in base ai tempi di esecuzione del progetto e di completamento dell’iter autorizzativo).

Tali riserve corrispondono ad una produzione cumulativa media per pozzo di circa 2.6 Milioni STBO, in linea con la produzione cumulativa media storica dei pozzi di Vega-A (circa 2.7 Milioni STBO) su un analogo arco temporale.

Inoltre, fra i diversi scenari simulati, lo scenario ottimizzato a 4+8 pozzi è l’unico a consentire al Complesso Produttivo Vega A + Vega B di raggiungere valori di produzione giornaliera che si avvicinino ai valori attesi di 10,000 BOPD (massima capacità produttiva)..

Nell’ipotesi di partire con la produzione da Vega-B nell’Aprile 2019, i volumi di olio complessivamente producibili dalla concessione (Vega-A + Vega-B) nel prossimo periodo di vigenza decennale (2013-2022) sono pari a circa 15.1 Milioni STBO (7.4 MSTBO da Vega A + 7.7 MSTBO da Vega B, rispettivamente).

Nella seguente figura si riporta il profilo di produzione integrato tra i pozzi attuali della piattaforma Vega A più i futuri pozzi della piattaforma Vega B (12 in totale, di cui 4 già autorizzati e 8 oggetto del presente SIA).

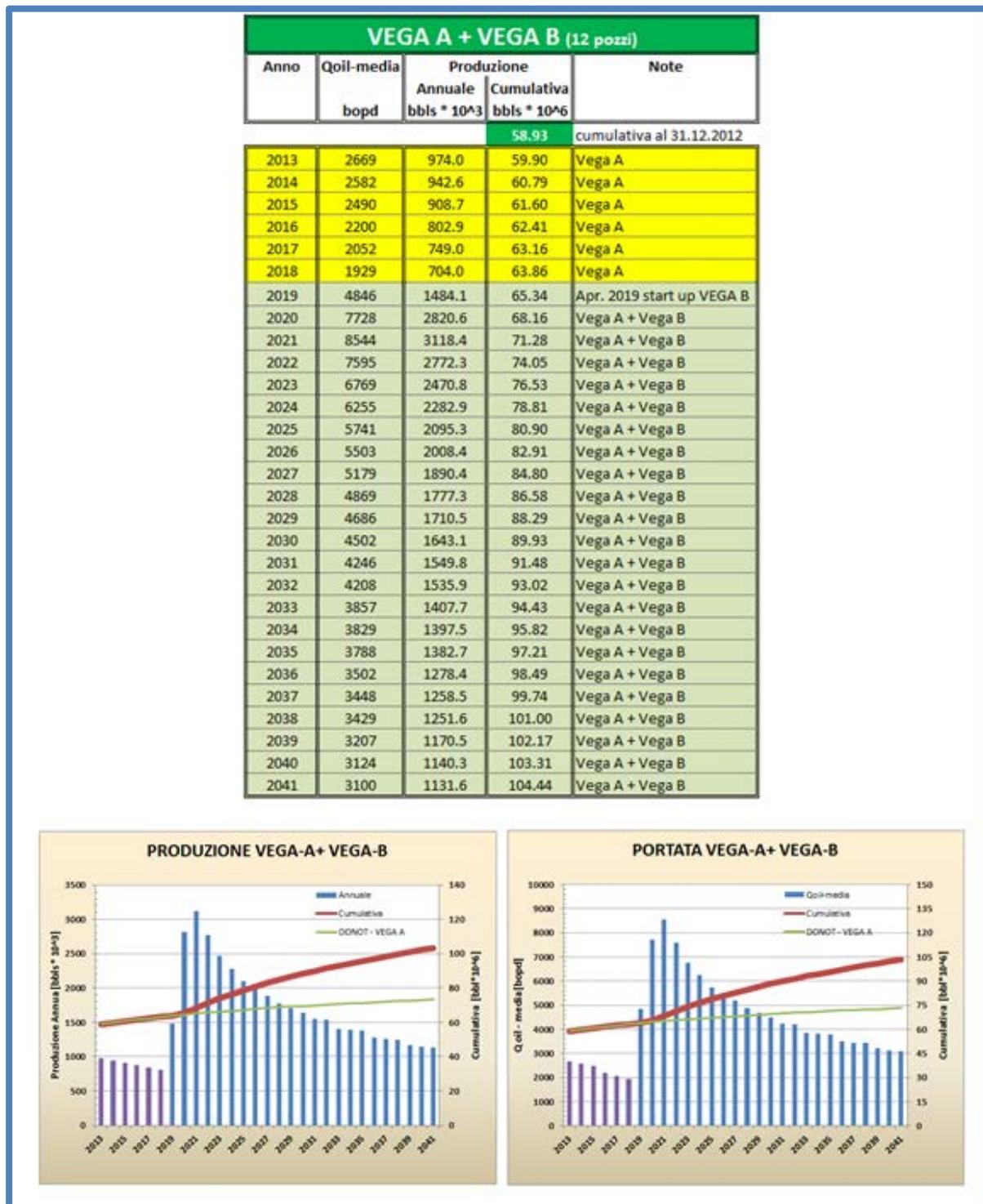


Figura 2.b: Profilo di Produzione Integrato Vega A + Vega B

Nella configurazione Vega B con 12 pozzi sarà possibile estrarre dal giacimento un quantitativo di olio pari a circa il 60% quello estratto da Vega A nella sua intera storia produttiva mantenendo la produzione di olio nei limiti della capacità produttiva attualmente autorizzata con Decreto VIA-AIA per il complesso Vega A + B pari a 10,000 barili di olio /giorno.

Risulta utile evidenziare che lo stesso Decreto di proroga della concessione di coltivazione emanato in data 13 Novembre 2015 dal Ministero dello Sviluppo Economico (Prot. No. MS111/P/C.C6.EO) e riportato integralmente in Appendice B, riporta in premessa che:

“a fronte di una produzione cumulativa attuale di oltre 9,5 milioni di tonnellate di olio al 30.9.2014, la piattaforma "Vega B", collegata alla piattaforma madre "Vega A", completa il programma di sviluppo e coltivazione del giacimento concesso, ottimizzando il drenaggio delle riserve di olio dal giacimento si cui attualmente insiste la stessa piattaforma "Vega A", secondo un programma condiviso dei modi e nei tempi dal Ministero dello Sviluppo Economico;

I risultati degli studi minerari più recenti e le attuali possibilità tecnologiche rendono oggi interessante e fattibile la realizzazione della piattaforma satellite "Vega B" in condizioni di economicità;

La prosecuzione delle attività di produzione e lo sviluppo del campo attraverso la realizzazione della piattaforma "Vega B" rispondono pienamente al pubblico interesse per il completo sfruttamento del giacimento, tenuto conto anche dei vantaggi, in termini ambientali e minerari, derivanti dall'utilizzo delle più moderne tecnologie attualmente disponibili.

Le attività previste nel programma lavori non rientrano nei divieti introdotti dall'art. 2, comma 3, lett. h), del D.Lgs n. 128/2010 e ss.mm.ii, in quanto afferenti ad un titolo abilitativo già rilasciato alla data di entrata in vigore del medesimo D.Lgs n. 128/2010”.

2.2 MOTIVAZIONI DI CARATTERE AMBIENTALE E SOCIALE

Come evidenziato nel precedente Paragrafo, il Progetto in esame permetterà di garantire il razionale sfruttamento di idrocarburi dal giacimento Vega. Si stima che a partire dalla messa a regime del complesso produttivo Vega A + Vega B (2019) con i 12 pozzi (4 iniziali già autorizzati e 8 pozzi addizionali oggetto del presente SIA) fino alla data di fine scenario previsionale (2041) si possa estrarre circa il 60% del quantitativo di olio estratto da Vega A nella sua intera storia produttiva.

La proposta progettuale di perforazione degli 8 pozzi addizionali in continuità temporale con i precedenti 4 pozzi (autorizzati con Decreto VIA/AIA 2015) e l'utilizzo del medesimo impianto di perforazione permetteranno di:

- ottimizzare i tempi di perforazione, poiché si eviterà la ripetizione delle fasi di MOB/DEMOB dell'impianto di perforazione;
- ridurre le interazioni con l'ambiente in termini di:
 - ottimizzazione dell'approvvigionamento e utilizzo di materie prime e risorse,

- produzione di rifiuti di perforazione (cuttings) a seguito della gestione per l'intera durata delle perforazioni del ciclo chiuso (impianto zero discharge) dei fanghi di perforazione,
- interazione con i fondali marini in considerazione del fatto che non sarà ripetuta la fase di MOB/DEMOB dell'impianto di perforazione.

A fronte di un limitato e temporaneo impatto (come descritto nel dettaglio nel Quadro di Riferimento Ambientale del presente SIA) dovuto alla fase di perforazione è importante sottolineare anche che il Progetto proposto garantirà l'estensione temporale (ulteriori 22 anni) dell'attuale assetto occupazionale connesso alla presenza del Campo Vega. Il Distretto Operativo di Siracusa è infatti costituito da 8 persone mentre sulla piattaforma Vega A lavorano 12 persone, di cui 5 in turno (3 di giorno e 2 di notte) con cambio squadra ogni 14 giorni. Il lavoro indotto stabilmente creato dall'esercizio del Campo Vega è stimabile invece con circa 40-50 ditte per la fornitura di servizi quali manutenzione, catering, servizi di trasporto (supply vessel e elicottero), servizi di ingegneria, monitoraggi, etc (per dare un ordine di grandezza del volume di lavoro creato dal Campo Vega si evidenzia che nel 2015 sono state registrate circa 160,000 ore di lavoro da ditte esterne).

Si segnala infine che:

- nel rispetto della vigente normativa ambientale, del quadro prescrittivo VIA e del Piano di Monitoraggio e Controllo AIA, è previsto un monitoraggio costante delle performance ambientali già in atto per la Piattaforme Vega A che sarà esteso alla futura Piattaforma Vega B;
- le operazioni di pozzo saranno condotte nel pieno rispetto delle leggi e norme vigenti in materia di sicurezza, salute e ambiente ed in particolare in osservanza del recente D.Lgs 18 Agosto 2015, No. 145 (Attuazione della Direttiva 2013/30/UE sulla Sicurezza delle Operazioni in Mare nel Settore degli Idrocarburi e che modifica la Direttiva 2004/35/CE).

2.3 INQUADRAMENTO DEL MERCATO ENERGETICO

2.3.1 Mercato degli Idrocarburi - Situazione Mondiale

Il presente paragrafo riporta le principali previsioni proposte dalle principali agenzie internazionali e nazionali in materia di energia e petrolio.

Come riportato nella relazione Annuale 2015 dell'Unione Petrolifera (2015a), nel 2014 il petrolio si è confermato ancora una volta centrale nel soddisfare la domanda di energia a livello mondiale, mantenendo una quota sul totale intorno al 30%. Complessivamente le fonti fossili hanno soddisfatto oltre l'80% della domanda di energia primaria, con un'offerta apparsa in continuo aumento. Quanto alla domanda petrolifera mondiale, nel 2014 è stata rilevata una crescita contenuta (produzione media di 92.5 milioni barili/giorno) rispetto alla media dell'ultimo decennio con un incremento di circa 650,000 barili/giorno rispetto al 2013, grazie esclusivamente al contributo dei Paesi non-Ocse.

Per quanto riguarda gli scenari futuri, secondo l'Agenzia Internazionale per l'Energia (International Energy Agency, IEA) nel suo report "World Energy Outlook, 2015" (IEA, 2015) lo scenario previsto per i prossimi anni vedrà una crescita della domanda di petrolio fino al 2020, con un incremento medio annuo di 900,000 barili/giorno.

L'“*International Energy Outlook 2015*” (Energy Information Administration - EIA, 2015) in merito al consumo energetico prevede una proiezione in aumento con una crescita considerando il “Caso di riferimento” di 8.6×10^{15} Btu (8.9%), da 97.1×10^{15} Btu nel 2013 a 105.7×10^{15} Btu nel 2040 (Figura 2.c). Il consumo di prodotti petroliferi in tutti i settori nel 2040 è previsto essere invariato rispetto al 2013 e legato principalmente al settore dei carburanti.

Reference case, 1980-2040 (quadrillion Btu)

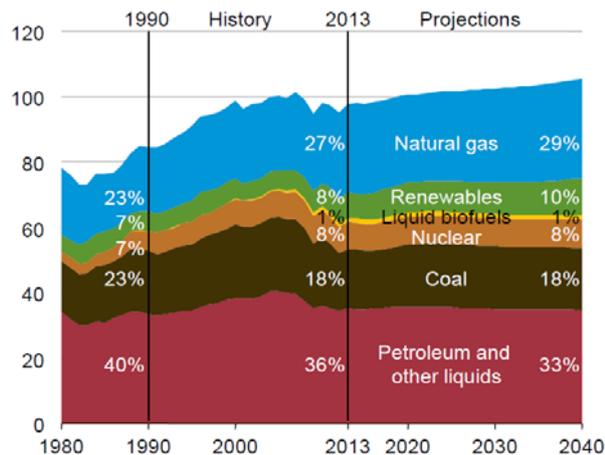


Figura 2.c: Consumo di Energia Primaria per Carburante nel Caso di Riferimento, 1980-2040 (EIA, 2015)

Ancora, secondo IEA, a livello mondiale, per compensare il declino produttivo dei giacimenti esistenti e per mantenere la futura produzione ai livelli attuali, sarà dunque necessario investire annualmente 630 miliardi di dollari nell'upstream di petrolio e gas.

2.3.2 Mercato degli Idrocarburi - Situazione Nazionale

Come riportato nella relazione Annuale 2015 dell'Unione Petrolifera (2015a), nel 2014, così come negli ultimi anni, è proseguita la flessione dei consumi di energia, che si sono ridotti del 3.8%, fermandosi a 166.4 Mtep e così tornando sui valori dei primi anni '90.

Nel 2014 la produzione di greggio nel nostro Paese è risultata in crescita per il quinto anno consecutivo, registrando un aumento del 4.8 % e toccando quota 5.7 milioni di tonnellate; il gas naturale ha invece segnato una ulteriore battuta di arresto, attestandosi sui 7.1 miliardi di metri cubi (-7.6 %). Attualmente, la produzione di greggio nazionale rappresenta il 10.1 % dei consumi nazionali, mentre quella di gas contribuisce all'11.5 %.

Complessivamente, al momento sono attivi 894 pozzi eroganti, 92 centrali di trattamento a terra e 133 strutture a mare. Dai pozzi offshore sono stati estratti circa il 67 % della produzione di gas e il 13 % di quella di greggio.

In generale l'attenuarsi della crisi economica, insieme al contesto di prezzi finali in contrazione hanno frenato la discesa dei consumi di prodotti petroliferi, attestatisi nel 2014 a 57.6 milioni di tonnellate, con un calo del 4.4 % in meno del 2013, rispetto al -6.2 e -9.6% del biennio precedente.

Alla luce di quanto sopra la realizzazione del progetto di sviluppo del Campo Vega B (che ha già ottenuto il Decreto di compatibilità ambientale) e l'implementazione di ulteriori 8 pozzi (in grado di garantire insieme ai 4 pozzi già autorizzati una produzione di circa 30.9 milioni di barili in 22 anni a partire dall'Aprile 2019¹) (Edison, 2015a) appare rivestire un ruolo fondamentale nell'assicurare i fabbisogni energetici del Paese soprattutto in considerazione del recente Decreto Legge "Sblocca Italia" DL 12 Settembre 2014, n. 133, che all'art. 38, come modificato dalla Legge 28 Dicembre 2015, No. 208, "Misure per la valorizzazione delle risorse energetiche nazionali", primo comma, indica che *"Le attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi e quelle di stoccaggio sotterraneo di gas naturale sono di pubblica utilità"*.

Tale disposizione riprende e dà forza di legge alle scelte di politica energetica operate dal Governo con il Documento recante la Strategia Energetica Nazionale (SEN), approvato nel Marzo 2013 dal Ministero dello Sviluppo Economico e dal Ministero dell'Ambiente, del Territorio e del Mare (si veda a riguardo anche il Quadro di Riferimento Programmatico), nel quale lo sviluppo della produzione nazionale di idrocarburi, nel rispetto dei più elevati standards ambientali e di sicurezza internazionali, è incluso tra i sette obiettivi prioritari da realizzare entro il 2020. Com'è esplicitamente sottolineato in tale Documento, la piena valorizzazione delle risorse nazionali di idrocarburi, in uno scenario internazionale in cui le tradizionali fonti estere di approvvigionamento sono soggette a forti rischi di carattere geo-politico, mira a ridurre la dipendenza energetica del Paese e dunque a rafforzare la sua sicurezza.

¹ Data assunta in base ai tempi di esecuzione del progetto e di completamento dell'iter autorizzativo

3 ASPETTI AUTORIZZATIVI

3.1 DECRETO VIA/AIA VEGA B (SIA 2012-2013 - 4 POZZI)

Come già riportato in introduzione con Decreto VIA-AIA No. 68 del 16 Aprile 2015 (Appendice A) Edison S.p.A. ha ricevuto la compatibilità ambientale, con prescrizioni, del progetto denominato “*Sviluppo del Campo Vega B – Concessione di Coltivazione C.C6.EO*”.

Il Decreto No. 68 del 16 Aprile 2015, che costituisce anche l'Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) al successivo esercizio del complesso produttivo piattaforma Vega A e piattaforma Vega B, autorizza, sotto il punto di vista ambientale, la Piattaforma Vega A nell'attuale configurazione. L'AIA infatti, ai sensi dell'art. 29-quater, comma 11, del D.Lgs 152/2006 e s.m.i., sostituisce, ai fini dell'esercizio dell'impianto, le autorizzazioni di cui all'Allegato IX alla parte seconda de medesimo decreto legislativo, ovvero, di pertinenza per il Progetto in esame:

- Autorizzazione alle emissioni in atmosfera², fermi restando i profili concernenti aspetti sanitari (titolo I della Parte quinta del presente decreto);
- Autorizzazione allo scarico (Capo II del Titolo IV della Parte terza).

Per quanto riguarda il progetto di sviluppo, il Decreto autorizza, con prescrizioni, la realizzazione di una nuova piattaforma satellite fissa denominata Vega B di tipo non presidiato (ubicata a circa 6 km di distanza dall'esistente piattaforma Vega A), la perforazione da Vega B di No. 4 pozzi a singolo completamento, la posa di due condotte sottomarine, di lunghezza di circa 6 km ciascuna, congiungenti Vega B e Vega A, una per la ricezione del diluente e una per l'invio del greggio diluito (blend) su Vega A, la posa di due cavi elettrici sottomarini congiungenti Vega B e Vega A per la fornitura di energia elettrica e la realizzazione di alcuni adeguamenti impiantistici su Vega A.

Il Decreto VIA-AIA riporta in Allegato 1 il Quadro Prescrittivo. Le prescrizioni relative alla VIA sono elencate di seguito in tabella (il testo completo della prescrizione è riportato in Appendice A).

² La Piattaforma Vega A, con Decreto No. 51 del 7 Settembre 1994 era stata autorizzata, ai sensi del DPR 203/88 e del DM 12 Luglio 1990, per le emissioni originate dagli impianti installati su di essa. Edison S.p.A. in data 20 Dicembre 2011 ha presentato al MATTM la domanda di autorizzazione alle emissioni in atmosfera della Piattaforma Vega A, ai sensi dell'Art. 281 comma 1 lettera a) del D.Lgs 152/2006 e s.m.i.. Con nota prot. DVA-2012-5664 del 6 Marzo 2012, il MATTM ha richiesto di integrare la richiesta presentata nelle forme di istanza di AIA, ai sensi dell'Art. 29-ter del D.Lgs. 152/2006 e smi.

Tabella 3.1: Decreto VIA-AIA 2015 – Prescrizioni VIA

Codice	Oggetto
A1	Cronoprogramma Attività
A2	Tutela mammiferi marini (mitigazioni, MMO)
A3	Nuova VIA per indagini sismiche diverse da airgun
A4	Osservanza Ordinanze CP interessate
A5	1. Approfondire valutazione degli impatti per le attività di pesca; 2. prevedere adeguate forme di compensazione.
A6	1. Analisi di rischio delle condotte a mare DnV RP-F107 (in fase di progettazione esecutiva e prima dell'avvio dei lavori); 2. Rispetto della normativa internazionale DnV-OS-F101 "Submarine Pipeline System"
A7	1. redigere profili geologici dettagliati 2. analisi della sismicità locale legata ad attività tettonica
A8	Piano di monitoraggio degli effetti prodotti sull'ambiente marino e pesca dalla realizzazione ed esercizio delle opere (I contenuti del piano dovranno essere concordati con ISPRA)
A9	Campagna di monitoraggio ante-operam finalizzata ad aggiornare e confermare i dati già in possesso (Sedimenti Marini)
A10	1. Battitura dei pali: impiego di MMO (Marine Mammal Observer) 2. Protocollo sospensione/ritardo battitura in caso di avvistamento
A11	Scenario previsionale effetti sull'habitat marino in caso di incidente (perforazione, coltivazione, incendio), con valutazione danno, riparabilità, mitigazioni, compensazioni, e quantificazione dei costi per gli interventi
A12	Progetto di dismissione e ripristino con relativi costi (In fase di progettazione esecutiva e prima dell'avvio dei lavori)
A13	Piano operativo per lo svolgimento di attività di perforazione e requisiti
A14	Collaudo delle sealines: definire con ARPA Sicilia caratterizzazione delle acque, smaltimento o re-immissione in mare
A15	Composizione della lega metallica anodi sacrificali da sottoporre a ARPA Sicilia per eventuale monitoraggio ambientale sedimenti
A16	Relazione riassuntiva lavori realizzati e verifica Oneri Istruttori (0.5 per mille)
A17	Aggiornamento piano di emergenza antinquinamento
A18	Modalità di controllo ed eventuale presidio della nuova piattaforma Vega

3.2 ALTRI ASPETTI AUTORIZZATIVI

3.2.1 Concessione Mineraria C.C6.EO

3.2.1.1 Rinnovo Decennale della Concessione – Novembre 2015

Il giacimento Vega ricade nella concessione di coltivazione denominata “C.C6.EO”, operata da Edison S.p.A.. In data 13 Novembre 2015 il MSE ha rilasciato il Decreto di Proroga decennale (28 Dicembre 2012 – 28 Dicembre 2022) della Concessione di Coltivazione No Prot. No. MS111/P/C.C6.EO (Appendice B). Il Decreto contiene il Programma dei lavori (Art. 2.), Obblighi e prescrizioni (Art. 3). Canoni (Art. 4), Pubblicazione e consegna (Art. 5) e Ricorsi (Art. 6).

Il Decreto, in premessa, evidenzia che:

- la prosecuzione delle attività di produzione e sviluppo del campo attraverso la realizzazione della piattaforma Vega B rispondono pienamente al pubblico interesse per il completo sfruttamento del giacimento, tenuto conto anche dei vantaggi, in termini ambientali e minerari, derivanti dall'utilizzo delle più moderne tecnologie attualmente disponibili;
- le attività previste nel programma lavori non rientrano nei divieti introdotti dall'Art. 2, comma 3, lettera h) del D.Lgs. 128/2010 e s.m.i., in quanto afferenti ad un titolo abilitativo già rilasciato alla data di entrata in vigore del medesimo D.Lgs. 128/2010.

Si rimanda al successivo Paragrafo 3.2.2.1 per i contenuti del Programma Lavori.

3.2.1.2 Cronologia dei Periodi di Vigenza

Con Decreto del 17 Febbraio 1984, il Ministro dell'Industria Commercio e Artigianato, di concerto con i Ministri della Marina Mercantile e delle Partecipazioni Statali, ha accordato alle società Idrocarburi Canale di Sicilia S.p.A., AGIP S.p.A., Canada Northwest Italiana S.p.A., ELF Italiana S.p.A. e Petromarine Italia S.p.A. la concessione di coltivazione di idrocarburi denominata "C.C6.IS", ubicata nel Canale di Sicilia.

L'area in concessione si estende su di una superficie di 184.8 km², ed è costituita dall'unificazione di due precedenti titoli minerari:

- la concessione di coltivazione denominata "C.C5.ME" (9,099 ha), accordata nel 1983 alle società Montecatini Edison S.p.A., AGIP S.p.A., Canada Northwest Italiana S.p.A., Petromarine Italia S.p.A. ed ELF Italiana S.p.A., con l'obbligo di adeguarne il programma di sviluppo alle risultanze della ricerca nel contiguo permesso di ricerca denominato "C.R80.SE";
- quotaparte del permesso di ricerca C.R80.SE (9,381 ha su 16,005 totali) nella quale risultava estendersi il giacimento Vega. Il permesso di ricerca C.R80.SE era stato accordato nel 1977 alla società Seagull Exploration Italy e trasferito nel 1981 alle stesse aziende concessionarie di C.C5.ME.

Nel citato Decreto si evidenzia che:

- l'Ufficio Nazionale Minerario degli Idrocarburi competente ha confermato che il giacimento Vega, oggetto della concessione C.C5.ME, risulta esteso nel permesso C.R80.SE e ha ritenuto opportuna la presentazione di un unico programma di sviluppo;
- le società contitolari, su invito del Ministero dell'Industria, hanno richiesto la concessione di coltivazione di parte del permesso C.R80.SE e l'unificazione con la concessione C.C5.ME. Le stesse società hanno presentato un programma di sviluppo unitario finalizzato a consentire una razionale coltivazione di tutto il giacimento, che integra e sostituisce quello della concessione C.C5.ME;
- le società concessionarie devono eseguire i lavori indicati nel programma di sviluppo presentato, che viene approvato con il Decreto stesso.

La concessione è stata successivamente oggetto dei provvedimenti di trasferimento, cambio intestazione ed assunzione di quote (sito web dell'Ufficio Nazionale Minerario

per gli Idrocarburi e le Georisorse – UNMIG: unmig.sviluppoeconomico.gov.it riportati in sintesi nella successiva Tabella.

In data 22 Dicembre 2011 è stata presentata al Ministero dello Sviluppo Economico istanza di proroga della concessione, sottoscritta da Edison e eni. Il Decreto di Proroga, come già riportato in precedenza, è stato emanato in data 13 Novembre 2015 dal MSE.

Tabella 3.2: Concessione Mineraria – Provvedimenti e Modifiche (sito web UNMIG)

Data	Natura del Provvedimento	Decorrenza	Pubblicazione BUIG
17/02/1984	Conferimento e unificazione	17/02/1984	XXVIII-5
10/10/1984	Trasferimento quota	10/10/1984	XXIX-2
07/08/1985	Cambio intestazione quota	01/01/1985	XXIX-12
02/07/1990	Trasferimento quota	01/07/1989	XXXV-3
12/05/1992	Cambio intestazione quota	19/06/1991	XXXVI-11
02/01/1993	Trasferimento quota	16/01/1992	XXXVII-9
02/01/1993	Trasferimento quota e nomina r.u.	01/08/1992	XXXVII-9
02/09/1993	Cambio intestazione quota	15/10/1992	XXXVII-10
13/02/1998	Cambio intestazione quota	01/01/1998	XLII-3
29/09/1999	Cambio intestazione quota	30/11/1998	XLIII-10
10/12/1999	Assunzione quota	31/12/1999	XLIV-1
12/02/2004	Intestazione quota	01/12/2003	XLVIII-3
13/11/2015	Proroga	28/12/2012	LIX-11

L'attuale denominazione della concessione di coltivazione è "C.C6.EO" ed è intestata alle società:

- Edison S.p.A. (60%, in qualità di rappresentante unico);
- eni S.p.A. (40%).

La concessione è delimitata dai vertici elencati nella seguente Tabella, nella quale sono riportate le rispettive coordinate geografiche (sito web UNMIG).

Tabella 3.3: Concessione Mineraria – Vertici (sito web UNMIG)

Vertice	Longitudine E (Greenwich)	Latitudine N	Vertice	Longitudine E (Greenwich)	Latitudine N
A	14° 35'	36° 38'	O	14° 42'	36° 29'
B	14° 37'	36° 38'	P	14° 35'	36° 29'
C	14° 37'	36° 37'	Q	14° 35'	36° 30'
D	14° 38'	36° 37'	R	14° 33'	36° 30'

Vertice	Longitudine E (Greenwich)	Latitudine N	Vertice	Longitudine E (Greenwich)	Latitudine N
E	14° 38'	36° 36'	S	14° 33'	36° 31'
F	14° 40'	36° 36'	T	14° 31'	36° 31'
G	14° 40'	36° 35'	U	14° 31'	36° 35'
H	14° 39'	36° 35'	V	14° 32'	36° 35'
I	14° 39'	36° 34'	Z	14° 32'	36° 36'
L	14° 38'	36° 34'	a'	14° 34'	36° 36'
M	14° 38'	36° 33'	b'	14° 34'	36° 37'
N	14° 42'	36° 33'	c'	14° 35'	36° 37'

3.2.2 Contenuti del Programma di Sviluppo

3.2.2.1 Programma Lavori Decreto di Concessione Novembre 2015

L'Art. 2 del Decreto di Proroga della Concessione del Novembre 2015 riporta il "Programma Lavori" come segue:

1. Il programma lavori consiste nella prosecuzione della coltivazione del campo e nel suo sviluppo, ottenuti mediante:

- a) la continuazione della produzione dalla esistente piattaforma "Vega A", attraverso i pozzi già perforati;
- b) la realizzazione della piattaforma satellite, collegata alla piattaforma madre "Vega A" e denominata "Vega B", dalla quale vengono perforati nuovi pozzi finalizzati alla ottimizzazione del drenaggio delle riserve, fino a un massimo di 12 unità.

2. La perforazione di nuovi pozzi dalla piattaforma "Vega B", anche se previsti nel programma dei lavori ma ulteriori rispetto a quelli già sottoposti a procedura di V.I.A., è soggetta a preventiva valutazione di compatibilità ambientale.

Proprio nell'ambito delle indicazioni dell'Art. 2 si inserisce il presente Studio di Impatto Ambientale volto all'avvio della procedura di VIA.

3.2.2.2 Programma di Sviluppo DM 17 Febbraio 1984

Il programma di sviluppo allegato al citato DM 17 Febbraio 1984 prevedeva lo sfruttamento delle riserve disponibili mediante la realizzazione di:

- No. 2 piattaforme fisse ancorate al fondo con pali, da realizzare in tempi successivi, per un massimo di No. 24 pozzi ciascuna;
- un sistema di condotte per il trasferimento del greggio.

Per quanto riguarda il trasferimento del greggio, il piano prevedeva la realizzazione di una monoboa collegata alle piattaforme e connessa ad una nave di stoccaggio, con

trasferimento della produzione a terra mediante navi cisterna. Il flussante necessario per la movimentazione del greggio era previsto essere trasferito dalla nave di stoccaggio alle piattaforme tramite la monoboa.

Era previsto che la piattaforma principale ricevesse la produzione dell'altra mediante una condotta sottomarina ed ospitasse gli impianti di trattamento della produzione totale (potenzialità di circa 15,000 t/g di greggio e 60,000 m³/g di gas) e quelli per il pompaggio alla nave di stoccaggio. Il programma di sviluppo prevedeva inoltre un'altra condotta da adibire al trasferimento dalla piattaforma principale all'altra del prodotto necessario per il flussaggio del greggio.

Per il gas, separato in due separatori in parallelo, era previsto in parte l'utilizzo per i fabbisogni energetici delle piattaforme e in parte la combustione in torcia.

Il programma illustrava, inoltre:

- gli esiti delle prove di produzione condotte e le previsioni di produzione;
- gli investimenti totali e i costi di esercizio;
- i tempi di realizzazione;
- la valutazione economica della coltivazione del campo secondo le linee di sviluppo assunte.

Come dettagliatamente descritto nello SIA 2012-2013, solo parte degli impianti previsti dal programma lavori sono stati ad oggi realizzati. In particolare sono state realizzate le seguenti opere:

- una piattaforma di estrazione, denominata "Vega A";
- un deposito galleggiante FSO "Leonis" (Floating Storage and Offload) ormeggiato ad una monoboa SPM (Single Point Mooring);
- condotte sottomarine di collegamento tra la piattaforma e il galleggiante;
- No. 26 pozzi in totale di cui oggi 19 produttivi e i restanti chiusi.

Le attività di coltivazione in atto riguardano la sola culminazione orientale del giacimento (campo olio Vega A), che ha prodotto ad oggi (Dicembre 2015) circa 61.6 milioni di barili di olio.

L'assetto autorizzato del campo olio Vega (Piattaforma Vega A esistente e futura Piattaforma Vega B) è rappresentato nella Figura 1.1 allegata al testo.

3.2.3 Autorizzazione all'Esercizio e Capacità Produttiva

L'esercizio definitivo del complesso Vega è stato autorizzato dal Ministero dell'Industria Commercio e Artigianato, ai sensi dell'art. 75 del DPR No. 886 del 24 Maggio 1979³, con Prot. No. 1040 del 15 Febbraio 1988.

La massima capacità produttiva inizialmente prevista, riferita ai treni di produzione per il trattamento del greggio, era di circa 75,000 barili/giorno, di cui 60,000 di greggio e 15,000 di diluente (Edison, 2010b). La capacità produttiva era stata limitata ad una

³ Contenente prescrizioni per la sicurezza degli impianti in superficie delle piattaforme di perforazione, modificato dall'articolo 103, comma 2, lettera b) del D.Lgs 25 novembre 1996, No 624

produzione media annua di 7,000 barili /giorno con successivo Decreto di autorizzazione delle emissioni in atmosfera del 7 Settembre 1994: l'autorizzazione alle emissioni in atmosfera è oggi sostituita dal Decreto VIA-AIA No. 68/2015.

Nella Documentazione allegata alla Domanda di AIA la capacità produttiva per il complesso produttivo da autorizzare (piattaforme Vega A e Vega B) la massima capacità produttiva per il Complesso Produttivo (Vega A+Vega B) è stata stimata cautelativamente pari a 10,000 barili/giorno (BOPD), pari alla somma delle portate dalle piattaforme Vega A e Vega B, rispettivamente 2,500 BOPD (produzione stimata alla data di avvio produzione degli impianti di Vega B che era prevista nel 2016) e 7.500 BOPD. Tali valori sono stati definiti considerando un margine cautelativo rispetto ai valori indicati nel profilo preliminare di produzione del giacimento.

Alla produzione di petrolio è associata quella di gas. Il rapporto tra gas prodotto e olio estratto, espresso in Gas Oil Ratio (GOR, misurato in $\text{Sm}^3 \text{ gas}/\text{m}^3 \text{ olio}$) è attualmente pari a circa 9 (media 2015) . Il quantitativo di gas prodotto è quindi pari a circa 3,200-3,300 $\text{Nm}^3/\text{giorno}$ alla produzione effettiva (anno 2015).

Nella seguente Tabella sono riportate le produzioni annue di petrolio e di gas prodotti su Vega A registrate nel periodo 2009-2015 (UNMIG, scheda di dettaglio⁴). Si evidenzia che i valori relativi al 2009 riguardano il periodo di interruzione della produzione dovuto alla sostituzione del galleggiante FSO; la produzione è ripresa a fine 2009.

Tabella 3.4: Piattaforma Vega A - Produzione Annua di Petrolio e Gas (Sito Web UNMIG)

Anno	Produzione Olio (barili)	Produzione GAS (Sm^3)
2009	65,704	49,487
2010	1,305,294	964,691
2011	1,108,687	807,789
2012	1,013,542	858,956
2013	972,668	849,891
2014	896,279	937,130
2015 (*)	748,963	945,340

Nota: i valori di produzione sono stati desunti dalla scheda di dettaglio UNMIG e convertiti in barili assumendo un peso di volume di 0.15264 t/barile. (*) al 30 novembre 2015

3.2.4 Gestione delle Acque di Produzione

Come indicato nello SIA 2012-2013 a partire dall'inizio del 2002 la produzione del campo olio Vega è anidra (Edison, 2011d). La perforazione degli 8 pozzi addizionali non comporterà alcuna modifica nelle modalità di gestione delle acque di produzione.

⁴ <http://unmig.sviluppoeconomico.gov.it/unmig/titoli/dettaglio.asp?cod=991>

4 CARATTERISTICHE DEL GIACIMENTO

Le informazioni di seguito riportate sono in parte quelle presentate nello SIA 2012-2013 aggiornate con gli esiti degli studi di giacimento più recenti (Edison, 2015a).

4.1 DESCRIZIONE GENERALE

L'esistenza degli idrocarburi in Sicilia era conosciuta fin dai tempi più remoti. Ne parlano gli storici del I secolo Diodoro Siculo e Plinio il Vecchio accennando all' "*Oleum Agrigentinum*". La produzione di petrolio in Sicilia è iniziata con la scoperta dei giacimenti nelle aree di Ragusa nel 1950 e di Gela nel 1956.

L'esplorazione off-shore, a partire dal 1959, ha individuato alcuni giacimenti minori ma solo nel periodo 1978-80 è stato possibile, tramite l'acquisizione di sismica 3D, individuare la struttura di Vega e la sua estensione. Il giacimento Vega è stato scoperto tramite la perforazione del pozzo esplorativo Vega 1 (1980-81). Altri pozzi esplorativi (Vega 2, Vega 3 e Vega 1 Profondo) sono stati perforati negli anni 1982-1983 e 1992 per delineare la struttura e stimare l'estensione del giacimento.

Il giacimento è costituito da una formazione calcarea di età giurassica, talora dolomizzata, denominata "Siracusa". L'analisi delle sequenze litologiche ha individuato, nella zona sommitale, un ambiente di sedimentazione riconducibile ad una piattaforma carbonatica poco profonda, aperta verso il mare aperto. L'instaurarsi di situazioni geologiche complesse quali la presenza di fenomeni carsici e la presenza di corpi dolomitici e calcari compatti ha portato all'attuale impianto poroso del giacimento (Edison, 2006a).

La principale roccia madre è rappresentata dalla formazione "Streppenosa", costituita da scisti neri, argille e intercalazioni di torbiditi calcaree e dolomitiche, che presenta uno spessore fino a 3,000 m. La roccia di copertura del reservoir è rappresentata dalla formazione di "Buccheri", costituita prevalentemente da marne, calcari e argille, con spessore nell'ordine dei 700 m (Edison, 2006a).

Una stratigrafia tipo è riportata nella seguente Figura.

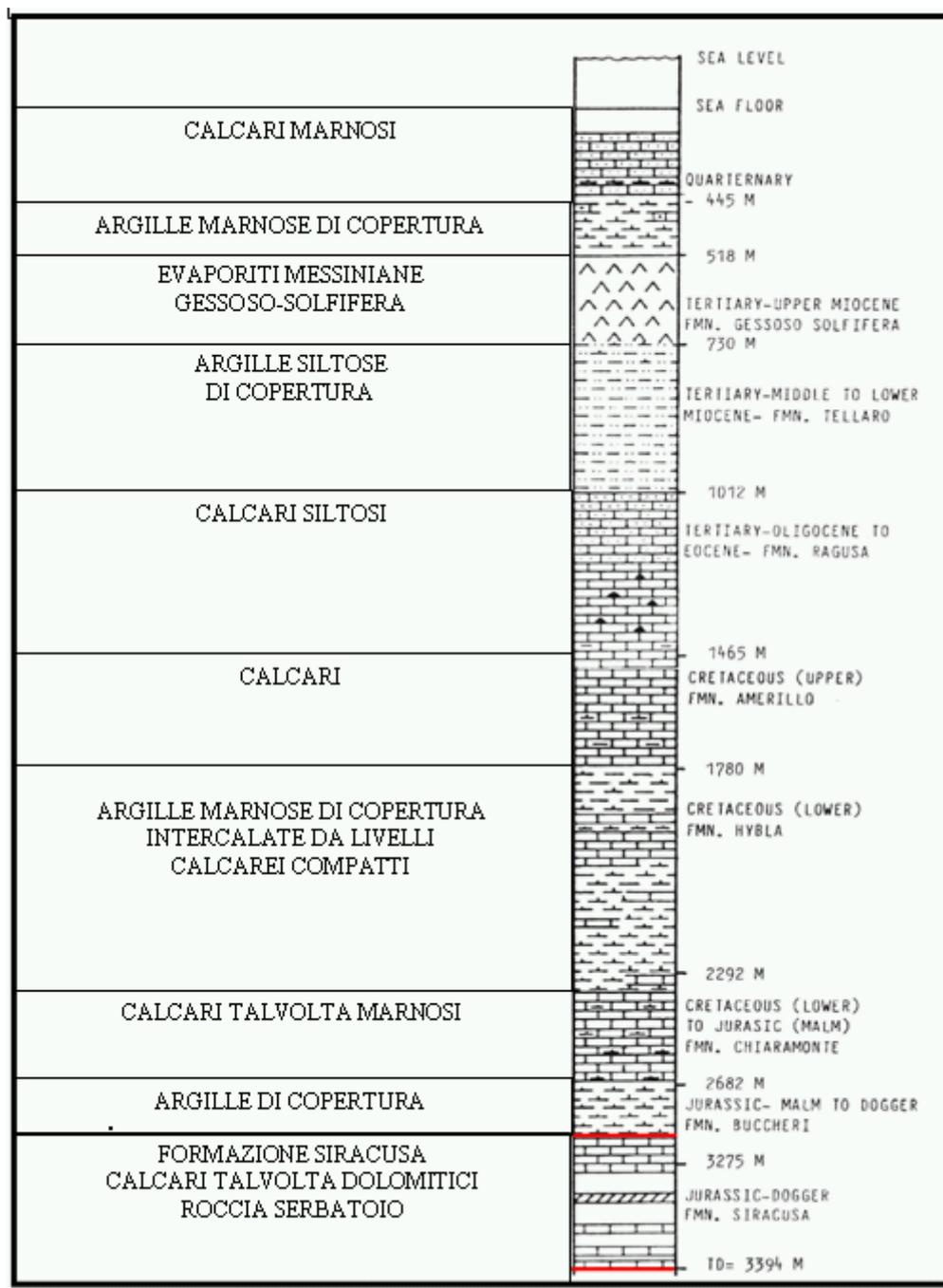


Figura 4.a: Giacimento Vega - Colonna Litostratigrafica Tipo

Lo sviluppo del campo è avvenuto tra il 1983 e il 1987, anno in cui è iniziata la produzione di olio dalla piattaforma Vega A.

Dal giacimento si estrae olio ad alta densità: la mineralizzazione, infatti, è rappresentata da un olio pesante (15.4°API), sottosaturo (pressione di bolla 31 bar) e molto viscoso (punto di congelamento a 18° C).

Il giacimento si trova ad una profondità sotto il livello del fondale marino variabile da 2,400 a 2,800 metri, ha una forma allungata con dimensione maggiore in direzione Nord-Nord-Ovest/Sud-Sud-Est di 14 km, una larghezza variabile da 1 a 2 km e si estende su una superficie di circa 28 km² (Edison, 2010a). Il contatto olio-acqua originario si trova ad una profondità di circa 2,750 m s.l.m .

Le caratteristiche del giacimento e dell'olio presente sono sintetizzate nella seguente Tabella (Edison, 2015b).

Tabella 4.1: Caratteristiche del Giacimento Vega (Edison, 2015b)

Caratteristiche Giacimento	
Profondità	2,400 – 2,800 m s.l.m.
Contatto olio-acqua originario	2,750 m s.l.m.
Caratteristiche dell'Olio	
Condizioni di giacimento	247.1 bara e 93 °C @ 2,440 m s.l.m.
Densità olio	15.4° API
Viscosità olio @ res. cond.	60-160 cP
Pressione di bolla	31 bar
Fattore di volume	1.07
Gas in soluzione	5-10 Sm ³ /m ³
Punto di congelamento	18°C

Note:

API: gradi API. Unità di Misura per la densità dei greggi espressa mediante la formula proposta dall'American Petroleum Institute e utilizzata in tutto il mondo petrolifero. °API = [141.5/(sp.gr.)] – 131.5 in cui la *specific gravity (sp.gr.) o densità è data dal rapporto tra il peso di un volume unitario di olio (oil gravity) e il peso dello stesso volume unitario di acqua (water gravity), ambedue alla temperatura di 60 °F (15,5 °C).

cP: centi poise

4.2 STUDIO DI GIACIMENTO 2013

A fine 2013 è stato concluso il nuovo studio di giacimento (Edison, 2015a) basato su un'aggiornata interpretazione dell'assetto strutturale e geologico del campo e della distribuzione delle fratture. La nuova interpretazione sismica resasi recentemente disponibile ha permesso di stimare un ragguardevole aumento del volume di roccia serbatoio al di sopra del contatto olio-acqua e una notevole riduzione dell'area di sella posta tra le culminazioni di Vega A e Vega B e della originaria separazione strutturale tra le due zone (si veda la precedente Figura 2.a). Per la modellizzazione del sistema di fratture, è stato realizzato anche un DFN (Discrete Fracture Network). La distribuzione spaziale delle fratture è stata definita sulla base di mappe di anomalia sismica e sulla base della posizione delle faglie principali che interessano il campo. Poiché la

distribuzione spaziale delle fratture rappresenta uno dei parametri chiave che guidano il comportamento dinamico del giacimento, il modello delle fratture è stato opportunamente inglobato nel nuovo modello 3D del giacimento. L'introduzione del modello di fratturazione (DFN) ha restituito un match della storia passata molto accurato confidando sulla buona ricostruzione dell'intero giacimento sia della zona sviluppata di Vega-A che della zona ancora non sviluppata di Vega-B.

Sulla base dei risultati delle simulazioni effettuate sono state tratte le conclusioni tecniche ed operative che, tenendo conto del rischio associato all'estremo livello di eterogeneità del giacimento, hanno definito le possibili strategie tecniche ed economiche di sviluppo dell'area di Vega-B.

Gli studi effettuati hanno permesso di verificare che gli scenari di sviluppo ottimali prevedono la realizzazione di un totale di 12 pozzi ad elevata deviazione (fino a sub-orizzontali).

Dall'esame combinato di tutti i risultati delle simulazioni è stato rilevato un impatto apprezzabile ma non particolarmente rilevante in termini di aumento delle riserve di olio finali a seguito dell'incremento del limite di watercut massimo. L'impatto è però decisamente più significativo in termini di portate, con un corrispondente anticipo di produzione che può risultare economicamente interessante.

Le simulazioni effettuate per valutare l'impatto della strategia di produzione (apertura simultanea o sequenziale dei pozzi) hanno messo in luce la possibilità di anticipare la produzione nella fase di ramp-up iniziale, pur con una inevitabile riduzione della portata massima di olio realizzabile rispetto al caso con apertura simultanea dei pozzi.

In termini di riserve finali di olio producibili in circa 22 anni (tenendo conto che la durata complessiva della perforazione dei 12 pozzi è di circa due anni), la strategia di produzione non risulta essere particolarmente importante, mentre l'impatto in termini economici è rilevante.

Le riserve complessive ammontano a circa 30.9 Milioni STBO, recuperabili in circa 22 anni a partire da aprile 2019 (data assunta in base ai tempi di esecuzione del progetto e di completamento dell'iter autorizzativo).

Tali riserve corrispondono ad una produzione cumulativa media per pozzo di circa 2.6 Milioni STBO, in linea con la produzione cumulativa media storica dei pozzi di Vega-A (circa 2.7 Milioni STBO) su un analogo arco temporale.

Inoltre, fra i vari scenari simulati, tale scenario ottimizzato a 12 pozzi è l'unico a consentire una produzione che si avvicini alla produzione massima di 10,000 BOPD per il Complesso Produttivo Vega A + Vega B..

In conclusione, lo scenario di sviluppo ottimale per Vega B (fermo restando il numero massimo di pozzi perforabili) è quello ottimizzato (in termini di tipologia, ubicazione e sequenza produttiva dei pozzi) a 12 pozzi, di cui i primi 4 rappresentano quelli a maggior potenziali produttivo e nel pieno rispetto delle prescrizioni previste nel Decreto VIA-AIA 2015, non solo in termini di redditività, di riserve di olio producibili e di profilo di produzione d'olio atteso, ma anche in termini di riduzione di rischio produttivo e soprattutto di impatto ambientale (Edison, 2015a)

5 DESCRIZIONE DELL'ASSETTO AUTORIZZATO

Il presente Capitolo sintetizza (con riferimento a quanto contenuto nella documentazione a corredo delle istanze di VIA e AIA del Luglio 2012) le principali informazioni relative sia all'assetto attuale della Piattaforma Vega A sia a quello futuro con la Piattaforma Vega B, come autorizzato con Decreto VIA-AIA No. 68 del 15 Aprile 2015.

5.1 ASSETTO ATTUALE AUTORIZZATO (VEGA A)

Gli impianti e infrastrutture a servizio delle attività di coltivazione, descritte nel presente paragrafo, sono le seguenti:

- No. 19 pozzi attualmente produttivi;
- la piattaforma di estrazione, denominata “Vega A”;
- un deposito galleggiante FSO (“Floating Storage and Offload”) denominato “Leonis” ormeggiato ad una monoboa SPM (“Single Point Mooring”);
- condotte sottomarine di collegamento tra la piattaforma e il galleggiante.

Vega A, rappresentata nella successiva Figura, è la più grande piattaforma petrolifera realizzata nell'Offshore italiano (Edison, 2009a).



Figura 5.a: Piattaforma Vega A

Le coordinate geografiche della piattaforma, riferite al Datum WGS84, sono riportate nella seguente Tabella (Edison, 2011e).

**Tabella 5.1: Piattaforma Vega A - Coordinate Geografiche
(Edison, 2011e)**

Piattaforma	Latitudine WGS84	Longitudine WGS84
VEGA A	36° 32' 23.600" N	14° 37' 38.600" E

Il fondale marino, in corrispondenza della piattaforma, si trova a una profondità di circa 120 m.

La superficie complessiva della struttura è di circa 6.000 m²; la massima altezza sul livello del mare è di 58,7 m (sommità torcia).

La piattaforma Vega A, alla quale afferiscono 21 pozzi di cui 15 in produzione regolare, 4 in produzione discontinua, 2 chiusi, attualmente (Dicembre 2015) produce circa 2,350 barili di greggio al giorno in condizione quasi anidre, ovvero contenendo la produzione di acqua associata al di sotto dell'1% di WC. Il grezzo estratto dai pozzi viene trattato in piattaforma e diluito con gasolio al fine di prevenire la solidificazione dell'olio e favorirne il trasporto attraverso le condotte sottomarine fino al SPM ed il caricamento sulla nave di stoccaggio FSO, che funge da terminale per il caricamento delle navi cisterna che trasportano a terra il greggio prodotto.

La piattaforma Vega A è presidiata da un equipaggio che varia dalle 18 alle 28 persone per ciascuno dei due turni (12.00-24.00 e 24.00-12.00).

La piattaforma è collegata tramite condotte sottomarine al sistema di ormeggio SPM del deposito galleggiante FSO, situato a circa 2 km dalla piattaforma in direzione Nord. Le condotte sottomarine adibite al trasporto del diluente (linea da 8") e della produzione (linea da 6") hanno una lunghezza circa 2.5 km. Sono inoltre presenti due condotte sottomarine originariamente dedicate al trasporto di acqua dalla piattaforma al SPM che risultano, però, attualmente non utilizzate.

Le coordinate geografiche dell'ormeggio SPM sono riportate nella seguente Tabella.

Tabella 5.2: SPM - Coordinate Geografiche

Installazione	Latitudine WGS84	Longitudine WGS84
SPM	36° 33' 33,069" N	14° 38' 14,075" E

Il blend (greggio+diluente) viene inviato a un primo stadio di separazione, quindi attraverso uno scambiatore di calore a fascio tubiero (greggio/Hot Oil) per la fase di riscaldamento e l'invio nel separatore di secondo stadio, dove avviene una seconda separazione del gas. La produzione viene quindi inviata tramite le pompe di trasferimento attraverso le condotte sottomarine fino al FSO.

Il riscaldamento dell'olio diatermico (Hot Oil) viene effettuato da un generatore di aria calda (combustore) che utilizza come combustibile il gas a bassa pressione separato dall'olio greggio.

La parte eccedente di gas che non viene impiegata per usi di processo, viene bruciata in torcia.

La generazione di energia elettrica sulla piattaforma è assicurata da 4 gruppi generatori elettrici con motore diesel Caterpillar, da 1,150 kVA (920 kW) ciascuno (Edison, 2011h); per assicurare il fabbisogno di energia elettrica della piattaforma, nelle normali condizioni operative sono in marcia 2 gruppi generatori, i rimanenti gruppi sono fermi come riserva (Edison, 2010a).

In caso di avaria dei generatori Caterpillar un generatore diesel di emergenza entra automaticamente in funzione per garantire la funzionalità delle apparecchiature essenziali quali pompa acqua mare, compressore aria, pompa diluente, pompa iniezione diluente ad alta pressione, segnali ottici ed acustici, impianti di telecomunicazioni, sistemi di monitoraggio e di allarme, le luci di emergenza etc.

A bordo è inoltre presente un sistema di batterie di emergenza (locate nel modulo 110 e nel modulo 140) capace di assicurare per 6 ore il funzionamento degli impianti di telecomunicazioni, dei segnali ottici ed acustici, delle luci di emergenza posizionati lungo le vie di fuga, nell'helideck, e nelle stazioni di raduno per l'abbandono dell'unità.

Il greggio prodotto dal Campo Vega viene inviato periodicamente tramite navi cisterna (shuttle tanker da 30,000-50,000 t e lunghezza fino a 180 m) alle raffinerie (di norma la raffineria eni di Gela). L'accosto alla FSO Leonis delle petroliere avviene sul lato di dritta, con ormeggio in configurazione a coppia - side to side (Edison, 2010b).

L'approvvigionamento di gasolio diluente può essere effettuato con le stesse navi, dato che Vega A è in grado di accettare diluente con grado di contaminazione in greggio del 5% circa.

Il gasolio e la nafta necessari come combustibile per i motori diesel e le caldaie possono essere riforniti sia da navi cisterna sussidiarie che da bettoline.

5.2 ASSETTO FUTURO AUTORIZZATO (VEGA A + VEGA B)

Il progetto di sviluppo del campo olio Vega B autorizzato con Decreto VIA-AIA Aprile 2015 consiste in:

- realizzazione di alcune modifiche impiantistiche su Vega A, la principale delle quali è relativa alla sostituzione del sistema di generazione di energia elettrica con impianti maggiormente performanti di nuova generazione;
- realizzazione di una piattaforma fissa di tipo "minimum facilities", denominata "Vega B" con jacket in circa 130 m d'acqua, ubicata a circa 6 km di distanza da Vega A, in direzione Nord-Ovest;
- perforazione da Vega B di No. 4 pozzi iniziali a singolo completamento;
- posa di due condotte sottomarine congiungenti Vega B e Vega A, una per la ricezione di diluente e una per l'invio del greggio diluito (blend) su Vega A, dove verrà trattato negli impianti esistenti mescolandosi alla produzione dei pozzi esistenti;
- posa di due cavi elettrici sottomarini congiungenti Vega B e Vega A per la fornitura di energia elettrica.

5.2.1 Adeguamento Impiantistico Piattaforma Vega A

Per fornire la potenza elettrica necessaria al funzionamento delle due piattaforme è prevista la sostituzione del sistema di generazione di energia elettrica esistente su Vega A con impianti maggiormente performanti di nuova generazione (da installare sempre su Vega A). Si prevede la dismissione dei 4 motori Caterpillar e l'installazione di nuovi motori secondo la seguente configurazione base (Edison, 2011h):

- No. 2 gruppi elettrogeni da 1,400 kVA, con motori alimentati con il gas di giacimento opportunamente trattato;
- No. 2 gruppi elettrogeni da 1,700 kVA, con motori diesel.

In alternativa potranno essere valutati gruppi elettrogeni di tipologia “dual fuel”, in grado cioè di essere alimentati sia a gas di giacimento che a diesel, fermo restando che questa soluzione tecnica, in termini di emissioni in fase di esercizio, è del tutto analoga alla configurazione base sopra riportata.

Questa configurazione consentirà di massimizzare il recupero del gas di separazione dal greggio ai fini della generazione elettrica, minimizzando allo stesso tempo l'impatto sull'ambiente rispetto ad una soluzione con solo motori diesel, che comporterebbe invece la necessità di inviare a combustione in torcia tutto il gas di separazione non utilizzato per l'alimentazione del combustore.

Nella configurazione prescelta sarà previsto un recupero termico dai fumi di scarico; potrà inoltre essere previsto un ulteriore recupero termico dai circuiti dei motori (principalmente circuiti camicie olio ed intercooler), in modo da ridurre il carico termico che dovrà essere generato dal combustore (W-021).

Il quantitativo di gas in eccesso sarà inviato alla torcia esistente (FL-001).

I motori a gas saranno normalmente eserciti a carico parziale, due in marcia in parallelo, in modo da sostenere i carichi elettrici di Vega A e Vega B. In caso di funzionamento di back-up anche i motori diesel, analogamente a quelli a gas, saranno eserciti a carico parziale (due in marcia in parallelo). I motori potranno essere eserciti anche in modalità combinata con un motore a gas e un motore diesel.

L'alimentazione delle utenze elettriche della piattaforma Vega B avverrà via cavo da Vega A.

Al fine di garantire il trattamento della produzione del giacimento Vega B, sulla piattaforma Vega A saranno, inoltre, necessarie alcune modifiche impiantistiche di seguito elencate:

- installazione di riser da 8” per trasferimento sul deck di produzione di Vega A del blend di Vega B;
- installazione di riser da 4” per trasferimento del flussante da Vega A a Vega B;
- nuove pompe di trasferimento del flussante da Vega A a Vega B: esse saranno in configurazione 2 x 100% (1 spare) con una portata nominale di circa 20 m³/h;
- nuove pompe di trasferimento blend da Vega A a FSO Leonis: esse saranno in configurazione 3 x 50% (1 spare) con una portata complessiva pari a circa 40 m³/h ciascuna;
- integrazioni al sistema di telecomunicazione, controllo, ESD e F&G su Vega A per tele controllare la piattaforma Vega B;

- interventi di tie-ins sulle tubazioni esistenti su Vega A per consentire di connettere la nuova linea di blend da 8" sul manifold di produzione di Vega A e per consentire il prelievo di flussante dal circuito esistente di Vega A per alimentare le nuove pompe di trasferimento flussante su Vega B.

Qualora nel corso del tempo non fosse più possibile produrre anidro, le eventuali acque di strato recuperate su Vega A, potranno essere re iniettate attraverso apposito pozzo iniettore nella stessa unità geologica di provenienza, previa richiesta e rilascio di apposita autorizzazione ministeriale (Edison, 2011d).

5.2.2 Piattaforma Vega B

Le coordinate di prevista ubicazione della piattaforma Vega B, in WGS84, sono indicate nella seguente Tabella (Edison, 2011b; 2011f; 2011i).

Tabella 5.3: Vega B - Coordinate Geografiche (Edison, 2011f)

VEGA B	Latitudine	Longitudine
	36° 33' 20" N	14° 34' 22" E

Nota:

Coordinate riferite al Sistema di Riferimento WGS84, ottenute con conversione delle coordinate metriche in Gauss Boaga Est (Edison, 2011f) mediante software ReGeo

Il fondale marino sottostante si trova a una profondità di circa 130 m (Edison, 2011f).

Si prevede l'installazione di una piattaforma fissa a quattro gambe dotata di sovrastruttura (deck) di tipo integrato in grado di contenere gli impianti minimi indispensabili per assolvere le funzioni essenziali della piattaforma, che sarà normalmente non presidiata ma dotata di modulo di sopravvivenza (da utilizzare in caso di impossibilità all'evacuazione della piattaforma causa maltempo/emergenza adatto ad ospitare 8 persone per un massimo di 7 giorni e completo delle apparecchiature di distribuzione acqua per le docce, per i bagni e per la cucina e del sistema di climatizzazione) e di helideck.

La piattaforma Vega B è stata progettata per rispondere ai seguenti obiettivi:

- produzione e invio del greggio in multifase sulla piattaforma Vega A (dalla quale proverrà il diluente);
- garanzia che tutte le utilities necessarie per un normale funzionamento della piattaforma, saranno predisposte;
- produzione anidra (WC < 1%), in analogia allo stato attuale della coltivazione del campo Vega;
- piattaforma non presidiata, controllata da Vega A e alimentata da Vega A con cavo elettrico sottomarino;
- configurazione strutturale in grado di ospitare un impianto di perforazione assistito da mezzo di appoggio (TAD). La piattaforma Vega B è anche dimensionata per ospitare impianti di perforazione tipo "Sundowner rig", interamente alloggiati sul piano superiore della piattaforma. Tali impianti potranno essere impiegati sia nel caso di interventi di work-over sui pozzi.

Nel seguito del presente Paragrafo si fornisce la descrizione funzionale delle principali unità di processo e di servizio che saranno installate sulla piattaforma (Edison, 2011b).

5.2.3 Pozzi Vega B

Per lo sviluppo iniziale del campo olio Vega B è prevista la perforazione di No. 4 pozzi iniziali di sviluppo a partire dalla nuova piattaforma Vega B che sarà ubicata sulla culminazione occidentale del giacimento. L'obiettivo è la formazione geologica denominata "Siracusa" a circa 2,450 m di profondità effettiva (True Vertical Depth, TVD) s.l.m.⁵,

I pozzi saranno direzionati con profilo tipo slanted, con inclinazione tale da consentire uno scostamento al target di circa 1,000-1,200 m rispetto alla testa pozzo di superficie.

Il profilo di tubaggio, comune a tutti i pozzi, sarà quello tipico dei pozzi Vega, cioè con il seguente schema:

- conductor pipe da 30" (o 26");
- casing superficiale da 18 5/8";
- casing intermedio da 13 3/8;
- casing di produzione da 9 5/8" al top della formazione Siracusa;
- foro da 8 1/2" non tubato attraverso la formazione produttiva.

Il completamento sarà quello tipico dei pozzi Vega, cioè da open hole, con packer di produzione fissato a circa 1,200 m TVD nel casing da 9 5/8", senza sollevamento artificiale.

Come già evidenziato nell'Istanza VIA-AIA di cui al Decreto VIA-AIA No. 68 del 15 Aprile 2015, era già previsto, in funzione degli esiti minerari della perforazione dei primi quattro pozzi di sviluppo di Vega B, la successiva perforazione di altri pozzi fino ad un massimo di 12 pozzi per sostenere i profili di produzione di Vega B.

5.2.4 Condotte Sottomarine

Per permettere il trasporto di olio dalla nuova piattaforma Vega B alla piattaforma Vega A saranno installate due condotte sottomarine, una per il trasporto del blend (olio + diluente) e una per il trasporto del diluente (proveniente da Vega A), che si mischierà all'olio prodotto in piattaforma (Vega B) per consentirne il trasporto.

5.2.5 Cavi Elettrici

L'alimentazione elettrica di Vega B avverrà tramite No. 2 cavi sottomarini (uno in ridondanza rispetto all'altro) in media tensione a 6 kV.

I cavi saranno posati tra le due piattaforme Vega A e Vega B, ad una distanza di circa 20-25 m dalle condotte sottomarine.

⁵ s.l.m. = sotto il livello del mare

6 DESCRIZIONE DEL PROGETTO – PERFORAZIONE 8 POZZI ADDIZIONALI DA VEGA B

6.1 GENERALITÀ

Come riportato in introduzione il Progetto oggetto del presente SIA prevede la perforazione di 8 pozzi addizionali a partire dalla nuova piattaforma Vega B autorizzata con Decreto VIA-AIA Aprile 2015. Si evidenzia già in questa sezione introduttiva che i nuovi 8 pozzi saranno perforati in modo del tutto analogo ai 4 pozzi già autorizzati.

La perforazione in continuità temporale con i precedenti pozzi e l'utilizzo del medesimo impianto di perforazione permetteranno di ottimizzare i tempi e di limitare le interazioni con l'ambiente legate in particolare alle fasi preliminari di MOB/DEMOB dell'impianto stesso, l'utilizzo di materie prime e la produzione di rifiuti di perforazione (ottimizzazione del ciclo chiuso dei fanghi di perforazione per l'intera fase di perforazione dei pozzi, 4 già autorizzati e successivi 8 pozzi oggetto del presente SIA).

Le informazioni progettuali sono tratte principalmente dal Documento "Vega "B" – Programma preliminare di perforazione e completamento, Doc. No. WO-HQ-VB-S-014-0, Ottobre 2015" (Edison, 2015b).

L'obiettivo minerario dei nuovi pozzi è, analogamente ai pozzi già autorizzati, la F.ne "Siracusa" localizzata a circa 2,470-2,510 m TVD ssl (secondo la conformazione del top del giacimento), che sarà interessata dal foro scoperto sub-orizzontale di diametro 8 ½" di lunghezza da definire secondo la reale situazione, assunta per lo scopo di questo studio di circa 550-600 m.

Il profilo di tubaggio, comune a tutti i pozzi, sarà quello tipico dei pozzi Vega (già descritti in precedenza, cioè:

- conductor pipe da 30" (o 26") infisso a circa 50-60 m sotto il fondale marino;
- casing superficiale da 18 5/8", fissato a circa 350 m da livello mare;
- casing intermedio da 13 3/8", fissato a circa 1100-1150 m TVD da livello mare;
- casing di produzione da 9 5/8" al top della F.ne Siracusa, indicativamente a 2470-2510 m TVD da livello mare;
- foro scoperto (open hole) da 8 ½" nel giacimento di lunghezza dettata dalle reali situazioni, assunto per gli scopi di questo studio come sub-orizzontale di circa 550-600 m di lunghezza, nella parte produttiva ad olio della Formazione Siracusa.

Il completamento sarà quello tipico dei pozzi Vega, con packer di produzione fissato nel casing da 9 5/8" alla profondità di circa 1.200 m TVD, per produzione naturale (senza sollevamento artificiale).

Le attività di perforazione e completamento si intendono condotte in simultanea con le operazioni di produzione e/o testing dei pozzi già completati. La produzione dei pozzi durante il testing, così come le normali operazioni di produzione dei pozzi, avverrà inviando i fluidi prodotti attraverso le apparecchiature di produzione in piattaforma Vega B e da queste in sealine fino alla piattaforma Vega A.

Nelle seguenti Tabelle sono riportati i dati di progetto relativi ai parametri caratteristici PVT dell'olio, ai dati preliminari di produzione per pozzo e alla composizione del greggio (Edison, 2015a).

Tabella 6.1: Parametri PVT dell'Olio (Edison, 2015a)

Parametri PVT	
Condizioni di giacimento: P – T @ datum di 2440 m s.l.m.	250.9 kg/cm ² 93 °C
Densità olio	15.4° API
Viscosità olio @ Res. Cond.	60-160 cP

Tabella 6.2: Dati Preliminari di Produzione per Pozzo (Edison, 2016)

Produzione per Pozzo	
Portata massima (dipendente dal pozzo considerato)	Da 230 a 2,800 barili/giorno
Portata minima	~70-370 barili/giorno
Water cut	1% ⁶
GOR	5-10 Sm ³ gas/m ³ olio

6.2 CARATTERISTICHE GENERALI DEI POZZI

6.2.1 Temperature

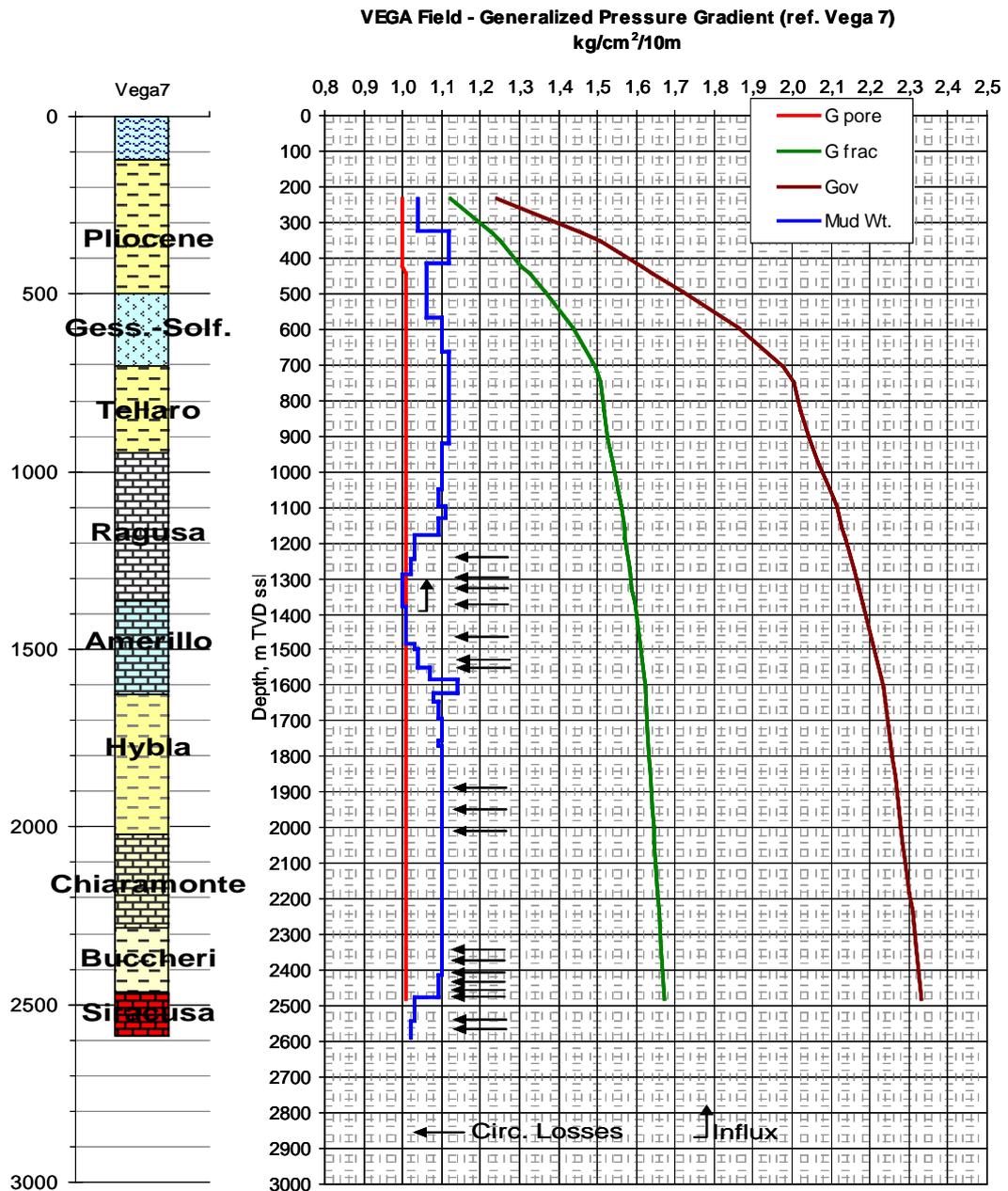
La temperatura di fondo pozzo (datum 2,440 m slm) è di 93°C; il gradiente termico si può assumere pari a 3°C/100 m.

6.2.2 Pressioni e Problemi di Perforazione

Dall'esperienza derivata dalla perforazione dei pozzi di Vega A, si può ragionevolmente prevedere un gradiente di pressione dei pori normale (idrostatico, cioè 1.03-1.07 kg/cm²/10 m, riferita al livello del mare) lungo tutto il profilo del pozzo.

I gradienti stimati (dei pori, di fatturazione e dei sedimenti) sono riportati nella seguente figura, relativa al pozzo Vega 7 DIR verticalizzato (Edison, 2015b).

⁶ Greggio quasi anidro in analogia con l'attuale coltivazione del campo olio Vega A



Nelle formazioni carbonatiche, se di natura fratturata o carsica, qualsiasi pressione esercitata dal fluido di perforazione superiore a quella di formazione, può risultare in perdite di circolazione parziali o totali a seconda della natura delle fratture.

I possibili problemi di perforazione possono essere sintetizzati come segue:

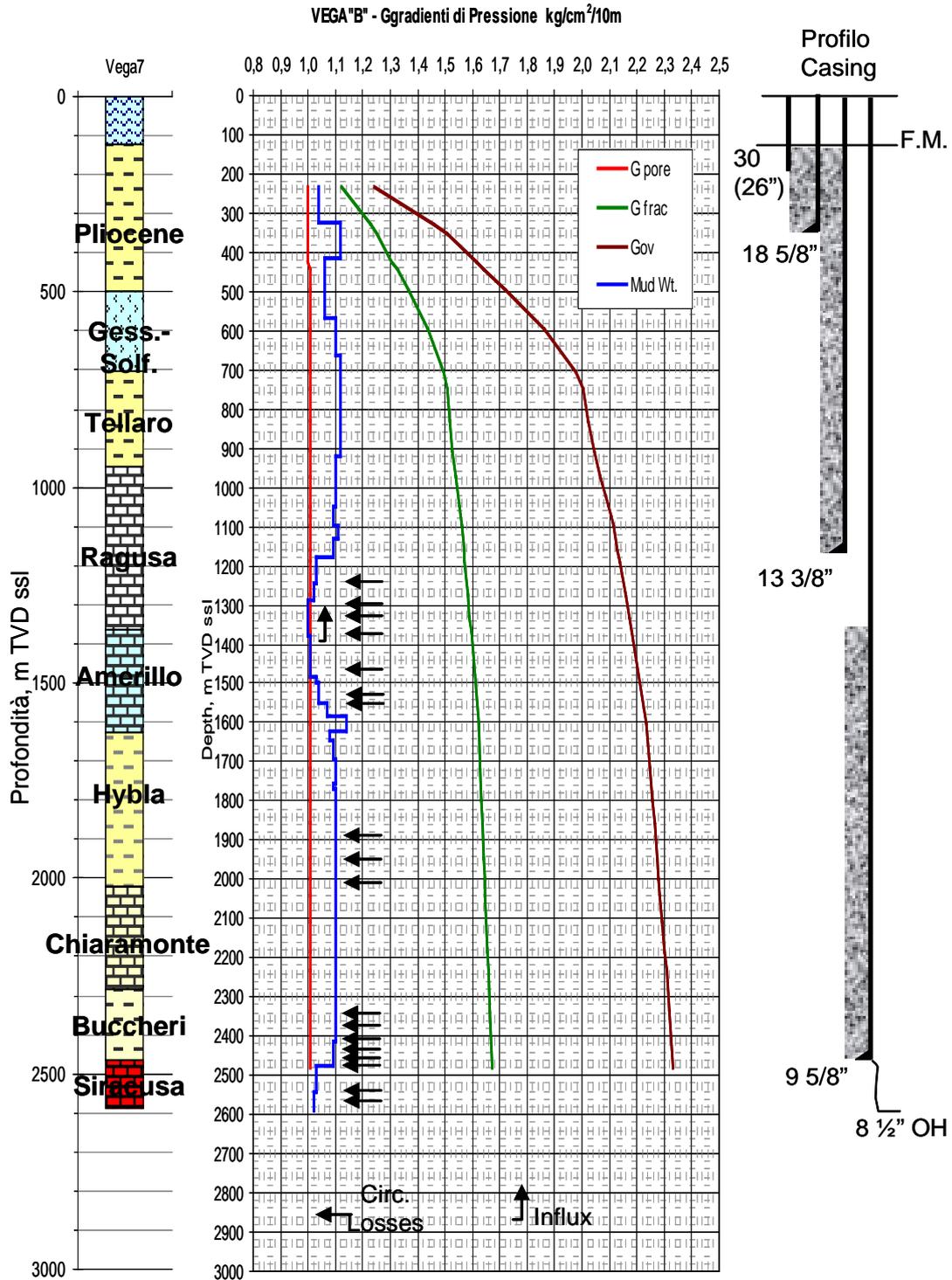
- fino a circa 1,000 m TVD: le principali problematiche risiedono nella reattività delle argille, soprattutto nei tratti più superficiali, che tendono a formare tappi di difficoltoso smaltimento in superficie. La perforazione è caratterizzata da prolungate circolazioni dettate dalla necessità di smaltire i tappi, pulire i vibrovagli e la flow line. Riveste notevole importanza l'efficienza del sistema di circolazione e rimozione solidi al fine di contenere i tempi morti. Nei pozzi perforati ad oggi nel Campo Vega, non si sono riscontrate perdite di circolazione nelle sezioni di foro fino a circa 1,000 m TVD;
- da circa 1,000 m TVD al top della formazione Siracusa (reservoir): la perforazione di questa sezione interessa alternanze di formazioni clastiche e calcaree. Nei pozzi di riferimento si sono evidenziati problemi di stabilità formazionali di pulizia del foro (in modo particolare per i pozzi maggiormente inclinati e di perdite di circolazioni parziali);
- nel reservoir (formazione Siracusa): si attendono perdite di circolazione da parziali a totali; in questo secondo caso potrà essere richiesto di perforare con acqua di mare senza ritorno.

6.2.3 Architettura dei Pozzi

Tutti i pozzi saranno strutturalmente simili, con i seguenti profili di tubaggio (si veda la seguente Figura) (Edison, 2015b):

- conductor pipe⁷ da 30" (o 26") infisso a circa 50-60 m sotto il fondo mare (da predisporre con battipalo durante i lavori di installazione della piattaforma). Si evidenzia che i 12 conductor pipes sono installati sulla Piattaforma Vega B come autorizzata con Decreto VIA-AIA 2015.
- foro da 24" per casing superficiale da 18 5/8" a circa 300-350 m TVD-s.l.m., con lo scopo di isolare le formazioni superficiali, potenzialmente instabili e di fissare la scarpa del casing in un appropriato livello argilloso onde consentire il prosieguo della perforazione in sicurezza;
- foro da 17 1/2" per casing intermedio da 13 3/8" a circa 1,100-1,150 m TVD-s.l.m. con lo scopo di isolare le formazioni potenzialmente instabili del Quaternario e raggiungere, alla scarpa, un gradiente di fatturazione più appropriato, prima di proseguire con la perforazione della successiva fase da 12 1/4";
- foro da 12 1/4" per casing di produzione da 9 5/8" a circa 2,480-2,500 m TVD-s.l.m.. L'effettiva profondità di tubaggio del casing dipenderà dalle correlazioni geologiche atte ad individuare il top della formazione Siracusa. Scopo di questo casing è quello di isolare la sequenza di formazioni sovrastanti il reservoir carbonatico per consentirne la perforazione nel giacimento con scalpello da 8 1/2";
- foro scoperto da 8 1/2" alla profondità finale. Il foro da 8 1/2" interesserà la formazione Siracusa, obiettivo minerario dei pozzi. Il foro da 8 1/2" sarà perforato nella parte superiore del giacimento con traiettoria orizzontale o sub-orizzontale. Sono previste perdite di circolazione, anche totali, nella perforazione di questo foro.

⁷ Conductor pipe: tubo guida di grande diametro infisso nel fondo o posizionato in foro per sostenere le pareti del pozzo durante l'esecuzione del foro per la discesa della prima colonna (di ancoraggio/superficiale) del pozzo. I conductor sono infissi con battipalo nella fase di costruzione della Piattaforma Vega B.



6.2.4 Cementazioni

I casing saranno cementati con malte di densità differenziata, circa 1.54 kg/l per la malta “Lead” e 1.90 kg/l per la malta “Tail”, miscelate con acqua dolce industriale (che sarà approvvigionata grazie al funzionamento del sistema di desalinizzazione dell’impianto di perforazione). Risalite del cemento (Top of Cement, TOC), volumi di malta e quantitativo di cemento Classe “G” per il pozzo medio sono indicati nel successivo Paragrafo 10.1.5 (Edison, 2015b)..

6.2.5 Fluidi di Perforazione e Completamento

6.2.5.1 Tipologie Fanghi di Perforazione

L’esatta tipologia di fango di perforazione da utilizzarsi sarà dettata dalle specifiche necessità che si presenteranno durante l’attraversamento delle formazioni e, soprattutto, dal profilo di deviazione dei pozzi.

Per le valutazioni relative a volumi di fango e reflui si è considerato un pozzo “tipo” medio, risultante dalle profondità misurate delle diverse sezioni di foro attualmente previste per gli 8 pozzi (si veda quanto riportato al Paragrafo 10.1.4).

Per garantire un migliore performance di perforazione dei pozzi, alcuni dei quali caratterizzati da forte inclinazione dei fori, potrà essere richiesto l’impiego di fanghi a base olio. Il fango con base Low Toxicity Oil è stato, ed è tuttora, utilizzato in Italia sia nelle operazioni di perforazione a terra sia per quelle off-shore. In tutti i casi le caratteristiche dei fanghi di perforazione saranno tali da:

- assicurare la pulizia del foro (capacità di trasporto dei cuttings in condizioni dinamiche e capacità di mantenere in sospensione il carico solido in condizioni statiche) soprattutto per quanto riguarda le fasi iniziali, di diametro maggiore, e le fasi successive specialmente se caratterizzate da elevata inclinazione del foro;
- assicurare la stabilità del foro e prevenire perdite parziali di circolazione;
- minimizzare i rischi di presa differenziale e/o pack-off, specialmente nelle sezioni di foro deviato.

Prima dell’inizio della perforazione (“spud-in”) si procederà a preparare e tenere a disposizione circa 40 m³ di fango di controllo pozzo “kill mud” a densità D=1,40 kg/l.

Per l’esecuzione delle operazioni di perforazione è previsto l’utilizzo delle tipologie di fango descritte nelle seguenti Tabelle (si evidenzia che il tipo di fango a base acqua più opportuno sarà definito in sede di design di dettaglio dopo aver individuato il fornitore del relativo servizio/prodotti), con riferimento ai diametri di progetto delle fasi di perforazione in cui se ne prevede l’impiego (Edison, 2015b).

**Tabella 6.3: Tipologie Fanghi di Perforazione a Base d'Acqua
(Edison, 2015b)**

Foro	Profondità [m TVD slm]	Densità [kg/l]	Tipo Fango	Note
24"	400	1.05-1.10	Spud mud/FW-GE (*)	Utilizzo di acqua di mare e frequenti cuscini viscosi per la pulizia foro. Attenzione a non scavare. Kill mud a disposizione
17 ½"	1230	1.10-1.15	Inibente a base acqua (**)	Confezionamento del fango di perforazione. Potenziali problemi di pulizia foro in caso di portata di circolazione insufficiente. Potenziali rischi di prese di batteria (pack-off).
12 ¼"	3283	1,10 – 1,15	Inibente a base acqua (**)	Utilizzare il fango recuperato dalla fase precedente; Possibili perdite anche di rilevante entità. Stabilità foro in funzione della deviazione prevista in questa fase. Potenziali problemi di pulizia foro e prese di batteria per pack-off
8 ½"	3870 (media di 580 m dreno sub orizzontale)	Acqua di mare(***)	Inibente a base acqua Acqua di mare e Cuscini Viscosi	Perforazione nel reservoir "Siracusa". Utilizzare fango dalla fase precedente; Attese perdite totali della circolazione: in tal caso proseguire la perforazione con acqua di mare e cuscini viscosi.

Note:

(*) FW-GE=Fresh Water-Gel (Acqua industriale e bentonite);

(**) E' indicativamente assunta la tipologia di fango tipo FW-K-PO-LU= Fresh Water - KCl-Polymer - Lubricant (Acqua industriale, Cloruro di Potassio; Polimero, Lubrificante Ecologico). Tuttavia il tipo di fango a base acqua più opportuno sarà definito in sede di design di dettaglio e dopo aver individuato il fornitore del relativo servizio/prodotti.

(***) prevista per perdita totale di circolazione

**Tabella 6.4: Tipologie Fanghi di Perforazione a Base Olio Low Toxic
(Edison, 2015b)**

Foro	Profondità [m TVD slm]	Densità [kg/l]	Tipo Fango	Note
24"	400	1,05-1,10	Spud Mud – FW-GE (*)	Utilizzare acqua di mare e frequenti cuscini viscosi per la pulizia foro. Attenzione a non scavare. Tenere a disposizione il kill mud.
17 ½"	1,230	1,10 - 1,15	LTOBM(**)	Confezionare il fango di perforazione utilizzando la base Low Toxix Oil (e.g. Lamix). Potenziali problemi di pulizia foro se portata di circolazione insufficiente e alte inclinazioni del foro.
12 ¼"	3,283	1,10 – 1,15	LTOBM(**)	Utilizzare il fango recuperato dalla fase precedente; Possibili perdite anche di rilevante entità. Stabilità foro in funzione della deviazione prevista in questa fase.

Foro	Profondità [m TVD slm]	Densità [kg/l]	Tipo Fango	Note
				Potenziati problemi di pulizia foro e prese di batteria per pack-off.
8 ½"	3,870 (media di 580 m dreno sub orizzontale)	1.05 o Acqua di mare(***)	FW-GE-PO Acqua di mare e Cuscini Viscosi	Perforazione nel reservoir "Siracusa". Spiazzare il fango a base olio con fango a base acqua prima di iniziare la perforazione in giacimento; Attese perdite totali della circolazione: in tal caso proseguire la perforazione con acqua di mare e cuscini viscosi.

Note:

(*) FW-GE: Fresh Water-Gel (acqua industriale e bentonite)

(**) LTOBM: Low Toxic Oil Base Mud; in Italia viene normalmente utilizzato il LAMIX 30 o simili; si tratta di un prodotto che costituisce la base per il confezionamento dei fanghi di perforazione a base olio. È da classificarsi tra i prodotti a bassa tossicità in quanto costituito da una miscela ben definita di idrocarburi paraffinici non aromatici

(***) Prevista perdita totale di circolazione

Le caratteristiche reologiche dei fanghi a base acqua (WBM) ed a base olio LTOBM) sono simili. Per i fanghi LTOBM saranno controllate anche le caratteristiche riportate in fondo alla tabella.

Tabella 6.5: Caratteristiche Reologiche Fanghi di Perforazione (Edison, 2015b)

Parametro	U.M.	Fase di Perforazione					
		Fase 24"	Fase 17 ½"	Fase 17 ½"	Fase 12 ¼"	Fase 12 ¼"	Fase 8 ½"
Tipo di fango	--	FW-GE	WBM	LTOBM	WBM	LTOBM	SW-PO
Profondità media	m	400	1230	1230	3283	3283	3870
Densità	kg/l	1.05-1.10	1.10-1.15	1.10-1.15	1.10-1.15	1.10-1.15	1.05
Viscosità' Marsh	s/l	70-100	55-65	55-65	50-55	50-60	45-50
Viscosità Plastica	cP		12-16	16-20	16-18	12-16	ALAP
Yield Point	gr/100cm ²		14-18	14-18	12-14	12-14	8-12
Gel 10"	gr/100cm ²		4-6	4-6	4-6	3-5	4-6
Gel 10'	gr/100cm ²		8-12	8-12	10-12	6-10	10-12
Filtrato API	cc/30'		4-6	<4	4-6	<4	3-4
pH	--	9 – 9.5	9.5-10.5	9.5-10.5	9.5-10.5	9.5-10.5	9-9.5

Parametro	U.M.	Fase di Perforazione					
		Fase 24"	Fase 17 1/2"	Fase 17 1/2"	Fase 12 1/4"	Fase 12 1/4"	Fase 8 1/2"
Pf⁸	ml H ₂ SO ₄ N/50		0.2-0.3	0.2-0.3	0.2-0.3	0.2-0.3	
Pm⁸	ml H ₂ SO ₄ N/50		0.6-0.8	0.6-0.8	0.6-0.8	0.6-0.8	
Xcess Lime⁸	kg/m ³			4-5	4-5	4-5	
Solidi	% volume		8-10	14-16	8-10	14-16	8-10
MBT	kg/m ³		<40		<40		
Rapporto Olio/Acqua, %	%			75/25		75/25	
Stabilità Elettrica (V)	V			>600		>600	
CaCl₂ %	%			18-20		18-20	

Si rimanda al successivo Paragrafo 6.3.5 per la descrizione della gestione dei fluidi di perforazione.

6.2.5.2 Funzione dei Fanghi nelle Diverse Fasi di Perforazione

Nel presente Paragrafo viene descritta in maggior dettaglio la funzione dei fanghi di perforazione nelle diverse fasi di esecuzione.

Si evidenzia che la funzione dei fanghi è la medesima sia per quelli a base acqua WB che per quelli a base olio OBM (Edison, 2015b).

6.2.5.2.1 Fase 24" a ca. 400 m MD-RT

La fase da 24" interesserà essenzialmente le sequenze del Quaternario, costituite da calcari-calcareni.

Per la perforazione della fase superficiale fino a circa 350 m TVD-ssl si utilizzerà acqua di mare e frequenti cuscini di fango bentonitico FW-GE con aggiunta di CMC-HVS al fine di aumentarne la viscosità ed avere una buona pulizia del foro.

Il fango bentonitico sarà confezionato con acqua industriale; Al fine di evitare assorbimenti saranno da evitare aumenti incontrollati dei fluidi in pozzo. Verificare il corretto funzionamento delle attrezzature di rimozione solidi, incluse le centrifughe.

A fine perforazione, prima delle operazioni di tubaggio del casing da 20", il foro dovrà essere circolato interamente con fango bentonitico al fine di migliorare la stabilità delle formazioni superficiali.

⁸ Misura la condizione di stabilità del fango; valori al di fuori del range previsto indicano contaminazione da parte di elementi costitutivi dei terreni perforati o esterni (es. il cemento). Vale per tutti i parametri evidenziati.

6.2.5.2.2 Fase 17 ½" a ca. 1230 m MD-RT

La fase da 17 ½" interesserà le formazioni calcarenitiche del basso Pliocene (m.te Narbone), le argille plastiche della F.ne Trubi, i gessi della F.ne Gessoso Solifera (Miocene Sup.), le marne prevalenti della F.ne Tellaro fino ad interessare la parte sommitale della F.ne Ragusa (calcareniti).

Sarà perforata con un fluido a base acqua, di tipo "inibito" per evitare problemi derivanti dall'idratazione delle formazioni evaporitiche e argillose, che a sua volta potrebbe determinare l'instabilità del foro. Per questo sarà utilizzato un fango inibito al KCl, con densità max. 1.15 kg/l e con buone proprietà lubrificanti e stabilizzanti delle formazioni perforate.

In questa fase i valori di gel saranno mantenuti sul limite inferiore del range consigliato, mentre lo YP sul limite superiore in modo da ottimizzare la capacità di trasporto.

Tenere sotto controllo il peso evitando che superi il valore massimo; Monitorare costantemente la produzione di reflui in funzione dell'avanzamento per valutare il grado di pulizia del foro specialmente nella parte più inclinata.

Qualora si verificassero perdite parziali di circolazione intervenire con cuscini intasanti.

Evitare circolazioni puntuali per limitare al minimo gli scavernamenti che potrebbero compromettere l'esecuzione della curva di build up, dove prevista, e la cementazione del casing.

6.2.5.2.3 Fase 12 ¼" a ca. 3283 m MD-RT

La perforazione della fase da 12 ¼" prevede l'attraversamento delle formazioni: Ragusa, prevalentemente costituita da calcareniti con intercalazioni di calcare; Amerillo, prevalentemente calcarea; Hybla, prevalentemente costituita da marne ed argille con intercalazioni di calcari; Chiaromonte, costituita prevalentemente da calcare con livelli marnosi, Buccheri, costituita da alternanze di marne e calcari, costituente la copertura del reservoir della F.ne Siracusa.

La perforazione di questa fase verrà arrestata al top della formazione Siracusa per il tubaggio del casing 9 5/8".

Per questa fase sarà utilizzato lo stesso fango della fase precedente e si dovranno adottare gli stessi accorgimenti. In particolare monitorare attentamente la pulizia del foro valutando la produzione di detriti in funzione dell'avanzamento, considerando inoltre la deviazione che dovrà essere mantenuta per tutta la durata della perforazione.

Se richiesto da problemi di torsione e/o di foro, aggiungere con un lubrificante ecologico (ca. 2%) e stabilizzante delle formazioni.

6.2.5.2.4 Fase 8 1/2" a ca. 3870 m MD-RT

Il foro da 8 1/2" interesserà la parte sommitale della formazione Siracusa, obiettivo dei pozzi di Vega "B". Questa formazione è costituita da dolomie con intercalazioni di calcare.

Con la perforazione della fase da 8 1/2" sarà raggiunta la profondità finale dei pozzi.

In funzione del grado di fatturazione del reservoir carbonatico saranno possibili perdite di circolazione totale. Nel caso di perdita totale della circolazione la perforazione continuerà utilizzando acqua di mare e cuscini viscosi da pompare ad intervalli regolari.

6.2.5.2.5 Completamento/Packer Fluid

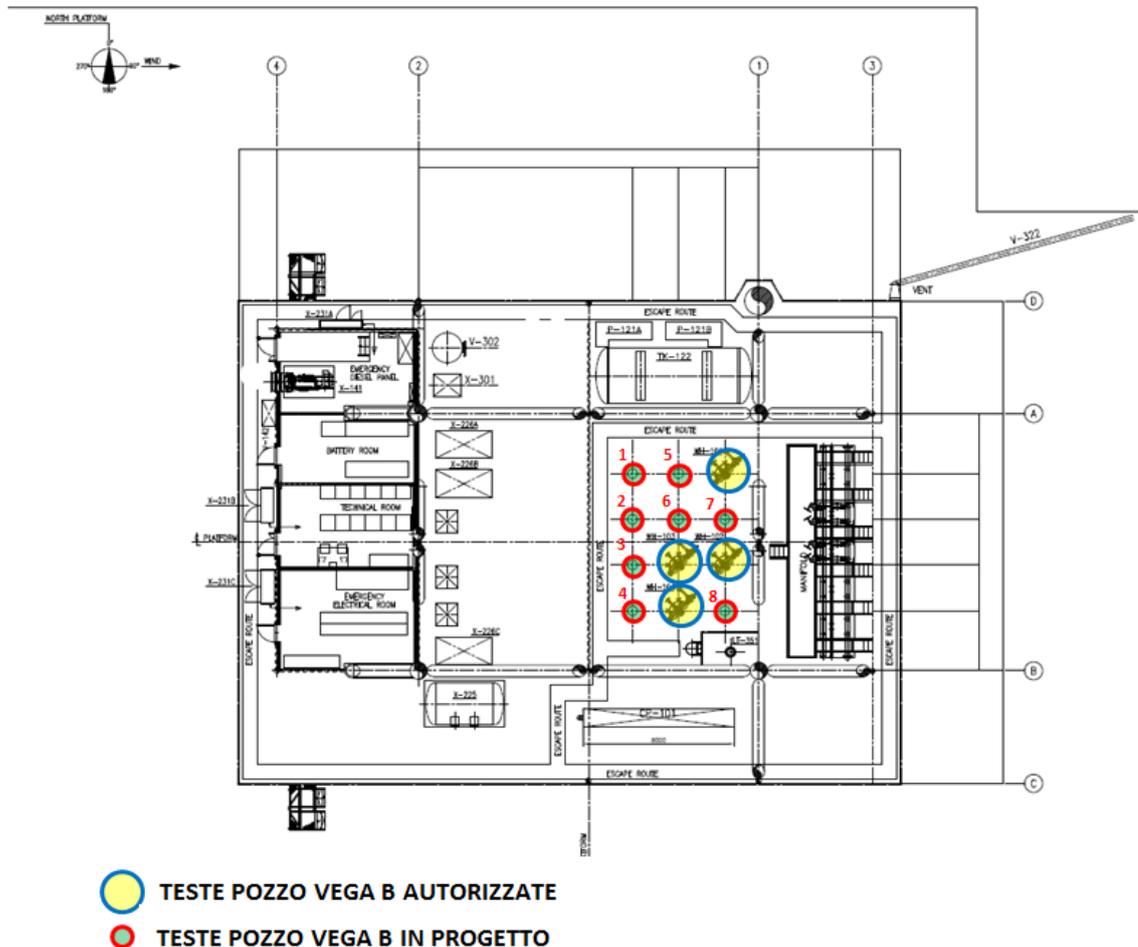
Il completamento del pozzo sarà presumibilmente effettuato in condizioni di perdita totale di circolazione, pompando in continuazione acqua di mare in modo da prevenire l'ingresso di olio di strato durante tali operazioni. Dopo aver energizzato il packer di produzione, l'intercapedine al di sopra di quest'ultimo verrà circolata con gasolio inibito.

6.2.6 **Testa Pozzo e Apparecchiature di Sicurezza**

6.2.6.1 Testa Pozzo e Croce di Produzione

La tipologia di testa pozzo prevista per gli ulteriori 8 pozzi della piattaforma Vega B è la medesima già descritta nel Progetto 2012-2013 che ha ottenuto il Decreto di Compatibilità Ambientale. Si evidenzia che le teste pozzo e le croci di produzione degli 8 pozzi addizionali andranno ad affiancare le 4 già precedentemente perforate ai sensi del Decreto VIA 2015. Nella seguente Figura si mostra il layout della Piattaforma Vega B come autorizzata in cui sono indicate le 4 teste pozzo previste nel Progetto 2012-2013 e quelle oggetto del presente SIA (il layout della Piattaforma Vega B è stralciato dall'Allegato C.9 dell'AIA).

VEGA B (MEZZANINE DECK)



Nota. La numerazione delle 8 teste pozzo in progetto è indicativa

Figura 6.c: Localizzazione Teste Pozzo in Progetto

La Figura seguente illustra una configurazione di testa pozzo tipo “Split-Compact”. In alternativa potrebbe essere utilizzata una testa pozzo di tipo “API” flangiata. La “split-compact” presenta alcuni vantaggi operativi mentre dal punto di vista funzionale entrambe le tipologie sono assimilabili.

In sostanza la testa si compone di una “Drilling Section”, dove sono alloggiati i casing che compongono il profilo del pozzo, e di una croce di produzione (“X-mas Tree”) che, con il Tubing di Produzione, ha la funzione di portare in superficie i fluidi di strato prodotti.

La pressione di esercizio nominale sia della testa pozzo che della croce di produzione sarà di 3,000-5,000 psi (max circa 340 atm).

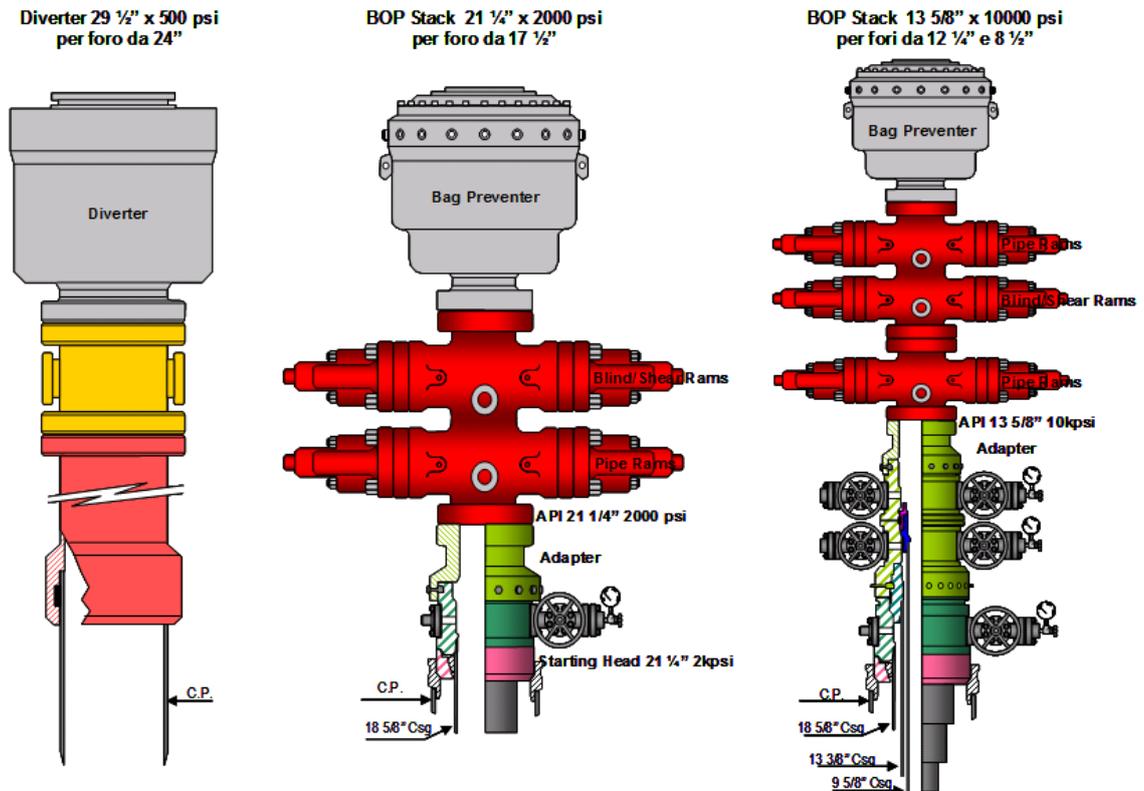


Figura 6.e: Apparecchiature di Sicurezza sulla Testa Pozzo in Fase di Perforazione (Edison, 2015b)

6.2.7 Deviazione Pozzi

Tutti i pozzi saranno perforati in deviazione a partire dalla testa pozzo sulla prevista piattaforma Vega B. I profili di deviazione saranno essenzialmente di tipo “slanted” con dreno sub orizzontale nel reservoir carbonatico “Siracusa”. La traiettoria di deviazione sarà definita in modo da raggiungere i target nel reservoir, come da indicazioni della Funzione Edison competente, onde consentire l’ottimale drenaggio dei fluidi dal giacimento.

Indicativamente, il profilo di deviazione verrà iniziato nella sezione di foro da 17 1/2” con il primo build-up che verrà ultimato nel corso della perforazione della sezione da 12 1/4” dopo aver tubato il casing da 13 3/8”.

In questa sezione di foro verrà mantenuta la deviazione raggiunta alla fine del primo build-up fino al punto di inizio del secondo build up, che dovrà consentire il corretto posizionamento del casing 9 5/8” al top della formazione “Siracusa” e contemporaneamente permettere di raggiungere la parte produttiva del reservoir “Siracusa” con il successivo dreno sub-orizzontale, perforato con scalpello da 8 1/2”, alla profondità verticale stabilita (secondo build-up).

La lunghezza del dreno orizzontale o sub-orizzontale sarà definita sulla base delle caratteristiche lito-stratigrafiche e geo-meccaniche effettivamente rinvenute.

La seguente figura è rappresentativa del profilo di deviazione previsto.

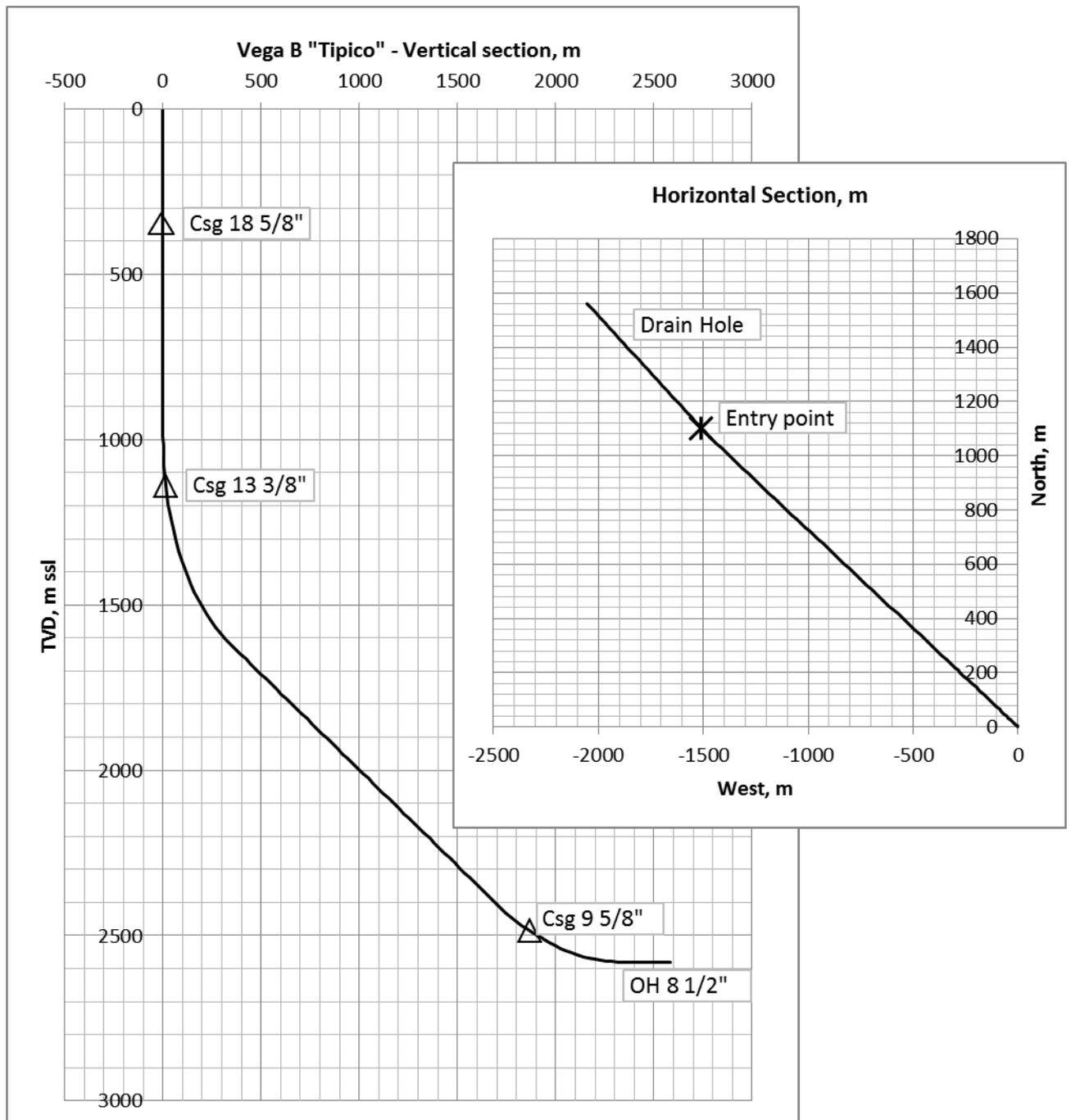


Figura 6.f: Profilo di Deviazione Previsto

6.3 DESCRIZIONE DELLE ATTIVITÀ DI PERFORAZIONE

6.3.1 Area di Lavoro

La perforazione degli 8 pozzi addizionali avverrà dalla Piattaforma Vega B analogamente ai 4 pozzi iniziali già autorizzati (per maggiori dettagli si veda quanto già riportato nel precedente Paragrafo 5.2.3).

6.3.2 Cronoprogramma e Fasi di Lavoro

Per la perforazione ed il completamento degli 8 pozzi si stimano cautelativamente circa 626 giorni complessivi di lavoro, suddivisi come segue:

Tabella 6.6: Cronoprogramma Perforazione 8 Pozzi Addizionali

Fase di Lavoro	Giorni			Totale
	Vari	Perforazione	Test/ Completamento	
Installazione Impianto (*)	10	--	-	10
Perforazione e completamento	--	522	75	597
Disinstallazione Impianto (**)	10	--	--	10
Contingenza Meteo "Contingent WOW" (***)	9	--	--	9
Totali	29	522	75	626

Note:

(*) Per il TAD, arrivo a 500 m dalla piattaforma, ormeggio & installazione Derrick Set; Per il jack up, approccio da 500 m dalla piattaforma, jacking up, skid e preparazione.

(**) Per il TAD, disinstallazione Derrick Set, disormeggio e move off a 500 m dalla piattaforma; Per il jack up, general rig/down, jacking down e move off a 500 m dalla piattaforma.

(***) dato per operazioni con Jack-up; Per un TAD, data la tipologia di impianto, si assume un WOW "Wait(ing) On Weather" di circa 32 giorni (tempi totali per TAD: 649.5 giorni stimati).

Si evidenzia tuttavia che i tempi sopra stimati includono teoricamente anche le fasi di presa in carico e di rilascio dell'unità di perforazione (500 m dalla piattaforma), che nello scenario di continuità temporale proposto non dovranno essere considerati.

I tempi sono basati sulle seguenti ulteriori assunzioni:

- tutti i pozzi perforati e completati singolarmente (no batch drilling/completion);
- no coring;
- full logging (i.e. fori da 17 ½"+12 ¼"+8 ½") solo per il primo pozzo; Pozzi successivi "minimum logging program" per i fori da 12 ¼" e 8 ½";
- lavaggio acido del foro scoperto da 8 ½";
- breve test su alcuni pozzi;
- tutti i pozzi spazzati con gasolio e pronti per lo spurgo.

Tutti i tempi si considerano al netto di eventuali rallentamenti o stop di lavoro dovuti a manutenzioni e/o sostituzione di parti/macchinari dell'impianto, della stringa di perforazione, etc..

6.3.3 Caratteristiche dell'Impianto di Perforazione

Le attività di perforazione e completamento saranno condotte in simultanea con le operazioni sui pozzi già completati.

La Piattaforma Vega B sarà in grado di ricevere sia unità di tipo TAD (Tender Assisted Drilling) sia unità di tipo Jack-up. In analogia a quanto previsto per il primi 4 pozzi, si descrivono di seguito – come scenario di riferimento – le caratteristiche principali dell'unità TAD di tipo semi-sub, self-erecting ritenuta rappresentativa ai fini della valutazione degli impatti (Edison, 2011m) (si veda il successivo Paragrafo 7.2 per la descrizione delle alternative).

Tabella 6.7: Caratteristiche Tecniche Impianto Perforazione Tipo TAD (Edison, 2011m)

Caratteristica	U.M.	Valore
TAD		
Tipologia unità		TAD di tipo Semi-sub, self-erecting in configurazione "Zero discharge"
Classe		+A1 Column Stabilized Unit
Lunghezza	m	circa 95
Larghezza	m	circa 36
Altezza	m	circa 27
Stazionamento		con ancore (circa 125 m WD)
Consumo medio di combustibile (Fase di Perforazione)	m ³ /d	circa 14
Profondità Operativa	m	> 130
Helideck		per Sikorsky S61
Alloggio		120-140 operatori
Stoccaggio diesel fuel	m ³	circa 1,000
Stoccaggio drilling water	m ³	circa 1,700
Stoccaggio acqua potabile	m ³	circa 500
Stoccaggio fango	m ³	circa 500
Pompe fango (mud pumps)		Ottimale 3 pompe da 1,600 HP ognuna
Sistema circolazione alta pressione	psi	5,000
Silos per barite (capacità totale)	m ³	circa 180

Caratteristica	U.M.	Valore
Silos per cemento (capacità totale)	m ³	circa 180
Potenza totale installata	kW	6,500
Deck Set Package (DSP)		
Derrick Static HL capacity	ton	minimo 450 ton (1,000 kips)
Nominal drilling Capacity w/ 5" DPs	m	6,000
Top drive		si (tipo TDS-4), minimo 1,000 HP
Drawworks	HP	minimo 2,000 HP
Rotary type e carico statico	"/ton	37 ½" 726 ton
Stand Pipe size & rated press.		4 1/16" 5,000 psi
Shakers		No. 4, capacità per 850-900 gpm
Diverter ⁹		29 ½" - 500 psi (c/w overshot installation)
21 ¼" BOP Stack ¹⁰		1 anulare 21 ¼" – 2,000 psi 2 a ganasce 21 ¼" – 2,000 psi (w/ shearing capacity)
12 5/8" BOP Stack		1 anulare 13 5/8" – 5,000 psi 1 a singola ganascia 13 5/8" – 10,000 psi 2 a doppia ganascia 13 5/8" – 10,000 psi (one set of rams w/ shearing capacity)
Sistema di controllo BOP		Unità principale, pannello di comando remoto su piattaforma e tender
Choke&kill Manifold ¹¹		4 1/6" – 10,000 psi WP
Number of DSP lifts		12-16
Max DSP lift weight	ton	circa 700

⁹ Sistema di sicurezza usato per allontanare dal pozzo i fluidi che ne fuoriescono in caso di eruzione, all'inizio della perforazione, quando non sono ancora montati i dispositivi di sicurezza (BOP Stack)

¹⁰ Dispositivo di sicurezza installato sulla testa pozzo per la prevenzione e il controllo delle eruzioni (blowout) durante le operazioni di perforazione, completamento e workover. La sua azione è di chiudere il pozzo, sia esso libero che ingombrato da attrezzature. Il controllo dell'ingresso in pozzo dei fluidi di strato avviene principalmente in modo idraulico gestendo in modo appropriato il fluido di perforazione (fango). Quando il controllo idraulico si rivela insufficiente, viene attivato il BOP per isolare meccanicamente il pozzo dall'ambiente esterno e per ripristinare le condizioni idrauliche di sicurezza indispensabili per la continuazione delle operazioni.

¹¹ Choke Manifold. insieme di tubi, valvole e ugelli per circolare il fango con BOP chiuso in caso di ingresso in pozzo di fluidi di strato a maggior pressione. Kill a well: controllare la pressione dei fluidi di strato e neutralizzarla contrastandola idrostaticamente con un fluido di opportuna densità ("kill mud"); tale operazione viene effettuata a BOP chiuso e circolazione attraverso il choke manifold.

Nelle seguenti Figure si mostrano i 2 principali tipi di TAD:

- “Barge”, cioè con scafo galleggiante, generalmente a fondo piatto;
- “Semi-submersible”, costituito da pontoni e colonne che sostengono il ponte principale.



Barge



Semi-Submersible

Figura 6.g: Principali Tipi di TAD

Le “Barge” sono generalmente impiegate in ambienti non particolarmente severi e per profondità d’acqua limitata (entro circa 150 m), sebbene quelli di ultima generazione possano arrivare fino a 2,000 m se appositamente ancorati (pre laid mooring system).

I “Semi-submersible” sono impiegati in ambienti dove le condizioni meteo-marine possono essere severe, in quanto offrono una maggiore stabilità. Possono operare in profondità d’acqua da 10 a 2,000 m. Al di là di una migliore reazione ad avverse condizioni meteo-marine, i semi-sommergibili offrono ulteriori significativi vantaggi rispetto alle barge, specialmente nella fase di installazione del Drilling Equipment Set (DES) e per piattaforme con il deck molto alto sul livello mare.

La tipologia di impianti TAD è adatta in genere alla perforazione di pozzi da piattaforme, sia fisse che galleggianti (e.g. SPAR¹², TLP¹³, etc) e in particolare in quei casi dove lo sviluppo è da realizzarsi con teste pozzo in superficie (“dry wellheads”) con profondità d’acqua comprese tra circa 120 m e 2,000 m.

A bordo del TAD sono presenti:

- helideck, alloggi e uffici;
- stoccaggi delle materie prime;
- generatori di potenza per l’alimentazione degli impianti di perforazione;
- pompe e sistemi di trattamento del fango (trasferito al DES con collegamenti in alta o bassa pressione);
- gru (idonea al sollevamento dei moduli che costituiscono il DES, nel caso di impianti “self-erecting”);
- sistemi di ancoraggio.

Il DES è costituito da:

- torre di perforazione e sottostrutture con sistema di skid
- piano sonda e choke manifold
- argano
- top drive
- tavola rotary
- vibrovagli (se non installati sul TAD)
- BOP stack

La potenza richiesta dalle attrezzature del DES è generata sul TAD e fornita con cavi elettrici. Allo stesso modo, tramite collegamenti sia ad alta pressione che a bassa pressione, avviene la circolazione ed il ritorno del fango di perforazione.

Gli elementi del DES sono modulari; indicativamente consistono di ca. 15 moduli per un peso totale di 700-800 t. E’ lo stesso TAD, se di tipo “self-erecting”, che provvede al sollevamento ed all’installazione dei moduli del DES sulla piattaforma.

Si rimanda al precedente Capitolo 7 per la descrizione dell’analisi delle alternative.

In aggiunta al TAD saranno impiegati mezzi navali per il trasporto, la movimentazione e le attività di carico e scarico di materiali ed attrezzature. In particolare, i mezzi navali saranno impiegati 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 può prevedere, in particolare, l’impiego di circa 2 unità AHT (Anchor Handling Tug vessel) per la movimentazione ancore e di un supply vessel.

¹² SPAR: Tipologia di piattaforma galleggiante per grandi profondità, costituita da un elemento cilindrico, ormeggiato in posizione verticale

¹³ TLP: Tipologia di piattaforma galleggiante per medie profondità, ormeggiata mediante sistemi di cavi posizionati agli angoli collegati al fondale

6.3.4 Sequenza Operativa della Perforazione

6.3.4.1 Mob/Demob

Come anticipato sopra gli 8 pozzi addizionali saranno perforati dallo stesso impianto di perforazione previsto per i 4 pozzi già autorizzati. La perforazione in continuità temporale con i precedenti pozzi e l'utilizzo del medesimo impianto di perforazione permetteranno di ottimizzare i tempi e di limitare le interazioni con l'ambiente legate in particolare alle fasi preliminari di MOB/DEMOB dell'impianto stesso.

In generale le attività di Mob/demob comprenderanno il rimorchio (wet towing) o il trasporto (dry towing) in postazione e quindi l'ancoraggio dell'unità vicino alla Piattaforma Vega B da dove saranno perforati i pozzi. Tali attività sono già state valutate positivamente nel Decreto VIA-AIA No. 68/2015.

6.3.4.2 Perforazione del Pozzo Tipo

Le operazioni che costituiscono la fase di perforazione sono di seguito elencate:

- accettazione dell'impianto in piattaforma e preparativi per la perforazione (confezionamento dello "spud mud"¹⁴, kill mud, etc);
- installazione e test del diverter 29 ½" da 500 psi sul conductor pipe già predisposto durante l'installazione della piattaforma;
- perforazione con scalpello 24" da fondo mare a circa 350 m TVD s.l.m. con l'impiego di spud mud (per le caratteristiche dei fanghi si veda il precedente Paragrafo 6.2.5);
- tubaggio del casing da 18 5/8" fino a circa 350 m TVD s.l.m. e cementazione in risalita fino a fondo mare;
- sollevamento del diverter e taglio del conductor pipe e del casing da 18 5/8" a misura per l'installazione della flangia base da 21 ¼" – 2,000 psi;
- installazione e prova a pressione della flangia base 21 ¼" da 2,000 psi; installazione e test del BOP stack da 21 ¼" 2,000 psi;
- composizione della batteria di perforazione per il foro da 17 ½" e discesa in pozzo per il fresaggio del collare e della scarpa¹⁵ del casing 18 5/8";
- ripresa della perforazione con lo scalpello da 17 ½"; nel corso della perforazione di questa sezione di foro verrà eseguita la deviazione dei pozzi. Il fango di perforazione potrà essere a base acqua o, alternativamente a base olio Low Toxic (si veda il Paragrafo 6.2.5 per le caratteristiche e la composizione del fango di perforazione) con proprietà inibenti all'idratazione delle argille e con buona capacità di trasporto dei detriti perforati;
- perforazione del foro da 17 ½" fino alla prevista profondità finale di circa 1,100-1,150 m TVD-s.l.m.. Predisposizione per il controllo di perdite di circolazione, anche severe, previste durante la perforazione delle formazioni "Ragusa" e/o "Amerillo";

¹⁴ Spud mud: fango utilizzato per la perforazione della prima parte di pozzo

¹⁵ Casing shoe: fondello o parte terminale del casing, sagomata per facilitarne la discesa. Generalmente dotata di un foro per il passaggio di fango o cemento.

- circolazione al fondo di fango condizionato per l'esecuzione dei log elettrici (se previsti);
- tubaggio del casing 13 3/8" a circa 1,100-1,150 m TVD-s.l.m. e cementazione con risalita a fondo mare o entro la scarpa del casing precedente;
- sollevamento del BOP stack da 21 1/4" e taglio del casing a misura per l'installazione del casing spool 21 1/4" 2000 x 13 5/8" 3000 psi e esecuzione dei test di tenuta;
- installazione e prova a pressione il BOP stack da 13 5/8" 5000 psi (o superiore, secondo la dotazione dell'impianto).
- composizione della batteria di perforazione per il foro da 12 1/4" e discendere in pozzo per il fresaggio del collare e della scarpa del casing 13 3/8".
- ripresa della perforazione con lo scalpello da 12 1/4"; in genere, nel corso della perforazione di questa sezione di foro sarà completata la prima fase di deviazione dei pozzi che proseguirà ad inclinazione costante fino al punto in cui si aumenterà l'inclinazione onde consentire, con la successiva sezione di foro da 8 1/2", di entrare nella Formazione Siracusa con una inclinazione tale da poter proseguire con traiettoria orizzontale o sub orizzontale (si veda in dettaglio quanto riportato nel successivo Paragrafo 6.2.7 sui Profili di Deviazione).
- il fango di perforazione, analogamente alle precedenti fasi di perforazione, potrà essere a base acqua o, alternativamente a base olio Low Toxicity con proprietà inibenti dell'idratazione delle argille e con buona capacità di trasporto dei detriti perforati.
- perforazione del foro da 12 1/4" fino alla prevista profondità per il casing 9 5/8", a circa 2480 m TVD-s.l.m.. L'effettiva profondità per il casing da 9 5/8" sarà definita sulla base delle correlazioni geologiche, tese a definire con esattezza il top della formazione "Siracusa".
- predisposizione del controllo di potenziali perdite di circolazione, anche severe, che potrebbero verificarsi durante la perforazione delle formazioni "Buccheri" ed al top della formazione "Ragusa";
- circolazione al fondo di fango condizionato per l'esecuzione dei log elettrici (se previsti);
- tubaggio del casing da 9 5/8" alla profondità finale e cementazione con risalita del cemento adeguata ad assicurare il buon isolamento della scarpa del casing al di sopra della formazione Siracusa;
- sollevamento del BOP stack da 13 5/8" e taglio del casing a misura per l'installazione del tubing spool da 13 5/8"-3,000 psi o 11"-3,000 psi, eseguendo i test di tenuta;
- re installazione e prova a pressione del BOP stack da 13 5/8";
- composizione della batteria di perforazione per il foro da 8 1/2" e discesa in pozzo per il fresaggio del collare e della scarpa del casing da 9 5/8";

- ripresa della perforazione con lo scalpello da 8 ½” con lo stesso fango utilizzato per il precedente foro, nel caso si utilizzasse fango a base acqua, oppure sostituendo il fango a base olio Low Toxicity con un fango a base acqua; in casi contingenti si ipotizza l’utilizzo di fanghi a base olio Low Toxicity anche in questa fase. Sono attese perdite totali di circolazione nella perforazione della formazione Siracusa; in tal caso si procederà a perforare in perdita con acqua di mare;
- perforazione del foro da 8 1/2” fino alla profondità finale del pozzo; la perforazione di questa sezione attraverserà la parte superiore della formazione Siracusa in orizzontale o con andamento sub-orizzontale. L’effettiva profondità finale sarà definita sulla base delle correlazioni geologiche e sulle effettive condizioni del reservoir carbonatico.
- registrazione dei log elettrici come e dove richiesto dal programma geologico;
- prosecuzione delle operazioni con il completamento del pozzo.

6.3.4.3 Completamento del Pozzo

Il completamento sarà di tipo singolo senza sollevamento artificiale, con il packer di produzione¹⁶ fissato nel casing di produzione da 9 5/8” alla profondità che sarà definita sulla base delle risultanze dello studio di flow assurance. Il pozzo sarà dotato di valvola di sicurezza (Surface Controlled Sub-Surface Safety Valve - “SCSSSV”) posta circa 50 m sotto il fondo mare.

Le singole operazioni che costituiscono la fase di completamento del pozzo sono di seguito elencate:

- pulizia del casing 9 5/8” e registrazione del log di valutazione della cementazione;
- esecuzione del lavaggio acido del foro scoperto (se richiesto);
- composizione della batteria di completamento costituita da tubing¹⁷ da 5 ½”, packer di produzione per il casing 9 5/8” e SCSSSV posta a circa 50 m sotto il fondo mare (come mostrato nella successiva Figura);
- calibrazione della string¹⁸ con gauge cutter¹⁹; continuazione della discesa del completamento e collegamento delle control line, con esecuzione del test a pressione.
- montaggio del tubing hanger²⁰ e discesa nella propria sede;
- fissaggio del packer di produzione;

¹⁶ Packer di produzione: elemento utilizzato per separare due sezioni del pozzo, posizionato mediante la batteria di perforazione o con il tubing di produzione. E’ dotato di elementi elastici di tenuta in gomma per la tenuta idraulica e di cunei di ancoraggio per la tenuta meccanica

¹⁷ Tubing: tubazione posta all’interno del casing ed utilizzata per convogliare la produzione alla testa pozzo

¹⁸ Batteria di tubi avvitati o saldati che viene calata in pozzo

¹⁹ Gauge cutter: elemento utilizzato per rifinire e ripulire da elementi estranei la superficie interna del tubing

²⁰ Tubing hanger: attrezzatura di completamento montata all’estremità superiore del tubing che costituisce un elemento sicuro per l’ancoraggio meccanico e la tenuta della tubazione di produzione nella testa pozzo, impedendo movimenti verticali per sovrappressioni nello spazio anulare o dilatazioni termiche

- montaggio della croce di produzione ed esecuzione dei test di tenuta a pressione;
- flussaggio con gasolio del tubing da 5 1/2" fino ad erogazione spontanea.

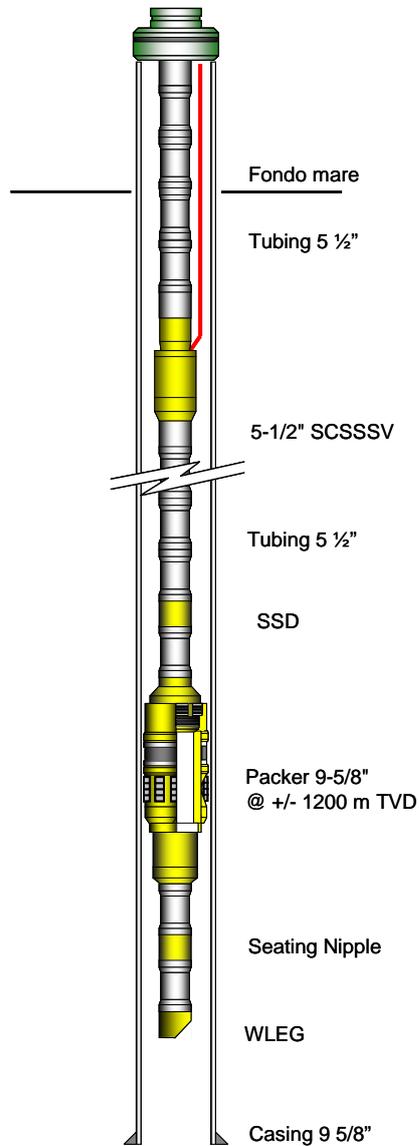


Figura 6.h: Schema di Completamento del Pozzo (Edison, 2015b)

6.3.4.5 Stock Minimi di Sicurezza

Nella seguente Tabella sono riportate le quantità di materiali e prodotti che saranno tenuti a disposizione nel corso della perforazione in caso di necessità (Edison, 2011m).

Tabella 6.8: Stock Minimi di Sicurezza (Edison, 2015b)

Tipologia	U.M.	Quantità
Kill mud (da confezionare prima dello spud-in)	m ³	40 (densità 1.4 kg/l)
Barite (materiale di appesantimento)	ton	100 (per tutta la fase di perforazione)
Cemento	ton	50 (per tutta la fase di perforazione)
Prodotti antipresa	-	Confezionamento di almeno 4 cuscini, a seconda della sezione del foro

6.3.4.6 Perdite di Circolazione

Perdite di circolazione di minore entità (0.5-2 m³/h), specialmente se di tipo seepage losses²¹, normalmente non richiedono particolari interventi di contenimento. Tra gli elementi che contribuiscono al loro contenimento c'è la riduzione dell'ECD²², ottenibile con l'ottimizzazione delle caratteristiche reologiche del fango.

Perdite di circolazione da lievi a moderate (3-6 m³/h) potrebbero richiedere l'aggiunta di materiali intasanti fini (mica-fibrosi) in circolazione, oltre che intervenire sulla reologia del fango e, se possibile, sulla portata.

Perdite di circolazione di maggiore entità (7-15 m³/h) richiedono l'aggiunta di LCM²³ al fango e, nei casi più gravi, l'intervento con appositi cuscini intasanti confezionati con diversi tipi di LCM in ragione di circa 50 - 80 kg/m³. Si potrà intervenire sul fango riducendone la densità e migliorandone le caratteristiche oppure si potrà valutare l'effetto della riduzione della portata.

Fatta eccezione per la sezione di foro da 8 ½" nel reservoir carbonatico, perdite di circolazione da gravi (> 20 m³/h) fino a totali potranno richiedere interventi ad hoc, compreso l'impiego di speciali cuscini intasanti e/o tappi di cemento. Il tipo di intervento più opportuno sarà valutato caso per caso.

6.3.5 **Gestione dei Fluidi di Perforazione**

Tutte le attività di perforazione e completamento avverranno senza che nessun prodotto derivante da queste attività sia scaricato in mare "zero discharge". L'impianto di perforazione e le operazioni saranno progettati ed eseguite al fine di ottenere questo risultato.

²¹ Seepage losses: perdite per infiltrazione

²² Equivalent Circulating Density: aumento della pressione a fondo foro espresso come incremento in fase di circolazione del fango.

²³ Lost Circulation Material: sostanza aggiunta al fango per prevenire le perdite

La circolazione in pozzo dei fluidi di perforazione si realizza con un sistema chiuso, dove i fluidi sono riciclati dopo essere stati puliti dai detriti/impurità.

Prima di iniziare la perforazione si dovrà miscelare il volume di fango necessario per iniziare la perforazione e costituire la riserva di superficie.

Durante la perforazione del pozzo verranno via via effettuate aggiunte di fango nuovo per compensare sia il volume perso per via dei reflui prodotti sia l'accresciuto volume risultante dall'approfondimento del pozzo.

Infatti, durante il processo di perforazione si produrranno dei reflui, costituiti essenzialmente dai detriti di roccia perforata e rimossa. Questi detriti, scartati dalle apparecchiature di rimozione in superficie, rimangono in qualche misura bagnati dal fango di perforazione. Per i fanghi a base acqua, statisticamente si stima in circa il 20-25% del volume di roccia perforata il quantitativo di fango che viene scartato assieme ai detriti (tale quantitativo dipende dalla natura della roccia e dall'efficienza delle apparecchiature di rimozione dei solidi). Per i fanghi a base olio, il quantitativo di liquidi associato ai detriti è drasticamente ridotto in quanto vengono impiegate, sul cantiere, apposite attrezzature dedicate al recupero della parte umida (cutting dryers), tale che alla fine del processo il detrito si presenta praticamente secco.

I detriti e reflui sono quindi raccolti in appositi contenitori impermeabili che vengono poi trasferiti a terra per l'ulteriore trattamento ed il conferimento finale in discariche autorizzate.

Lo stesso vale per i liquidi esausti o in eccesso a fine lavori. Questi verranno inviati a terra con le cisterne di cui saranno dotati i mezzi marini di supporto da dove, con autobotti, saranno conferiti ai centri di trattamento, qui trattati fino a rientrare nei parametri di legge per poi essere smaltiti in accordo con le leggi ed i regolamenti.

Nel caso particolare dei pozzi della piattaforma Vega B, l'iniziale fango FW-GE verrà recuperato alla fine di ciascuna fase sui singoli pozzi e riutilizzato per il successivo (perforazione delle fasi superficiali in "batch"). Questo al fine di limitare al minimo il consumo di prodotti ed i volumi di reflui da smaltire.

Anche il successivo fango a base acqua oppure LTOBM verrà riutilizzato per quanto più possibile, provvedendo al suo mantenimento durante la fase di completamento di un pozzo per il suo reimpiego sul successivo, riducendo in tal modo i quantitativi totali di prodotti fango da usare ed i reflui da trattare.

Tutto il processo di prelievo, trasporto e smaltimento finale è eseguito da un Contrattista specializzato, in possesso delle autorizzazioni e certificazioni di legge, controllato da Edison.

7 ANALISI DELLE ALTERNATIVE E MOTIVAZIONI TECNICHE DELLE SCELTE PROGETTUALI

7.1 ANALISI DELL'OPZIONE ZERO

L'analisi dell'evoluzione dei sistemi antropici e ambientali in assenza della realizzazione del progetto (ossia la cosiddetta opzione zero) è analizzata nel presente paragrafo, con riferimento alle componenti ambientali considerate nel SIA. L'analisi è volta alla caratterizzazione dell'evoluzione del sistema nel caso in cui l'opera non venisse realizzata al fine di valutare la miglior soluzione possibile dal punto di vista ambientale, sociale ed economico.

Nel caso particolare del Progetto in esame l'opzione zero è quella che lascerebbe le condizioni dell'area invariate rispetto a quanto previsto per l'assetto produttivo del Campo Olio Vega come Autorizzato con Decreto VIA-AIA No. 68/2015 non consentendo un più razionale sfruttamento della culminazione Vega B e quindi . di un giacimento di idrocarburi nazionale di grande potenzialità.

7.1.1 Atmosfera

La realizzazione degli 8 pozzi addizionali comporta un allungamento della fase di perforazione (pari a circa 626 giorni cautelativamente stimati come descritto al Paragrafo 6.3.2) che comporterà emissioni in atmosfera dai motori per la generazione elettrica a bordo dell'impianto di perforazione. Si evidenzia che pur essendoci un prolungamento dei lavori in mare dell'impianto di perforazione, con conseguente aumento del periodo di emissione in atmosfera dei generatori presenti a bordo del suddetto impianto, l'aumento della produzione consentirà, in fase di esercizio, di prolungare la vita utile dei motori a gas installati sulla nuova piattaforma Vega A nell'ambito del Progetto 2012-2013 autorizzato, garantendo dunque un più efficiente sfruttamento delle risorse.

Come riportato nel Parere Istruttorio della Commissione tecnica VIA (CTVIA), facente parte integrante del Decreto di Compatibilità Ambientale (DEC VIA-AIA 65/2015), le simulazioni modellistiche effettuate mediante software CALPUFF per la fase di perforazione dei 4 pozzi hanno permesso di verificare che la ricaduta di inquinanti al livello del suolo in corrispondenza delle aree costiere della Sicilia sono trascurabili, in quanto le ricadute sono prevalentemente localizzate in prossimità del Campo Vega. La perforazione degli 8 pozzi determinerà in modo analogo ricadute presso l'area offshore del Campo Vega.

La mancata realizzazione del progetto non comporterebbe pertanto apprezzabili benefici ambientali sul comparto atmosfera.

7.1.2 Ambiente Idrico Marino

Analogamente alla perforazione dei 4 pozzi iniziali già autorizzati la fase di perforazione degli 8 pozzi addizionali continuerà in modalità "zero discharge" consentendo quindi limitati scarichi (essenzialmente acqua di raffreddamento dei motori dai mezzi di supporto e dall'impianto di perforazione e scarichi civili).

La mancata realizzazione del progetto non comporterebbe pertanto apprezzabili benefici ambientali sull'ambiente idrico marino.

Si evidenzia inoltre che anche nel caso della mancata realizzazione del progetto non è possibile escludere la possibilità che, nell'ottica dello sfruttamento di risorse nazionali di idrocarburi siano comunque realizzate altre piattaforme (sul territorio nazionale) con un maggiore impatto sull'ambiente rispetto allo sviluppo di un campo esistente. La realizzazione di una nuova piattaforma petrolifera presidiata (e delle opere ad essa connessa) comporterebbe infatti la produzione di effluenti civili e di raffreddamento ulteriori legati oltre che dalla piattaforma stessa ad un nuovo impianto galleggiante di stoccaggio (FSO).

7.1.3 Suolo e Sottosuolo

Gli impatti sulla componente suolo e sottosuolo sono sostanzialmente associati produzione di rifiuti durante la fase di perforazione (i rifiuti saranno smaltiti a terra in accordo alla normativa vigente in discariche e impianti autorizzati). La perforazione degli 8 pozzi addizionali non comporterà invece un incremento di consumo di fondale rispetto a quella legata alla presenza di Vega A e Vega B come autorizzate con Decreto VIA-AIA.

In generale le interazioni con la componente derivanti dal progetto in esame sono minori di quanto si avrebbe a fronte di una nuova piattaforma petrolifera che necessiterebbe necessariamente di una superficie maggiore (nuova piattaforma) e di nuove linee di trasporto di greggio verso un nuovo impianto di stoccaggio galleggiante o a terra.

7.1.4 Rumore e Vibrazioni

La produzione di rumore e vibrazioni soprattutto in ambiente sottomarino è legata alla fase di perforazione. Si tratta di impatti a carattere transitorio che interferiranno con l'ambiente marino in modo non continuo durante circa 626 giorni (cautelativamente stimati).

Restano naturalmente valide le considerazioni relative al fatto che la mancata realizzazione del progetto determina, in ogni caso, la necessità di realizzare nuove infrastrutture di estrazione. In particolare si evidenzia come la necessità di realizzare un nuovo campo olio offshore presso un giacimento differente dal Campo Vega comporterebbe la necessità di attività di cantiere di gran lunga più impattanti rispetto a quanto previsto per il progetto di sviluppo oggetto del presente SIA.

7.1.5 Vegetazione, Flora, Fauna ed Ecosistemi

La natura degli impatti sulla componente è sostanzialmente analoga alle componenti precedenti, alle cui considerazioni conclusive si rimanda.

7.1.6 Aspetti Socio-Economici, Infrastrutture e Salute Pubblica

La realizzazione del progetto di sviluppo del Campo Vega B con la perforazione degli 8 pozzi addizionali avrebbe impatti positivi sia a scala locale sia a scala nazionale in quanto comporterebbe innanzitutto ad uno spostamento nel futuro della data di dismissione del Campo e di conseguenza al mantenimento degli impatti positivi generati dal Progetto così come già Autorizzato in sede di VIA-AIA:

- contributo positivo al soddisfacimento della richiesta di prodotti petroliferi italiana a fronte di limitati interventi (rispetto alla realizzazione di una nuova infrastruttura);

- garanzia di una maggiore sicurezza nell'ambito della produzione nazionale di idrocarburi, sempre più importante in una situazione di domanda mondiale crescente e in un futuro caratterizzato da forti incertezze.

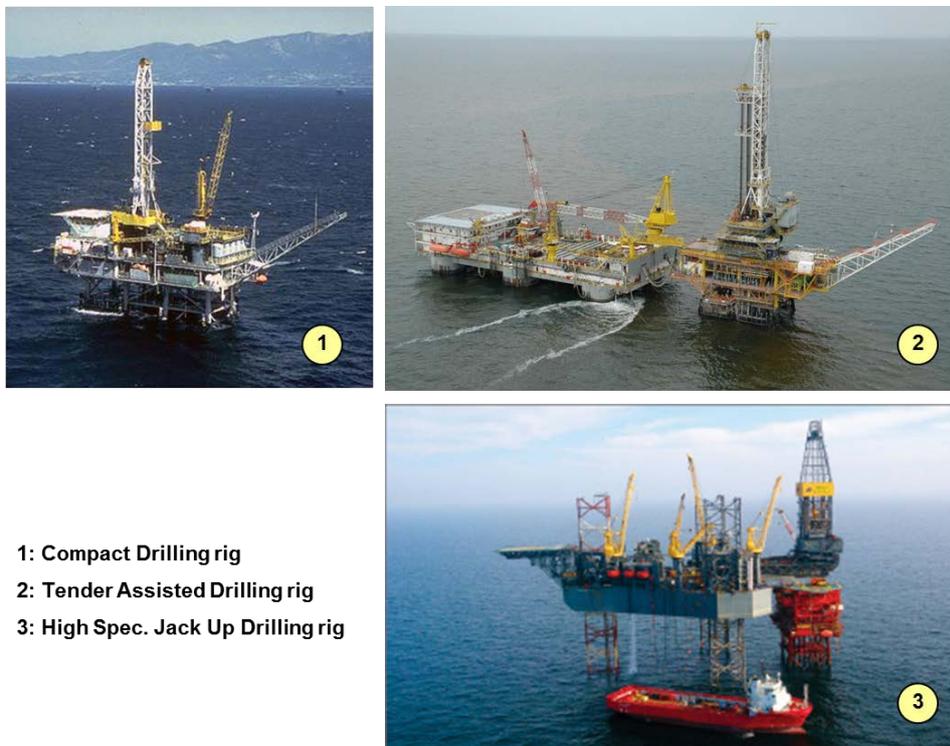
In caso di mancata realizzazione del progetto, pertanto, è ragionevole ipotizzare che si avrebbe, quantomeno, un consistente ritardo nel raggiungimento dei benefici più generali associati alla realizzazione di una nuova struttura per l'estrazione di petrolio in Italia, in considerazione delle notevolissime incertezze che caratterizzano altre iniziative del settore.

Per quanto riguarda la salute pubblica il progetto in esame non comporta impatti significativi sulla popolazione delle coste meridionali della Sicilia. Si rimanda alle considerazioni riportate nei paragrafi precedenti per le valutazioni relative alla componente salute pubblica in assenza di tale infrastruttura.

7.2 SCELTA DELL'IMPIANTO DI PERFORAZIONE

Per quanto riguarda la scelta dell'impianto di perforazione, in aggiunta a quanto riportato nello SIA 2012-2013, si evidenzia che la Piattaforma Vega B sarà in grado di ricevere non solo unità di tipo TAD, ma anche impianti "Jack Up" di tipologia "High Specification" ovvero adatti alla profondità del sito in studio (al riguardo si evidenzia che alla tipologia di impianto "Jack-Up" viene anche fatto riferimento nel Quadro prescrittivo nel Decreto VIA/AIA del 2015).

Lo screening è stato effettuato considerando le seguenti 3 tipologie: "Tender Assisted Drilling" (TAD), "Jack Up" di tipologia "High Specification" e "Packaged (Compact Drilling Rig)" (Figura seguente).



- 1: Compact Drilling rig
- 2: Tender Assisted Drilling rig
- 3: High Spec. Jack Up Drilling rig

Figura 7.a: Alternative Impianto di Perforazione

L'impianto tipo "packaged" è stato escluso in quanto il suo impiego richiederebbe l'installazione di una piattaforma significativamente più "pesante" di quella eventualmente richiesta per l'utilizzo di TAD o jack-up.

La scelta dell'impianto influisce in modo praticamente irrilevante sul processo di perforazione/completamento. Sul piano più strettamente operativo la scelta tra TAD o jack-up presenta vantaggi e svantaggi soprattutto per quanto riguarda la loro effettiva disponibilità sul mercato al momento dell'avvio delle attività:

- TAD: il principale vantaggio è ovviamente quello di poter operare su alti fondali. Il principale svantaggio è invece legato alla loro disponibilità: ad oggi i TAD non sono disponibili nel Mediterraneo o in aree prossime essendo il loro impiego prevalentemente in Estremo Oriente e America Latina. Tale situazione comporta rilevanti costi di mobilitazione e demobilitazione e, inoltre, ulteriori rilevanti costi dovuti alle modifiche strutturali e di adeguamento degli equipaggiamenti alle normative Italiane considerato il fatto che si tratta di mezzi che operano in altre aree geografiche;
- HSJU: in considerazione della profondità in corrispondenza di Vega B (circa 130 m) e considerando l'elevazione richiesta per il posizionamento sopra il piano superiore della piattaforma è necessario ricorrere ad impianti definiti di classe "high specification", tipicamente utilizzati nel Mare del Nord o nel Golfo del Messico. La disponibilità di tali impianti è molto limitata ed è influenzata da livello di attività E&P "worldwide".

Sotto il profilo strettamente ambientale la principale differenza consiste nelle modalità di interazione diretta con il fondale: mentre il TAD sarà ancorato con più ancore (di norma 8) al fondale marino (disposte attorno al TAD stesso a distanze di circa 1,000) il Jack-Up Rig si solleva sulle "gambe" lasciando dunque una tripla impronta sul fondale marino nell'area prossima alla piattaforma Vega B. Le altre interazioni con l'ambiente (emissioni in atmosfera, prelievi e scarichi idrici, consumo di materie e risorse, produzione di rifiuti, rumore sottomarino) sono sostanzialmente identiche in quanto legate agli impianti di perforazione presenti sull'unità stessa.

In conclusione, analogamente a quanto riportato nel Progetto 2012-2013, ai fini delle valutazioni ambientali si ipotizza l'impiego di un impianto di perforazione di tipo TAD, di cui è riportata una descrizione nel Paragrafo 6.3.3. In funzione della disponibilità di mezzi e tenendo anche presente eventuali evoluzioni delle tecnologie disponibili al momento dell'avvio dei lavori si potrà optare anche per soluzioni diverse tra cui l'HSJU.

Si evidenzia che Vega B può ospitare anche un impianto tipo "fast move" del tipo "Adriatic 1", attualmente operante in Adriatico sulle piattaforme Eni, onde poter sopperire ad eventuali necessità di work over nel corso della vita produttiva dei pozzi, nonché per le operazioni di chiusura mineraria dei pozzi nella fase di decommissioning della piattaforma alla fine della vita produttiva del campo.

8 NORMATIVA E STANDARDS DI RIFERIMENTO

La progettazione e l'esecuzione delle attività previste per la perforazione dei pozzi su Vega B, inclusi i mezzi, le attrezzature e gli impianti da impiegare devono rispettare le leggi, le normative e gli standard vigenti in materia.

8.1 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):

- Decreto Legislativo 18 Agosto 2015, No.145 Attuazione della direttiva 2013/30/UE sulla sicurezza delle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi e che modifica la direttiva 2004/35/CE
- Legge 23 Dicembre 2014, No. 190 Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato Legge di stabilità 2015 (modifiche al Decreto Legge 9 febbraio 2012, n. 5 e al Decreto Legge 12 settembre 2014, n. 133)
- Decreto Legge 12 Settembre 2014, No. 133 Misure urgenti per l'apertura dei cantieri, la realizzazione delle opere pubbliche, la digitalizzazione del Paese, la semplificazione burocratica, l'emergenza del dissesto idrogeologico e per la ripresa delle attività produttive Convertito con modificazioni dalla Legge 11 novembre 2014, n. 164 e modificato dalla Legge 23 dicembre 2014, n. 190
- Decreto Legge 23 Dicembre 2013, No. 145 Interventi urgenti di avvio del piano «Destinazione Italia» Convertito con modificazioni dalla Legge 21 febbraio 2014, n. 9 (modifiche al Decreto Legislativo 11 febbraio 2010, n. 22 e al Decreto Legge 18 ottobre 2012, n.179)
- Legge 23 Dicembre 2013, No. 147 Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato Legge di stabilità 2014
- Decreto Legge 18 Ottobre 2012, No. 179 Ulteriori misure urgenti per la crescita del Paese Convertito con modificazioni dalla Legge 17 dicembre 2012, n. 221 (modifiche al Decreto Legislativo 11 febbraio 2010, n. 22)
- 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”.

8.2 ASPETTI RELATIVI ALLA SICUREZZA

Per quanto riguarda gli aspetti inerenti la sicurezza e sicurezza sul lavoro si citano, inoltre i seguenti:

- D.Lgs 18 Agosto 2015, No. 145 (Attuazione della Direttiva 2013/30/UE sulla Sicurezza delle Operazioni in Mare nel Settore degli Idrocarburi e che modifica la Direttiva 2004/35/CE);
- 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.

9 DISMISSIONE DELLE OPERE E RIPRISTINO AMBIENTALE A FINE ESERCIZIO

Le operazioni da eseguire per la dismissione del campo olio Vega B sono invariate rispetto a quanto descritto nello SIA 2012-2013 e autorizzato con Decreto VIA-AIA Aprile 2015.

L'operazione di chiusura degli ulteriori 8 pozzi sarà realizzata in modo analogo a quanto già descritto e autorizzato nello SIA 2012-2013 tramite una serie di tappi di cemento in grado di garantire un completo isolamento, ripristinando nel sottosuolo le condizioni idrauliche precedenti l'esecuzione del pozzo. Scopo di quest'attività è garantire l'isolamento dei diversi livelli, ripristinando le chiusure formazionali. La chiusura mineraria è quindi la sequenza di operazioni che permette di abbandonare il pozzo in condizioni di sicurezza ed include la realizzazione 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 pari al tratto di foro da chiudere. Ultimato lo spazzamento si estrae dal pozzo la batteria di aste;
- **Squeeze di Cemento:** operazione di iniezione di fluido in pressione verso una zona specifica del pozzo. Nelle chiusure minerarie gli squeeze di malta cementizia vengono eseguiti per mezzo di opportuni "cement retainer" con lo scopo di chiudere gli strati precedentemente aperti tramite perforazioni del casing;
- **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 (packer) 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.

Il numero e la posizione dei tappi di cemento e dei bridge plug nelle chiusure minerarie dipendono dalla profondità raggiunta, dal tipo e profondità delle colonne di rivestimento, dai risultati minerari e geologici del sondaggio e dalle formazioni attraversate.

Nel caso in cui per ragioni tecniche non sia possibile cementare le colonne fino a fondo mare, la chiusura mineraria deve prevedere il taglio ed il recupero di almeno una parte delle colonne non cementate.

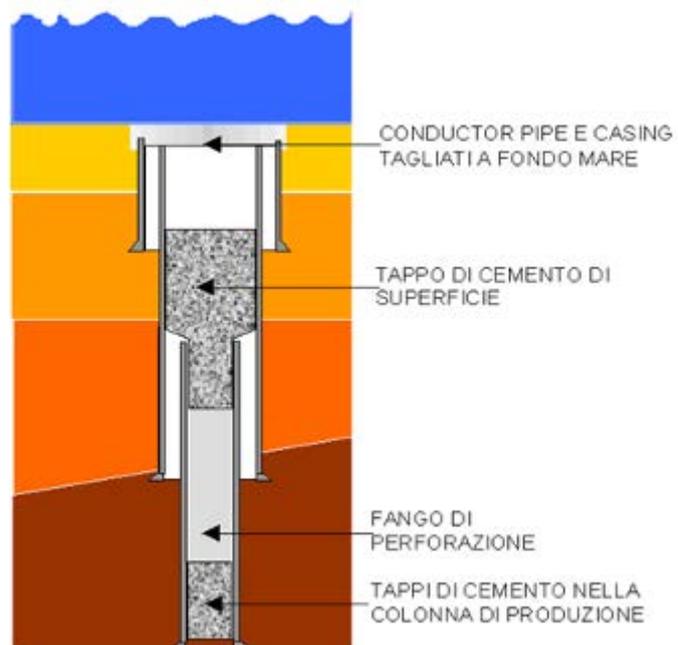


Figura 9.a: Schema di Profilo di Chiusura Mineraria

10 INTERAZIONI CON L'AMBIENTE

Con il termine “Interazioni con l’Ambiente”, ci si riferisce sia all’utilizzo di materie prime e risorse sia alle emissioni di materia in forma solida, liquida e gassosa e di agenti fisici, che possono essere rilasciati verso l’ambiente esterno.

Nel presente Capitolo è riportata una valutazione degli aspetti ambientali relativi a:

- emissioni in atmosfera;
- prelievi idrici e scarichi a mare;
- produzione di rifiuti;
- utilizzo di materie prime e risorse naturali;
- generazione di rumore e vibrazioni;
- traffico dei mezzi di supporto;

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

Le valutazioni sono condotte con riferimento alle fasi di perforazione degli 8 pozzi addizionali in continuità temporale con i 4 già autorizzati a partire dalla Piattaforma Vega B e alla futura fase di esercizio Vega A + Vega B tenendo conto dei nuovi profili di produzione (si veda il Paragrafo 2.2).

Si anticipa che rispetto al Progetto autorizzato con Decreto No. 68/2015 si riscontrano cambiamenti per la sola fase di perforazione mentre per l’esercizio restano valide le valutazioni già condotte nello progetto autorizzato.

10.1 FASE DI PERFORAZIONE

10.1.1 Emissioni in Atmosfera

Nel corso delle attività di perforazione degli 8 pozzi si avranno sostanzialmente emissioni in atmosfera di inquinanti da combustione costituiti da fumi di scarico di:

- gruppi di generazione di potenza dell’impianto di perforazione;
- altri mezzi di supporto (supply vessel, etc).

L’unità TAD presa a riferimento per le attività di perforazione è la stessa considerata nel Progetto 2012-2013 (perforazione di 4 pozzi da Vega B) che ha ottenuto il Decreto di Compatibilità Ambientale (Aprile 2015). L’unità è dotata di motori diesel con potenza complessiva di circa 6,500 kW. Ai fini della stima delle emissioni sono stati considerati, in via conservativa, i valori limite di emissione per motori fissi ad accensione spontanea di potenza termica inferiore a 3 MW mentre sono stati utilizzati valori di portata e temperatura tipici per motori della stessa tipologia.

Le emissioni generate dall’impianto di perforazione sono state stimate considerando il funzionamento di No. 6 motori per la durata delle perforazioni (conservativamente 626 giorni in totale considerando tutte le fasi di lavoro teoricamente inclusive della presa in consegna della unità di perforazione, fase che in realtà non si avrà in considerazione

della continuità temporale delle operazioni con quanto già autorizzato) e considerando un fattore di utilizzo effettivo dei motori pari al 70%.

Nella seguente Tabella sono riportate le caratteristiche emissive (portata e temperatura fumi, valori limite di emissione di riferimento) e la stima delle emissioni annue e totali dei generatori di potenza dell'impianto di perforazione (denominati PERF 1-6). La fase di perforazione degli 8 pozzi addizionali durerà circa 626 giorni.

Tabella 10.1: Impianto di Perforazione - Caratteristiche Emissive e Stima delle Emissioni

Parametro	UdM	PERF 1	PERF 2	PERF 3	PERF 4	PERF 5	PERF 6
Portata Normalizzata 5% O2	Nm ³ /h	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500
T dei Fumi	°C	347	347	347	347	347	347
Polveri	mg/Nm ³	130	130	130	130	130	130
CO	mg/Nm ³	650	650	650	650	650	650
NO _x	mg/Nm ³	4,000	4,000	4,000	4,000	4,000	4,000
Stima delle Emissioni Annue	UdM	PERF 1	PERF 2	PERF 3	PERF 4	PERF 5	PERF 6
ore funz. annue	h	6,132	6,132	6,132	6,132	6,132	6,132
Polveri	t	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20
CO	t	5.99	5.99	5.99	5.99	5.99	5.99
NO _x	t	36.86	36.86	36.86	36.86	36.86	36.86
Stima delle Emissioni Totali	UdM	PERF 1	PERF 2	PERF 3	PERF 4	PERF 5	PERF 6
Durata perforazione	Ore	10,517	10,517	10,517	10,517	10,517	10,517
Polveri	t	2.05	2.05	2.05	2.05	2.05	2.05
CO	t	10.27	10.27	10.27	10.27	10.27	10.27
NOX	t	63.22	63.22	63.22	63.22	63.22	63.22

Le emissioni dovute al traffico dei mezzi navali di supporto e rimorchiatori sono cautelativamente stimati, sempre in analogia con quanto già sviluppato nello Progetto 2012-2013 già valutato positivamente con Decreto VIA-AIA, con riferimento ai fattori di emissione desunti dal rapporto "Quantification of Emissions from Ships Associated with Ship Movements between Ports in the European Community" preparato per la Commissione Europea (ENTEC, 2002).

Tali fattori indicano l'emissione specifica di inquinanti (NO_x, SO_x, PM10) per mezzi navali alimentati a diesel, in funzione della potenza del motore.

Tabella 10.2: Fattori di Emissione da Mezzi Navali (ENTEC, 2002)

Tipologia	NO _x [g/kWh]	SO _x [g/kWh]	PM10 [g/kWh]
Motori costruiti prima del 2000	14	11.5	1.5

Con riferimento al suddetto Inventario delle Emissioni nella seguente Tabella si riportano le emissioni totali stimate per i mezzi di supporto durante la fase di perforazione.

Tabella 10.3: Stima delle Emissioni di Inquinanti dai Mezzi di Supporto

Fase	Tipologia Mezzi/Fasi	No. Mezzi	Durata		Potenza [kW]	Fattore utilizzo ⁽²⁾	Emissioni Totali		
			[giorni] ⁽¹⁾	[ore]			NO _x	SO _x	PTS
			[t]	[t]	[t]				
Supporto alla Perforazione (2)	Supply Vessel	1	626	15,024	4,000	0.25	210.34	172.78	22.54

Note:

Stimati cautelativamente

Si assume la continuità temporale con la perforazione dei primi 4 pozzi già autorizzati

10.1.2 Prelievi Idrici

Nel corso delle attività di perforazione degli 8 pozzi addizionali saranno riscontrabili prelievi idrici collegati essenzialmente a:

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

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

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

- prelievi di acqua di mare per raffreddamento dei motori e dei gruppi elettrogeni;
- prelievi di acqua di mare per produzione di acqua dolce (per il confezionamento dei fanghi e per gli usi igienico-sanitari del personale di bordo);
- utilizzo di acqua di mare per attività di perforazione (fanghi a base acqua di mare o impiego diretto di acqua di mare per attività di perforazione).

L'approvvigionamento di acqua di mare verrà effettuato mediante le prese acqua mare dell'unità TAD. Tale unità disporrà di serbatoi di acqua dolce per il confezionamento dei fanghi e per usi sanitari.

L'unità TAD utilizzerà acqua di mare per il raffreddamento dei gruppi elettrogeni e per lo zavorramento, con una portata stimata pari a 100 m³/h.

Il quantitativo di acqua dolce per il confezionamento dei fanghi per la perforazione e completamento dei pozzi, pari a circa 1,950 m³ per pozzo tipo, è stato valutato a partire dal volume di fango per pozzo tipo, pari a circa 2,115 m³, considerando un tenore in solidi di circa 8-10 % (si veda la successiva Tabella 10.6). Per le attività di

perforazione e completamento dei pozzi viene quindi stimato un consumo di 15,600 m³ complessivi di acqua dolce, che sarà ottenuta mediante impianto di dissalazione, al netto della quantità stoccata sul TAD.

Il consumo idrico di acqua dolce per uso igienico-sanitario del personale di bordo è stato valutato ipotizzando un valore medio per addetto pari a 200 l/g ed un numero massimo di addetti pari a 140 unità, pari a circa 28 m³/giorno. Il consumo complessivo per la durata delle attività (626 giorni, stimati cautelativamente come descritto in precedenza) è di circa 17,528 m³ di acqua dolce, che sarà ottenuta mediante impianto di dissalazione, al netto della quantità stoccata a bordo.

I prelievi idrici dai mezzi di supporto (supply vessel) sono ritenuti poco significativi.

Nella seguente Tabella sono riportate le tipologie, le modalità di approvvigionamento e le quantità relative ai principali prelievi idrici prevedibili nel corso delle varie attività di cantiere per la perforazione dei pozzi e la realizzazione delle opere in progetto.

Tabella 10.4: Prelievi Idrici Attività Cantiere e Perforazione Pozzi

Attività/Mezzo	Tipologia	Approvvigionamenti	Stima Consumi		
			Giornalieri [m ³ /g]	Durata [giorni]	Totali [m ³]
Perforazione (Unità TAD)	acqua di mare per raffreddamento	prese acqua mare	2,400 ⁽¹⁾	626	1,502,400
	acqua dolce per uso civile/potabile	prese acqua mare per impianto di dissalazione stoccaggio a bordo (500 m ³)	28 ⁽²⁾		7,900
	acqua dolce per confezionamento fanghi	prese acqua mare per impianto di dissalazione stoccaggio a bordo (1,700 m ³)	n.d.		15,600 ⁽³⁾

Note:

(1) Valore stimato considerando una portata presa acqua mare di 100 m³/h

(2) Valore calcolato in base ad un consumo di 200 l/giorno x addetto ed un numero di 140 addetti

(3) Valore complessivo per No. 8 pozzi stimato a partire dal volume di fanghi per pozzo (si veda la successiva Tabella 10.6) e 8-10% tenore in solidi (Tabella 6.6) considerando l'impiego di fanghi WB

10.1.3 Scarichi Idrici

In fase di perforazione e completamento l'impianto TAD di perforazione verrà configurato come "zero discharge", cioè sarà progettato e realizzato in maniera che nessun prodotto derivante da tali attività sia scaricato in mare (fluidi e fanghi di perforazione). Gli scarichi saranno essenzialmente costituiti da:

- reflui di tipo civile (acque nere e acque grigie) che verranno scaricate previo trattamento in idoneo impianto tipo "sewage";
- scarico di acque iper-saline da impianto di dissalazione (sistema di potabilizzazione/produzione acqua dolce);

- acque di raffreddamento dei generatori dell'impianto di perforazione TAD e dei motori dei mezzi marittimi di supporto;
- acque meteoriche incidenti sulle superfici di bordo (impianto di perforazione e mezzi marittimi);
- acque di zavorra (acqua di mare).

Tutte le acque incidenti in aree potenzialmente oleose sono collettate in rete drenaggio acque oleose e inviate a sistemi di trattamento acque oleose.

Gli scarichi idrici dai mezzi di supporto (supply vessel) sono ritenuti poco significativi.

La seguente Tabella riassume le stime relative ai principali scarichi idrici previsti per le attività di progetto.

Tabella 10.5: Scarichi Idrici

Attività/Mezzo	Tipologia	Modalità di Trattamento	Corpo Recettore	Stima Scarichi	
				Giornalieri [m ³ /g]	Totali [m ³] ⁽¹⁾
Perforazione (Unità TAD)	acque di raffreddamento	-	mare	2,400	1,502,400
	reflui civili	Impianto di trattamento sewage	mare	28	17,528
	acque meteoriche	-	mare		3,000 ⁽²⁾

Note:

(1) valori calcolati considerando cautelativamente un periodo di 626 giorni.

(2) volume calcolato basandosi sulla piovosità media annua della Provincia di Ragusa (513 mm) e superficie del TAD, pari a 94 x 36 m.

10.1.4 Produzione di Rifiuti

Come già riportato nel precedente Paragrafo 6.3.5 l'impianto di perforazione sarà configurato come "zero discharge", cioè sarà dotato di strutture atte al contenimento dei fanghi esausti e dei residui di perforazione prodotti.

Nella seguente Tabella sono indicati i volumi di fanghi e residui di perforazione previsti, con riferimento alle fasi di perforazione e completamento (Edison, 2011m); i volumi indicati si intendono per un pozzo tipo.

Tabella 10.6: Volumi Fanghi e Residui per Pozzo Tipo (Edison, 2015b)

Parametro	U.M.	Perforazione				Completamento
		24	17 1/2	12 1/4	8 1/2	
<i>Open Hole OH (diametro del foro)</i>	"					
<i>Tipo di fango</i>	--	<i>FW-GE</i>	<i>WBM / LTOBM</i>	<i>WBM / LTOBM</i>	<i>SW-PO</i>	
<i>Profondità media</i>	m	400	1,230	3,283	3,870	
<i>Eccesso nell'Open-Hole</i>	%	50	30	20	15	
<i>Lunghezza sezione OH</i>	m	220(*)	830	2053	587	
<i>Lunghezza sezione Casing</i>	m	220(**)	400	1,230	3,283	1,200
Volume foro	m ³	50	129	156	21	0

Parametro	U.M.	Perforazione				Completamento
Volume del casing	m ³	95	73	96	127	46
Eccesso nell'Open Hole	m ³	50	38	31	3	0
Sistema di superficie	m ³	150	120	120	120	104
Diluizione	m ³	60	300	357	49	0
Recuperato	m ³	0	0	170	50	0
Kill mud	m ³	40	0	0	0	0
Totale Fanghi (Mixing)	m³	445	660	590	270	150
Volume Roccia	m³	155	168	187	24	0
Totale Reflui di Perforazione per pozzo tipo	m³	410	490	540	270	50
Totale rifiuti perforazione (No. 8 pozzi)	m³	14,080				

Note:

(*) incluso lavaggio del Conductor Pipe (CP) per circa 50 m

(**) assunto CP 30" infisso per circa 50 m sotto il fondo mare (220 m da Rotary Table)

Per quanto riguarda la produzione di rifiuti di tipo urbano ed assimilabili (lattine, cartoni, legno, stracci, ecc.), sulla base di dati storici a consuntivo relativi alla perforazione di pozzi profondi già perforati, è possibile stimare una quantità di 2 m³/giorno.

10.1.5 Utilizzo di Risorse

Il numero di addetti impiegati nelle operazioni di perforazione è valutato pari a circa 140 addetti.

Le quantità totali dei prodotti chimici previsti per la perforazione di 1 pozzo e il totale per gli 8 pozzi in progetto, con un generico fango a base acqua come indicato nel precedente Paragrafo da 6.3, sono i seguenti:

Tabella 10.7: Consumi Stimati Principali Prodotti Fanghi a Base Acqua

PRODOTTO	FUNZIONE	U.M.	Q.TÀ PER POZZO TIPO	TOTALE 8 POZZI
Anticorrosivo	Anticorrosivo per fluido di completamento	t	2.5	20
Barite	Agente di appesantimento	t	300	2400
Bentonite	Viscosizzante	t	20	160
Carbonato di Calcio	LCM e materiale appesantimento rimovibile per fluido non danneggiante	t	20	160
Deoxi SS	Sequestrante di ossigeno	t	1.2	9.6
Alcol polivinilico	Stabilizzante e inibitore argille	t	55	440
Avasil	Antischiuma siliconico	t	2.5	20
Gomma di Xantano	Viscosizzante	t	10	80

PRODOTTO	FUNZIONE	U.M.	Q.TÀ PER POZZO TIPO	TOTALE 8 POZZI
Lignosulfonato	Regolatore della reologia	t	0.8	6.4
Lubrificante	Lubrificante ecologico per fanghi a base acqua	t	20	160
Ossido di Magnesio	Regolatore del Ph	t	2	16
Polimero Cellulosico	Viscosizzante	t	2	16
Cellulosa poliannionica a catena corta	Riduttore di filtrato	t	5	40
Potassio Cloruro (KCl)	Inibitore delle argille	t	63	504
Soda Ash	Abbattitore di calcio	t	1	8
Soda Caustica	Regolatore del pH	t	2	16
Surfattante	Detergente per fanghi ad acqua	t	1.5	12

Qualora si utilizzasse fango a base olio, per la miscelazione di 1 m³ di fango saranno indicativamente utilizzati i seguenti prodotti:

Tabella 10.8: Consumi Stimati Principali Prodotti Fanghi a Base Olio

PRODOTTO	FUNZIONE	U.M.	QUANTITÀ
Olio non tossico LAMIX 30	Fase oleosa del fluido di base	l/m ³	641
Acqua industriale	Fase acquosa del fluido di base	l/m ³	215
CaCl ₂ 77-80%	Sorgente salina	kg/m ³	72
Barite	Agente di appesantimento	kg/m ³	265
Calce idrata	Sorgente alcalina	kg/m ³	20
Argilla organofila	Viscosizzante	kg/m ³	18
AVOIL PE/LT	Emulsionante primario	kg/m ³	15
AVOIL SE/LT	Emulsionante secondario	kg/m ³	15
AVOIL FC	Riduttore di filtrato	kg/m ³	12
AVOIL VS/LT	Viscosizzante	kg/m ³	2
AVOIL WA/LT	Agente bagnante	kg/m ³	1

Nelle tabelle precedenti sono stati elencati alcuni prodotti utilizzati per il confezionamento di generici fanghi ad acqua: gli studi di dettaglio definiranno l'impiego di prodotti specifici per superare le problematiche della perforazione. Per alcuni prodotti sono stati utilizzati i dati forniti da alcune ditte specializzate nel settore del Drilling, tuttavia, non essendo ancora definito il fornitore del Servizio/prodotti, alcuni prodotti ed i relativi quantitativi potranno variare sebbene manterranno la funzione indicata.

Tutti i prodotti necessari al confezionamento del fango di perforazione e dei cuscinetti di intervento saranno accompagnati in cantiere dalle relative schede di sicurezza. In Appendice C al presente documento sono riportate le schede di sicurezza delle tipologie di prodotto tipiche che potranno essere utilizzate per la perforazione dei pozzi.

Come riportato nel precedente Paragrafo 6.2.4 i casing saranno cementati con malte di densità differenziata miscelate con acqua dolce industriale (che sarà approvvigionata grazie al funzionamento del sistema di desalinizzazione dell'impianto di perforazione). Risalite del cemento (Top of Cement, TOC), volumi di malta e quantitativo di cemento Classe "G" per il pozzo medio sono indicati di seguito in tabella.

Tabella 10.9: Volumi di Malta/Cemento Pozzo Medio

Diametro Casing	Prof. Scarpa	Open Hole (OH). Size	Last casing id	Last casing Scarpa @	Xss on OH	TOC malta "lead"	TOC malta "tail"	Volume malta "lead"	Volume malta "tail"	Cemento Classe "G"
(in)	(m)	(")	(")	(m)	%	(m)	(m)	(m ³)	(m ³)	ton
18 5/8	400	24	28	240	200	180 (m.l.)	300	39.6	34.8	76.5
13 3/8	1,230	17 1/2	17.655	400	100	250	1,000	73.7	22.3	86.1
9 5/8	3,283	12 1/4	12.415	1,230	50	2,500	3,000	23.2	12.4	34.2

10.1.6 Emissioni Sonore

Durante la fase di perforazione, il rumore potrà interessare la colonna d'acqua a partire dall'impianto di perforazione per la presenza delle apparecchiature a supporto della perforazione (generatori, pompe, compressori, tavola rotary, etc.).

Al fine di fornire una caratterizzazione delle sorgenti di rumore che potranno essere presenti durante la perforazione si rimanda al Quadro di Riferimento Ambientale in cui si riportano, per le principali tipologie di mezzi utilizzati nell'industria offshore, i valori tipici di emissione sonora desunti dalla letteratura tecnico-scientifica più aggiornata disponibile. A tal riguardo, nella seguente Tabella si riporta una sintesi relativa ai mezzi che si prevede utilizzare per la perforazione e i tempi di esecuzione previsti per le singole attività.

Tabella 10.10: Sorgenti di Rumore Sottomarino

Fase (Durata Complessiva Attività)	Mezzi Utilizzati	Tipologia Emissione Sonora	Durata Fase Installazione (esclusi Move In e Move Out) [giorni]
Perforazione	Perforazione e completamento + Contingenza WOW	TAD ancorato e supply vessel	597 + 9

10.1.7 Occupazione di Specchio Acqueo/Limitazioni alla Navigazione

L'impronta delle opere sul fondale sarà la medesima già prevista per la perforazione dei 4 pozzi autorizzati.

L'area di cantiere interessata dalle operazioni di perforazione a partire dalla piattaforma Vega B sarà costituita da:

- aree per ancoraggio del TAD;
- spazi necessari per la manovra dei rimorchiatori;

Tenuto conto degli spazi necessari per la manovra dei rimorchiatori, l'area occupata dal campo ancore potrà estendersi per alcuni chilometri in senso longitudinale e trasversale. Tale zona, maggiorata della distanza di sicurezza, rappresenta l'area da interdire alla navigazione durante i lavori di posa.

La stima preliminare dell'occupazione/limitazione di specchio acqueo e di fondale marino durante la fase di installazione è riportata nella seguente Tabella.

Tabella 10.11: Installazione Vega B e Posa Sealines- Occupazione di Specchio Acqueo/Fondale

Opera/Area	Limitazione/Occupazione Temporanea		Limitazione/Occupazione Permanente	
	Superficie di Fondale Direttamente Interessata	Limitazione Specchio Acqueo Interessato	Superficie di Fondale Direttamente Interessata	Limitazione Specchio Acqueo Interessato
Piattaforma Vega B	--	--	2,900 m ² (1)	--
Aree Ancoraggio Piattaforma Vega B	(2)	(3)	--	--

Note:

(1) Area indicata nel Progetto 2012-2013 già valutato positivamente. L'occupazione di fondale della piattaforma Vega B sarà costituita dalla proiezione in pianta del jacket, pari a circa 2,900 m² (50 m x 58 m)

(2) La superficie di fondale effettivamente interessata dalle ancore e dalle linee di ancoraggio dipenderà dall'effettivo numero di ancore e dalla loro tipologia. Ancore normalmente utilizzate per questo tipo di operazioni possono avere pesi fino a 22 t con superfici di circa 20 m²;

(3) l'area di effettivo divieto alla navigazione sarà definita dall'autorità competente (Capitaneria di Porto di Pozzallo).

10.1.8 Traffico Mezzi

Nella seguente Tabella si riporta una stima dei traffici di mezzi marittimi che si prevede saranno utilizzati nelle diverse fasi di lavoro previste.

Tabella 10.12: Realizzazione Opere a Progetto – Transiti di Mezzi Navali

Opere a Progetto	Fase (Durata Complessiva Attività)	Mezzi Utilizzati	Transiti (da/per Campo Vega)	Tipologia Movimento/Rotta
Perforazione	Perforazione e completamento	TAD (ancorato) in perforazione + supply vessel	179 (stima considerando 2 transiti/settimana per trasporto materiali)	durante la perforazione fornitura di materiali e bunker da parte di supply vessel

10.2 FASE DI ESERCIZIO

Come indicato nei precedenti paragrafi dal punto di vista impiantistico la perforazione degli 8 pozzi addizionali comporterà l'installazione su Vega B delle relative teste pozzo comprese dei sistemi di sicurezza descritti nel Paragrafo 6.2.6. Per quanto riguarda il processo non è prevista alcuna variazione rispetto al funzionamento del complesso produttivo come già autorizzato (4 pozzi): gli impianti di Vega A e Vega B sono dimensionati e autorizzati per gestire la produzione di entrambe le piattaforme anche nello scenario con tutti e 12 i pozzi perforati e produttivi.

Come riportato nel Paragrafo 2.2 la perforazione degli 8 pozzi addizionali consentirà un maggiore sfruttamento del giacimento. Dall'analisi dei valori di produzione annua stimati per il periodo di riferimento l'aumento della produzione di olio è, a parte i primi 2 anni, pari a circa + 80-85% (confronto tra la produzione annua raggiungibile con 4 pozzi e quella raggiungibile ulteriori 8 pozzi addizionali, 12 in totale).

Le interazioni con l'ambiente del complesso produttivo nell'assetto di esercizio futuro (piattaforme Vega A + Vega B) nello scenario con 8 pozzi addizionali si presenteranno qualitativamente analoghe a quelle del complesso produttivo autorizzato Vega A+Vega B con 4 pozzi.

Da un punto di vista quantitativo si evidenzia che già l'AIA per il complesso produttivo Vega A+Vega B autorizzato e il Decreto di Compatibilità Ambientale (per la parte relativa all'assetto futuro) contiene le informazioni alla massima capacità produttiva di 10,000 barili/giorno (BOPD), pari alla somma delle portate dalle piattaforme Vega A e Vega B.

Come indicato nel Paragrafo 2.1 (Figura 2.b) la massima produzione giornaliera prevista su Vega B nello stato con 12 pozzi è pari a circa 8,500 BOPD (anno 2021, valore destinato a diminuire fino a 3,100 BOPD nel 2041). Tali valori rientrano nel valore di massima capacità produttiva di 10,000 BOPD autorizzato con Decreto VIA-AIA No.65/2015.

In virtù di quanto sopra è possibile evidenziare che le valutazioni relative all'esercizio del complesso produttivo Vega A + Vega B con 12 pozzi produttivi sono le stesse già fornite nello SIA 2012-2103 e nella documentazione AIA (Schede C) valutate positivamente nel Decreto VIA-AIA 2015 relativo all'impianto autorizzato alla massima capacità produttiva di 10,000 BOPD.

11 MISURE PROGETTUALI DI PREVENZIONE E RIDUZIONE DEGLI IMPATTI POTENZIALI

Nel presente Capitolo sono indicate le principali misure di protezione ambientale che si prevede di adottare per la realizzazione delle opere in progetto, al fine di eliminare o minimizzare i potenziali rischi sulle matrici ambientali.

In generale si evidenzia che la perforazione degli 8 pozzi addizionali avverrà in modo del tutto analogo ai 4 pozzi iniziali che hanno già ottenuto, insieme alla costruzione della Piattaforma Vega B, delle sealines e delle modifiche impiantistiche su Vega A, Decreto positivo di VIA-AIA nell'Aprile 2015. Come già evidenziato in precedenza, la perforazione degli 8 pozzi è indicata nel Programma Lavori del Decreto di Proroga della Concessione del Novembre 2015 rilasciato dal MiSE.

Si evidenzia che la continuità temporale della perforazione degli 8 pozzi addizionali con i 4 già autorizzati e l'utilizzo del medesimo impianto di perforazione permetteranno di ottimizzare i tempi e di limitare le interazioni con l'ambiente legate in particolare alle fasi preliminari di MOB/DEMOB dell'impianto stesso, l'utilizzo di materie prime e la produzione di rifiuti di perforazione.

Si evidenzia inoltre che pur essendoci un prolungamento dei lavori in mare dell'impianto di perforazione, con conseguente aumento del periodo di emissione in atmosfera dei generatori presenti a bordo del suddetto impianto, l'aumento della produzione consentirà, in fase di esercizio, di prolungare la vita utile dei motori a gas installati sulla nuova piattaforma Vega A nell'ambito del Progetto 2012-2013 autorizzato, garantendo dunque un più efficiente sfruttamento delle risorse.

11.1 UBICAZIONE DEI NUOVI POZZI

La perforazione degli 8 pozzi addizionali avverrà a partire dalla Piattaforma Vega B. Poiché i conductors sono già installati e la stessa piattaforma Vega B autorizzata è dimensionata per gestire anche la futura produzione con 8 pozzi addizionali, a parte i BOP e le teste pozzo, non sarà richiesta l'installazione di nuove infrastrutture rispetto a quanto già autorizzato con Decreto VIA-AIA dell'Aprile 2015.

11.2 PERFORAZIONE DEI POZZI

La scelta di un impianto di tipo TAD o HJSU rispetto ad un tradizionale impianto installato su piattaforma, consentirà di:

- avere pesi gravanti sulla piattaforma sensibilmente inferiori e dimensioni di ingombro significativamente ridotte, con minor consumo di risorse per la costruzione;
- nel caso di TAD di tipo "self erecting" o HJSU, non sarà necessario l'impiego di mezzi marini di sollevamento aggiuntivi.

Per quanto riguarda le operazioni di perforazione si adotteranno le seguenti misure:

- la perforazione avverrà da un unico punto; ciò consentirà una riduzione dei tempi di esecuzione;

- l'impianto di perforazione verrà configurato come "zero discharge", cioè sarà dotato di strutture atte al contenimento dei fluidi utilizzati durante le attività di perforazione e completamento anche in caso di sversamenti accidentali;
- per la perforazione saranno impiegati fanghi a base acqua o a base olio "low toxic";
- la circolazione in pozzo dei fluidi di perforazione sarà realizzata con un sistema chiuso, dove i fluidi sono riciclati dopo essere stati puliti dai detriti/impurità;
- il fango di tipo FW-GE utilizzato in fase iniziale verrà recuperato alla fine di ciascuna fase sui singoli pozzi e riutilizzato per il successivo (perforazione delle fasi superficiali in "batch"). Questo al fine di limitare al minimo il consumo di prodotti ed i volumi di reflui da smaltire. Anche il successivo fango verrà riutilizzato per quanto possibile, riducendo in tal modo i quantitativi totali di prodotti-fango da usare ed i reflui da trattare;
- tutti i fluidi reflui ed i solidi di perforazione saranno trasferiti a terra in appositi contenitori stagni e quindi avviati a trattamento/smaltimento presso idonei impianti autorizzati, nel rispetto della vigente normativa in materia di rifiuti;
- nel caso di impiego di fanghi a base olio, il quantitativo di liquidi associato ai detriti è drasticamente ridotto in quanto vengono impiegate, sul cantiere, apposite attrezzature dedicate al recupero della parte umida (cutting dryers), tale che alla fine del processo il detrito si presenta praticamente secco;
- tutto il processo di carico, trasporto e smaltimento finale sarà eseguito da soggetti in possesso delle necessarie autorizzazioni;
- nell'eventualità di uno sversamento accidentale in mare, la piattaforma ed i mezzi marittimi di supporto saranno dotati di appositi mezzi di contenimento e di solventi approvati;
- tutti i prodotti chimici e le attrezzature che lo richiedono saranno corredati dei rispettivi "safety data sheet". Il trasporto di prodotti chimici sarà effettuato mediante idonei contenitori.

11.3 ATTIVITÀ DI SUPPORTO

In fase di cantiere si adotteranno le seguenti misure di carattere generale:

- i mezzi navali di supporto impiegati saranno dotati di sistema di trattamento delle acque nere e grigie;
- le acque incidenti in aree potenzialmente oleose saranno collettate in rete drenaggio acque oleose e inviate a sistemi di trattamento acque oleose.

11.4 ELEMENTI PER IL PIANO DI MONITORAGGIO AMBIENTALE

Per il controllo degli effetti ambientali relativi alla realizzazione ed esercizio delle opere in progetto si prevede attuare il Piano di Monitoraggio Ambientale previsto nel Decreto VIA-AIA Aprile 2015 (prescrizione A8 "*Piano di monitoraggio degli effetti prodotti sull'ambiente marino dalla realizzazione ed esercizio delle opere, con particolare riguardo alle eventuali alterazioni a carico delle comunità bentoniche ed ittiche, e le eventuali ripercussioni sulle attività di pesca. I contenuti del piano dovranno essere concordati con ISPRA*") secondo le modalità indicate dalla stessa ISPRA con Nota Prot. No. 49203 del 3 Novembre 2015 che prevedono analisi chimico fisiche dei sedimenti marini e analisi della comunità bentonica.

12 ASPETTI RELATIVI ALLA SICUREZZA

Le operazioni di pozzo saranno condotte nel pieno rispetto delle leggi e norme vigenti in materia di sicurezza, salute e ambiente ed in particolare in osservanza del recente D.Lgs 18 Agosto 2015, No. 145 (Attuazione della Direttiva 2013/30/UE sulla Sicurezza delle Operazioni in Mare nel Settore degli Idrocarburi e che modifica la Direttiva 2004/35/CE). Tale decreto, in attuazione della Direttiva, dispone i requisiti minimi per prevenire gli incidenti gravi nelle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi e limitare le conseguenze di tali incidenti. Ai sensi del Capo III “Preparazione e effettuazione delle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi”, Articolo 11 “Documenti da presentare per lo svolgimento di operazioni in mare nel settore degli idrocarburi” prima di svolgere operazioni in mare Edison presenterà la “Relazione Grandi Rischi” e i relativi allegati ai sensi dell’ Articolo 12.

Edison presenterà (Art.14) inoltre un “Piano Interno di Risposta alle Emergenze” conformemente all'articolo 28 tenendo conto della valutazione del rischio di incidenti gravi effettuata durante l'elaborazione Relazione sui Grandi Rischi. Il piano include un'analisi dell'efficacia dell'intervento in caso di fuoriuscita di idrocarburi liquidi.

Ai sensi dell’ Articolo 15 Edison provvederà prima dell'avvio dell'operazione di pozzo ad effettuare la “Comunicazione di operazioni di pozzo e relative informazioni” all’ente competente (UNMIG e Comitato). La comunicazione di operazioni di pozzo conterrà informazioni dettagliate sul progetto del pozzo e le operazioni di pozzo proposte a norma dell'allegato I, paragrafo 4 (inclusa un'analisi dell'efficacia dell'intervento in caso di fuoriuscita di idrocarburi liquidi).

Come indicato nel Progetto 2012-2013 nella sezione relativa ai Piani di Emergenza attualmente in essere presso il Campo Vega, le azioni da intraprendere nel caso di sversamento di idrocarburi sono definite in uno specifico “Piano di Emergenza per l’Antinquinamento Marino” (Edison, 2009b), in relazione alla tipologia di incidente ed alla potenziale entità dello sversamento:

- livello 1: evento contrastabile con le risorse presenti in campo;
- livello 2: evento che richiede il coinvolgimento delle risorse di terra e regionali;
- livello 3: evento che richiede il ricorso alle risorse nazionali e, nel caso, tramite il REMPEC per le altre nazioni che si affacciano sul Mediterraneo.

Nella seguente Tabella sono sintetizzati i mezzi messi a disposizione da Edison (in dotazione alla piattaforma, al supply vessel e a terra presso un apposito magazzino a Pozzallo) per far fronte agli inquinamenti di Livello 1 e 2 e supportare la lotta contro gli inquinamenti di livello 3 (Edison, 2009b). Per gli idrocarburi eventualmente raccolti a mare è previsto lo stoccaggio in casse dedicate a bordo del supply vessel e quindi lo scarico in porto a società autorizzata.

Tabella 12.1: Attrezzature in Dotazione per Emergenza Antinquinamento (Edison, 2009b)

Dotazione	Attrezzatura	Q.tà
Presso Piattaforma Vega A	Fusti disperdente tipo CHIMEC Chimperse 2000, da 200 l	20
Presso FSO	Fusti disperdente tipo CHIMEC Chimperse 2000, da 200 l	20
Supply vessel	Panne galleggianti d'alto mare su rullo	300 m
	Skimmer 110 k	No. 1
	Power pack	No. 1
	Bracci dispersori	coppia
	Disperdente	4,000 l
Magazzino SEREDIL (No. 3 container)	Barriera gonfiabile d'altura tipo VBGH-180	500 m
	Rulli acciaio motorizzati per avvolgimento barriere	No. 2
	Soffianti elettriche per gonfiaggio barriere	No. 2
	Gruppi elettrogeni da 10kW	No. 2
	Skimmer a dischi superiore tipo FLOAT DISCOIL 50, completo di generatore G.O. 52+25/V-3 e accessori	No. 1
	Skimmer a stramazzo tipo FOILEX TDS200, completo di centrale idraulica, pompa TDS da 70 m ³ /h-HP200 hose package e accessori	No. 1

Come anche riportato nel Quadro di Riferimento Programmatico del presente SIA, si evidenzia che sulla base di quanto prescritto (Prescrizione A11) (Decreto No. 68 del 16 Aprile 2015) *“in fase di progettazione e prima dell'avvio dei lavori sarà predisposto uno scenario previsionale che quantifichi gli effetti negativi e significativi sull'habitat marino dovuti ad incidente in fase di perforazione o coltivazione del giacimento, incendio sulla piattaforma, che valuti l'entità dell'eventuale danno deducibile sull'ecosistema, la sua riparabilità, ed individui le misure per mitigare e compensare i danni creati sull'ecosistema e quantificati i costi per gli interventi. Il Piano di Emergenza ambientale gli strumenti e le garanzie finanziarie nonché le relative modalità e i termini per poter disporre delle necessarie risorse per far fronte a eventuali operazioni di risanamento e ripristino dell'habitat”*.

Come indicato nella Prescrizione A13 del Decreto VIA-AIA Aprile 2015 relativo alla Piattaforma Vega B e ai 4 pozzi iniziali in fase di progettazione esecutiva e prima dell'avvio dei lavori sarà presentato inoltre un *“Piano Operativo per lo svolgimento di attività di perforazione”* contenente, in linea con i requisiti richiesti dalla prescrizione, quanto segue:

- le schede tecniche di sicurezza e le caratteristiche qualitative e quantitative dei fluidi di perforazione e relativi componenti, esattamente come indicato dal D.M. 28.07.1994 e ss.mm.ii.²⁴;
- l'obbligo ad effettuare la separazione dei cutting asportati dal fango solo ed esclusivamente sul deck dell'unità di perforazione mediante l'uso di vibrovagli e almeno due batterie di idrocycloni in serie: la prima costituita da desander e la seconda costituita da desilter. Per il recupero dei materiali di appesantimento, per disidratare il fango esausto e i cutting prima del trasporto finale a discarica, è prescritto altresì l'uso di centrifughe a cilindri rotanti. Soluzioni alternative potrebbero essere realizzate alla sola condizione che sia comunque garantita un'efficienza del processo finale non inferiore a quella sopra descritta;
- in ogni caso, sempre sul deck del "jack-up" o sulla coperta del pontone appoggio, dovranno essere previste diverse vasche di accumulo del fango (sia attive che di riserva per fronteggiare eventuali perdite di circolazione) dotate di agitatori meccanici o pneumatici per mantenere omogeneo il fango, oltre alle vasche di stoccaggio temporaneo dei cutting prima di essere trasportati a discarica e ai serbatoi di accumulo delle acque reflue.

A supporto di quanto sopra, come già indicato nello SIA del Progetto 2012-2013 che ha ottenuto il Decreto di Compatibilità Ambientale, si adotteranno le seguenti misure principali:

- l'impianto di perforazione verrà configurato come "zero discharge", cioè sarà dotato di strutture atte al contenimento dei fluidi utilizzati durante le attività di perforazione e completamento anche in caso di sversamenti accidentali, oltre che raccogliere le acque meteoriche;
- tutti i fluidi reflui ed i solidi di perforazione saranno trasferiti a terra in appositi contenitori stagni e qui trattati fino a rientrare nei parametri di legge per il conferimento in discariche autorizzate. Il ciclo di trasporto, trattamento e conferimento in discarica sarà effettuato da società certificate;
- nel caso di un improbabile sversamento accidentale in mare, la piattaforma ed i mezzi marittimi di supporto saranno dotati di appositi mezzi di contenimento e di solventi approvati;
- tutti i prodotti chimici e le attrezzature che lo richiedono, inviate sull'impianto di perforazione, saranno corredati dei rispettivi "Safety Data Sheet". Il trasporto di chimici sarà effettuato con appositi contenitori (container, mini container);
- gli organi e le attrezzature di sollevamento saranno corredati di certificati in corso di validità;
- lavori diversi effettuati simultaneamente saranno regolati con apposita procedura (permessi di lavoro – PTW system);

²⁴ <http://unmig.sviluppoeconomico.gov.it/unmig/norme/dm030398.htm>: D.M. 3 marzo 1998. Modificazioni al decreto ministeriale 28 luglio 1994 recante: "Disciplina della garanzia fidejussoria per le attività di scarico in mare dei materiali derivanti da attività di prospezione, ricerca e coltivazione di giacimenti di idrocarburi liquidi e gassosi (G.U. 27 giugno 1998 n. 148)

- l'accesso alle aree di lavoro sarà consentito al solo personale autorizzato ed in possesso delle necessarie certificazioni. Per ogni operazione non routinaria o che preveda la partecipazione di più competenze, saranno effettuate, a cura del responsabile Edison, apposite riunioni di sicurezza (PJSM);
- nel corso di tutta la durata delle operazioni sarà assicurata l'evacuazione sanitaria a mezzo elicottero.

MRD/MCO/PAR:cht

RIFERIMENTI

- Edison, 2006a, “Campo di Vega, Studio di Giacimento per lo Sviluppo di Vega B”, Gennaio 2006, Doc No. GIAC-0106-VE02 (Rif. D’Appolonia No. 11-522-G13)
- Edison, 2009a, “Vega A – FSO Leonis, Piano di Emergenza ed Evacuazione”, Novembre 2009 (Rif. D’Appolonia Doc. No. 11-522-G8).
- Edison, 2009b, “Vega A-FSO Leonis, Piano di Emergenza per l’Antinquinamento Marino”, Giugno 2009 (rif. D’Appolonia Doc. No. 11-522-G8).
- Edison, 2010a, “Documento di Sicurezza e Salute”, Rev. 1, Ottobre 2010 (Rif. D’Appolonia Doc. No. 11-522-G5).
- Edison, 2010b, “Manuale Operativo FSO Leonis”, Marzo 2010, (rif. D’Appolonia Doc. No. 11-522-G21).
- Edison, 2011b, “Piattaforma Vega B, Descrizione Configurazione Piattaforma”, Novembre 2011, Doc. No. VG-F-GEN-RP-004-B Rev. B02 (Rif. D’Appolonia Doc. No. 11-522-G42)
- Edison, 2011d, Informazioni sulla Gestione delle Acque inviate via mail in data 3 Novembre 2011 (Rif. D’Appolonia Doc. No. 11-522-B25)
- Edison, 2011e, “Determinazione Distanze delle Zone Protette (SIC) “Macchina Foresta del Fiume Irminio; Dune in Contrada Regilione; Spiaggia di Maganuco e Zona Protetta Marina Fondali Foce del Fiume Irminio” dalla Piattaforma Offshore Vega A”; Maggio 2011 (Rif. D’Appolonia Doc. No. 11-522-G18)
- Edison, 2011f, VEGA-B PROJECT, Descrizione Attività di Installazione Sealines per Progetto Vega B, Doc. No. VG-F-INS-RP-003-B – A01, Settembre 2011 (Rif. D’Appolonia Doc. No. 11-522-G34)
- Edison, 2011h, Vega B Project, Dati di Input per lo Studio di Impatto Ambientale (Rif. D’Appolonia Doc. No. 11-522-G35)
- Edison, 2011i, VEGA-B PROJECT, Posa dei 2 Cavi Sottomarini fra Vega B e Vega A, Doc. No. VG-F-ELE-RP-001-B – A02, Settembre 2011 (Rif. D’Appolonia Doc. No. 11-522-G37)
- Edison, 2011m, “Programma Preliminare di Perforazione e Completamento dei Pozzi Vega B”, Novembre 2011, Doc. No. WO-HQ-VB-S-001-0 (Rif. D’Appolonia Doc. No. 11-522-G39).
- Edison, 2015a, Addendum Relazione Tecnica allegata all’Istanza di Proroga della Concessione C.C6.EO
- Edison, 2015b, Vega “B” – Programma preliminare di perforazione e completamento, Doc. No. WO-HQ-VB-S-014-0, Rev.0, 25 Ottobre 2015
- Edison, 2016, Dati Preliminari di Produzione per Pozzo. Revisione del Report H2 fornita da Edison
- ENTEC, 2002, Quantification of Emissions from Ships Associated with Ship Movements between Ports in the European Community
- EIA, 2015, *International Energy Outlook 2015*” (Energy Information Administration)
- IEA, 2015, World Energy Outlook, 2015
- Unione Petrolifera, 2015a, Relazione Annuale 2015 dell’Unione Petrolifera Italiana

Siti internet consultati

Unione Petrolifera, Relazione Annuale, sito web www.unionepetrolifera.it/it/pubblicazioni, consultato a Gennaio 2016.

Energy Information Agency - “International Energy Outlook”, sito web www.eia.gov, consultato a Gennaio 2016.

Ufficio Nazionale Minerario per gli Idrocarburi e le Georisorse - UNMIG, sito web unmig.sviluppoeconomico.gov.it, consultato a Gennaio 2016.