

Edison S.p.A. **Milano, Italia**



Progetto di Sviluppo
Campo Vega B
Concessione di Coltivazione
C.C6.EO – Canale di Sicilia

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**

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

Preparato da	Firma	Data
Andrea Giovanetti		31 Maggio 2012
Marco Donato		31 Maggio 2012
Chiara Valentini		31 Maggio 2012
Controllato da	Firma	Data
Marco Compagnino		31 Maggio 2012
Approvato da	Firma	Data
Claudio Mordini		31 Maggio 2012
Sottoscritto da	Firma	Data
Roberto Carpaneto		31 Maggio 2012

Rev.	Descrizione	Preparato da	Controllato da	Approvato da	Sottoscritto da	Data
0	Prima Emissione	AGV/MRD	MCO	CSM	RC	Maggio 2012

INDICE

	<u>Pagina</u>
ELENCO DELLE TABELLE	V
ELENCO DELLE FIGURE	VII
ELENCO DELLE FIGURE ALLEGATE	VIII
1 INTRODUZIONE	1
2 MOTIVAZIONI DEL PROGETTO	4
2.1 INQUADRAMENTO DEL MERCATO ENERGETICO	4
2.1.1 Mercato degli Idrocarburi - Situazione Mondiale	4
2.1.2 Mercato degli Idrocarburi - Situazione Nazionale	5
2.2 SVILUPPO DEL CAMPO OLIO VEGA	7
3 DECRIZIONE DELLE ATTUALI ATTIVITÀ DI COLTIVAZIONE	9
3.1 ASPETTI AUTORIZZATIVI	9
3.1.1 Concessione Mineraria C.C6.EO	9
3.1.2 Contenuti del Programma di Sviluppo	11
3.1.3 Autorizzazione all'Esercizio e Capacità Produttiva	12
3.1.4 Gestione delle Acque di Produzione	12
3.1.5 Autorizzazione alle Emissioni in Atmosfera Piattaforma Vega A	13
3.2 CARATTERISTICHE GENERALI DEL GIACIMENTO	13
3.3 IMPIANTI E INFRASTRUTTURE	15
3.3.1 Caratteristiche dei Pozzi	15
3.3.2 Piattaforma VEGA A	17
3.3.3 FSO Leonis	19
3.3.4 Condotte Sottomarine	23
3.4 DESCRIZIONE DEL PROCESSO	24
3.4.1 Piattaforma Vega A	24
3.4.2 FSO Leonis	29
3.4.3 Movimentazione di Prodotti e Materiali	30
3.5 ASPETTI AMBIENTALI	31
3.5.1 Emissioni in Atmosfera	31
3.5.2 Prelievi Idrici	35
3.5.3 Scarichi Idrici	35
3.5.4 Produzione di Rifiuti	36
3.5.5 Rilascio di Metalli da Protezione Catodica	37
3.5.6 Emissioni Sonore	37
3.5.7 Occupazione di Specchio Acque/Limitazioni alla Navigazione	38
3.5.8 Traffico Mezzi	39
4 DESCRIZIONE DEL PROGETTO	40
4.1 PIATTAFORMA VEGA B	40
4.1.1 Caratteristiche Strutturali e Dotazioni	40
4.1.2 Descrizione del Processo	43
4.2 INDAGINI GEOFISICHE PRELIMINARI	48

INDICE
(Continuazione)

	<u>Pagina</u>
4.3 NUOVI POZZI	49
4.4 ADEGUAMENTO IMPIANTISTICO PIATTAFORMA VEGA A	51
4.4.1 Sistemi di Generazione Elettrica	51
4.4.2 Altre Modifiche	54
4.5 CONDOTTE SOTTOMARINE	54
4.6 CAVI ELETTRICI	55
5 ANALISI DELLE ALTERNATIVE E MOTIVAZIONI TECNICHE DELLE SCELTE PROGETTUALI	57
5.1 ANALISI DELL'OPZIONE ZERO	57
5.1.1 Atmosfera	57
5.1.2 Ambiente Idrico Marino	58
5.1.3 Suolo e Sottosuolo	58
5.1.4 Rumore e Vibrazioni	59
5.1.5 Vegetazione, Flora, Fauna ed Ecosistemi	59
5.1.6 Aspetti Socio-Economici, Infrastrutture e Salute Pubblica	59
5.2 CRITERI DI LOCALIZZAZIONE DELLA PIATTAFORMA	59
5.3 ALTERNATIVE PER LA REALIZZAZIONE DEL RILIEVO GEOFISICO	61
5.4 ADEGUAMENTO IMPIANTISTICO VEGA A (PRODUZIONE ENERGIA ELETTRICA)	61
5.5 SCELTA DELL'IMPIANTO DI PERFORAZIONE	62
5.5.1 Tipologie di Impianto	62
5.5.2 Impianti di Perforazione TAD	63
5.6 TRACCIATO CONDOTTE SOTTOMARINE E CAVI ELETTRICI	64
6 NORMATIVA E STANDARDS DI PROGETTO	67
6.1 RIFERIMENTI GENERALI	67
6.2 STRUTTURE	71
6.3 PIPING	71
6.4 ELETTRICO	72
6.5 STRUMENTAZIONE	72
7 DESCRIZIONE DELLE ATTIVITÀ DI CANTIERE E DI PERFORAZIONE	73
7.1 CRONOPROGRAMMA, AREE DI CANTIERE E FASI DI LAVORO	73
7.2 ATTIVITÀ GEOFISICHE PRELIMINARI	75
7.2.1 Generalità sulle Indagini Geofisiche Sismiche	75
7.2.2 Generalità sulle Sorgenti di Energizzazione	77
7.2.3 Generalità sugli Strumenti di Acquisizione	79
7.2.4 Attività Previste per Vega B	80
7.3 INSTALLAZIONE DELLA PIATTAFORMA VEGA B	84
7.3.1 Installazione Jacket	85
7.3.2 Installazione Deck	87
7.4 INSTALLAZIONE DELL'IMPIANTO DI PERFORAZIONE	88

**INDICE
(Continuazione)**

	<u>Pagina</u>
7.5 PERFORAZIONE DEI POZZI	89
7.5.1 Ubicazione dei Pozzi	89
7.5.2 Caratteristiche dell'Impianto di Perforazione	89
7.5.3 Caratteristiche Generali dei Pozzi	90
7.5.4 Sequenza Operativa	93
7.5.5 Fluidi di Perforazione e Completamento	96
7.5.6 Funzione dei Fanghi nelle Diverse Fasi di Perforazione	99
7.5.7 Testa Pozzo e Apparecchiature di Sicurezza	101
7.5.8 Profili di Deviazione	103
7.6 POSA DELLE CONDOTTE SOTTOMARINE	106
7.6.1 Preparazione e Varo della Tubazione	106
7.6.2 Operazioni di Emergenza - Abbandono e Recupero	108
7.6.3 Installazione Risers e J Tubes	108
7.6.4 Installazione Spools	109
7.6.5 Collaudo	110
7.6.6 Protezione delle Condotte	111
7.6.7 Tubazioni Flessibili	111
7.7 POSA DEI CAVI	111
7.7.1 Mezzi e Attrezzature	112
7.7.2 Operazioni di Posa	112
7.7.3 Abbandono di Emergenza	113
7.7.4 Collegamento del Cavo	113
7.7.5 Giunto di Riparazione	113
7.8 ELENCO PRELIMINARE MEZZI E MACCHINE DI CANTIERE	113
8 DIMISSIONE DELLE OPERE E RIPRISTINO AMBIENTALE A FINE ESERCIZIO	115
8.1 CHIUSURA DEI POZZI	115
8.2 ATTIVITÀ DI RIMOZIONE DELLA PIATTAFORMA VEGA B	116
8.2.1 Bonifica degli Impianti di Bordo	116
8.2.2 Demolizione Risers delle Sealines e Conductor e Casing dei Pozzi	117
8.2.3 Demolizione Impianti di Bordo	117
8.2.4 Recupero/Smaltimento Materiale da Demolizione	117
8.2.5 Demolizione Strutture del Deck della Piattaforma	118
8.2.6 Demolizione Strutture del Jacket	118
8.2.7 Smaltimento Componenti della Demolizione della Piattaforma	118
8.2.8 Mezzi Impiegati	119
8.2.9 Demolizioni Subacquee	119
8.3 CONDOTTE SOTTOMARINE	119
9 INTERAZIONI CON L'AMBIENTE	120

INDICE
(Continuazione)

	<u>Pagina</u>
9.1 ATTIVITÀ DI CANTIERE PER IL RILIEVO GEOFISICO, L'INSTALLAZIONE DELLE OPERE E LA PERFORAZIONE DEI POZZI	120
9.1.1 Emissioni in Atmosfera	120
9.1.2 Prelievi Idrici	124
9.1.3 Scarichi Idrici	126
9.1.4 Produzione di Rifiuti	127
9.1.5 Utilizzo di Risorse	129
9.1.6 Emissioni Sonore	131
9.1.7 Occupazione di Specchio Acqueo/Limitazioni alla Navigazione	132
9.1.8 Traffico Mezzi	134
9.2 NUOVO ASSETTO DI ESERCIZIO	135
9.2.1 Emissioni in Atmosfera	136
9.2.2 Prelievi Idrici	139
9.2.3 Scarichi Idrici	139
9.2.4 Produzione di Rifiuti	140
9.2.5 Utilizzo di Risorse	140
9.2.6 Rilascio di Metalli da Protezione Catodica	141
9.2.7 Emissioni Sonore	141
9.2.8 Occupazione di Specchio Acqueo/Limitazioni alla Navigazione	142
9.2.9 Traffico Mezzi	142
10 MISURE PROGETTUALI DI PREVENZIONE E RIDUZIONE DEGLI IMPATTI POTENZIALI	144
10.1 UBICAZIONE DELLA PIATTAFORMA VEGA B	144
10.2 RUMORE SOTTOMARINO	144
10.3 PERFORAZIONE DEI POZZI	145
10.4 ATTIVITÀ DI CANTIERE PER L'INSTALLAZIONE DELLE OPERE	146
10.5 FASE DI ESERCIZIO	146
10.6 ELEMENTI PER IL PIANO DI MONITORAGGIO AMBIENTALE	147
11 ASPETTI RELATIVI ALLA SICUREZZA	148
11.1 PIATTAFORMA VEGA A	148
11.1.1 Sistemi di Gestione Centralizzata	148
11.1.2 Piani di Emergenza	149
11.2 FSO LEONIS	150
11.3 PIATTAFORMA VEGA B	151
11.4 EVENTI INCIDENTALI E PIANIFICAZIONE DELLE EMERGENZE	151
11.4.1 Procedure HSE in Fase di Perforazione	151
11.4.2 Procedure in fase di Esercizio del Campo Olio Vega A + B	152
RIFERIMENTI	
APPENDICE A: CARATTERISTICHE TIPICA NAVE DA RICERCA SISMICA	
APPENDICE B: SCHEDE SICUREZZA FANGHI PERFORAZIONE	

ELENCO DELLE TABELLE

<u>Tabella No.</u>	<u>Pagina</u>
Tabella 3.1: Concessione Mineraria – Provvedimenti e Modifiche (sito web UNMIG)	10
Tabella 3.2: Concessione Mineraria – Vertici (sito web UNMIG)	10
Tabella 3.3: Piattaforma Vega A - Produzione Annuale di Petrolio e Gas (Edison, 2011c; Edison, 2011r)	12
Tabella 3.4: Caratteristiche del Giacimento Vega (Edison, 2006b)	15
Tabella 3.5: Pozzi Vega A – Profondità, Quote Tubaggio e Deviazione Pozzi (Edison, 2006b)	16
Tabella 3.6: Piattaforma Vega A - Coordinate Geografiche (Edison, 2011e)	18
Tabella 3.7: Piattaforma Vega A - Impianti Modulari (Edison, 2010a)	18
Tabella 3.8: FSO Leonis - Coordinate Geografiche (Edison, 2010b)	20
Tabella 3.9: FSO Leonis – Caratteristiche (Edison, 2009a; 2012b)	21
Tabella 3.10: FSO – Limitazioni Operative Attracco Navi Cisterna (Edison, 2010b)	31
Tabella 3.11: FSO – Limitazioni Operative Trasferimenti (Edison, 2010b)	31
Tabella 3.12: Piattaforma Vega A – Caratteristiche Emissive (Edison, 2011q; 2011r) e Stima delle Emissioni	33
Tabella 3.13: Piattaforma Vega A - Livelli Equivalenti di Rumore (Edison, 2010a)	38
Tabella 3.14: Campo Olio Vega A - Occupazione di Specchio Acqueo/Fondale	38
Tabella 3.15: Campo Olio Vega A – Traffico Mezzi Navali e Aerei	39
Tabella 4.1: Vega B - Coordinate Geografiche (Edison, 2011f)	40
Tabella 4.2: Caratteristiche Jacket Vega B (Edison, 2011b)	41
Tabella 4.3: Coordinate Vertici Area di Rilievo Geofisico	48
Tabella 4.4 : Parametri PVT dell'Olio (Edison, 2011b)	50
Tabella 4.5 : Dati Preliminari di Produzione per Pozzo (Edison, 2011b)	50
Tabella 4.6: Composizione del Greggio (Edison, 2011b)	50
Tabella 4.7: Sea Line da Installare (Edison, 2011f)	54
Tabella 7.1: Geofisica - Durata delle Fasi di Progetto (Edison, 2012d)	73
Tabella 7.2: Cantierizzazione - Durata delle Fasi di Progetto (Edison, 2011n; Edison, 2012a)	73
Tabella 7.3: Perforazione Pozzi - Durata delle Fasi di Progetto (Edison, 2011m)	74
Tabella 7.4: Specifiche Indagine Sismica 2D VEGA B - Airgun	83
Tabella 7.5: Caratteristiche Tecniche Impianto Perforazione Tipo TAD (Edison, 2011m)	89
Tabella 7.6: Tipologie Fanghi di Perforazione a Base d'Acqua (Edison, 2011m)	97
Tabella 7.7: Tipologie Fanghi di Perforazione a Base Olio Low Toxic (Edison, 2011m)	98
Tabella 7.8: Caratteristiche Reologiche Fanghi di Perforazione (Edison, 2011m)	99
Tabella 7.9: Stock Minimi di Sicurezza (Edison, 2011m)	101
Tabella 7.10: Caratteristiche Realizzative Pozzo con Scostamento 650 m (Edison, 2011m)	103
Tabella 7.11: Caratteristiche Realizzative Pozzo con Scostamento 1,150 m (Edison, 2011m)	105
Tabella 7.12: Installazione Piattaforma Vega B - Mezzi e Potenze Caratteristiche	113
Tabella 9.1: Impianto di Perforazione - Caratteristiche Emissive e Stima delle Emissioni	121
Tabella 9.2: Realizzazione delle Opere in progetto – Mezzi Marittimi	122
Tabella 9.3: Installazione Piattaforma Vega B (Opzione 2) – Tempistiche (Edison, 2011p)	122

**ELENCO DELLE TABELLE
(Continuazione)**

<u>Tabella No.</u>	<u>Pagina</u>
Tabella 9.4: Fattori di Emissione da Mezzi Navali (ENTEC, 2002)	123
Tabella 9.5: Stima delle Emissioni di Inquinanti dai Mezzi di Installazione Vega B e Posa Sealines	124
Tabella 9.6: Prelievi Idrici Attività Cantiere e Perforazione Pozzi	126
Tabella 9.7: Scarichi Idrici in Fase di Cantiere	127
Tabella 9.8: Volumi Fanghi e Residui per Pozzo Tipo (Edison, 2011m)	128
Tabella 9.9: Utilizzo di Materie Prime/Risorse	129
Tabella 9.10: Consumo Prodotti Fango Base Acqua (Edison, 2011m)	130
Tabella 9.11: Prodotti per Formulazione Fango Base Olio (Edison, 2011m)	130
Tabella 9.12: Campo VEGA B – Sorgenti di Rumore Sottomarino	132
Tabella 9.13: Installazione Vega B e Posa Sealines- Occupazione di Specchio Acqueo/Fondale	133
Tabella 9.14: Realizzazione Opere a Progetto – Transiti di Mezzi Navali	134
Tabella 9.15: Vega A+B - Normale Esercizio Motori a Gas - Caratteristiche Emissive (Edison, 2011h; 2011q; 2011r) e Stima delle Emissioni	137
Tabella 9.16: Vega A+B – Esercizio back up Motori Diesel - Caratteristiche Emissive (Edison, 2011h; 2011q; 2011r) e Stima delle Emissioni	137
Tabella 9.17: Emissioni Annue Totali – Confronto Stato Attuale (Vega A _{attuale}) e Futuro (Vega A+B)	138
Tabella 9.18: Prelievi Idrici – Confronto Stato Attuale (Vega A _{attuale}) e Futuro (Vega A+B)	139
Tabella 9.19: Scarichi Idrici – Confronto Stato Attuale (Vega A _{attuale}) e Futuro (Vega A+B)	140
Tabella 9.20: Produzione di Rifiuti – Confronto Stato Attuale (Vega A _{attuale}) e Futuro (Vega A+B)	140
Tabella 9.21: Consumi di Risorse - Confronto Stato Attuale (Vega A _{attuale}) e Futuro (Vega A+B)	141
Tabella 9.22: Occupazione di Specchio Acqueo/Fondale – Confronto Assetto Produttivo Attuale e Futuro	142
Tabella 9.23: Assetto Produttivo Futuro Vega A +B – Traffico Mezzi	142
Tabella 11.1: Attrezzature in Dotazione per Emergenza Antinquinamento (Edison, 2009b)	150

ELENCO DELLE FIGURE

<u>Figura No.</u>	<u>Pagina</u>
Figura 2.a: Consumi di Energia Storici e Previsioni a Livello Mondiale (EIA, 2011)	4
Figura 2.b: Consumo di Energia nel Mondo – 1990-2035 (EIA, 2011)	5
Figura 2.c: Consumo di Combustibili Liquidi – 1990-2035 (EIA, 2011)	5
Figura 2.d: Giacimento Vega (Edison, 2011m)	7
Figura 2.e: Profilo Preliminare di Produzione (Edison, 2011b)	8
Figura 3.a: Giacimento Vega - Colonna Litostratigrafica Tipo	14
Figura 3.b: Campo Olio Vega A – Schema Pozzi (Edison, 2006b)	16
Figura 3.c: Piattaforma Vega A	17
Figura 3.d: FSO Leonis	20
Figura 3.e: SPM e FSO Leonis	23
Figura 3.f: Piattaforma Vega A - Teste Pozzo	24
Figura 3.g: Piattaforma Vega A – Separatore di Primo Stadio	25
Figura 3.h: Piattaforma Vega A – Torcia	26
Figura 3.i: Piattaforma Vega A – Camini Gruppi CAT	27
Figura 3.j: Vega A –Camino Combustore (lato Sud)	28
Figura 3.k: Vega A – Ubicazione Indicativa Sorgenti Emissione	32
Figura 4.a: Piattaforma Vega B - Vista Assonometrica del Jacket e del Deck	42
Figura 4.b: Programma di Acquisizione Sismica 2D	49
Figura 4.c: Schema Principio Configurazione Vega A (Vega B in Esercizio)	53
Figura 4.d: Sezione Tipica Flexible-Pipeline (Edison, 2011f)	55
Figura 4.e: Sezione Cavi Elettrici (Edison, 2011l)	56
Figura 5.a: Ubicazione della Piattaforma Vega B e Giacimento Vega (Edison, 2006a)	60
Figura 5.b: Tipologie Impianti di Perforazione – Packaged (a), TAD (b), Fast Move (c)	63
Figura 5.c: Layout Condotte e Cavi (Edison, 2011f)	65
Figura 7.a: Perforazione Pozzi – Diagramma Tempo-Lunghezza Perforata	74
Figura 7.b: Propagazione delle Onde Elastiche	75
Figura 7.c: Riflessione e Rifrazione	76
Figura 7.d: Fotografia e Schema di un Airgun	78
Figura 7.e: Schema Generale Sismica in Mare	79
Figura 7.f: Acquisizione con Copertura Singola e Multipla	80
Figura 7.g: Esempio di Nave da Ricerca Geofisica (M/V Odin Finder)	81
Figura 7.h: Messa a Mare di uno Streamer	82
Figura 7.i: Schema Sismica 2D prevista per Vega B	82
Figura 7.j: Configurazione Airgun per Sismica 2D VEGA B	83
Figura 7.k: Gradiente Generale di Pressione – Pozzo Vega 7 Dir (Edison, 2011m)	91
Figura 7.l: Schema di Completamento del Pozzo (Edison, 2011m)	96
Figura 7.m: Vega B - Testa Pozzo (Edison, 2011m)	102
Figura 7.n: Apparecchiature di Sicurezza sulla Testa Pozzo in Fase di Perforazione (Edison, 2011m)	103

**ELENCO DELLE FIGURE
(Continuazione)**

<u>Figura No.</u>	<u>Pagina</u>
Figura 7.o: Caratteristiche Realizzative Pozzo con Scostamento 650 m (Edison, 2011m)	104
Figura 7.p: Caratteristiche Realizzative Pozzo con Scostamento 1,150 m (Edison, 2011m)	106
Figura 7.q: Tipologia di Varo Tubazione Tipo S-Lay	107
Figura 7.r: Schema Installazione Riser –J-Tube(Edison, 2011f)	109
Figura 7.s: Installazione Spool (Edison, 2011f)	110
Figura 7.t: Installazione Tubazione Flessibile: Supply Vessel con Carousel montato sul Deck (sinistra) e Flex-Lay Vessel (destra)	111
Figura 8.a: Schema di Profilo di Chiusura Mineraria	116

ELENCO DELLE FIGURE ALLEGATE

Figura 1.1: Ubicazione del Giacimento Vega
Figura 3.1: Assetto Attuale Campo Olio Vega A
Figura 3.2: Piattaforma Vega A
Figura 3.3: FSO Leonis
Figura 4.1: Quadro degli Interventi in Progetto
Figura 4.2: Piattaforma Vega B
Figura 7.1: Fasi di Installazione Piattaforma Vega B

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**

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.

Il programma di sviluppo di tale giacimento, approvato contestualmente al rilascio della concessione di coltivazione con Decreto del Ministro dell’Industria, del Commercio e dell’Artigianato del 17 Febbraio 1984, prevedeva la realizzazione di No. 2 piattaforme, ciascuna per un massimo di No. 24 pozzi, il loro collegamento tramite condotte sottomarine per il trasferimento del greggio e del flussante e il trasferimento del greggio (trattato solo nella piattaforma principale) ad una petroliera di stoccaggio rigidamente collegata ad un sistema di boa galleggiante.

Nel mese di Dicembre 2011 è stato richiesto il rinnovo della concessione di coltivazione¹.

Ad oggi le attività di coltivazione hanno interessato il solo campo olio Vega A. Le principali installazioni in esercizio a servizio delle attività sono costituite dalla piattaforma “Vega A”, dalla quale sono stati perforati No. 21 pozzi (18 dei quali in produzione) 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.

Attualmente la piattaforma Vega A produce circa 3,000 barili/giorno di olio; la produzione viene trattata in piattaforma e diluita al fine di prevenire la solidificazione dell’olio e favorirne il trasporto al FSO “Leonis”.

È intenzione di Edison S.p.A. procedere, a completamento del programma lavori approvato, allo sviluppo del Campo Olio Vega B. Le attività previste sono le seguenti:

- installazione di una piattaforma fissa denominata “Vega B” di tipo “well-head platform minimum facilities” con jacket in circa 130 m d’acqua, ubicata a circa 6 km di distanza dalla piattaforma Vega A in direzione Nord-Ovest. La nuova piattaforma sarà progettata per estrarre l’olio dal giacimento ed inviarlo, opportunamente diluito, sulla piattaforma esistente Vega A per la successiva stabilizzazione ed esportazione alla FSO;

¹ Istanza di proroga decennale della concessione di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi “C.C6.EO”, sottoscritta da Edison S.p.A. e trasmessa al Ministero dello Sviluppo Economico (Direzione Generale per le Risorse Minerarie ed Energetiche, Divisioni I, IV e VI)

- perforazione da Vega B di No. 4 pozzi iniziali a singolo completamento. 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 (Edison, 2012a)*;
- posa di due condotte sottomarine congiungenti le piattaforme 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 attuale produzione dei pozzi;
- posa di cavi elettrici sottomarini in media tensione per l'alimentazione della piattaforma Vega B dall'esistente piattaforma Vega A utilizzando un nuovo sistema di generazione;
- realizzazione di alcune modifiche impiantistiche sulla piattaforma Vega A, la principale delle quali è costituita dalla sostituzione dell'attuale sistema di generazione di energia elettrica con impianti di nuova generazione maggiormente performanti e a minor impatto ambientale in grado di utilizzare il gas di separazione dal greggio come combustibile per produrre energia, fermo restando il fatto che l'attuale capacità produttiva degli impianti sulla piattaforma Vega A è in grado di assicurare il trattamento dei livelli di produzione complessivi attesi.

Preliminarmente alle attività di perforazione si prevede inoltre di effettuare un rilievo sismico 2D (mediante airgun) volto a definire la presenza di eventuali sacche di gas superficiale al fine di evitarne l'interferenza nelle prime fasi di perforazione (fino a 300 m).

Con riferimento al progetto di in esame come sopra definito, il presente documento costituisce il Quadro di Riferimento Progettuale dello Studio di Impatto Ambientale che è stato predisposto ai sensi dell'Articolo 4 del DPCM 27 Dicembre 1988 e Art. 22 e Allegato VII del D.Lgs 152/2006 e s.m.i. e descrive:

- le motivazioni che hanno condotto a sviluppare il progetto;
- le caratteristiche delle opere progettate, nel loro complesso, con riferimento a finalità e obiettivi;
- le caratteristiche tecniche e fisiche del progetto;
- l'insieme dei condizionamenti e vincoli di cui si è dovuto tenere conto nella redazione del progetto;
- le motivazioni tecniche della scelta progettuale e delle principali alternative (sia costruttive che di ubicazione) prese in esame, con riferimento anche ai sistemi di abbattimento e contenimento degli inquinanti;
- le eventuali misure non strettamente riferite al progetto o provvedimenti di carattere gestionale che si ritiene opportuno adottare per contenere gli impatti, sia nel corso della costruzione che durante l'esercizio delle opere;
- gli interventi di ottimizzazione dell'inserimento nel territorio e nell'ambiente;
- gli interventi tesi a riequilibrare eventuali scompensi indotti sull'ambiente.

Il presente documento è così strutturato:

- Capitolo 2: illustra le motivazioni e gli obiettivi generali di progetto;
- Capitolo 3: descrive le attività di coltivazione in atto del campo olio Vega A e gli aspetti ambientali;

* I riferimenti sono riportati alla fine del testo.

- Capitolo 4: descrive gli interventi in progetto per lo sviluppo del giacimento;
- Capitolo 5: illustra le motivazioni delle scelte progettuali e le alternative prese in considerazione;
- Capitolo 6: riporta la normativa e gli standard di riferimento;
- Capitolo 7: descrive le attività di cantierizzazione e di perforazione dei pozzi e la relativa tempistica;
- Capitolo 8: riporta le modalità previste per la dismissione delle strutture;
- Capitolo 9: descrive il quadro delle possibili interazioni delle opere in progetto con l'ambiente nella fase di cantierizzazione e di perforazione dei pozzi e nell'assetto di esercizio futuro, confrontando quest'ultimo con lo stato attuale;
- Capitolo 10: illustra le misure progettuali di prevenzione e riduzione degli impatti e le misure di monitoraggio dei parametri ambientali;
- Capitolo 11: riporta le procedure per la gestione delle emergenze.

Nell'Appendice A è riportata la scheda tecnica di un tipico mezzo navale che potrà essere impiegato per la realizzazione dei survey sismici.

Nell'Appendice B 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

2.1 INQUADRAMENTO DEL MERCATO ENERGETICO

2.1.1 Mercato degli Idrocarburi - Situazione Mondiale

Il presente paragrafo riporta le principali previsioni proposte dall'“*International Energy Outlook 2011*” (Energy Information Administration - EIA, 2011). in merito al consumo energetico ed alle principali fonti energetiche utilizzate.

Come mostrato di seguito in figura, nonostante la situazione attuale di crisi economica, il consumo energetico è destinato ad aumentare del 53% dal 2008 fino al 2035 (EIA, 2011). Il maggior consumo di energia nelle previsioni 2008 – 2035 è riconducibile ai paesi al di fuori dell'OECD (*Organization for Economic Cooperation and Development*).

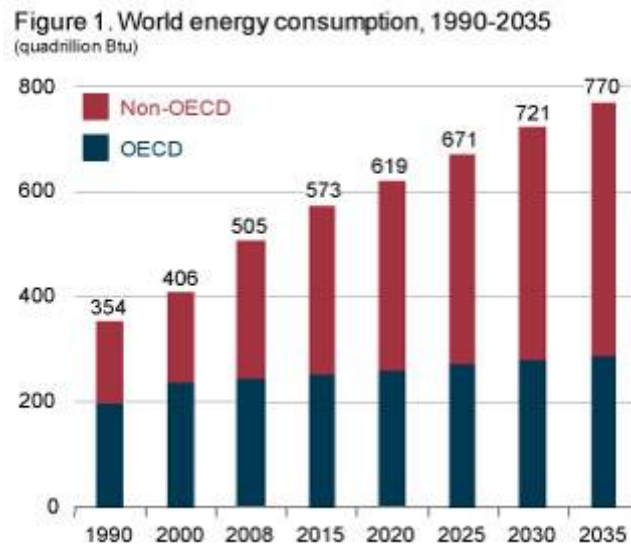


Figura 2.a: Consumi di Energia Storici e Previsioni a Livello Mondiale (EIA, 2011)

Come mostrato in Figura si prevede un aumento di circa 265×10^{15} Btu² tra il 2008 e il 2035.

Per quanto riguarda le diverse fonti energetiche, nella seguente Figura (EIA, 2011) si nota come le proiezioni prevedono trend di crescita simili per le diverse fonti ad esclusione del nucleare, per il quale la crescita è limitata.

² Btu (British thermal unit): Unità del sistema tecnico anglosassone di misura della quantità di calore, dell'energia e del lavoro; la “Btu internazionale” è pari a 1055.56 joule. Multipli della Btu sono il therm, corrispondente a 100.000 Btu, e il Decatherm, corrispondente a 10 therm ossia a un milione di Btu (MMBtu). Il quad corrisponde ad un quadrillion di Btu ossia 10^{15} Btu. Il quad è una unità di misura utilizzata nel calcolo dei consumi di energia. Un milione di barili di olio al giorno equivalgono a due quad all'anno. La quantità di calore ottenibile da un combustibile viene espressa in Btu nei Paesi anglosassoni.

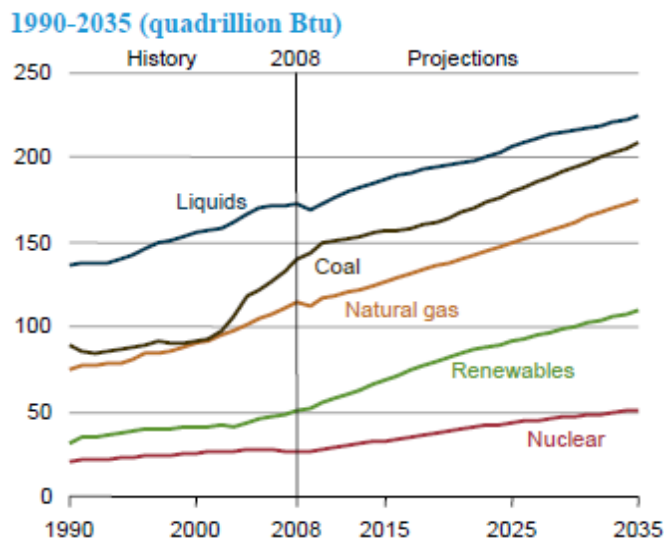


Figura 2.b: Consumo di Energia nel Mondo – 1990-2035 (EIA, 2011)

Particolare evidenza si pone alle proiezioni dei consumi di combustibili liquidi per i quali si prevede, tra il 2008 e 2035, un aumento dei consumi da circa 86 milioni di barili/giorno a circa 112 milioni di barili/giorno (si veda la Figura seguente).

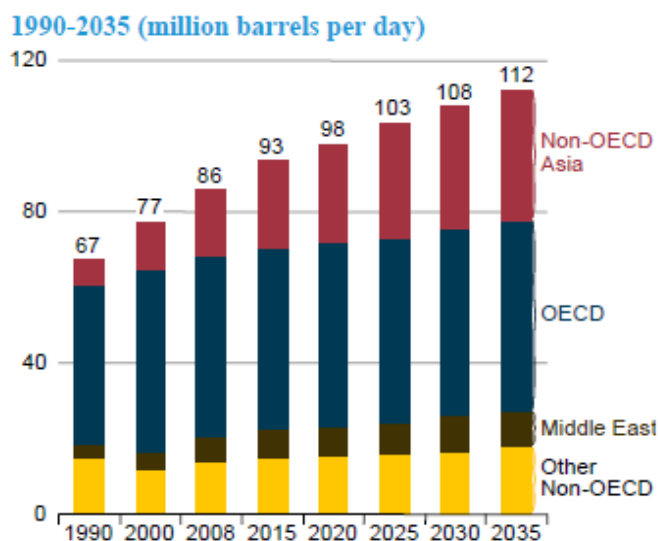


Figura 2.c: Consumo di Combustibili Liquidi – 1990-2035 (EIA, 2011)

2.1.2 Mercato degli Idrocarburi - Situazione Nazionale

Come riportato nella relazione Annuale 2011 dell'Unione Petrolifera (2011a), nel 2010, dopo la crisi economia mondiale è stato osservata una ripresa "a due velocità": forte nei Paesi emergenti, tornati ai livelli pre-crisi, debole negli Stati Uniti, diseguale nell'Area dell'Euro. Il nostro Paese ha rilevato un recupero del Pil nel 2010 pari all'1.3 %, analogo a quello del Regno Unito, ma più moderato rispetto agli altri Paesi (Giappone +3.9 %, Germania +3.6 %, Stati Uniti +2.8 %) (Unione Petrolifera, 2011a).

Dopo quattro anni di diminuzione, i consumi di energia nel 2010 hanno rilevato un incremento del + 2.7 %, essendosi attestati sui 185.3 Mtep³, contro i 180.3 del 2009. La ripresa della produzione industriale ed il conseguente aumento della domanda elettrica (+1.8 %) hanno infatti consentito a tutte le fonti energetiche, ad eccezione del petrolio, un recupero di 5 degli 11 Mtep persi nel 2009. La flessione dei consumi di prodotti petroliferi, scesi a 72.1 Mtep (-1.7 %) è legata al calo sia negli usi termoelettrici sia nella autotrazione.

In linea generale, le previsioni confermano che il peso del petrolio si sta progressivamente ridimensionando a favore del gas, ma i dati attuali ribadiscono che ancora oggi la domanda energetica primaria risulta essere soddisfatta per il 39 % circa dai prodotti petroliferi ed il presunto trend di decrescita della domanda stessa, vedrà comunque ricoprire dai prodotti petroliferi un ruolo ancora molto importante nel mercato globale dell'energia (Unione Petrolifera, 2011b).

La domanda complessiva di energia primaria, stimata per il 2011 a 177.5 milioni di Tep, sale a 186.6 nel 2015 e a 195.5 nel 2025. I 191.6 milioni di Tep stimati per il 2020 sono quasi equivalenti ai consumi del 2003, con una notevole presenza delle rinnovabili, da 11 a oltre 26 Mtep, a cui hanno ceduto spazio soprattutto i prodotti petroliferi, che scendono da circa 91 a 68 Mtep (Unione Petrolifera, 2011b).

Relativamente alla produzione nazionale di idrocarburi l'anno 2010 si è chiuso positivamente sotto il profilo delle quantità di idrocarburi prodotti nel nostro Paese: la produzione nazionale di greggio ha registrato un +10.9 %, tornando a superare i 5 milioni di tonnellate, mentre nel 2009 non aveva raggiunto i 4.6 milioni (Unione Petrolifera, 2011a).

Nel 2010, a seguito del divieto introdotto dal D.Lgs. No. 128/2010 che ha bloccato tutte le attività di esplorazione e produzione in una fascia fino a 12 miglia da qualsiasi area protetta sono stati stimati impatti negativi non indifferenti quantificati in una diminuzione delle riserve già accertate per 200 milioni di Tep (22 miliardi di metri cubi di gas e oltre 60 milioni di barili di olio), una non valorizzazione per riserve esplorative possibili e potenziali di 500 milioni di Tep, nonché il dimezzamento del gettito fiscale del settore Esplorazione e Produzione nell'arco di 3-4 anni, il cui contributo attuale è di oltre 1.2 miliardi (Unione Petrolifera, 2011a). Considerando le quotazioni del greggio e del gas naturale, complessivamente la produzione nazionale di idrocarburi nel 2010, pari a 11.9 Mtep, ha soddisfatto il 6.4 % del fabbisogno energetico nazionale, consentendo un risparmio di circa 4.2 miliardi di euro nella nostra fattura energetica, circa 900 milioni in più rispetto al 2009 (Unione Petrolifera, 2011a).

Alla luce di quanto sopra la realizzazione del progetto di sviluppo del Campo Vega B, che si sviluppa a circa 20 km dalle coste meridionali della Sicilia e al di fuori delle aree di divieto indicate dal D.Lgs. 128/2010 ed è in grado di garantire una produzione prevista di circa 16.7 milioni di barili tra il 2016 e il 2037, rivestendo un ruolo fondamentale nell'assicurare i fabbisogni energetici del Paese.

³ Tep: Tonnellata Equivalente di Petrolio (TEP), ed il suo multiplo per milione (Mtep), sono unità di misura usate per rendere più maneggevoli le cifre relative a grandi valori di energia. La TEP rappresenta la quantità di energia rilasciata dalla combustione di una tonnellata di petrolio greggio e vale circa 42 miliardi di joule. Il valore è fissato convenzionalmente, dato che diverse varietà di petrolio posseggono diversi poteri calorifici. Analoga unità di misura è il barile equivalente di petrolio, fissato convenzionalmente in 0.146 TEP (una tonnellata di petrolio corrisponde a circa 6.841 barili).

2.2 SVILUPPO DEL CAMPO OLIO VEGA

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, 2011m).

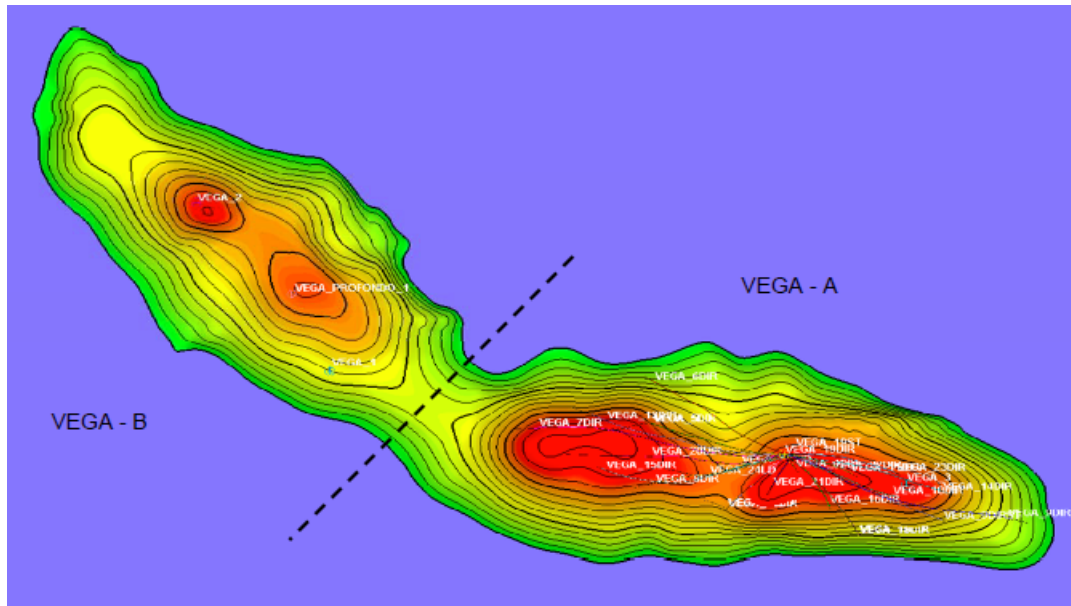


Figura 2.d: Giacimento Vega (Edison, 2011m)

La parte orientale del giacimento (Vega A nella figura) è stata sviluppata attraverso la perforazione di No. 21 pozzi, anche orizzontali, ed è oggetto delle attività di coltivazione attualmente in atto.

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 oggetto del presente studio.**

Per il suo sviluppo è prevista la realizzazione iniziale di No. 4 pozzi inclinati. I pozzi saranno 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 (Edison, 2011m).

Nella seguente Figura è rappresentato il profilo preliminare di produzione annua previsto per il giacimento, in migliaia di barili: in verde è indicata la produzione prevista per il campo olio Vega A e in giallo quella stimata per il campo olio Vega B (Edison, 2011b). La portata iniziale prevista per il Campo Vega B è pari a 6,400 barili/giorno (BOPD).

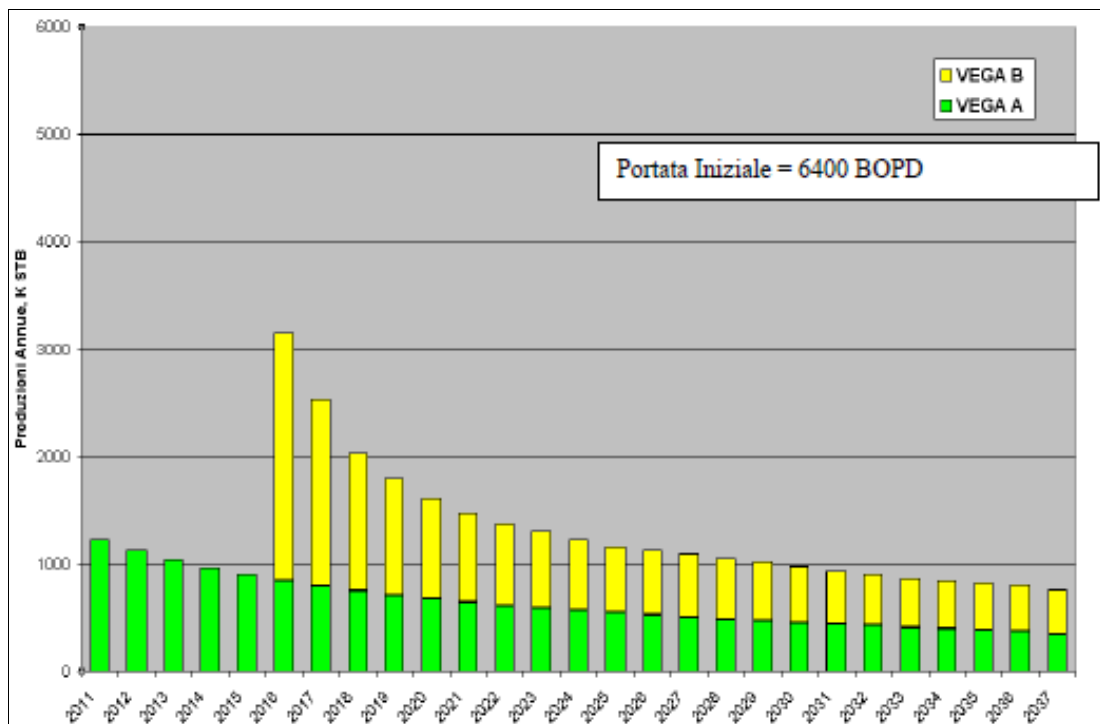


Figura 2.e: Profilo Preliminare di Produzione (Edison, 2011b)

3 DECRIZIONE DELLE ATTUALI ATTIVITÀ DI COLTIVAZIONE

3.1 ASPETTI AUTORIZZATIVI

3.1.1 Concessione Mineraria C.C6.EO

Il giacimento Vega ricade nella concessione di coltivazione denominata "C.C6.EO", operata da Edison S.p.A..

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.

**Tabella 3.1: 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

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 3.2: Concessione Mineraria – Vertici (sito web UNMIG)

Vertice	Longitudine E (Greenwich)	Latitudine N
a	14° 35'	36° 38'
b	14° 37'	36° 38'
c	14° 37'	36° 37'
d	14° 38'	36° 37'
e	14° 38'	36° 36'
f	14° 40'	36° 36'
g	14° 40'	36° 35'
h	14° 39'	36° 35'
i	14° 39'	36° 34'
l	14° 38'	36° 34'
m	14° 38'	36° 33'
n	14° 42'	36° 33'
o	14° 42'	36° 29'

Vertice	Longitudine E (Greenwich)	Latitudine N
p	14° 35'	36° 29'
q	14° 35'	36° 30'
r	14° 33'	36° 30'
s	14° 33'	36° 31'
t	14° 31'	36° 31'
u	14° 31'	36° 35'
v	14° 32'	36° 35'
z	14° 32'	36° 36'
a'	14° 34'	36° 36'
b'	14° 34'	36° 37'
c'	14° 35'	36° 37'

3.1.2 Contenuti del Programma di Sviluppo

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 nei successivi paragrafi, 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. 21 pozzi off-shore.

L'attuale assetto del campo olio Vega A è rappresentato nella Figura 3.1 allegata al testo.

Le attività di coltivazione in atto riguardano la sola culminazione orientale del giacimento (campo olio Vega A), che ad oggi ha prodotto circa 55.5 milioni di barili di olio.

3.1.3 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 1979⁴, 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). Si evidenzia che la capacità produttiva è stata limitata ad una produzione media annua di 7,000 barili /giorno con successivo Decreto di autorizzazione delle emissioni in atmosfera del 7 Settembre 1994 (si veda il successivo Paragrafo 3.1.5).

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 $\text{Sm}^3 \text{ gas/m}^3 \text{ olio}$) è attualmente pari a circa 5 (circa 10 fino al 1997). Il quantitativo di gas prodotto è quindi pari a circa 2,400-2,500 $\text{Nm}^3/\text{giorno}$ alla produzione effettiva (anno 2011).

Nella seguente Tabella sono riportate le produzioni annue di petrolio (al netto del diluente iniettato) e di gas prodotti su Vega A registrate nel periodo 2009-2011 (Edison, 2011c; Edison, 2011r). Si evidenzia che i valori relativi al 2009 riguarda il periodo di interruzione della produzione dovuto alla sostituzione del galleggiante FSO (si veda il successivo Paragrafo 3.4.2); la produzione è ripresa a fine 2009.

Tabella 3.3: Piattaforma Vega A - Produzione Annua di Petrolio e Gas (Edison, 2011c; Edison, 2011r)

Tipologia	UdM	2009	2010	2011
Produzione di Petrolio (al netto del diluente iniettato)	Barili	65,900	1,306,000	1,108,690
Produzione di Gas	m^3	49,000	965,000	779,602

3.1.4 Gestione delle Acque di Produzione

Attualmente la produzione del campo olio Vega è anidra (Edison, 2011d).

⁴ 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

3.1.5 Autorizzazione alle Emissioni in Atmosfera Piattaforma Vega A

La Piattaforma Vega A, con Decreto No. 51 del 7 Settembre 1994 è stata autorizzata, ai sensi del DPR 203/88 e del DM 12 Luglio 1990, per le emissioni originate dagli impianti installati su di essa. L'autorizzazione indica che:

- la distanza dalla costa assicura l'ottimale dispersione delle emissioni e anche per le località costiere più vicine è escludibile ogni significativa alterazione della qualità dell'aria. Sulla base del DM 12 Luglio 1990, i limiti di emissione possono ritenersi rispettati;
- le emissioni di eventuali motori fissi esistenti a bordo ed utilizzati per le attività di coltivazione degli idrocarburi non devono superare quelle stabilite dal DM 12 Luglio 1990.

Il D.Lgs 152/2006 e s.m.i., che ha abrogato il D.M. 12 Luglio 1990, costituisce la vigente normativa in materia di emissioni in atmosfera e stabilisce i valori limite di emissione in atmosfera con riferimento alle varie tipologie di inquinante e di impianto.

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 smi⁵.

3.2 CARATTERISTICHE GENERALI DEL GIACIMENTO

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).

⁵ Il D.L. 9 Febbraio 2012, No. 5, convertito con Legge del 4 Aprile 2012 No. 35 ha inserito gli "impianti localizzati interamente in mare su piattaforme off-shore" tra le opere soggette ad AIA (Allegato VIII alla Parte Seconda del D.Lgs. 152/2006 e smi).

Una stratigrafia tipo è riportata nella seguente Figura.

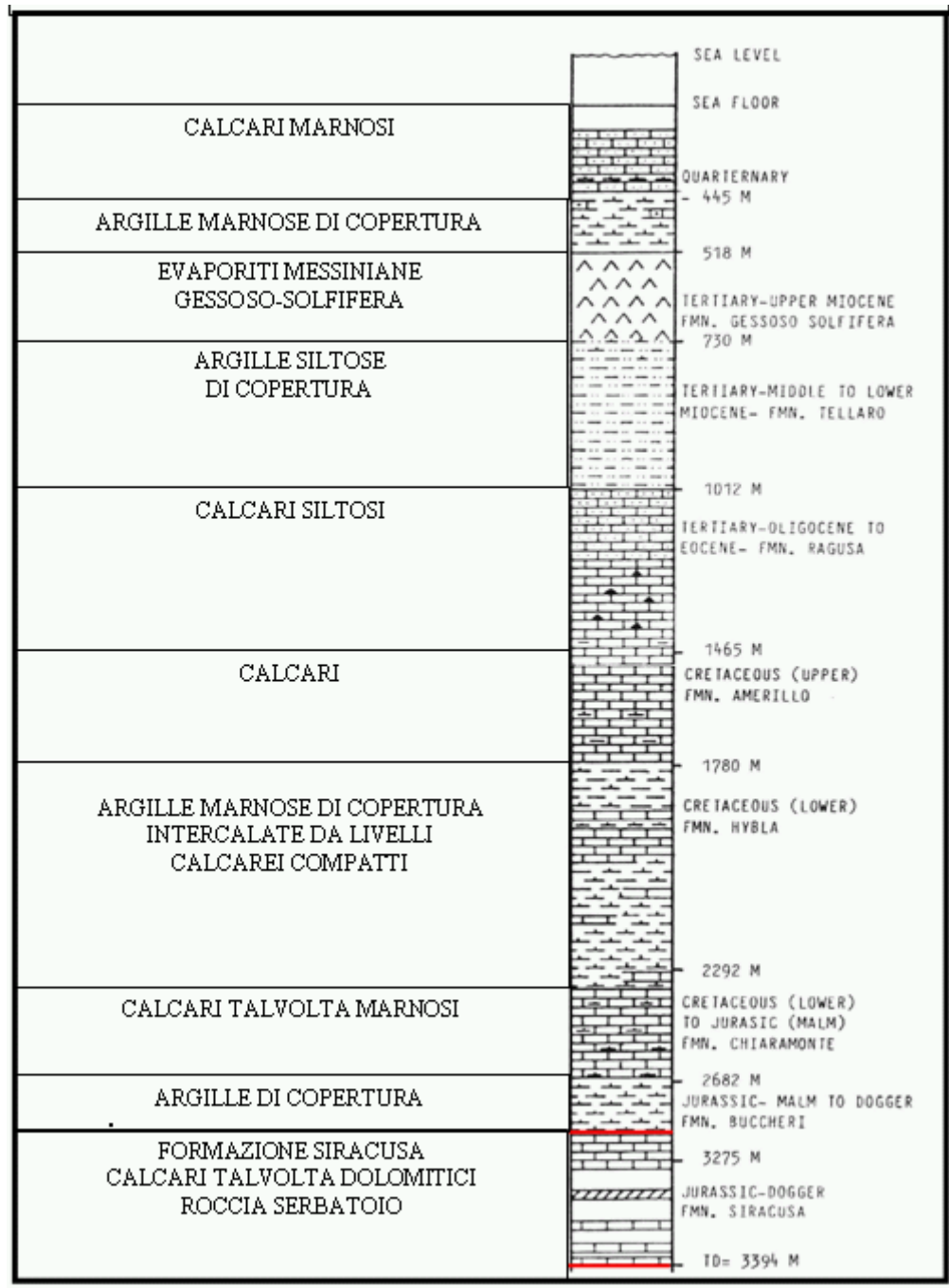


Figura 3.a: Giacimento Vega - Colonna Litostratigrafica Tipo

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 (15.5°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 si trova ad una profondità di circa 2,750 m s.s.l .

Le caratteristiche del giacimento e dell'olio presente sono sintetizzate nella seguente Tabella (Edison, 2006b).

Tabella 3.4: Caratteristiche del Giacimento Vega (Edison, 2006b)

Caratteristiche Giacimento	
Profondità	2,400 – 2,800 m
Contatto olio-acqua	2,750 m s.s.l
Caratteristiche dell'Olio	
Condizioni di giacimento	265.8 bar e 101 °C @ 2,650 m
Densità olio	15.5° API
Viscosità olio	110 cP
Pressione di bolla	31 bar
Fattore di volume	1.07
Gas in soluzione	5-10 Sm ³ /m ³

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 = $[141.5/(sp.gr.) - 60] - 131.5$ 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

3.3 IMPIANTI E INFRASTRUTTURE

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

- No. 21 pozzi di coltivazione;
- la piattaforma di estrazione, denominata “Vega A”;
- un deposito galleggiante FSO (“Floating Storage and Offload”) ormeggiato ad una monoboa SPM (“Single Point Mooring”);
- condotte sottomarine di collegamento tra la piattaforma e il galleggiante.

3.3.1 Caratteristiche dei Pozzi

Sulla piattaforma Vega A afferiscono No. 21 pozzi, di cui No. 18 risultati produttivi.

No. 14 dei pozzi sono stati pre-perforati con un impianto semisommersibile (il “Biscay 1”) nel periodo 1983-1986. I restanti No. 7 pozzi sono stati perforati e completati dalla

piattaforma nel periodo 1987- 1991. Le No. 14 teste pozzo sottomarine dei pozzi pre-perforati sono state poi collegate al deck della piattaforma installando tre “tie back” casing per ogni pozzo.

I pozzi sono tutti equipaggiati di completamento singolo in colonna di produzione da 9”5/8.

Nella seguente Figura è rappresentato schematicamente lo sviluppo dei pozzi che si diramano dalla piattaforma (Edison, 2006b).

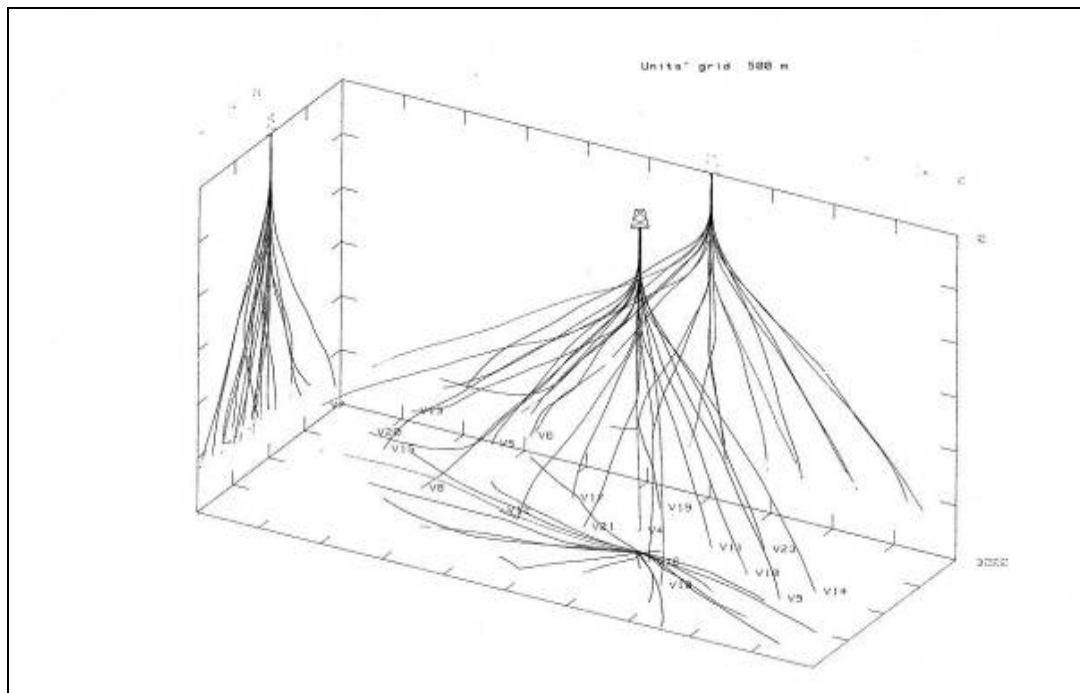


Figura 3.b: Campo Olio Vega A – Schema Pozzi (Edison, 2006b)

Nella seguente Tabella sono riportate le informazioni relative ai pozzi realizzati, con indicazione delle profondità, delle quote di tubaggio e dei dati di deviazione (Edison, 2006b).

Tabella 3.5: Pozzi Vega A – Profondità, Quote Tubaggio e Deviazione Pozzi (Edison, 2006b)

Pozzo No.	Slot No.	Profondità RKB ⁷ – Vega A (m)							Incl. (°)	Azimut (°)	KOP ⁸ (m)
		Total Depth		Casing				Liner			
		MD ⁹	VD ¹⁰	30"	20"	13" 3/8	9" 5/8	7"			
Vega 4	B-3	2,733	2,696	202	350	1,210	2,523	-	18	147	1,591
Vega 5	C-2	3,176	2,690	213	323	1,236	2,976	-	42	287	372
Vega 5 LD	-	3,400	2,548	213	323	1,236	2,976	-	93	279	372
Vega 6	C-5	3,437	2,848	213	325	1,231	3,296	-	49	303	373

⁶ Tie-back: operazione di collegamento tra un pozzo già perforato e la piattaforma fissa di produzione.

⁷ Rotary Kelly Bushing: profondità dalla base dell'asta motrice della tavola rotary.

⁸ Kick-Off Point: punto di inizio deviazione di un tratto curvo con inclinazione crescente e raggio costante.

⁹ Measured Depth: percorso effettivo, misurato lungo l'asse del foro dal punto di riferimento a quota zero.

¹⁰ Vertical Depth: differenza di quota tra il punto di riferimento e il fondo pozzo.

Pozzo No.	Slot No.	Profondità RKB ⁷ – Vega A (m)							Incl. (°)	Azimut (°)	KOP ⁸ (m)
		Total Depth		Casing				Liner			
		MD ⁹	VD ¹⁰	30"	20"	13" 3/8	9" 5/8	7"			
Vega 7	C-1	4,044	2,628	213	302	1,442	3,854	-	63	276	323
Vega 8	B-2	3,218	2,696	225	337	1,303	2,978	-	46	255	356
Vega 9	A-4	4,043	2,830	213	338	1,246	3,845	-	55	109	368
Vega 9 ST	-	3,327	2,622	213	338	1,246	1,917	3,266	57	116	368
Vega 10	A-2	3,035	2,631	213	319	1,189	2,880	-	43	114	487
Vega 11	B-4	2,830	2,643	212	358	1,200	2,668	-	33	110	778
Vega 12	C-3	3,105	2,864	212	378	1,293	2,791	3,074	32	224	810
Vega 12 LD	-	3,052	2,615	212	378	1,293	2,791	-	92	236	810
Vega 13	C-4	3,723	2,658	213	308	1,262	3,402	-	69	285	459
Vega 14	A-5	3,360	2,665	212	308	1,296	3,194	-	49	106	467
Vega 15	B-1	3,450	2,593	212	320	1,266	3,340	-	50	265	353
Vega 16	A-1	2,853	2,663	212	320	1,185	2,709	-	33	145	776
Vega 17	B-5	2,698	2,624	212	315	1,169	2,642	-	20	256	914
Vega 18	E-1	2,981	2,652	231	340	1,242	2,894	-	35	142	394
Vega 18 LD	-	3,293	2,621	231	340	1,242	2,894	-	95	128	394
Vega 19	D-6	2,764	2,595	231	344	1,132	-	-	44	43	1,721
Vega 19 ST	-	2,665	2,645	231	344	1,132	2,556	-	21	55	1,721
Vega 20	D-3	3,760	2,577	231	347	1,121	3,174	-	95	270	394
Vega 21	A-6	2,720	2,623	231	347	1,095	2,582	-	34	199	1,532
Vega 22	B-6	2,693	2,575	231	332	1,055	2,608	-	31	111	1,250
Vega 23	E-6	2,902	2,564	231	325	1,112	2,852	-	37	102	400
Vega 24 LD	D-1	3,170	2,621	231	316	1,132	2,772	-	94	262	750
Non utilizzato	D-5	-	-	231	-	-	-	-	-	-	-

I pozzi Vega 6, 9 e 14 non sono attualmente in attività (Edison, 2010a).

3.3.2 Piattaforma VEGA A

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



Figura 3.c: Piattaforma Vega A

La piattaforma è stata installata nel Febbraio 1987 e si trova a circa 11 miglia marine (20 km) dalla linea di base delle acque interne (Edison, 2011e). Le coordinate geografiche della piattaforma, riferite al Datum WGS84, sono riportate nella seguente Tabella (Edison, 2011e).

Tabella 3.6: 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 slm.

3.3.2.1 Caratteristiche della Struttura

La piattaforma è formata da una struttura portante ("jacket") e da moduli. Il jacket è costituito da una torre reticolare alta 140 m, con otto colonne ("gambe") collegate da traversi e diagonali. Le dimensioni del jacket sono di 70 x 48 m a fondo mare e 50 x 18 m in sommità (Edison, 2006b).

Sono presenti No. 6 telai orizzontali al passo di circa 24 m che servono a sostenere le guide dei pozzi. Complessivamente sono presenti No. 30 slot per pozzi, di cui No. 21 utilizzati (Edison, 2006b).

Il jacket è ancorato al fondo da No. 20 pali verticali in acciaio lunghi 85 m e del diametro di 2.6 m, battuti ad una profondità di 65 m sul fondale. Il peso delle strutture permanenti ed ausiliarie del jacket al momento del varo era di 11,200 tonnellate, il peso dei No. 20 pali di 4,300 tonnellate (Edison, 2006b).

Due travi parallele situate nella parte più alta del jacket sostengono gli impianti modulari di produzione, di alloggio e ausiliari. Tutti gli impianti sono contenuti in moduli con struttura indipendente l'uno dall'altro. I moduli presenti e la relativa funzione sono descritti in sintesi nella seguente Tabella (Edison, 2010a) mentre la struttura della piattaforma è illustrata nella Figura 3.2 allegata.

Tabella 3.7: Piattaforma Vega A - Impianti Modulari (Edison, 2010a)

Impianto Modulare	Funzione
Modulo 010	Riguarda la zona strutturale
Modulo 100	Sala controllo e zona generatore aria calda, trasformatori energia elettrica
Modulo 110	Zona pompe acqua di mare, antincendio e generatore emergenza (comprende officine e laboratorio analisi), lance di salvataggio e rescue boat
Modulo 120	Zona produzione (separatori, scambiatori e pompe di trasferimento)
Modulo 130	Zona teste pozzo
Modulo 140	Moduli alloggi (mensa, uffici, archivio, sala radio, cabine e sala TV)
Modulo 150	Zona helideck
Modulo 160	Zona fiaccola e stoccaggio prodotti chimici
Modulo 170	Zona gru

Impianto Modulare	Funzione
Modulo 180	Zona stoccaggio gasolio, diluente, acqua potabile, trattamento acque nere
Moduli D3-D4-D6	Comprende tutta l'area di movimentazione sul parco tubi, sala motori e diesel d'emergenza

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).

3.3.2.2 Personale

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). Il personale Edison gestisce l'impianto di produzione e servizi (con il presidio della sala controllo e perlustrazioni presso l'impianto) e la gestione delle scadenze e delle verifiche sulle apparecchiature di sicurezza. La manutenzione programmata e di primo intervento e la gestione della distribuzione dell'energia elettrica è affidata ad una società esterna di global service. Altri servizi di mantenimento della piattaforma per verniciatura, controlli, ispezioni strutturali, catering, trasporti, sono appaltati a ditte esterne.

Il personale usufruisce dei turni di riposo secondo una turnazione che prevede 14 giorni a bordo e 14 giorni di riposo a terra. L'accesso al campo Vega per l'avvicinamento del personale e degli eventuali tecnici incaricati di manutenzioni straordinarie avviene in elicottero dall'eliporto di Siracusa o con mezzo navale dal porto di Pozzallo (supply vessel).

3.3.3 FSO Leonis

La FSO "Leonis" è di proprietà di una società terza ("Consorzio CEM"), cui Edison ha affidato un contratto di noleggio per la gestione e la trasformazione della petroliera Leonis in deposito galleggiante.

3.3.3.1 Caratteristiche Tecniche

L'unità navale di tipo Aframax¹¹ "Leonis", a doppio scafo e doppio fondo, è stata installata nel 2009, in sostituzione del precedente galleggiante a singolo scafo ("Vega Oil"), al fine di ottemperare alle nuove normative europee in materia di doppio scafo.

Ad Ottobre 2007 la produzione della piattaforma Vega A è stata sospesa e, nel Luglio 2008, la Vega Oil è stata disconnessa dalla monoboa SPM con lo sganciamento telecomandato a distanza delle flange di accoppiamento.

I lavori di trasformazione sono iniziati nel bacino di carenaggio di Trieste con la pulizia, la sabbatura e la verniciatura dello scafo e la pulizia e manutenzione delle casse del carico e di zavorra. Sono stati quindi eseguiti lavori di rinforzo strutturale di fasciame, bracci e colonne, e lavori propedeutici per l'installazione e per l'ancoraggio prodiero del galleggiante al sistema di ormeggio. Le attività sono proseguite nel cantiere di Punta Cugno - Augusta (SR), con l'adeguamento degli impianti per la ricezione del greggio prodotto dalla

¹¹ Termine internazionale per nave petroliera di portata lorda (DWT) tra le 80,000 e le 120,000 tonnellate. Il termine deriva dal sistema di classificazione stabilito con l'Average Freight Rate Assessment o AFRA (Sito web www.federimorchiatori.it, Federazione Italiana Armatori di Rimorchiatori).

piattaforma Vega A, e di quelli per le operazioni di allibo sulle petroliere adibite al trasporto del greggio agli impianti di raffinazione.

La costruzione dello yoke e del tanker beam, e il ripristino strutturale delle cerniere, dei perni e dei cuscinetti reggispinta sono stati effettuati dal Consorzio CEM nel cantiere di Punta Cugno. L'assemblaggio finale e l'installazione del tanker beam e dello yoke sulla Leonis sono stati eseguiti nel medesimo cantiere di Punta Cugno con l'utilizzo di adeguati mezzi di sollevamento.

Asse elica e timone della nave sono bloccati.

Completati i lavori di conversione e del sistema di connessione, la Leonis è stata rimorchiata e trainata da Punta Cugno sino al sito della connessione. La petroliera, trasformata in FSO, è stata ancorata alla boa di ormeggio a Ottobre 2009. La produzione del campo olio Vega è quindi ripresa a Dicembre 2009.

Il galleggiante FSO è rappresentato nella seguente Figura, nella quale è visibile, in giallo a prua della FSO, il sistema di ormeggio al SPM.



Figura 3.d: FSO Leonis

Le coordinate geografiche della FSO sono riportate nella seguente Tabella (Edison, 2010b).

Tabella 3.8: FSO Leonis - Coordinate Geografiche (Edison, 2010b)

Latitudine	Longitudine
36° 33' 33.069" N	14° 38' 14.075" E

Il fondale marino sottostante si trova a una profondità di circa 120 m.

La petroliera Leonis è stata costruita nel 1994 da Fincantieri Ancona ed è dotata di doppio scafo sin dalla data di produzione.

La nave è dotata di No. 7 cisterne di carico, con capacità complessiva di 98,400 m³ (al 98%), di cui circa 84,000 m³ circa, al netto delle capacità destinata allo stoccaggio gasolio diluente, possono esser utilizzati per lo stoccaggio del carico (Edison, 2012a).

Il greggio pompato dalla piattaforma arriva al FSO tramite condotta sottomarina e condotte rigide fissate al SPM e poi tramite condotte flessibili fissate al braccio di ormeggio. In derivazione alle condotte di arrivo a prua è installato un dispositivo di ricezione coi collettori di imbarco del greggio. La FSO riceve il greggio, lo distribuisce nelle diverse cisterne di carico e, se necessario, lo riscalda tramite sistema a vapore per mantenere la giusta fluidità e contenere le sollecitazioni termiche nelle strutture della nave. Una seconda condotta consente di trasferire il diluente (gasolio) dal FSO alla piattaforma per rendere più fluido il greggio.

Le caratteristiche della nave FSO Leonis e la capacità delle cisterne di carico sono sintetizzate nelle seguenti Tabelle (Edison, 2009a; Edison, 2012b).

Tabella 3.9: FSO Leonis – Caratteristiche (Edison, 2009a; 2012b)

Dato		Valore
Costruttore		FINCANTIERI ANCONA
Classe		RINA ed ABS
Dimensioni (lunghezza fuori tutto x larghezza)		233 x 43 m
Portata alla massima marca ¹²		85,600 ton
Conformità del SPM		OCIMF
Cisterne di Carico		
Cisterna	Capacità (m ³)	Sostanza stoccata
1	11,059	Stoccaggio Blend
2	14,114	Stoccaggio Blend
3	14,277	Stoccaggio blend
4	14,277	Settling blend
5	14,277	Gasolio diluente
6	14,261	Stoccaggio Blend
7	16,124	Stoccaggio Blend

Nota:

Al fine di diminuire il numero di allibi di gasolio diluente è stato proposto di modificare la destinazione d'uso della cisterna No. 3 per adibirla a stoccaggio di gasolio diluente.

Il particolare del piano delle capacità della Leonis è riportato nella Figura 3.3 allegata.

3.3.3.2 Sistema di Ormeggio

Il sistema di ormeggio della nave FSO Leonis, costituito da boa, yoke e tanker beam, è stato interamente progettato da Edison.

¹² Segno di riferimento che indica il livello massimo di immersione dello scafo nel rispetto delle condizioni di sicurezza previste dal costruttore (Sito web www.federimorchiatori.it, Federazione Italiana Armatori di Rimorchiatori).

La FSO Leonis può ruotare a 360° intorno alla boa in modo da offrire sempre la minor resistenza al vento, alle onde e alla corrente, minimizzando gli effetti di rollio e beccheggio.

Il sistema di ormeggio “ark-yoke” è costituito da una colonna articolata ancorata al fondo marino da una base a gravità inglobante un giunto cardanico che assicura lo snodo tra colonna e base.

La FSO è ormeggiato in permanenza alla colonna tramite un braccio d'ormeggio rigido e l'adeguamento del grado di libertà è dato da un giunto triassiale sulla testa della colonna e dalle cerniere sulla prua della nave. In sostanza il sistema è costituito dai seguenti elementi principali:

- colonna cilindrica di acciaio: è il maggior componente del sistema di ormeggio; essa è alta 125 m. , ha un diametro di 9 m. e pesa 2,000 ton (circa 7,000 ton inclusa la zavorra e l'acqua). La colonna contiene zavorra pesante nella parte inferiore ed è divisa in compartimenti stagni nella sua parte superiore ai fini del galleggiamento e della stabilità. Sulla testa della colonna è installato il giunto triassiale e la sua struttura rotante;
- tubazioni per blend, diluente e acqua (non utilizzata): la colonna fa da supporto per i risers del crudo, dell'acqua e del diluente. Le tubazioni, che entrano dalla testa della colonna, corrono verticalmente all'interno della stessa, quindi sono opportunamente supportate sul fasciame esterno della colonna e scendono verticalmente in mare, fino in prossimità del fondo, ove, dopo un breve tratto orizzontale, si collegano a manichette flessibili da cui si dipartono le tubazioni sottomarine (sea line) verso la piattaforma;
- base di gravità: di sezione quadrata con lato da 33 m. e di 13 m. in altezza. Essa sostiene, nella sua parte centrale, il giunto di ancoraggio della colonna cilindrica. La struttura consiste in quattro travi scatolate collegate a No. 4 serbatoi cilindrici riempiti con zavorra pesante;
- giunto cardanico : collega la base con la parte inferiore della colonna. Esso utilizza boccole autolubrificanti; la connessione è realizzata con bulloni pretensionati che permettono lo sganciamento della colonna;
- giunto triassiale: consente al braccio di ormeggio l'adeguato grado di libertà nel senso della rotazione, beccheggio e del rollio. La sua struttura anulare contiene al suo interno l'alloggio per i risers e per la struttura di supporto del relativo giunto rotante.

La circolazione del greggio fra i risers sottomarini ed il serbatoio di stoccaggio è realizzata tramite un insieme di tubazioni flessibili (che possono assorbire i movimenti di relativi del FSO nei piani verticale ed orizzontale e quelli di rotazione dovute a rollio e beccheggio) e da un giunto girevole che assicura la continuità del collegamento fra la parte fissa e quella girevole del sistema di ormeggio.

I due sistemi di ormeggio e di circolazione dei fluidi sono completamente indipendenti uno dall'altro.

Nella seguente Figura si mostra un dettaglio dell'SPM e della prua del FSO Leonis.



Figura 3.e: SPM e FSO Leonis

Nella Figura 3.3 allegata sono riportate alcune immagini del sistema di ormeggio.

3.3.3.3 Personale

Il personale a bordo della nave FSO Leonis è attualmente costituito da 12 unità. A bordo sono presenti alloggi per No. 30 persone.

3.3.4 **Condotte Sottomarine**

Tra la piattaforma Vega A e il Sistema di Stoccaggio e caricamento FSO sono attualmente posate 4 condotte sottomarine (Edison, 2011f) :

- No. 1 condotta da DN 8" che porta il diluente dalla FSO alla piattaforma; la condotta è costituita da un tubo d'acciaio senza saldatura, DE 8.625", con spessore di parete 9.5 mm, in materiale API 5L X52 rivestito in polipropilene;
- No. 1 condotta flessibile COFLEXIP da DN 6" (DI 152.44 mm) adibita al trasferimento del blend dalla piattaforma alla FSO, priva di giunzioni intermedie e anodi sacrificali e con le sue estremità collegate alle tubazioni rigide della piattaforma e dell'SPM; la condotta è composta, dall'interno verso l'esterno, da una carcassa interna a spirale in acciaio AISI 304L, da una guaina di Crossflex (polietilene ad alta densità) con spessore di 4.5 mm, due armature a spirale incrociate costituite da fili in acciaio al carbonio NF EN 10083. Per tale condotta è previsto un intervento di manutenzione/sostituzione da realizzare indipendentemente dallo sviluppo del Campo Vega B;
- No. 2 condotte DN 10", poste all'interno di tubazioni da 14" coibentate, utilizzate in passato per il trasferimento del greggio e dell'acqua di strato (attualmente tenute a disposizione).

Le condotte sono posate a profondità che variano da circa 120 m in corrispondenza della piattaforma Vega A a circa 115 m in corrispondenza di FSO Leonis. La pendenza del

fondale è mediamente inferiore all'1%, raggiungendo in singoli punti il 2%. La lunghezza del percorso è di circa 2,500 m.

Il fondale marino è caratterizzato da argilla soffice melmosa giacente su basamento sabbioso compatto. Lo spessore dello strato argilloso varia da circa 1.5 m in corrispondenza della piattaforma Vega A a circa 7 m in corrispondenza del FSO. Le condotte sottomarine sono semplicemente posate sul fondale marino.

Il layout delle condotte esistenti tra Vega A e FSO è mostrato nella Figura 3.1 allegata.

3.4 DESCRIZIONE DEL PROCESSO

La piattaforma Vega A è in esercizio da Agosto 1987 ed attualmente produce circa 3,000 barili di greggio al giorno (Edison, 2010a) in condizioni anidre, ovvero senza la produzione di acqua associate. Il greggio estratto dai pozzi viene trattato in piattaforma e diluito con gasolio al fine di prevenire la solidificazione dell'olio e favorirne il trasporto alla nave di stoccaggio FSO.

Dalla piattaforma il greggio viene trasferito tramite la condotta flessibile da 6'' al FSO che riceve il greggio e lo distribuisce nelle diverse cisterne di carico. La FSO funge inoltre da terminale per il caricamento delle navi cisterna che trasportano a terra il greggio prodotto.

3.4.1 Piattaforma Vega A

L'erogazione del greggio dai pozzi avviene in spontanea ("free flow") attraverso i tubing di produzione che dal giacimento arrivano sino alla teste pozzo, ubicate in piattaforma e rappresentate nella seguente Figura.



Figura 3.f: Piattaforma Vega A - Teste Pozzo

Il greggio estratto dai pozzi può essere convogliato indifferentemente a No. 3 collettori, due dei quali sono collegati ai treni di produzione per la stabilizzazione del greggio ed il terzo ad un separatore test per le prove di produttività:

- collettore treno A, diametro 12'';

- collettore treno B: diametro 12”;
- collettore treno test: diametro 6”.

A causa dell'elevata viscosità, il greggio viene diluito con del gasolio denaturato (“diluente” o “flussante”) fornito alla piattaforma dal FSO tramite un'apposita sealine (linea da 8”). L'iniezione del diluente avviene nel collettore del treno di produzione in esercizio presso i manifold ubicati nella zona teste pozzo.

A bordo della piattaforma sono installati due treni di produzione, uno dei quali viene tenuto in marcia nelle normali condizioni di esercizio, ed un separatore di test per la misurazione e regolazione della portata proveniente dal singolo pozzo.

Nel collettore del treno di produzione o nel separatore vengono iniettati in continuo dei prodotti chimici (anticorrosivo, antischiuma, etc) che favoriscono la protezione delle condotte e delle apparecchiature di processo ed impediscono la formazione di schiume che possono inficiare la funzionalità delle apparecchiature. Saltuariamente viene iniettato anche un battericida.

Il Treno di Produzione comprende:

- un separatore di primo stadio;
- uno scambiatore di calore a fascio tubiero;
- un separatore di secondo stadio della produzione.

Il greggio viene convogliato nel separatore di primo stadio, rappresentato nella seguente Figura, dove avviene una prima separazione del gas a bassa pressione.



Figura 3.g: Piattaforma Vega A – Separatore di Primo Stadio

La produzione di Vega A è gestita in maniera da annullare l'effetto di richiamo delle acque dell'acquifero profondo all'interno dei pozzi di produzione (coning). Il greggio estratto da Vega A è quindi sostanzialmente anidro, con contenuti di acqua < 1% (nell'ordine del 0.1-0.2 %). Tali esigue percentuali di acqua consentono di non avere esigenze di gestione di acque di produzione. La piccola percentuale di acqua che resta anche dopo il processo di

trattamento nei treni di separazione nel blend (greggio+diluyente), viene inviata alla FSO e da essa in raffineria mediante trasporto su petroliere (Edison, 2011d).

Il blend in uscita dal separatore di primo stadio passa attraverso uno scambiatore di calore a fascio tubiero (greggio/Hot Oil) per la fase di riscaldamento e quindi viene inviato nel separatore di secondo stadio dove avviene una seconda separazione del gas e la sua disidratazione. Il greggio, scaldato fino a 80-90°C, viene inviato tramite le pompe di trasferimento attraverso la sealine da 6" al FSO, dove giunge ad una temperatura di circa 30°C.

Il fluido caldo necessario per riscaldare l'olio diatermico (Hot Oil) viene prodotto da un generatore di aria calda (combustore) che utilizza come combustibile il gas a bassa pressione separato dall'olio greggio. Attualmente vengono complessivamente prodotti, fra separatore di primo e secondo stadio, circa 100 Nm³/h di gas, con tenore in metano che può scendere fino a circa il 30%. Parte del gas è utilizzato per l'alimentazione del combustore, con portata variabile nel corso dell'anno (minore in estate) in relazione alle necessità di riscaldamento del blend.

La parte eccedente di gas che non viene impiegata per usi di processo, mediamente pari a circa 30 Nm³/h (Edison, 2011h), viene bruciata in torcia.

Il gas separato nei treni di produzione viene inviato ad un K.O. drum prima del successivo utilizzo o dell'invio in torcia.



Figura 3.h: Piattaforma Vega A – Torcia

I condensati prodotti dal sistema di raffreddamento del gas vengono recuperati in produzione. Anche i drenaggi delle linee e delle apparecchiature di processo vengono raccolti in un apposito serbatoio per i drenaggi chiusi e recuperati in produzione.

Di seguito vengono riportate alcune informazioni sui servizi di processo e generali ritenuti di interesse per il presente studio.

3.4.1.1 Sistema Generazione Energia Elettrica

La generazione di energia elettrica sulla piattaforma è assicurata da No. 4 gruppi generatori elettrici con motore diesel Caterpillar, da 1,150 kVA (920 kW) ciascuno (Edison, 2011h), ubicati nel mod. D4.

Per assicurare il fabbisogno di energia elettrica della piattaforma, nelle normali condizioni operative sono in marcia No. 2 gruppi generatori, i rimanenti gruppi sono fermi come riserva (Edison, 2010a). Lo scarico dei motori dei gruppi Caterpillar viene convogliato a No. 4 punti di emissione, ubicati nello spigolo Nord-Est della piattaforma. Nella seguente Figura sono rappresentati i camini di scarico.



Figura 3.i: Piattaforma Vega A – Camini Gruppi CAT

In caso di avaria dei generatori Caterpillar un generatore diesel di emergenza, ubicato nel modulo 110, 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 sistema di batterie è predisposto in modo che l'erogazione di energia elettrica alle installazioni avvenga automaticamente quando si arresta l'impianto elettrico di emergenza e l'impianto elettrico principale non è operante.

3.4.1.2 Sistema Generazione Aria Calda

Il generatore di aria calda (combustore) utilizzato per il riscaldamento del blend è alimentato con il gas di giacimento ed ha una potenzialità di 4,000,000 kcal/h. Combustibile ausiliario (gasolio o GPL) è utilizzato per la sola fase di avviamento. Il combustore è stato installato nel 1995

I fumi di scarico dal combustore, tramite un sistema di saracinesche, possono essere inviati a uno dei due scarichi posizionati lateralmente alla piattaforma (lati Nord e Sud), a seconda della direzione del vento. Nella seguente Figura è rappresentato uno dei condotti di scarico.



Figura 3.j: Vega A –Camino Combustore (lato Sud)

3.4.1.3 Sistema Pompaggio Acqua di Mare e Desalinizzazione

L'acqua di mare viene utilizzata principalmente per il raffreddamento di impianti e apparecchiature. L'acqua di mare è inoltre utilizzata per l'alimentazione del circuito antincendio e per l'approvvigionamento di acqua dolce per servizi e usi civili, garantito da un impianto ad osmosi inversa.

Il prelievo dell'acqua di mare avviene mediante apposite opere di presa dotate di sistema antivegetativo a correnti impresse per proteggere le elettropompe che non prevede l'aggiunta di biocidi. Per il sollevamento sono installate No. 3 pompe da 100 m³/h ciascuna, di cui generalmente una in marcia.

3.4.1.4 Stoccaggi e Pompaggio Prodotti

Sulla piattaforma sono presenti serbatoi di stoccaggio per:

- greggio;
- gasolio diluente;
- olio diatermico;
- gasolio combustibile.

E' presente un sistema di inertizzazione (ad azoto) utilizzato per operazioni di bonifica di linee ed apparecchiature e per polmonare idrocarburi liquidi in recipienti chiusi e serbatoi di stoccaggio.

Per il trasferimento del greggio al FSO sono utilizzate No. 2 pompe centrifughe, di cui una in esercizio e una di riserva.

3.4.2 FSO Leonis

Di seguito vengono riportate alcune informazioni ritenute di interesse per il presente studio.

3.4.2.1 Impianto del Carico

L'impianto del carico riceve il greggio nella cisterna di decantazione tramite No. 2 linee di ricezione. Un collettore di caduta trasferisce il greggio sul fondo della cisterna.

Per il trasferimento del greggio alle cisterne di stoccaggio, sul fondo delle cisterne sono sistemate linee di aspirazione con distribuzione alle cisterne e da queste, nella fase di allibo, ai manifold mediante aspirazione con ciascuna delle turbopompe.

Il trasferimento del carico è di tipo tradizionale con turbopompe azionate a vapore.

L'imbarco del diluente avviene con le pompe della nave che esegue l'allibo, mediante singola linea fino alla cisterna No. 5 e di qui alla piattaforma con pompe dedicate.

Sul FSO sono presenti serbatoi per lo stoccaggio di nafta pesante, gasolio, olio lubrificante e sistemi di raccolta e stoccaggio di spurghi e reflui (acque nere, grigie, di lavaggio e di sentina).

3.4.2.2 Sistema di Riscaldamento del Greggio

L'energia termica per tutti i servizi del carico è fornita prevalentemente da vapore prodotto da due caldaie alimentate a olio combustibile pesante tipo Bunker Fuel.

Il vapore per il riscaldamento del carico viene alimentato, tramite apposito collettore, alle serpentine ubicate nei serbatoi di carico (ad esclusione del diluente).

Le caldaie funzionano a pieno carico durante l'allibo, mentre prima e/o dopo sono tenute al minimo regime (Edison, 2012a).

3.4.2.3 Pompaggio Acqua di Mare e Desalinizzazione

L'acqua di mare viene utilizzata per:

- il raffreddamento dei motori;
- come zavorra all'interno delle casse laterali del doppio scafo nel corso degli allibi;
- per il sistema antincendio;
- lavaggio cisterne.

L'approvvigionamento di acqua dolce per servizi e usi civili è garantito da un impianto vaporizzatore, che produce acqua dolce (demineralizzata) e potabile (distribuita alle varie utenze sul FSO).

3.4.2.4 Sistema di Lavaggio Cisterne

Per il lavaggio delle cisterne viene utilizzata acqua di mare, eventualmente riscaldata, pompata alle turbinette fisse del sistema di lavaggio. L'acqua contaminata viene inviata tramite la pompa stripping alla cassa di slop sporco. Nel corso del lavaggio viene effettuata la degassificazione delle cisterne, mediante ventilatori.

3.4.2.5 Sistema Generazione Energia

La generazione di energia elettrica è garantita da No. 2 gruppi generatori, con motore diesel, con potenza di 1,375 kWe ciascuno. Per assicurare il fabbisogno di energia elettrica del

FSO, nelle normali condizioni operative è in marcia un gruppo generatore e l'altro è tenuto fermo come riserva (Edison, 2010b).

È presente un generatore diesel di emergenza con serbatoio autonomo.

A bordo è presente un sistema di continuità a batteria, per l'alimentazione di luci emergenza e stazione comunicazione.

3.4.2.6 Inertizzazione Serbatoi

Il sistema di inertizzazione delle cisterne è di tipo "flue gas". Esso utilizza i fumi di scarico delle caldaie previo trattamento con torre di assorbimento alimentata ad acqua di mare. L'impianto viene utilizzato anche per il purging delle cisterne prima della ventilazione.

Ogni cisterna è dotata di una colonna di ventilazione. Per assistere la degassificazione delle cisterne carico, se richiesta, sono presenti linee di immissione di aria fresca (Edison, 2010b).

3.4.2.7 Impianto Zavorra

La FSO è dotata di cisterne di zavorra segregata, distribuite nell'intercapedine tra il fianco ed il cielo del doppio fondo esterno, la paratia longitudinale e il fondo, in linea con i requisiti MARPOL – Annex I - Regole 19 e 20 (Edison, 2010b).

L'impianto acque di zavorra è alimentato da elettropompe centrifughe; i collettori di zavorra passano nel doppio fondo. Le pompe zavorra possono aspirare dalle casse o dal mare e scaricano fuori bordo o nelle casse. La movimentazione della zavorra dal gavone poppiero avviene mediante le pompe antincendio.

3.4.2.8 Altri Servizi

La FSO è fornita di gru di tipo elettrico/pneumatico e verricelli idraulici per l'ormeggio. Sul lato sinistro del FSO è presente un helideck.

Lo scafo è dotato di protezione catodica a correnti impresse. Lo scafo è inoltre protetto da una speciale pittura che non richiede manutenzione periodica.

3.4.3 Movimentazione di Prodotti e Materiali

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 ¹³) 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.

Le operazioni di allibo di oli minerali devono essere autorizzate dalla Capitaneria di Porto di Pozzallo ed eseguite nel rispetto dell'Ordinanza 15-2002 del 21 Marzo 2002 e del relativo Regolamento applicativo.

Il trasporto di materiali, attrezzature e generi alimentari al campo olio viene effettuato tramite supply vessel di base a Pozzallo, in base ad un apposito contratto di fornitura

¹³ In circostanze particolari può essere utilizzata per il trasporto del greggio una petroliera con portata maggiore, comunque non superiore alla portata di progetto del FSO Leonis.

stipulato da Edison. La frequenza dei carichi dipende dalle specifiche esigenze, compatibilmente con le condizioni meteo-marine.

Nelle seguenti Tabelle sono indicati i limiti operativi di progetto per l'attracco delle cisterne navetta e per lo spostamento di cose e persone (Edison, 2010b).

Tabella 3.10: FSO – Limitazioni Operative Attracco Navi Cisterna (Edison, 2010b)

Operazione	Direzione vento e onde paralleli		Direzione vento e onde non paralleli	
	Altezza onde (m)	Forza del vento (nodi)	Altezza onde (m)	Forza del vento (nodi)
Accosto e ormeggio	2.1	18	1.5	10
Caricamento	2.5	25	2.5	25
Disormeggio	3	35	3	35

Tabella 3.11: FSO – Limitazioni Operative Trasferimenti (Edison, 2010b)

Operazione	Altezza onde (m)	Forza del vento (nodi)	Visibilità (m)
Trasferimento personale/materiali tramite imbarcazione	0.5	15	<100
Trasferimento personale/materiali tramite gru	1.5	20	<100
Operazioni dell'elicottero	-	40	<500

Le operazioni di ricezione e trasferimento di blend e diluente devono essere sospese quando interviene uno dei seguenti eventi:

- rilevamento gas oltre 60% di LEL¹⁴;
- rilevamento incendio;
- fuoriuscita oli con rischio di inquinamento delle acque circostanti;
- in caso di riparazioni che necessitano lavori a caldo in aree pericolose.

Durante gli allibi, il supply vessel assiste la FSO in veste di servizio antinquinamento, mentre le operazioni di accosto sono assistite dal rimorchiatore "Città di Augusta", anch'esso di base a Pozzallo.

3.5 ASPETTI AMBIENTALI

3.5.1 Emissioni in Atmosfera

Le emissioni in atmosfera nell'attuale complesso produttivo sono prevalentemente legate alle emissioni di inquinanti da combustione, dovute quindi ai fumi di scarico degli impianti utilizzati per la produzione di energia elettrica e di calore ed alla torcia.

¹⁴ Lower Explosive Limit. soglia inferiore di esplosività di un gas

In particolare, risultano presenti fonti di emissione di tipo:

- continuo, quali:
 - gruppi elettrogeni, combustore e torcia sulla piattaforma Vega A,
 - gruppi elettrogeni sul FSO Leonis;
- discontinuo, quali caldaie FSO Leonis, gru e sfiati serbatoi Vega A e FSO Leonis;
- fonti utilizzate in caso di emergenza: generatori di emergenza, motopompe antincendio (Vega A e FSO Leonis).

Le emissioni in atmosfera di tipo continuo sulla piattaforma Vega A sono essenzialmente costituite da:

- fumi di scarico dai camini dei No. 4 gruppi motore Caterpillar (denominati CAT 1-4) che azionano i gruppi elettrogeni;
- fumi di scarico dai camini del combustore (denominato W-021) per il riscaldamento del blend;
- gas combusti dalla torcia.

L'ubicazione planimetrica indicativa dei punti di emissione è mostrata nella seguente Figura.

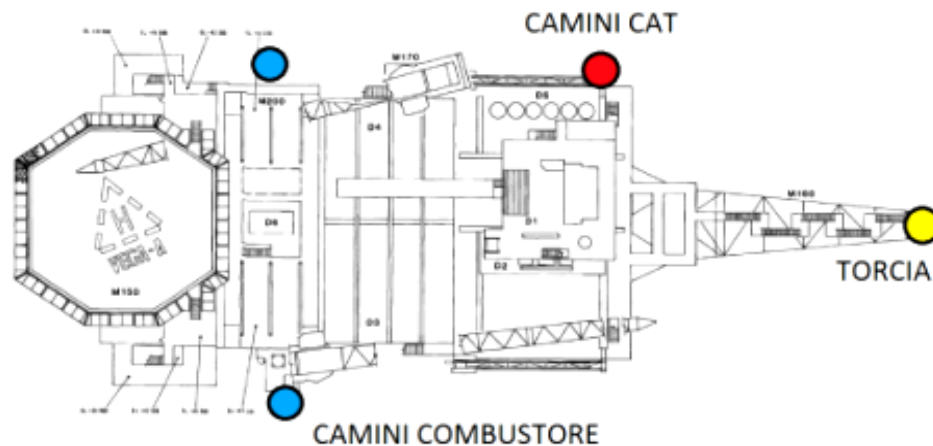


Figura 3.k: Vega A – Ubicazione Indicativa Sorgenti Emissione

Le emissioni di tali fonti rispettano i valori limite di emissione stabiliti dalla vigente normativa, come risulta dai controlli annuali effettuati a bordo della piattaforma Vega A (Edison, 2011g; Edison, 2011r).

Nella seguente Tabella 3.12 sono riportati per i gruppi elettrogeni (CAT1-4), il combustore (W-021) e la torcia i valori relativi a:

- caratteristiche emissive (Edison, 2011q):
 - portate e temperature dei fumi,
 - caratteristiche dimensionali dei camini/punti di emissione,
 - valori limite di emissione di riferimento e autorizzati per le diverse tipologie di impianto (Edison, 2011r);

- la stima delle emissioni totali annue, calcolate in via conservativa sulla base delle portate dei fumi e dei valori limite di emissione di riferimento e autorizzati.

Tabella 3.12: Piattaforma Vega A – Caratteristiche Emissive (Edison, 2011q; 2011r) e Stima delle Emissioni

Parametro	UdM	CAT 1	CAT 2	CAT 3	CAT 4	W-021	Torcia
Combustibile	--	gasolio	gasolio	gasolio	gasolio	gas	gas
Portata Normalizzata 5% O₂	Nm³/h	1,494	1,613	1,484	1,420	1,177	700 ⁽¹⁾
T dei Fumi	°C	346	357	340	347	289	>950
Diametro Interno del Camino	m	0.3	0.3	0.3	0.3	2	0.25
Sezione del Camino	m²	0.07	0.07	0.07	0.07	3.14	0.05
Altezza Punti di Emissione	m slm	18.5	18.5	18.5	18.5	38	58.7
Polveri	mg/Nm³	130	130	130	130	10	(3)
CO	mg/Nm³	650	650	650	650	100	
NO_x	mg/Nm³	2,000 ⁽²⁾	2,000 ⁽²⁾	2,000 ⁽²⁾	2,000 ⁽²⁾	350	
SO_x	mg/Nm³	-	-	-	-	800	
Stima delle Emissioni	UdM	CAT 1	CAT 2	CAT 3	CAT 4	W-021	Torcia ⁽⁵⁾
ore funz.	h/anno	4,380 ⁽⁴⁾	4,380 ⁽⁴⁾	4,380 ⁽⁴⁾	4,380 ⁽⁴⁾	8,760	8,760
Polveri	t/anno	0.85	0.92	0.84	0.81	0.10	0.06
CO	t/anno	4.25	4.59	4.22	4.04	1.03	0.61
NO₂	t/anno	13.09	14.13	13.00	12.44	3.61	2.15
SO₂	t/anno	na	na	na	na	8.25	7.36

Note:

(1) Valore riferito a tenore stechiometrico di O₂

(2) con Decreto del 7 Settembre 1994 i motori fissi presenti a bordo devono rispettare i limiti stabiliti dal DM 12 Luglio 1990 (oggi abrogato e sostituito dal D.Lgs 152/2006 e s.m.i). Con successiva nota 3557/95/SIAR, il Ministero dell'Ambiente ha indicato, in particolare, 2,000 mg/Nm³ quale limite di emissione degli NO_x per i motori ad accensione spontanea di potenza inferiore a 3 MW. Si evidenzia che la vigente normativa in materia di emissioni stabilisce per i motori ad accensione spontanea di potenza inferiore a 3 MW un limite di 4,000 mg/Nm³ (Punto 3, Parte 3 dell'Allegato 1 alla Parte Quinta del D.Lgs. 152/2006)

(3) Per quanto riguarda le emissioni della torcia è previsto il rispetto dell'efficienza minima di combustione CO₂/(CO₂+CO) > 99%, in linea con quanto stabilito dal Punto 2.2, Sezione 2, Parte IV dell'Allegato I alla Parte Quinta del D.Lgs. 152/2006 e smi per le emissioni da combustione di gas di coda di impianti per la coltivazione degli idrocarburi e dei fluidi geotermici.

(4) No. 2 motori CAT in funzione e No. 2 motori di riserva, a rotazione

(5) Per la stima delle emissioni della torcia si è proceduto utilizzando, in via del tutto conservativa, i valori limite di emissione di cui al Punto 2.2, Sezione 2, Parte IV dell'Allegato I alla Parte Quinta del D.Lgs. 152/2006 e smi:

- Ossidi di zolfo, espressi come SO₂: 1,200 mg/Nm³;
- Ossidi di azoto, espressi come NO₂: 350 mg/Nm³;
- CO: 100 mg/Nm³;
- Polveri: 10 mg/Nm³

Le emissioni originate dagli impianti di coltivazione installati sulla piattaforma sono state autorizzate con Decreto del 7 Settembre 1994. Nel decreto si evidenzia che i limiti di emissione possono ritenersi rispettati, dato che la distanza dalla costa assicura l'ottimale dispersione delle emissioni e che anche per le località costiere più vicine è escludibile ogni significativa alterazione della qualità d'aria. Il decreto stabilisce inoltre che per eventuali

motori fissi presenti a bordo siano rispettati i limiti stabiliti dal DM 12 Luglio 1990. Con nota 3557/95/SIAR, il Ministero dell'Ambiente ha indicato, in particolare, 2,000 mg/Nm³ quale limite di emissione degli NOx per i motori ad accensione spontanea di potenza inferiore a 3 MW. Si evidenzia che la vigente normativa in materia di emissioni stabilisce per i motori ad accensione spontanea di potenza inferiore a 3 MW un limite di 4,000 mg/Nm³ (Punto 3, Parte 3 dell'Allegato 1 alla Parte Quinta del D.Lgs. 152/2006)

Per la stima delle ricadute di inquinanti si è proceduto al calcolo delle emissioni dai motori, dal combustore e dalla torcia utilizzando, in via conservativa, i valori limite di emissione applicabili alla tipologia degli impianti installati e autorizzati:

- per i motori CAT si è fatto riferimento ai limiti autorizzati con nota 3557/95/SIAR del Ministero dell'Ambiente (Edison, 2011q);
- per il combustore si è fatto riferimento al Punto 2.3, lettera b, Sezione IV, Parte IV dell'Allegato I alla Parte Quinta del D.Lgs. 152/2006 e smi per impianti di combustione che utilizzano gas di saturazione in impianti per la coltivazione degli idrocarburi e dei fluidi geotermici;
- per quanto riguarda le emissioni della torcia è previsto il rispetto dell'efficienza minima di combustione $CO_2/(CO_2+CO) > 99\%$, in linea con quanto stabilito nel Punto 2.2, Sezione 2, Parte IV dell'Allegato I alla Parte Quinta del D.Lgs. 152/2006 e smi per le emissioni da combustione di gas di coda/saturazione in impianti per la coltivazione degli idrocarburi e dei fluidi geotermici. Ai fini del presente SIA, per la stima delle ricadute di inquinanti, si è comunque proceduto al calcolo delle emissioni dalla torcia utilizzando, in via del tutto conservativa, i valori limite di emissione stabiliti dal suddetto Punto 2.2, Sezione 2, Parte IV dell'Allegato I.

Si evidenzia inoltre che per le emissioni da piattaforme off-shore, il Punto 2.6, Sezione 2, Parte IV dell'Allegato I alla Parte Quinta del D.Lgs. 152/2006 e smi stabilisce che: *“se la collocazione geografica della piattaforma assicura un'ottimale dispersione delle emissioni, evitando che le stesse interessino località abitate, i limiti di emissione si intendono rispettati quando in torcia viene bruciato esclusivamente gas naturale”*. A tal riguardo, le simulazioni condotte nell'ambito del presente SIA (si veda il Paragrafo 4.4.2.4.1 del Quadro di Riferimento Ambientale) hanno evidenziato una ricaduta di inquinanti sulla costa nell'attuale stato di esercizio trascurabile.

Sulla piattaforma sono, inoltre, presenti le seguenti sorgenti di emissione che sono utilizzate solo in caso di emergenza:

- generatore diesel di emergenza;
- motopompe diesel antincendio.

La FSO Leonis è dotato di certificato IAPP (International Air Pollution Prevention) (Edison, 2012a). A seguito della trasformazione in FSO, che non naviga in acque internazionali, e non essendo attualmente l'Italia mandataria della normativa, tale certificazione non è più obbligatoria. In ogni caso, nel quadro del Sistema di Gestione Ambientale di cui la nave si è dotata, è stato richiesto il rilascio di tale certificato (Edison, 2011i).

Le principali emissioni in atmosfera sulla nave FSO Leonis sono rappresentate principalmente da:

- gas di scarico dalle caldaie a nafta per la produzione di vapore;
- gas di scarico del gruppo elettrogeno.

3.5.2 Prelievi Idrici

Nell'attuale assetto produttivo viene utilizzata acqua di mare per uso raffreddamento, produzione di acqua dolce ed alimentazione degli impianti antincendio. I consumi principali sono legati al raffreddamento di impianti ed attrezzature. Complessivamente si registrano le seguenti portate (Edison, 2011i) :

- portate prelevate da Vega A pari a circa 100 m³/h;
- portate prelevate sul FSO pari a circa 850 m³/h per il raffreddamento di generatori e condensatore più 100 m³/h per il raffreddamento di frigoriferi e compressori.

La produzione di acqua dolce, per servizi ed usi civili, avviene mediante:

- impianto ad osmosi inversa su Vega A;
- impianto evaporizzatore sul FSO (circa 20 t/giorno di acqua dolce, di cui circa 3 t/giorno consumate in caldaia).

3.5.3 Scarichi Idrici

Gli scarichi idrici della Piattaforma Vega A sono costituiti da:

- acque di raffreddamento e acque grigie;
- acque reflue civili (acque nere trattate in idoneo impianto);
- scarico drenaggi aperti ed eventuali acque meteoriche da aree non classificate.

La piattaforma Vega A è dotata di appositi sistemi di raccolta dei reflui.

Le acque di raffreddamento, pari a circa 100 m³/h (876,000 m³/anno), sono dotate di scarico con misurazione di temperatura. La temperatura media varia stagionalmente, con incremento medio tra prelievo e scarico non superiore a 35°C (Edison, 2011i). La presa a mare è dotata di un sistema antivegetativo a correnti impresse che non prevede l'aggiunta di biocidi.

Lo scarico in mare delle acque grigie provenienti da locali lavanderie, cucine, docce, lavandini etc, pari a circa 5,475 m³/anno, viene effettuato nel rispetto delle normative vigenti e generali in ambito off-shore e navale.

Le acque nere, pari a circa 4,000 m³/anno sono inviate ad un idoneo impianto di trattamento e disinfezione con ipoclorito di sodio prima dello scarico. L'impianto è dimensionato su una portata di circa 10 m³/giorno. Il liquame influente entra in un bacino di aerazione con tempo di residenza di 12 ore e realizzato in maniera da trattenere materiali grossolani. La miscela passa nella camera di sedimentazione dove avviene il contatto coi fanghi attivi. Il refluo trattato viene quindi passa attraverso uno schiumatore nel serbatoio di clorinazione, mentre i fanghi in eccesso sono riciclati nel bacino di aerazione. Le acque trattate vengono scaricate a mare ad una profondità di 3 m slm.

Lo scarico viene controllato annualmente per assicurare il rispetto dei limiti previsti dal D.Lgs 152/2006 e s.m.i. (Edison, 2011i).

Le aree di processo coperte sono dotate di cordolature di contenimento per la raccolta di eventuali sversamenti.

Per i drenaggi aperti e le eventuali acque meteoriche provenienti da aree classificate non pericolose è previsto il collettamento mediante un'apposita rete di raccolta che li recapita allo scarico alla base della piattaforma attraverso un apposito separatore a gravità "sea-sump".

Tale sistema è costituito da una struttura cilindrica della capacità di circa 60 m³ immerso nell'acqua di mare in posizione verticale ed aperto nella parte inferiore. Le acque fuoriescono con continuità dall'apertura inferiore, posta a circa 54 m di profondità, mentre gli oli in esse eventualmente contenuti rimangono in galleggiamento all'interno del sistema nella sua parte superiore e vengono periodicamente estratti ed inviati al serbatoio drenaggi chiusi.

Per i drenaggi aperti e le eventuali acque meteoriche provenienti da aree classificate come pericolose è previsto l'invio ad un sistema di separazione¹⁵, costituito da un serbatoio costituito da un cilindro verticale chiuso, posto alla base della piattaforma, di capacità circa 4 m³. I fluidi raccolti sono inviati periodicamente al sistema di raccolta drenaggi chiusi.

Il serbatoio drenaggi aperti è dotato di linea di troppo pieno per l'invio delle acque al sea-sump in caso di necessità, sistema di polmonazione manuale e sfiato. In caso di prove antincendio in aree classificate di processo, le acque possono essere inviate direttamente al sea-sump; tali aree sono preventivamente ispezionate per escludere la presenza di oli e/o inquinanti.

Le linee di raccolta dei drenaggi chiusi costituiti prevalentemente da prodotti idrocarburici (greggio, gasolio, olio diatermico, etc) provenienti da linee ed apparecchiature di processo vengono collettati in un apposito serbatoio di capacità circa 25 m³, polmonato con gas inerte e suddiviso in comparti.

Il serbatoio consente di separare la fase oleosa dalle acque eventualmente presenti. Gli oli sono recuperati in produzione, mentre l'acqua separata viene periodicamente smaltita.

Allo stato attuale sulla piattaforma non vengono separate né stoccate acque di strato. L'eventuale acqua di produzione presente nel greggio erogato dai pozzi viene inviata con il blend sul FSO in percentuali dell'ordine del 0.1-0.2% (Edison, 2011d).

La FSO è dotato di un sistema di trattamento delle acque nere e grigie, entrambe convogliate ad un depuratore. La FSO Leonis è dotato di certificato ISPP (International Sewage Pollution Prevention). In ogni caso, nel quadro del Sistema di Gestione Ambientale di cui la nave si è dotata, vengono controllate le caratteristiche delle acque scaricate mediante l'esecuzione di analisi periodiche al fine di garantire il rispetto dei limiti di legge. (Edison, 2011d; Edison, 2011i).

3.5.4 Produzione di Rifiuti

I rifiuti attualmente prodotti nel corso delle attività del complesso produttivo sono costituiti da:

- rifiuti da attività ordinaria, pericolosi e non pericolosi (rifiuti di mensa, imballaggi, carta, plastica, etc.);
- rifiuti da attività straordinaria, pericolosi e non pericolosi;

Sono stati predisposti specifiche istruzioni operative per la gestione dei rifiuti applicate dal personale che opera a bordo per guidare gli operatori nella corretta gestione dei rifiuti prodotti durante le attività.

I rifiuti prodotti a bordo sono raccolti in idonei contenitori e differenziati all'origine per tipologia (carta e cartone, plastica, vetro, etc). I rifiuti, prelevati dalle apposite aree di deposito, vengono trasportati periodicamente a terra mediante supply vessel per essere

¹⁵ Tale sistema è stato approvato da UNMIG, installato ed è attualmente in attesa di nulla osta per l'esercizio da parte di UNMIG (Edison, 2012c)

avviati a trattamento/smaltimento presso impianti autorizzati, in linea con la normativa nazionale ed internazionale e con i regolamenti locali applicabili (Edison, 2012a).

Complessivamente, nel corso del 2011 sono stati prodotti dal complesso produttivo (Edison, 2011c):

- circa 45 tonnellate di rifiuti non pericolosi;
- circa 9 tonnellate di rifiuti di tipo pericoloso.

Per quanto riguarda il destino di tali rifiuti si evidenzia che il recupero è stato privilegiato rispetto allo smaltimento.

Utilizzo di Risorse

Le attività della piattaforma e della FSO comportano il consumo di combustibili, prodotti chimici, etc.

La quantità di gasolio diluente iniettata nei manifold dei treni di produzione su Vega A è pari a circa il 10-20 % del greggio prodotto. L'attuale consumo di diluente è pari a circa 95 m³/g.

Per quanto riguarda il consumo di carburanti e combustibile, il consumo dei gruppi Caterpillar installati sulla piattaforma Vega A per la produzione di energia elettrica è pari a circa 5 m³/g di gasolio complessivi per il funzionamento dei No. 2 gruppi normalmente in esercizio.

Il combustore installato su Vega A è alimentato col gas estratto dal giacimento; il consumo è di circa 70 Nm³/h; gasolio o GPL sono utilizzati nella sola fase di avviamento.

Per quanto riguarda la FSO Leonis, il consumo di gasolio per la produzione di energia elettrica è pari a circa 2 ton/g per il funzionamento del singolo gruppo normalmente in esercizio. Il consumo delle caldaie installate per la produzione di vapore è di circa 5 ton/g di olio combustibile tipo Bunker Fuel Oil con tenore di zolfo < 4%.

Oli dielettrici, lubrificanti e di raffreddamento sono approvvigionati mediante supply vessel secondo le necessità produttive degli impianti di bordo.

Per quanto riguarda il consumo di prodotti chimici e lubrificanti su Vega A si stima un valore annuo complessivo di circa (Edison, 2012c):

- 5 tonnellate di prodotti chimici (antischiuma, descaler, antiossidanti, inibitori, biocidi, etc);
- 21 tonnellate di lubrificanti.

3.5.5 Rilascio di Metalli da Protezione Catodica

Le strutture della piattaforma Vega A sono dotate di un sistema di protezione catodica ad anodi sacrificali in alluminio (circa 1,300-1,400 elementi da 400 kg ciascuno). Cationi di tale elemento vengono quindi dispersi con il tempo nell'acqua di mare. A partire dall'anno di costruzione si stima che si sia consumato, nell'arco di 25 anni, circa il 50 % (Edison, 2012c).

3.5.6 Emissioni Sonore

L'esercizio degli impianti ed attrezzature utilizzate nel ciclo produttivo sulla piattaforma Vega A e sulla FSO "Leonis" comporta l'emissione di rumore e vibrazioni.

Le fonti principali sono rappresentate da:

- gruppi generatori;
- gru;

- pompe, soffianti;
- impianti e apparecchiature;
- mezzi marittimi ed elicottero.

Sulla piattaforma Vega A sono state effettuate ripetute misurazioni del rumore, finalizzate alla valutazione dell'esposizione del personale al rumore.

Nella seguente Tabella sono riportati i valori più frequenti del livello equivalente di esposizione sonora misurati (nel mese di Novembre 2006) in corrispondenza delle apparecchiature ed attrezzature presenti nelle varie zone della piattaforma Vega A (Edison, 2010a).

Tabella 3.13: Piattaforma Vega A - Livelli Equivalenti di Rumore (Edison, 2010a)

Area	L _A Eq MIN [dB(A)]	L _A Eq MAX [dB(A)]
Area modulo 180	80.0	86.5
Area modulo 120 (zona produzione)	75.5	82.6
Area modulo 110	52.6	89.6
Area zona combustore	79.5	82.6
Area modulo 130	56.6	69.6
Area modulo 160	55.1	55.6
Area modulo 200	59.9	66.8
Area sala motori drilling	69.9	99.8
Sala controllo motori drilling	75.0	76.7
Area modulo alloggi 140 (1° e 2° livello)	44.3	76.8
Area modulo alloggi 140 (3° e 4° livello)	45.6	48.8
Area modulo alloggi 140 (centrale Idrica)	65.2	85.6
Area Sala Controllo	51.5	68.9

3.5.7 Occupazione di Specchio Acque/Limitazioni alla Navigazione

Nella seguente Tabella sono riportate le superfici di specchio acqueo e fondale interessate dalla presenza della piattaforma, del sistema di ormeggio del FSO e delle condotte presenti.

Tabella 3.14: Campo Olio Vega A - Occupazione di Specchio Acqueo/Fondale

Opera/Area	Superficie di Fondale Interessata	Specchio Acqueo Interessato
Piattaforma Vega A	3,944 m ²	
Boa ormeggio FSO	1,089 m ²	
Sealines (corridoio tra Vega A e Leonis ⁽¹⁾)	100,000 m ²	

Opera/Area	Superficie di Fondale Interessata	Specchio Acqueo Interessato
Area di Interdizione alla Navigazione ⁽²⁾		50.24 km ²

Note:

(1) Superficie del corridoio calcolata considerando un corridoio pari a 2,500 m di lunghezza (Vega A-FSO Leonis) e 40 m di larghezza (larghezza indicativa del corridoio, Figura 3.1 allegata)

(2) Il traffico marittimo intorno alla piattaforma, per un raggio di 4 km, è stato interdetto dalla Capitaneria di Porto di Siracusa, con Ordinanza 46/86

3.5.8 Traffico Mezzi

Le attività di supporto alle attività del campo olio Vega per il trasporto del blend e del flussante da/per le raffinerie, per l'approvvigionamento di materie prime e il trasporto di rifiuti, il trasporto di personale oltre che per le attività di controllo sono effettuate mediante mezzi marittimi. Mezzi aerei (elicottero) vengono utilizzati esclusivamente per il trasporto di persone e per attività di controllo.

Nelle acque limitrofe al campo olio e lungo i corridoi di navigazione che portano alla costa, sono attualmente utilizzati i mezzi indicati nella seguente Tabella.

Tabella 3.15: Campo Olio Vega A – Traffico Mezzi Navali e Aerei

Tipologia Mezzo Navale	DWT (ton)	Numero mezzi e tipologia viaggi	Numero viaggi
Petroliere (Shuttle tanker)	40,000	No. 1: trasporto di gasolio diluente (andata) e blend (ritorno)	1 viaggio/mese per il trasporto greggio
			2 viaggi/anno per il trasporto diluente da/per Gela: 65 km
Mezzi navali di supporto (Supply Vessel)	1,440 (capacità carico Diesel: 500 m ³)	No. 1: trasporto di materiali e diesel (andata) e rifiuti (ritorno), personale (andata/ritorno), attività di supporto antinquinamento nel corso degli allibi	15-30 viaggi/mese da/per Pozzallo: 29 km
Rimorchiatore	199	No. 1: operazioni di accosto	1 viaggio/mese per supporto a allibo greggio
			2 viaggi/anno per supporto fornitura diluente da/per Gela: 65 km
Elicottero (tipo BK 117 C1)	--	No. 1: trasporto personale	10-20 viaggi/mese da/per Siracusa: circa 80 km

4 DESCRIZIONE DEL PROGETTO

Il progetto di sviluppo del campo olio Vega B consiste in:

- 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;
- 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.

Preliminarmente alle attività di perforazione si prevede di effettuare un rilievo sismico 2D (mediante airgun) volto a definire la presenza di eventuali sacche di gas superficiale al fine di evitarne l’interferenza nelle prime fasi di perforazione (fino a 300 m).

4.1 PIATTAFORMA VEGA B

Nel presente Paragrafo si riportano le principali caratteristiche della nuova piattaforma Vega B (Edison, 2011b; 2011f; 2011l).

4.1.1 Caratteristiche Strutturali e Dotazioni

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

Tabella 4.1: 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 sovra-struttura (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 e di helideck.

La piattaforma è stata dimensionata assumendo come parametri di progetto (Edison, 2011b):

- i dati meteo marini (vento, livello del mare, moto ondoso e corrente) relativi ad un periodo di ritorno massimo di 100 anni;
- una vita operativa di 25 anni.

4.1.1.1 Jacket

La piattaforma Vega B sarà configurata con una struttura ("jacket") a 4 gambe e un deck a 3 livelli.

Il jacket è una struttura tronco piramidale costituita da elementi tubolari. Le principali caratteristiche del jacket sono riportate di seguito in Tabella.

Tabella 4.2: Caratteristiche Jacket Vega B (Edison, 2011b)

Parametro	Valore
Ingombro alla base	50 m x 58 m
Interasse colonne in testa al jacket	13.72 m x 18.00m
No. di piani orizzontali	6
Elevazione piani orizzontali	+6.0m, -14.0m, -36.0m, -64.0m, -92.0m, -122.0m
Peso previsto (jacket sollevato)	2,600 t
Peso previsto (jacket lanciato)	2,800 t
Protezione Catodica ad Anodi Sacrificali	100 t

L'ingombro del jacket sul fondale marino è circa 50 m x 58 m. Nelle Figure 4.2a e 4.2b allegate si presentano le viste assometriche, laterali e in pianta della piattaforma nelle due possibili modalità di installazione (sollevata o lanciata).

I pesi strutturali preliminarmente stimati sono i seguenti:

- peso jacket (sollevato): 2,600 t circa
- peso jacket (lanciato): 2,800 t circa

I due valori di peso del jacket corrispondono alle due possibili modalità di installazione: sollevato per mezzo di una crane barge di adeguata capacità o lanciato da una barge attrezzata per il varo. Nelle fasi successive di progetto sarà definita la modalità di varo del jacket, legata alla disponibilità dei mezzi di installazione.

La piattaforma è dotata di No. 2 attracchi disposti su due file tra loro perpendicolari in modo da consentire l'accesso dal mare. Le tre colonne non interessate dalla presenza degli attracchi sono protette contro urti accidentali da opportuni parabordi.

Gli attracchi e i parabordi saranno installati separatamente dal jacket. Il peso al sollevamento di un attracco è di circa 40 t, mentre il peso di un parabordo non supera le 5 t.

La struttura sommersa sarà dotata di anodi sacrificali di tipo Zn-Al-In per proteggere la struttura da fenomeni corrosivi. Il peso complessivo di tutti gli anodi è di circa 100 t.

4.1.1.2 Pali di Fondazione

Le fondazioni della piattaforma sono costituite da No. 8 pali in acciaio a punta aperta di diametro compreso tra 2,000 mm e 2,500 mm ed un peso complessivo di circa 2,400 t.

I pali saranno infissi nel fondale a mezzo battitura attraverso delle opportune guide (pile sleeves) posizionate alla base del jacket.

Una volta raggiunta l'infissione di progetto (prevista in circa 70 m), i pali saranno collegati al jacket pompando malta di cemento nell'intercapedine tra palo e guida.

4.1.1.3 Deck

Il deck di piattaforma è costituito da 3 livelli aventi le seguenti caratteristiche dimensionali:

- dimensioni del main deck (con helideck): 38 m x 26 m;
- dimensioni cellar deck: 30 m x 26 m;

- dimensioni lower deck: 30 m x 26 m;
- interasse colonne deck: 14 m x 18 m;
- peso stimato strutturale deck: 860 t;
- peso stimato equipment: 300 t.

Il deck è di tipo integrato e contiene gli impianti minimi indispensabili per assolvere alle funzioni essenziali della piattaforma, che sarà normalmente non presidiata ma dotata di modulo di sopravvivenza e di helideck.

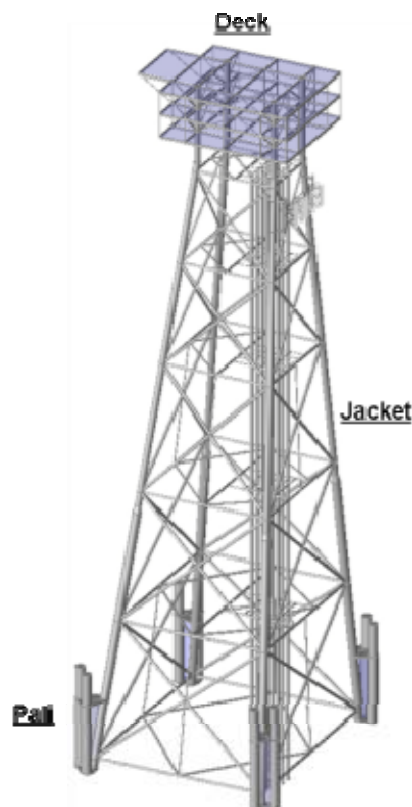


Figura 4.a: Piattaforma Vega B - Vista Assonometrica del Jacket e del Deck

Una volta installato il deck, su di esso saranno posizionati gli impianti necessari e perforati i No 4 pozzi di estrazione in progetto (si vedano i successivi Paragrafo 4.2 e il Capitolo 7 per i dettagli sulla perforazione).

Nelle Figure da 4.2c a 4.2i allegate si riportano le viste laterali (da Sud e da Est) e i dettagli in pianta degli approdi e dei vari piani che costituiscono il deck (helideck, main deck, mezzanine deck e piano sotto il mezzanine deck), con l'indicazione delle apparecchiature presenti.

4.1.1.4 Mezzi Sollevamento e Movimentazione

Sulla piattaforma Vega B saranno installati mezzi di sollevamento e movimentazione idonei per le operazioni sui pozzi e le operazioni di sollevamento materiale.

La gru di piattaforma dovrà essere in grado di gestire il sollevamento e la messa in acqua di No. 2 ROV per il monitoraggio marino, delle strutture sommerse del jacket e dei conductors (da 2 lati opposti rispetto alla piattaforma).

La gru di piattaforma sarà alimentata da motore diesel in modo da poter essere utilizzata in tutte le possibili condizioni (anche in caso di assenza di alimentazione/in fase di hook-up e commissioning a mare). Il serbatoio del diesel necessario alla gru sarà collocato sulla cabina della gru stessa mentre la struttura portante (colonna) della gru sarà adibita a serbatoio di stoccaggio del diesel necessario al motore diesel di emergenza.

La gru di piattaforma sarà dotata di tutti i sistemi di compensazione del carico, e dotata di 2 ganci (uno ausiliario e uno principale). Il gancio secondario sarà certificato per il sollevamento persone (uso del basket).

4.1.1.5 Helideck

La piattaforma sarà dotata di un helideck di dimensione adatta ad ospitare un elicottero di tipologia BELL 212/412 o classe simile e pienamente progettato in accordo alle normative di aviazione vigente e agli standard internazionali.

4.1.1.6 Modulo Sopravvivenza

Vega B sarà dotata di un 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. L'accumulo dell'acqua sarà progettato in base alla capienza massima e sarà presente un sistema di sterilizzazione dell'acqua a raggi UV. Sarà dotato inoltre di tutti i sistemi di sopravvivenza in accordo alle SOLAS.

4.1.2 **Descrizione del Processo**

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

- produzione e invio del greggio in multifase sulla piattaforma Vega A;
- garantire tutte le utilities necessarie per un normale funzionamento della piattaforma;
- 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 semisommersibile (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, sia per l'esecuzione di eventuali pozzi successivi alla prima campagna di perforazione, sia come alternativa agli impianti TAD.

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).

4.1.2.1 Teste Pozzo

Per ogni stringa pozzo sono previste:

- una valvola di fondo pozzo (SSSV-Sub Surface Safety Valve);
- una valvola master (SSV-Surface Safety Valve) attuata e una manuale;
- una valvola wing (WV-Wing Valve) attuata e una manuale.
- Il pannello di controllo teste pozzo è costituito da una centralina elettro-pneumo-idraulica e svolge le funzioni di blocco e comando delle valvole di testa pozzo.

4.1.2.2 Iniezione Diluente

La produzione di Vega B è raccolta in un manifold di produzione da 8" nel quale è prevista l'iniezione di diluente per rendere meno viscoso il prodotto ai fini del trasporto su Vega A. La percentuale di diluizione prevista è del 20% in peso, percentuale che consente di evitare una nuova iniezione di diluente al manifold di produzione su Vega A una volta miscelatesi le due produzioni.

L'unità consente di eseguire operazioni di "bull-heading" sui pozzi durante le fermate dei pozzi di Vega B, consentendo di spiazzare il fluido di giacimento lungo la colonna di produzione alleggerendone il suo peso mediante iniezione di un fluido diluente (gasolio) di densità inferiore a quella del fluido di giacimento (850 kg/m³ circa).

Per eseguire tali operazioni sono previsti l'impiego di 2 pompe ad alta pressione per iniezione diluente in pozzo ed un serbatoio di stoccaggio diluente della capacità di circa 56 m³ per consentire di alimentare le pompe di iniezione diluente anche in caso fuori servizio della sealine da 4" di trasferimento diluente Vega A-Vega B.

4.1.2.3 Pompe di Rilancio

L'unità di rilancio della produzione consente il trasferimento del blend, dopo l'opportuna miscelazione con diluente ai fini di trasporto, sulla piattaforma Vega A tramite una condotta sottomarina coibentata da 8" di lunghezza circa 6 km, posata sul fondo marino.

La configurazione prescelta prevede No. 3 pompe multifase al 50% (una spare): ogni pompa è dimensionata per una portata nominale di 35 m³/h.

4.1.2.4 Iniezione Prodotti Chimici

Il sistema è costituito da uno skid composto da No. 3 serbatoi e No. 2 pompe dosatrici (una di riserva) per ciascun chimico che verrà iniettato al manifold di produzione. In particolare, qualora sarà necessario, si prevede l'iniezione di:

- anticorrosivo, per prevenire la corrosione nel sealine di trasferimento blend verso Vega A;
- antischiuma;
- anticera per prevenire i depositi di cere lungo la condotta Vega B-Vega A.

4.1.2.5 Aria Compressa

L'unità sarà principalmente costituita dalle seguenti apparecchiature:

- No. 2 compressori aria (uno operativo e uno di riserva), completi di sistema di raffreddamento e separatori condense. Ciascun compressore sarà azionato da motore elettrico e da quadro di controllo;

- No. 2 package di essiccazione (uno operativo e uno di riserva);
- No. 2 accumulatori aria.

Il consumo di aria è stato calcolato considerando i contributi necessari per le seguenti utenze:

- valvole di blocco;
- valvole di blow down;
- valvole on-off.

È prevista l'opportunità di impiegare package combinati (compressori + essiccatori) ai fini di ridurre gli spazi in piattaforma. Tale opportunità verrà valutata nella fase successiva di progetto.

4.1.2.6 Sistema Azoto

Il sistema azoto ha lo scopo di fornire azoto in accordo alle richieste di piattaforma. Principalmente la domanda di azoto deriva dalla necessità di polmonare i serbatoi presenti in piattaforma (serbatoio diluente, serbatoio diesel, serbatoio raccolta drenaggi chiusi) creando così atmosfere non esplosive.

Per tali motivi si prevede di impiegare un package di produzione azoto a setacci molecolari a basse portate oppure prevedere uno skid composto da bombole di azoto.

4.1.2.7 Drenaggi Aperti

Lo scopo dell'unità è quello di raccogliere e smaltire le acque provenienti dalle ghiotte delle varie apparecchiature e dai vari piani della sovrastruttura (deck). Il sistema drenaggi aperti consiste sostanzialmente in:

- serbatoio raccolta drenaggi provenienti da aree classificate con fluidi pericolosi;
- tubo separatore (sea-sump) per raccolta fluidi da aree non pericolose;
- pompa portatile per prelievo fluidi dal serbatoio.

I drenaggi di piano localizzati in area classificata non pericolosa verranno raccolti e inviati al tubo separatore (sea-sump).

Il serbatoio di raccolta drenaggi è previsto per raccogliere tutti gli scarichi provenienti dalle vasche di raccolta delle apparecchiature posizionati in area pericolosa e per raccogliere i drenaggi di piano anch'essi localizzati in aree pericolose. La fase oleosa che si separa nel serbatoio nei livelli superiori per effetto di sedimentazione verrà periodicamente rimossa e rinviata in produzione tramite pompa portatile, mentre la parte acquosa verrà smaltita tramite bettolina di servizio.

Il serbatoio drenaggi aperti è dotato di linea di troppo pieno per l'invio delle acque al sea-sump in caso di necessità. In caso di prove antincendio in aree classificate di processo, le acque possono essere inviate direttamente al sea-sump; tali aree sono preventivamente ispezionate per escludere la presenza di oli e/o inquinanti.

Infine i drenaggi provenienti dall'helideck verranno raccolti in un serbatoio dedicato (sospeso sotto la struttura dell'helideck stesso) e smaltiti tramite bettolina.

4.1.2.8 Drenaggi Chiusi

Lo scopo dell'unità è quello di raccogliere tutti i drenaggi (chiusi) con presenza di fluidi pericolosi che possono arrivare da tutte le apparecchiature di processo contenenti idrocarburi, prima di ogni intervento di manutenzione.

L'unità è principalmente composta da:

- serbatoio di raccolta drenaggi chiusi, dimensionato per contenere il più grande serbatoio presente in piattaforma;
- pompe di rilancio del prodotto.

4.1.2.9 Gestione Acque

In caso di utilizzo del modulo di sopravvivenza, non si prevede alcun scarico a mare delle acque nere prodotte che verranno invece raccolte in apposito serbatoio e smaltite tramite bettolina.

L'eventuale produzione di acque grigie avrà caratteristiche e quantità tali da consentirne lo scarico in mare nel rispetto della normativa vigente.

4.1.2.10 Trappola di Lancio

L'unità sarà progettata allo scopo di consentire periodicamente l'effettuazione delle operazioni di pulizia e controllo del sealine di trasporto blend alla piattaforma Vega A mediante pig di tipo intelligente.

4.1.2.11 Generazione Elettrica di Emergenza

L'unità di generazione elettrica di emergenza ha lo scopo di alimentare i carichi delle apparecchiature necessarie a mantenere in condizioni di sicurezza la piattaforma Vega B in caso di guasto del sistema principale di generazione di energia (cavo elettrico sottomarino da Vega A). Il sistema di generazione elettrica di emergenza potrà essere anche usato durante le interruzioni prolungate e dopo il riavvio degli impianti.

L'unità comprende fundamentalmente le seguenti attrezzature:

- generatore diesel di emergenza;
- serbatoio di accumulo gasolio;
- package di filtrazione e pompaggio gasolio.

Il generatore diesel è dimensionato per una potenza di 250 kWe, il serbatoio di accumulo gasolio è dimensionato per garantire l'alimentazione del generatore per una settimana di fuori servizio del sistema principale di generazione. La capacità stimata del serbatoio è pari a 16 m³.

Completa l'unità di generazione di emergenza il package di filtrazione e pompaggio gasolio per distribuire il gasolio anche ad altre utenze (serbatoio gru di bordo, serbatoio motopompa antincendio diesel).

4.1.2.12 Sistema Acqua di Mare

È previsto l'utilizzo di acqua di mare per il raffreddamento delle macchine (es: pompe multifase), con sistema anti-fouling ad ultrasuoni, che non prevede l'utilizzo di biocidi. Lo scarico sarà dotato di misurazione della temperatura.

4.1.2.13 Sistema Antincendio

Il sistema è costituito dal sistema di pompaggio e dalla rete di distribuzione, entrambi progettati per garantire la massima portata richiesta.

Il sistema di pompaggio sarà costituito da:

- No. 2 pompe principali (motore elettrico) sommerse di tipo verticale;

- No. 2 pompe di pressurizzazione (jockey) della rete antincendio sommerse di tipo verticale (una pompa spare).

In caso di fuori servizio del sistema di generazione principale, si prevede l'impiego di un'ulteriore pompa antincendio (a motore diesel) in grado di sopperire al fabbisogno d'acqua. Tale pompa sarà dotata di un proprio sistema di alimentazione del diesel.

Le pompe di pressurizzazione (jockey) hanno lo scopo principale di mantenere costantemente in pressione la rete antincendio ad una pressione minima. La rete di distribuzione dell'acqua ha lo scopo di fornire acqua ai sistemi di valvole a diluvio, idranti e monitori opportunamente distribuiti sulla piattaforma.

Alla rete di distribuzione è connesso il sistema a schiuma, che interviene in caso di erogazione di acqua durante la fase di spegnimento di un incendio.

In aggiunta ai sistemi fissi di protezione antincendio, la piattaforma Vega B verrà dotata anche di sistemi mobili di spegnimento, in relazione all'area da proteggere ed ai criteri di intervento adottati.

In particolare saranno utilizzate:

- attrezzature mobili antincendio costituite da estintori portatili e carrellati da installare nelle aree aperte della piattaforma (estintori a polvere, carrellati a polvere e a CO₂). L'ubicazione e le quantità saranno definite durante l'ingegneria di dettaglio;
- sistema di spegnimento (inergen) per protezione sale tecniche chiuse.

4.1.2.14 Sistema Telecomunicazioni

La piattaforma Vega B, normalmente non presidiata e telecontrollata dalla piattaforma madre Vega A, sarà dotata di tutte le apparecchiature di telecomunicazione necessarie al controllo e il monitoraggio da remoto grazie a No. 2 cavi multifibra inseriti nel mantello dei cavi di alimentazione media tensione

Sarà installato inoltre un pannello di telecomunicazione per gestione VHF, UHF, HVF marino etc.

Nella cabina della gru sarà installato un sistema VHF fisso.

4.1.2.15 Sistema di Controllo

La piattaforma Vega B, normalmente non presidiata e telecontrollata da Vega A, sarà dotata di un sistema di controllo estensione dell'attuale sistema di controllo di Vega A che avrà funzioni sia di controllo che ESD/F&G. Il sistema permetterà agli operatori di monitorare le condizioni operative e regolare la produzione tramite apertura e chiusura delle valvole "duse" su ogni stringa nonché di lanciare un arresto di emergenza da remoto.

Il sistema F&G proteggerà la piattaforma rilevando eventuali fughe di gas/incendi/fuoco e prenderà le rispettive misure atte a proteggere personale/piattaforma.

Un sistema di videosorveglianza (telecamera su imbarcadero e helideck) permetterà agli operatori in sala controllo posta su Vega A di monitorare accessi indesiderati in piattaforma.

Il sistema di supervisione (SCADA) in sala controllo permetterà di immagazzinare tutti i dati di processo, controllare la produzione, avere i trend necessari ad una corretta gestione della produzione.

4.1.2.16 Sistema di Depressurizzazione di Emergenza (ESD)

La piattaforma Vega B sarà dotata di un collettore dedicato alla depressurizzazione automatica (apertura Blow Down Valve - BDV per intervento ESD) della porzione di impianto tra valvole di pozzo e valvola Shut-Down Valve - SDV sull'export line.

4.2 INDAGINI GEOFISICHE PRELIMINARI

Preliminarmente alle attività di perforazione si prevede di effettuare un rilievo sismico 2D (mediante airgun) volto a definire la presenza di eventuali sacche di gas superficiale al fine di evitarne l'interferenza nelle prime fasi di perforazione (fino a 300 m).

Le attività di indagine geofisica previste per Vega B saranno eseguite mediante una nave da ricerca equipaggiata con attrezzatura per rilievo sismico 2D ad alta risoluzione airgun.

L'area di prevista indagine sismica prevista per l'area di Vega B è limitata ad un quadrato di circa 2 km di lato centrato sul punto di prevista ubicazione della nuova piattaforma Vega B. Di seguito in tabella si riportano le coordinate dell'area di rilievo sismico.

Tabella 4.3: Coordinate Vertici Area di Rilievo Geofisico

Punto	WGS 84	
	Latitudine	Longitudine
A	36° 34' 01.34" N	14° 33' 56.13" E
B	36° 33' 39.57" N	14° 35' 11.93" E
C	36° 32' 38.43" N	14° 34' 44.94" E
D	36° 33' 00.19" N	14° 33' 29.16" E

Maggiori dettagli relativamente ai mezzi impiegati e ai tempi previsti sono riportati nel successivo Capitolo 7 di descrizione delle attività.

Di seguito in Figura si riporta una rappresentazione dell'area di indagine con sismica 2D con indicazione della futura piattaforma Vega B. Sono previste No. 20 linee sismiche ognuna di lunghezza pari a 2.6 km, per un totale di circa 52 km (per ottenere la piena copertura nell'area di investigazione è necessario estendere l'acquisizione oltre l'area obiettivo di 2 x 2 km per una lunghezza di circa 600 m pari a circa la metà del cavo sismico di acquisizione).

L'area di acquisizione airgun è pari a 10.24 km².

Come mostrato di seguito in figura il programma di acquisizione prevede rilievi secondo due direzioni perpendicolari:

- direzione primaria (linee arancioni): le linee sismiche previste sono 13 con interdistanza di 200 m e relativo infittimento a 100 m in corrispondenza dell'area di ubicazione prevista per Vega B;
- direzione secondaria (linee blu) perpendicolari alle linee primarie: sono previste No. 7 linee con spaziatura di 500 m ed infittimento a 250 verso il centro del rilievo.

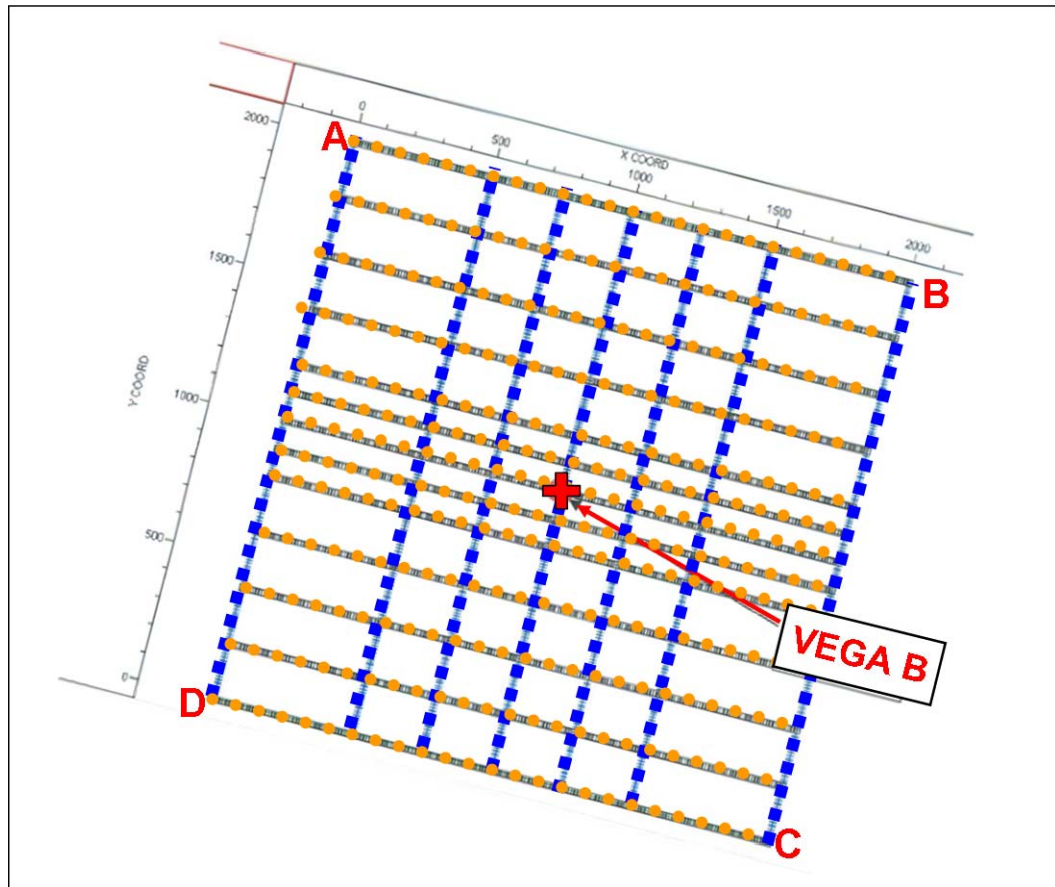


Figura 4.b: Programma di Acquisizione Sismica 2D

In Figura 4.1 allegata si presenta la rappresentazione a vasta scala dell'area di indagine con riferimento all'esistente piattaforma Vega A e alle opere a progetto oggetto del presente SIA.

4.3 NUOVI POZZI

Per lo sviluppo 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 (si veda la Figura 2.d).

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.

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.

L'obiettivo è la formazione geologica denominata "Siracusa" a 2,448 m di profondità effettiva (True Vertical Depth, TVD) s.l.m., che sarà interessata dal foro scoperto da 8 1/2" per circa 100 m. Ai fini del presente studio si ipotizza la realizzazione di (Edison, 2011m):

- No.1 pozzo con scostamento al target di circa 650 m;
- No.3 pozzi con scostamento al target di circa 1,150 m.

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.

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, 2011b).

Tabella 4.4 : Parametri PVT dell'Olio (Edison, 2011b)

Parametri PVT	
Condizioni di giacimento	271.2 kg/cm ² 101 °C
Densità olio	15.4° API
Viscosità olio	60-160 cP

Tabella 4.5 : Dati Preliminari di Produzione per Pozzo (Edison, 2011b)

Produzione per Pozzo	
Portata massima	2,000 barili/giorno
Portata plateau	1,000 barili/giorno
Portata minima	100 barili/giorno
Water cut	1% ¹⁶
GOR	10-20 Sm ³ gas/m ³ olio

Tabella 4.6: Composizione del Greggio (Edison, 2011b)

Componente	Moli [% mol]	Peso molecolare [g/mole]	Densità liquido [g/cm ³]
C1	4.599	16.043	-
C2	0.186	30.07	-
C3	0.284	44.097	-
iC4	0.284	58.124	-
nC4	0.596	58.124	-
iC5	0.186	72.151	-
nC5	0.189	72.151	-

¹⁶ Greggio anidro in analogia con l'attuale coltivazione del campo olio Vega A

Componente	Moli [% mol]	Peso molecolare [g/mole]	Densità liquido [g/cm ³]
C6	0.284	86.178	0.664
C7	0.331	96	0.738
C8	0.373	107	0.765
C9	0.369	121	0.781
C10-C29	24.708	281.727	0.8711
C30-C39	13.529	478.885	0.9258
C40-C47	10.726	604.927	0.951
C48-C54	9.316	709.944	0.9684
C55-C60	7.933	800.959	0.9815
C61-C66	7.886	884.959	0.9923
C67-C71	6.536	961.972	1.0014
C72-C76	6.503	1031.972	1.0091
C77-C80	5.180	1094.982	1.0155

4.4 ADEGUAMENTO IMPIANTISTICO PIATTAFORMA VEGA A

4.4.1 Sistemi di Generazione Elettrica

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 (descritti al Paragrafo 3.4.1.1) 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.

La configurazione operativa sarà la seguente:

- 2 unità in esercizio continuativo;
- le rimanenti unità in stand-by/manutenzione a rotazione.

Durante il normale esercizio delle piattaforme, in cui sarà disponibile gas dai processi di separazione in quantità e qualità sufficiente, saranno in funzione i due motori a gas.

In caso di:

- fuori servizio dei motori a gas;
- qualità non a specifica per alimentare i motori;
- quando, in seguito alla diminuzione della produzione di greggio dai pozzi di Vega A e Vega B, e alla concomitante diminuzione della quantità di gas associato al greggio il gas non fosse più disponibile in quantità sufficiente ad alimentare almeno un motore,

saranno eserciti i motori diesel (funzionamento di “back-up”).

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), per essere bruciato prima di essere immesso in atmosfera, nelle seguenti condizioni:

- durante il normale esercizio dei motori a gas, sarà inviato alla torcia il minimo eccesso di gas (ossia la differenza fra il gas prodotto dai processi e quello consumato dai motori e dal combustore per soddisfare i carichi elettrici e termici delle piattaforme);
- durante il funzionamento di back-up con i motori diesel, massimo eccesso di gas (ossia la differenza fra il gas prodotto dai processi e quello consumato dal solo combustore per soddisfare i carichi termici delle piattaforme, ad integrazione di quello recuperato dai circuiti ausiliari dei motori diesel).

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.

Sarà previsto un sistema di trattamento e compressione gas per l'alimentazione dei motori a combustione interna, in grado di ridurre la concentrazione di idrocarburi pesanti (es: C₅ e superiori) per consentire il corretto funzionamento delle macchine.

Al fine di garantire il rispetto dei requisiti di legge, sarà previsto dove necessario un sistema di trattamento di tipo catalitico senza iniezione di reagenti nel flusso di gas di scarico (Edison, 2011h).

Al fine di consentire il recupero di calore sensibile dai fumi di scarico, saranno previsti degli scambiatori ad olio diatermico, che si integreranno nell'attuale circuito di riscaldamento del greggio.

Nella seguente Figura è riportata una schematizzazione di principio della futura configurazione di Vega A (con Vega B in esercizio) in cui sono rappresentati i principali aspetti dei sistemi di generazione sopra descritti.

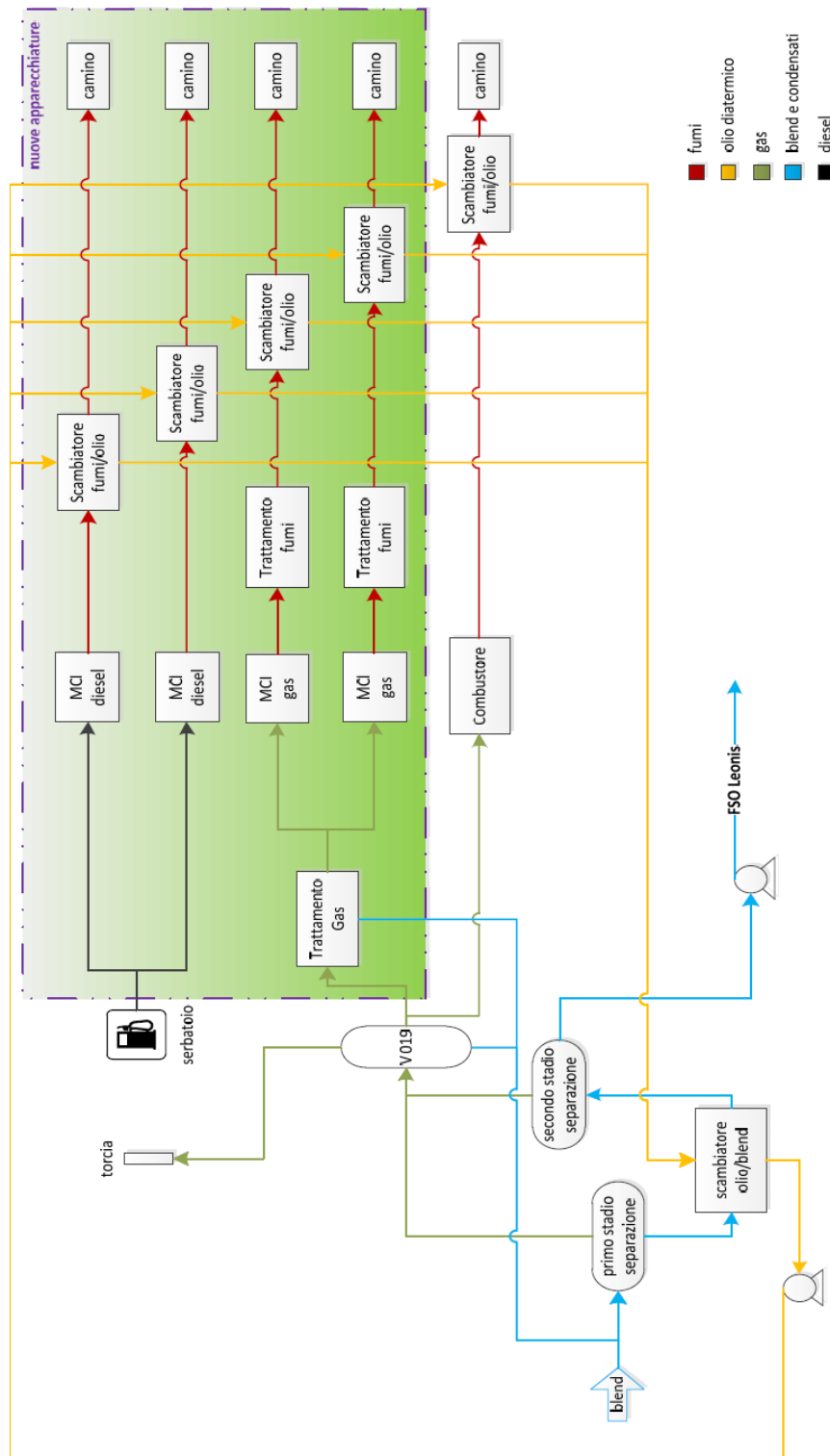


Figura 4.c: Schema Principio Configurazione Vega A (Vega B in Esercizio)

L'alimentazione delle utenze elettriche della piattaforma Vega B avverrà via cavo da Vega A (si veda il Paragrafo 4.5).

4.4.2 Altre Modifiche

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 reiniettate attraverso apposito pozzo iniettore nella stessa unità geologica di provenienza, previa richiesta e rilascio di apposita autorizzazione ministeriale (Edison, 2011d).

4.5 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 miscierà all'olio prodotto in piattaforma (Vega B) per consentirne il trasporto.

Le caratteristiche delle nuove linee sono sintetizzate nella seguente Tabella (Edison, 2011f).

Tabella 4.7: Sea Line da Installare (Edison, 2011f)

Caratteristiche	Produzione Vega B - Vega A	Diluente Vega A - Vega B
Diametro esterno (OD)	8"	4"
Lunghezza	6 km	6 km
Pressione operativa massima (P max)	14 bara	5 bara
Portata massima	65 m ³ /h	11 m ³ /h
Materiale	Acciaio al carbonio (X52)	Acciaio al carbonio (X52)

Il layout delle condotte è mostrato nella Figura 4.1 allegata.

Tutte le pipeline saranno rivestite esternamente con materiale anticorrosivo (tipo polipropilene o fusion bonded epoxy) per evitare la corrosione dovuta all'ambiente marino; le condotte saranno inoltre provviste di anodi sacrificali distribuiti a distanze regolari lungo il tracciato.

Le tubazioni saranno coibentate termicamente per impedire la formazione di depositi di cere paraffiniche durante il trasporto dei fluidi. Il materiale utilizzato (da definire nel corso della fase di dettaglio) sarà indicativamente del tipo 5LPP ("5-layer polypropylene"), con spessori nell'ordine di 50 mm. L'applicazione della coibentazione garantisce la stabilità del tubo per effetto dell'appesantimento dato dallo spessore utilizzato, consentendo di evitare l'uso di cemento. Nel caso in cui il peso della coibentazione non fosse sufficiente a garantire la stabilità potrebbe essere impiegato altro materiale coibente a maggiore densità. Durante la posa delle condotte si provvederà al ripristino della continuità termica del tubo applicando strati di materiale anticorrosivo e materiale coibente (Edison, 2011f).

La tubazione potrà essere in tubo rigido tradizionale o del tipo flessibile. E' prevista l'installazione di anodi sacrificali (Edison, 2011f).

Nel caso di condotta in flessibile si eviterebbero le saldature dei segmenti di tubo, diminuendo i tempi complessivi di posa, e si minimizzerebbe il numero di potenziali campate libere.

Nella seguente Figura è illustrata una sezione tipica di flexible-pipeline (Edison, 2011f)

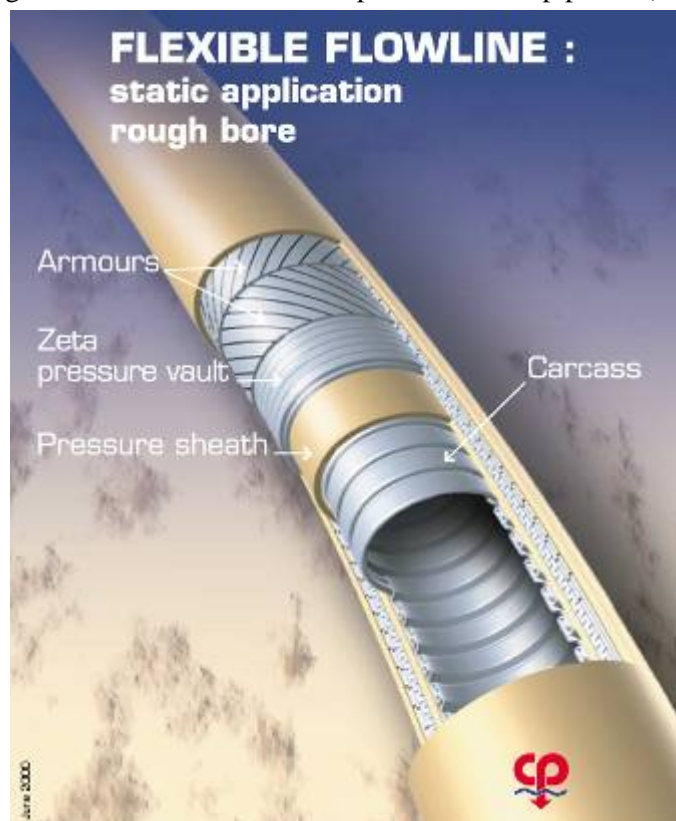


Figura 4.d: Sezione Tipica Flexible-Pipeline (Edison, 2011f)

Il trasferimento della produzione da Vega A al FSO avverrà mediante le linee esistenti.

4.6 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 indicativamente del tipo 3x120 mm², isolati in XLPE/HEPR, con doppia armatura ed isolamento esterno in polietilene ad alta densità, realizzati in un'unica pezzatura. Nella seguente Figura è illustrata la possibile sezione tipo (Edison, 2011).

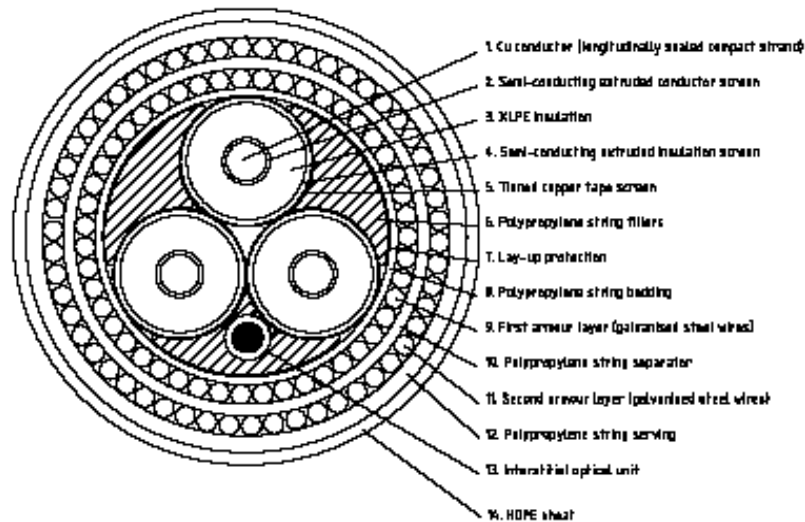


Figura 4.e: Sezione Cavi Elettrici (Edison, 2011)

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

Il layout dei cavi è mostrato nella Figura 4.1 allegata

Sulla piattaforma Vega B sarà presente un trasformatore MT/BT 6 kV/400V 60 Hz che permetterà l'alimentazione di tutte le utenze di piattaforma.

5 ANALISI DELLE ALTERNATIVE E MOTIVAZIONI TECNICHE DELLE SCELTE PROGETTUALI

5.1 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 immutate le condizioni dell'area mantenendo invariato l'assetto produttivo del Campo Olio Vega e non sfruttando un giacimento nazionale (la culminazione Vega B) di idrocarburi di grande potenzialità.

5.1.1 Atmosfera

La realizzazione del progetto di sviluppo del Campo Vega B comporta un adeguamento impiantistico sulla piattaforma Vega A con la sostituzione del sistema di generazione di energia elettrica esistente (installato su Vega A) con impianti maggiormente performanti di nuova generazione (da installare sempre su Vega A). Si prevede la dismissione dei 4 motori Caterpillar descritti al Paragrafo 3.4.1.1 e l'installazione di nuovi motori secondo la seguente configurazione (Edison, 2011h):

- No. 2 motori alimentati a gas;
- No. 2 nuovi motori diesel.

L'installazione dei motori a gas, che funzioneranno durante il normale esercizio, permetterà di sfruttare il gas di separazione per soddisfare i fabbisogni elettrici (produzione di energia elettrica) e termici (produzione di calore per processo e utilities) della piattaforma Vega A e della piattaforma Vega B. 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.

Relativamente alle emissioni di inquinanti in atmosfera, nonostante il considerevole aumento della produzione (che nel primo anno di funzionamento di Vega B sarà circa il triplo rispetto a quella attuale) si avrà, con il funzionamento dei nuovi motori a gas durante il normale esercizio, una riduzione del carico inquinante di NO_x (in considerazione dell'utilizzo di gas con nuovi motori performanti). Per quanto riguarda gli altri inquinanti si prevedono invece aumenti legati alla maggiore produzione che tuttavia devono essere rapportati ad una maggiore produzione di petrolio.

Le simulazioni modellistiche effettuate mediante software CALPUFF hanno permesso di verificare che anche nell'assetto futuro la ricaduta di inquinanti al livello del suolo in corrispondenza delle aree costiere della Sicilia non sono significative.

In conclusione, la mancata realizzazione del progetto, a livello generale:

- non consentirebbe di aumentare la produzione nazionale di petrolio;
- lascerebbe invariate le emissioni di inquinanti in atmosfera che potrebbero invece essere ridotte (quantomeno per gli ossidi di azoto) pur a fronte di un aumento di produzione.

5.1.2 Ambiente Idrico Marino

La realizzazione del progetto di sviluppo del Campo Vega B comporta l'installazione di una nuova piattaforma a circa 6 km di distanza dall'esistente piattaforma Vega A. Tra le due piattaforme saranno posate 2 condotte per il trasporto di blend e diluente e 2 cavi elettrici per l'alimentazione degli impianti di Vega B.

Durante le fasi di installazione si prevedono temporanee alterazioni della qualità delle acque marine dovuta essenzialmente alla sospensione di sedimenti sul fondale. Le simulazioni numeriche condotte mostrano che gli impatti hanno durata limitata nel tempo e nello spazio.

La fase di perforazione avverrà 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).

Una volta installate le opere a progetto non si prevedono impatti significativi in fase di esercizio: la piattaforma Vega B sarà non presidiata e non si prevedono dunque scarichi in mare legati alla presenza di personale a bordo (in caso di emergenza/maltempo il personale potrà alloggiare nel modulo di sopravvivenza dotato di servizi igienici che scaricheranno in casse di accumulo. Le acque grigie e nere prodotte che verranno raccolte e smaltite tramite bettolina).

Il processo di trattamento dell'olio estratto avverrà sulla piattaforma Vega A analogamente a quanto avviene oggi. Analogamente all'attuale assetto produttivo di Vega A, nel futuro assetto Vega A+B non si prevede saranno prodotte acque di strato.

La mancata realizzazione del progetto, a livello generale:

- non comporterebbe per quanto riguarda la fase di cantiere le temporanee modificazioni della qualità delle acque marine durante le fasi di cantiere (aumento di torbidità, scarichi civili e acque di raffreddamento);
- non comporterebbe per quanto riguarda la fase di esercizio alcuna sostanziale modificazione all'attuale interazione tra la piattaforma Vega A esistente e la qualità delle acque in quanto non si prevedono sostanziali modifiche nel prelievo di acqua marine e scarico di effluenti in mare.

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).

5.1.3 Suolo e Sottosuolo

Gli impatti sulla componente suolo e sottosuolo sono sostanzialmente associati alla realizzazione della nuova piattaforma Vega B, alla perforazione dei pozzi e alla posa delle sealines. Rispetto all'attuale occupazione di fondale (legata alla presenza di Vega A e delle relative sealines) si prevede un uso diretto incrementale di fondale pari a circa 453,000 m².

Maggiori consumi di suolo sarebbero invece associati alla realizzazione di nuove infrastrutture. Il consumo di fondale è infatti significativamente minore di quanto si avrebbe a fronte di una nuova piattaforma petrolifera che necessiterebbe necessariamente di una superficie maggiore (piattaforma presidiata) e di nuove linee di trasporto di greggio verso un nuovo impianto di stoccaggio galleggiante.

5.1.4 Rumore e Vibrazioni

La produzione di rumore e vibrazioni soprattutto in ambiente sottomarino è legata alla fase di cantiere e alla successiva fase di perforazione. Si tratta di impatti a carattere transitorio che interferiranno con l'ambiente marino in modo non continuo durante circa un anno per quanto riguarda la costruzione e per circa un anno per quanto riguarda la perforazione.

L'esercizio del nuovo Campo Vega A+B determina un impatto acustico estremamente contenuto e sostanzialmente invariato rispetto a quello attuale legato alla rumorosità degli impianti e motori presenti su Vega A. Come evidenziato in precedenza la piattaforma Vega B sarà non presidiata è soprattutto i nuovo motori per la generazione elettrica (sia di Vega A sia di Vega B) saranno ubicati su Vega A.

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.

5.1.5 Vegetazione, Flora, Fauna ed Ecosistemi

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

5.1.6 Aspetti Socio-Economici, Infrastrutture e Salute Pubblica

La realizzazione del progetto di sviluppo del Campo Vega B avrebbe impatti positivi sia a scala locale sia a scala nazionale.

Per quanto riguarda gli aspetti più generali associati il potenziamento di una struttura esistente per l'estrazione di petrolio in Italia, si può evidenziare che la realizzazione del progetto:

- contribuirebbe in maniera positiva al soddisfacimento della richiesta di prodotti petroliferi italiana a fronte di limitati interventi (rispetto alla realizzazione di una nuova infrastruttura);
- garantirebbe 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.

5.2 CRITERI DI LOCALIZZAZIONE DELLA PIATTAFORMA

L'ubicazione della piattaforma Vega B è stata scelta in funzione della struttura del giacimento, delle risultanze delle indagini ambientali condotte con ROV e dei vincoli di distanza da aree protette stabiliti dalla normativa (D.Lgs. 128/2010).

Come mostrato nella Figura successiva, Vega B sarà realizzata sulla culminazione occidentale del giacimento, denominata "Vega B". La perforazione di pozzi di tipo direzionato consentirà lo sfruttamento anche della culminazione più occidentale minimizzando la distanza da Vega A, che funzionerà come piattaforma principale e sulla quale si svolgerà il processo principale di separazione dei fluidi pozzo.

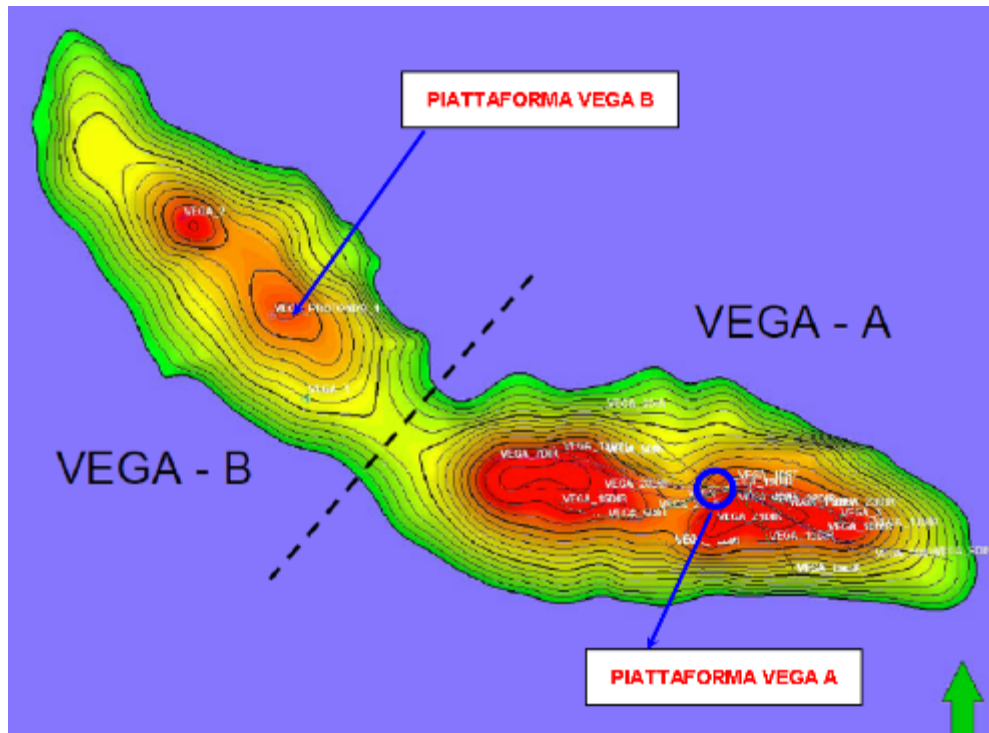


Figura 5.a: Ubicazione della Piattaforma Vega B e Giacimento Vega (Edison, 2006a)

Durante la fase di progettazione e di sviluppo del presente SIA è stata tenuta in considerazione la presenza di affioramenti rocciosi rilevati nel corso di precedenti survey geofisici (Edison-GAS, 1991) e accertati e caratterizzati nell'ambito di indagini ROV condotte *ad hoc* nel mese di Settembre 2011.

Le indagini ROV hanno permesso di evidenziare la presenza di alcuni affioramenti a coralligeno di elevato valore naturalistico e di caratterizzare ampie aree a blocchi sparsi di piccole dimensioni. Al fine di non provocare alcuna interazione diretta gli elementi di maggior interesse naturalistico (affioramenti di rilevanti dimensioni con popolamento coralligeno ben strutturato) la piattaforma Vega B è stata ubicata in direzione Sud rispetto ad essi mantenendo tuttavia accettabile la posizione rispetto al giacimento per un ottimale sfruttamento della risorsa (maggiori dettagli relativi alla presenza di bioconcrezioni sono forniti nel Quadro di Riferimento Ambientale del presente SIA).

Inoltre come mostrato nella Figura 5.1 allegata al Quadro di Riferimento Programmatico del presente SIA (Doc. No. 11-522-H1), la nuova piattaforma Vega B e l'area interessata dalla posa delle condotte e dei cavi sottomarini risultano essere comprese all'interno del limite delle acque territoriali e poste oltre il limite delle 12 miglia dalle aree marine e costiere protette più prossime, in linea con quanto stabilito dal D.Lgs 128/2010.

5.3 ALTERNATIVE PER LA REALIZZAZIONE DEL RILIEVO GEOFISICO

Al fine di verificare la presenza di sacche di gas nell'area di prevista perforazione dei nuovi pozzi di Vega B è necessario impiegare metodi geofisici attivi. In particolare i site survey volti alla definizione della presenza di potenziali geohazard nel campo dell'industria off-shore sono realizzati a singola batteria di airgun (array) specifici per la sismica 2D.

L'ottenimento di una sismica 2D ad alta risoluzione è strettamente legata alla tipologia di sorgente sonora impiegata. In fase di progettazione del survey è stata valutata la possibilità di impiegare come sorgente sonora lo "sparker". Tale alternativa è risultata inapplicabile a causa della minore capacità di fornire dati ad elevata risoluzione, fondamentali ai fini della garanzia di individuazione di potenziali geohazard.

Per quanto riguarda la tipologia di airgun e l'area di indagine si evidenzia inoltre quanto segue:

- la tipologia di airgun che si prevede impiegare è comunemente utilizzata in ambito off-shore e scientifico¹⁷; con riferimento al volume totale attivo (max. 160 in³ equivalenti a 2.6 litri) risulta essere nella fascia inferiore di airgun disponibili sul mercato;
- l'area di indagine è limitata all'area di prevista ubicazione della futura piattaforma Vega B e si limita ad un quadrato di circa 2 x 2 km. Un area di indagine minore renderebbe vano lo sforzo di ottenere informazioni dettagliate sugli strati geologici sub-superficiali e soprattutto non garantirebbe le prerogative di sicurezza in fase di perforazione dei futuri pozzi;
- i tempi di realizzazione sono estremamente limitati: circa mezza giornata di effettivo utilizzo delle sorgenti sonore (airgun) e circa 3 giorni di operazioni complessive.

5.4 ADEGUAMENTO IMPIANTISTICO VEGA A (PRODUZIONE ENERGIA ELETTRICA)

Al fine di garantire la produzione di energia elettrica necessaria al funzionamento delle piattaforme Vega A e Vega B, verranno dismessi i motori diesel attualmente installati su Vega A per fare posto a motori di nuova generazione maggiormente performanti. Durante la fase di progettazione sono state valutate le seguenti opzioni:

- sostituzione dei 4 motori diesel attualmente installati con No. 4 motori diesel;
- sostituzione dei 4 motori diesel con No. 2 motori a gas e No. 2 motori diesel.

Come evidenziato nel precedente Paragrafo 4.4.1, la configurazione prescelta è quella con No. 2 motori a gas alimentati durante il normale esercizio con il gas di giacimento proveniente dal processo di separazione accoppiati a No. 2 motori diesel di back-up in grado di sopperire ad eventuali fuori servizio dei motori principali a gas o in caso di qualità/quantità di gas non sufficiente.

Questa configurazione consentirà di massimizzare il recupero del gas di separazione dal greggio prodotto da entrambe le piattaforme 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 smaltire in torcia tutto il gas di separazione.

¹⁷ si cita ad esempio da NOAA - National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA) in "Environmental Assessment for SIO Western Pacific Cruise, 2011" durante la quale sono stati impiegati 2 airgun da 40-105 in³ con volume totale compreso tra 90-210 in³ (NOAA, 2011)

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

5.5 SCELTA DELL'IMPIANTO DI PERFORAZIONE

5.5.1 Tipologie di Impianto

Per quanto riguarda la scelta dell'impianto di perforazione, data la profondità d'acqua che non permette l'impiego di un impianto tipo "jack-up", al fine di definire il dimensionamento della piattaforma si è effettuato in primo luogo uno screening mettendo a confronto le ipotesi di un impianto "packaged" da installare sulla piattaforma e di un impianto tipo "Tender Assisted Drilling" (TAD) (Edison, 2011m).

Gli impianti di perforazione tradizionali di tipo packaged sono direttamente installati sulla piattaforma insieme agli impianti necessari per il loro funzionamento, mentre gli impianti di tipo TAD sono formati da un'unità galleggiante a bordo della quale sono installati gli impianti di funzionamento e da un "drilling equipment set" (DES); solo quest'ultimo viene installato sulla piattaforma.

Nel confronto con un impianto packaged di pari potenzialità il TAD offre i seguenti vantaggi:

- pesi gravanti sulla piattaforma sensibilmente inferiori;
- dimensioni di ingombro significativamente ridotte (approssimativamente valutabili in 1/3 dello spazio richiesto da un impianto di pari potenzialità);
- non richiede l'installazione del modulo alloggi;
- se di tipo "self erecting", non richiede l'impiego di mezzi marini di sollevamento ("crane barge") per l'installazione sulla piattaforma.

Per quanto riguarda le metodologie di perforazione e completamento dei pozzi, le due tipologie di impianto non presentano differenze.

Si è ritenuto quindi preferibile un impianto TAD in quanto l'installazione di un impianto di tipo packaged avrebbe richiesto un maggiore dimensionamento della piattaforma, con ovvi costi addizionali; inoltre l'installazione di un packaged richiederebbe necessariamente l'impiego di una crane barge per il sollevamento dei moduli di cui è composto.

Occorre tuttavia evidenziare che il dimensionamento della piattaforma Vega B per l'impianto TAD è stato verificato anche per l'eventuale installazione di un impianto tipo "fast move" del tipo Sundowner). Questo impianto, oltre che eseguire lavori di work-over, potrebbe essere utilizzato per la prima campagna di perforazione qualora le verifiche effettuate in fase di ingegneria di dettaglio (caratteristiche geometriche dei pozzi, profilo e profondità e potenzialità/disponibilità dell'impianto di perforazione) ne evidenziassero l'idoneità allo scopo dei lavori.

Le tre tipologie di impianto sono rappresentate nella seguente Figura.

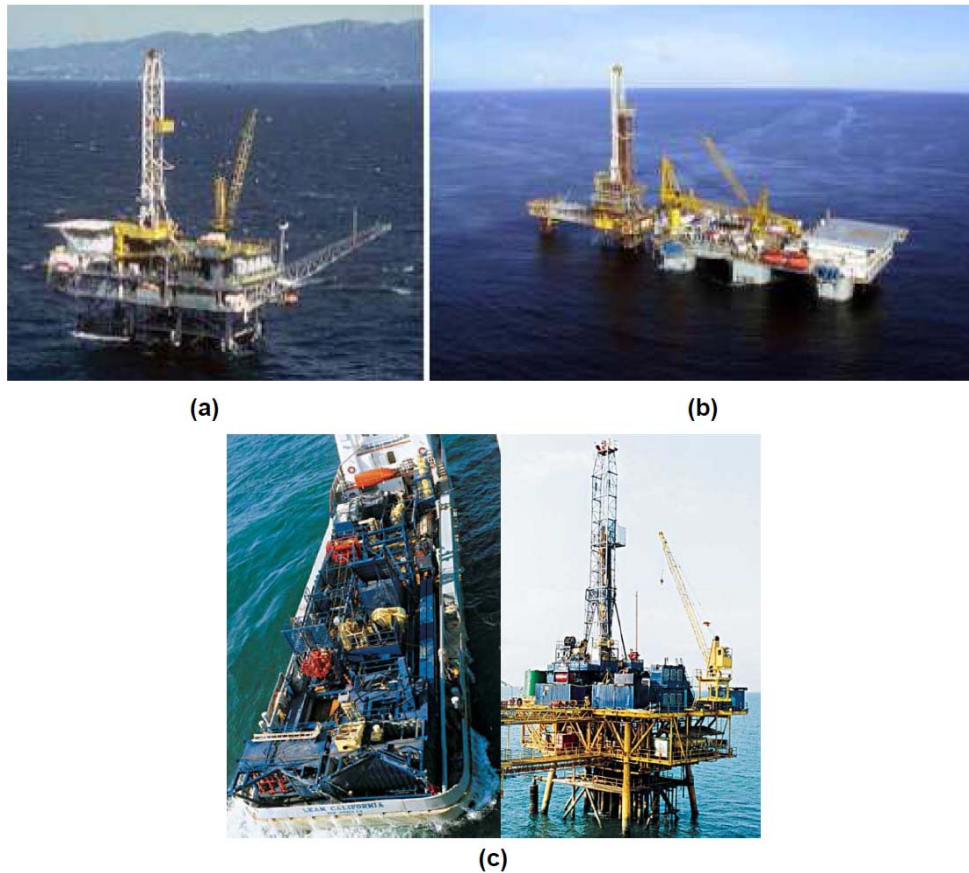


Figura 5.b: Tipologie Impianti di Perforazione – Packaged (a), TAD (b), Fast Move (c)

Ai fini del presente studio si è ipotizzato l'impiego di un impianto di perforazione di tipo TAD, di cui si riporta una descrizione nel seguente paragrafo.

Nel caso che le verifiche in fase di ingegneria di dettaglio e/o la limitata disponibilità di mezzi di perforazione TAD portassero alla scelta di un impianto di tipo fast moving rig, si evidenzia che il relativo impatto ambientale in termini di emissioni sarebbe sicuramente inferiore a quello previste per un impianto TAD. Di contro sarebbe ipotizzabile un aumento dei tempi necessari alla perforazione dei pozzi, quantificabile in circa il 20% in più del tempo previsto con un impianto più performante, quale il TAD (Edison, 2011m).

5.5.2 Impianti di Perforazione TAD

La tipologia di impianti TAD è adatta in genere alla perforazione di pozzi da piattaforme, sia fisse che galleggianti (e.g. SPAR¹⁸, TLP¹⁹, etc) e in particolare in quei casi dove lo sviluppo è

¹⁸ SPAR: Tipologia di piattaforma galleggiante per grandi profondità, costituita da un elemento cilindrico, ormeggiato in posizione verticale

¹⁹ TLP: Tipologia di piattaforma galleggiante per medie profondità, ormeggiata mediante sistemi di cavi posizionati agli angoli collegati al fondale

da realizzarsi con teste pozzo in superficie (“dry wellheads”) con profondità d’acqua comprese tra circa 120 m e 2,000 m.

I TAD sono costituiti essenzialmente da un’unità galleggiante (di tipo “barge” con scafo a fondo piatto o di tipo “semi-submersible” costituita da pontoni e colonne che sorreggono il ponte principale).

Le barge sono generalmente utilizzate in ambienti non severi e con profondità fino a 150 m; i semi-sommersibili possono operare a profondità comprese tra 10 e 2,000 m e, al di là del miglior comportamento con condizioni meteo-marine avverse, offrono vantaggi per le operazioni di installazione di un Drilling Equipment Set (DES) su piattaforme molto alte sul livello del mare.

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 modularizzati; 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 sulla piattaforma.

5.6 TRACCIATO CONDOTTE SOTTOMARINE E CAVI ELETTRICI

La definizione della rotta delle condotte tra Vega A e Vega B è stata concepita in considerazione della caratterizzazione geofisica dell’area in esame, assunta sulla base dei dati disponibili utilizzati per progetti sviluppati nella stessa area effettuati nel 1991 (Edison-GAS, 1991) e dalle posizioni delle piattaforme Vega A e Vega B in progetto (Edison, 2011f; Edison, 2011l).

In data 2 Settembre 2011 sono stati effettuati, tramite mezzo filoguidato ROV, dei controlli visivi di alcune aree che erano state identificate durante il survey geofisico del 1991 e catalogate come affioramenti rocciosi senza investigarne la natura.

Le recenti ispezioni visive hanno permesso di verificare che la gran parte delle aree segnalate non risulta essere zone di particolare rilievo ambientale, ad eccezione di un'area individuata a circa 500 m in direzione Nord, dal punto di prevista installazione della piattaforma Vega B, nella quale sono stati individuati degli affioramenti con un ricco popolamento bentonico di pregio naturalistico (si veda al riguardo il Quadro di Riferimento Ambientale del presente SIA).

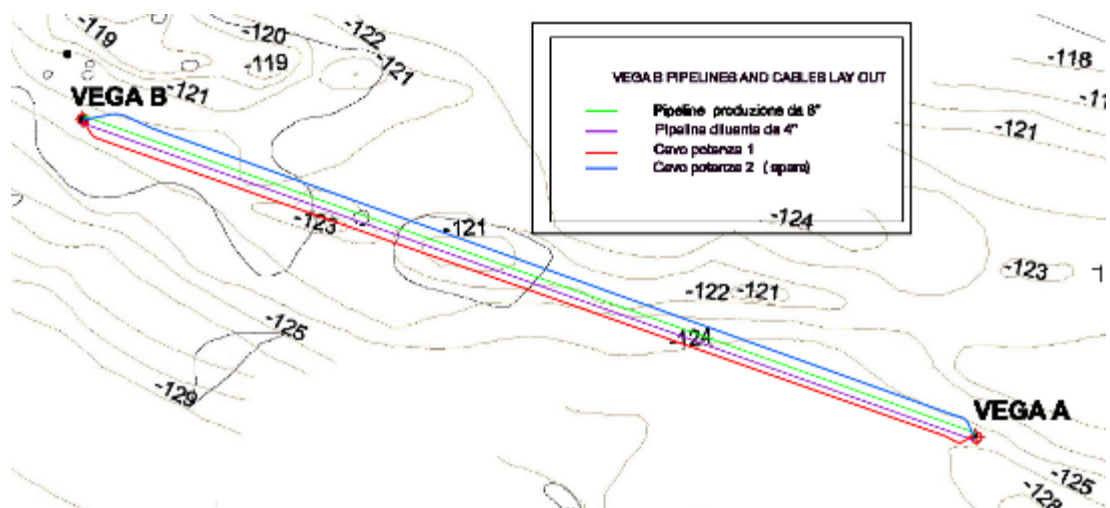
Tale area si trova comunque fuori dalle rotte delle sealine e pertanto non rappresenteranno un problema per le procedure di varo durante le fasi di installazione (Edison, 2011f; Edison, 2011).

Sulla base di questi primi risultati si ritiene che le sealine tra Vega A e Vega B potranno essere varate lungo traiettorie rettilinee e parallele. Un limitato re-routing potrebbe rendersi necessario una volta che le condizioni del fondo marino saranno approfondite nel corso dei survey geofisici e geotecnici di dettaglio previsti nelle fasi preliminari alla costruzione (Edison, 2011f; Edison, 2011).

Il layout delle nuove sealines è riportato nella Figura seguente, in cui le condotte e i cavi elettrici sono rappresentati secondo una direttrice rettilinea; si ipotizza una distanza di 50 m tra le linee per poter garantire un sufficiente margine di sicurezza durante le attività di installazione.

La Figura riporta anche le curve batimetriche relative all'area investigata: tali batimetriche si riferiscono ai rilievi geofisici effettuati nell'area nel 1991 che saranno aggiornate durante le attività di design di dettaglio mediante survey geofisici specifici (Edison, 2011f; Edison, 2011).

Il profilo pressoché pianeggiante del fondale marino e l'assenza di ostacoli geofisici di grande entità (come dimostrato dal survey del 2 Settembre 2011) portano a confermare che non sarà necessario effettuare un re-routing significativo durante il design.



Nota: le batimetrie riportate in figura sono affette da imprecisione strumentale correlata alla strumentazione usata nei survey del 1991. Le indagini ROV hanno evidenziato una variazione positiva di alcuni metri. Nuove indagini di elevato dettaglio sono previste preliminarmente alle attività.

Figura 5.c: Layout Condotte e Cavi (Edison, 2011f)

Il nuovo tracciato (Vega A-Vega B) non presenta particolari problemi né per quanto riguarda l'installazione né per quello che riguarda la vita operativa delle pipeline, in quanto le linee si trovano sulla piattaforma continentale in un'area priva di geohazard, senza dislivelli (pendenza massima prevista attorno al 2%) né ostacoli: per questa ragione non si prevedono campate libere delle tubazioni né attraversamenti di altre infrastrutture (Edison, 2011f; Edison, 2011).

Nelle future fasi dell'ingegneria si provvederà ad effettuare rilievi geofisici e geotecnici di dettaglio, in corrispondenza dei tracciati selezionati delle sealine, al fine di raccogliere ulteriori informazioni ed i dati necessari alla progettazione e all'installazione delle strutture sottomarine sopramenzionate (Edison, 2011f; Edison, 2011).

Obiettivo delle Survey è l'acquisizione, l'elaborazione e l'interpretazione dei dati idrografici, geofisici, geologici e geotecnici necessari, allo scopo di approfondire (Edison, 2011f; Edison, 2011):

- i dati geotecnici e topografici locali del fondale marino;
- la valutazione della morfologia del fondale marino, comprese caratteristiche e irregolarità topografiche, rischi geofisici e geologici e/o rischi dovuti a fattori antropici;
- le informazioni esistenti relative alle caratteristiche geologiche, geotecniche ed i vincoli ambientali eventuali che possono influenzare la scelta della rotta della condotta.

6 NORMATIVA E STANDARDS DI PROGETTO

6.1 RIFERIMENTI GENERALI

La progettazione e l'installazione della piattaforma Vega B dovrà avvenire in accordo con leggi, normative e standard vigenti in materia. Di seguito si riporta un elenco non limitativo delle leggi, normative e standard applicabili per le opere in progetto (Edison, 2011b).

- Leggi, Decreti, Direttive e Convenzioni:
 - DPR del 9 Aprile 1959, No. 128 - Norme di polizia delle miniere e delle cave,
 - D.P.R. No. 886/1979 - Integrazione ed adeguamento delle norme di polizia delle miniere e delle cave, contenute nel D.P.R. 9 Aprile 1959, No. 128, al fine di regolare le attività di prospezione, di ricerca e di coltivazione degli idrocarburi nel mare territoriale e nella piattaforma continentale,
 - D.P.R. No. 577/1982 - Approvazione del regolamento concernente l'espletamento dei servizi antincendi,
 - D.M. 16/02/1982 - Modificazioni del D.M. 27/09/1965, concernente la determinazione delle attività soggette alle visite di prevenzione incendi,
 - D.M. 20/12/1982 - Norme tecniche e procedurali, relative agli estintori portatili di incendio soggetti all'approvazione del tipo da parte del Ministero dell'Interno,
 - Circolare No. 15 del 31/05/1986 - Punto 96. D.M. 16 Febbraio 1982: Piattaforme fisse e strutture fisse assimilabili di perforazione e/o produzione di idrocarburi di cui al decreto del Presidente della Repubblica 24 Maggio 1979, No. 886,
 - D.M. 30/11/1983 - Termini, definizioni generali e simboli grafici di prevenzione incendi,
 - Lettera-circolare No. 18765/4190/A del 30 Ottobre 1990 - Dispositivi di sicurezza approvati dal Ministero dell'Interno, dal 1 maggio 1988 al 30 Giugno 1990, ai sensi delle vigenti norme di prevenzione incendi,
 - Decreto Ministeriale 22/01/2008 No. 37 - Norme per la sicurezza degli impianti,
 - D.P.R. No. 435/1991 - Approvazione del regolamento per la sicurezza della navigazione e della vita umana in mare,
 - D.M. 14/12/1993 - Norme tecniche e procedurali per la classificazione di resistenza al fuoco ed omologazione di porte ed altri elementi di chiusura,
 - D.M. 28/07/1994 - Determinazione delle attività istruttorie per il rilascio dell'autorizzazione allo scarico in mare dei materiali derivanti da attività di prospezione, ricerca e coltivazione di giacimenti di idrocarburi liquidi e gassosi,
 - D.Lgs. del Governo No. 624/1996 - Attuazione della direttiva 92/91/CEE relativa alla sicurezza e salute dei lavoratori nelle industrie estrattive per trivellazione e della direttiva 92/104/CEE relativa alla sicurezza e salute dei lavoratori nelle industrie estrattive a cielo aperto o sotterranee,
 - D.Lgs. 14/08/1996, No. 493 - Attuazione della direttiva 92/58/CEE concernente le prescrizioni minime per la segnaletica di sicurezza e/o di scelte sul luogo di lavoro,
 - Lettera Circolare prot. No. P1066/4167 sott. 17 del 19/05/1997,
 - Decreto Legislativo 25 Novembre 1996, No. 624 - Chiarimenti in materia di prevenzione incendi nelle attività estrattive condotte mediante perforazione,

- D.P.R. 12/01/1998, No. 37 - Regolamento recante disciplina dei procedimenti relativi alla prevenzione incendi, a norma dell'articolo 20, comma 8, della legge 15/03/1997, No. 59,
- D.M. 10/03/1998 - Criteri generali di sicurezza antincendio e per la gestione dell'emergenza nei luoghi di lavoro,
- D.Lgs. Governo No. 139 del 08/03/2006 - Riassetto delle disposizioni relative alle funzioni ed ai compiti del Corpo nazionale dei vigili del fuoco, a norma dell'articolo 11 della legge 29 Luglio 2003, No. 229,
- D.Lgs. 10/04/2006, No. 195 - Attuazione della direttiva 2003/10/CE relativa all'esposizione dei lavoratori ai rischi derivanti dagli agenti fisici (rumore),
- D.M. 16/02/2007 - Classificazione di resistenza al fuoco di prodotti ed elementi costruttivi di opere da costruzione,
- D.M. 09/03/2007, No. 139 - Prestazioni di resistenza al fuoco delle costruzioni nelle attività soggette al controllo del Corpo nazionale dei Vigili del Fuoco,
- D.M. 09/05/2007 - Approccio ingegneristico alla sicurezza antincendio,
- L. 03/08/2007 No. 123 - Misure in tema di tutela della salute e della sicurezza sul lavoro e delega al Governo per il riassetto e la riforma della normativa in materia,
- D.M. 22/10/2007, No. 139 - Approvazione della regola tecnica di prevenzione incendi per l'installazione di motori a combustione interna accoppiati a macchina generatrice elettrica o a macchina operatrice,
- D. Lgs 81 del 09/04/2008 - Attuazione dell'articolo 1 della legge 3 Agosto 2007, No. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro,
- L. 662/80 - Ratifica ed esecuzione della convenzione internazionale per la prevenzione dell'inquinamento causato da navi e del protocollo sull'intervento in alto mare in caso di inquinamento causato da sostanze diverse dagli idrocarburi, con annessi, adottati a Londra il 2 novembre 1973 (Supplemento Ordinario alla G.U. NO. 292, del 23 Ottobre 1980)". Ratifica della Convenzione MARPOL 73/78,
- L. No. 979/1982 - Disposizioni per la difesa del mare,
- L. No. 349/1986 - Istituzione del Ministero dell'ambiente e norme in materia di danno ambientale,
- Decreto Pres. Cons. Ministri del 27/12/1988 - Norme tecniche per la redazione degli studi di impatto ambientale e la formulazione del giudizio di compatibilità di cui all'art. 6, L. 8 luglio 1986, No. 349, adottate ai sensi dell'art. 3 del D.P.C.M. 10 Agosto 1988, No. 377.Circ. MiNo. Amb. 23/02/1990 No. 1092/VIA/A.0013.1,
- L. No. 394/1991 - Legge quadro sulle aree protette,
- Decisione CEE/CEEA/CECA No. 274 del 21/05/1991 (91/274/CEE) - Decisione della Commissione del 21 Maggio 1991 concernente un elenco dei provvedimenti legislativi di cui all'articolo 10 della direttiva 90/220/Cee .Circ. Min. Amb. 15/02/1996,
- L. No. 220 /1992 - Interventi per la difesa del mare,
- D.M. del 28/07/1994 - Determinazione delle attività istruttorie per il rilascio dell'autorizzazione allo scarico in mare dei materiali derivanti da attività di prospezione, ricerca e coltivazione di giacimenti idrocarburi liquidi e gassosi,

- D.P.R. No. 526/1994 - Regolamento recante norme per disciplinare la valutazione dell'impatto ambientale relativa alla prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi,
- D.M. del 24/01/1996 - Direttive inerenti le attività istruttorie per il rilascio delle autorizzazioni di cui all'art. 11 della legge 10 Maggio 1976, No. 319, e successive modifiche ed integrazioni, relative allo scarico nelle acque del mare o in ambienti ad esso contigui, di materiali provenienti da escavo di fondali di ambienti marini o salmastri o di terreni litoranei emersi, nonché da ogni altra movimentazione di sedimenti in ambiente marino,
- Decreto dell'Assessore Regionale del 30/12/1997 - Disposizioni relative alla regolamentazione delle operazioni di dragaggio e di ripascimento degli arenili nell'ambito del demanio marittimo regionale,
- Decreto legislativo 29 Ottobre 1999, No. 490 - Testo unico delle disposizioni legislative in materia di beni culturali e ambientali, a norma dell'articolo 1 della legge 8 ottobre 1997, No. 352,
- D.Lgs. 152/2006 e s.m.i - Norme in materia ambientale - Parte seconda: procedure per la valutazione ambientale strategica (VAS), per la valutazione di impatto ambientale (VIA) e per l'autorizzazione ambientale integrata (IPCC)", modificato dal D.Lgs. No. 4 /2008, "Ulteriori disposizioni correttive ed integrative del decreto legislativo 3 Aprile 2006, No. 152, recante norme in materia ambientale,
- D.Lgs. del. Governo No. 59/2005 - Attuazione integrale della direttiva 96/61/CE relativa alla prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento,
- Direttiva 17 Giugno 2008, No. 2008/56/CE - Direttiva quadro sulle strategie per l'ambiente marino,
- Direttiva 97/23/EC - Norma relativa alle apparecchiature in pressione (PED),
- D.L. No. 93 del 25 Febbraio 2000 - Implementazione della direttiva 97/23/EC riguardante le apparecchiature in pressione,
- -Direttiva 1999/36/CE - Nuova direttiva macchine,
- Direttiva 94/9/CE - Direttiva ATEX (apparecchiature), Rettifica del 23 Marzo 1994. Comunicazione CE associata: 2009/C 20/14 (elenco norme armonizzate,
- DPR No. 126 del 23/03/1998 - Regolamento recante norme per l'attuazione della direttiva 94/9/CE in materia di apparecchi e sistemi di protezione destinati ad essere utilizzati in atmosfera potenzialmente esplosiva,
- D.Lgs. Governo 13/08/2010 No. 155 - Attuazione della direttiva 2008/50/CE relativa alla qualità dell'aria ambiente e per un'aria più pulita in Europa,
- DPR 01/08/2011 No. 151 - Regolamento recante semplificazione della disciplina dei procedimenti relativi alla prevenzione degli incendi,
- Direttiva 2000/14/CE - Emissione acustica delle macchine destinate a funzionare all'aperto,
- D.Lgs. Governo 04/09/2002 No. 262 - Attuazione della direttiva 2000/14/CE concernente l'emissione acustica ambientale delle macchine ed attrezzature destinate a funzionare all'aperto,
- DPCM del 14 Novembre 1997 - Determinazione dei valori limite delle sorgenti sonore,

- DM del 31 Luglio 1934, - Approvazione delle norme di sicurezza per la lavorazione, l'immagazzinamento, l'impiego e la vendita di oli minerali, e per il trasporto degli oli stessi,
- Decreto del Ministro dell'Interno del 16 Novembre 1983 - Elenco delle attività soggette, nel campo dei rischi di incendi rilevanti, all'esame degli ispettori regionali o interregionali ai sensi dell'art. 19 del decreto del Presidente della Repubblica 29 Luglio 1982, No. 577,
- Legge del 26 Ottobre 1995, No. 447, - Legge quadro sull'inquinamento acustico,
- DM del 26 Giugno 1984 - Classificazione di reazione al fuoco ed omologazione dei materiali ai fini della prevenzione incendi,
- Decreto Presidente della Repubblica del 6 Ottobre 1999, No. 407 - Regolamento recante norme di attuazione delle direttive 96/98/CE e 98/85/CE relative all'equipaggiamento marittimo,
- BARCELONA CONVENTION del 16 Febbraio 1976 - Convention for the Protection of the Mediterranean Sea Against Pollution,
- Decreto Legislativo del 25 Febbraio 2000, No. 93 - Attuazione della direttiva 97/23/CE in materia di attrezzature a pressione;
- Norme:
 - API RP 14 E Recommended practice for design and installation of off-shore production platform piping system,
 - API RP 1111 Recommended practice for design, construction, operation and maintenance of off-shore hydrocarbon pipelines,
 - API-RP 520 Recommended Practice for the Design and Installation of Pressure Relieving Systems,
 - API Recommended practice 540 Recommended Practice for Electrical Installations in Petroleum Processing Plant,
 - API 526 Flanged Steel Safety Relief Valves,
 - API 675 positive displacement pumps,
 - API RP 14C Design, Installation and Testing - Basic Surface Safety System,
 - API RP 521 Guide for the pressure relief and depressuring system,
 - API RP 2G Recommended practice of Production Facilities on off-shore Structures,
 - API RP 14G Recommended Practice for Fire Prevention and Control on open type off-shore Production Platforms,
 - API 5L Specification for Line Pipe,
 - API RP12J Specification for Oil and Gas Separators,
 - IMO – Solas Inter-governmental Maritime Organization - Consolidated Edition 1997(text of the International Convention for the Safety of Life at Sea, 1974 and its Protocol of 1978: articles, annexes and certificates): ResolutionA654(16) amending Chapter II-2, regulation 20,
 - IALA Standard of Lighthouse Authorities will be used for location of Aids to Navigation Lights and Horns,
 - NFPA 10 Standards for Portable Fire Extinguishers,

- NFPA 15 Water spray fixed systems for fire protection,
- NFPA 72 National fire alarm system / Automatic Fire Detectors,
- NFPA 2001 Standard for Clean Agent Fire Extinguishing Systems,
- Noble Denton Guidelines for Lifting Operations by Floating Crane Vessels 0027/ND – Rev. 06 – January 2009,
- ASME/ANSIB31.8 Gas Transmission and distribution piping system,
- ASME sez. VIII/ISPELVSR Pressure vessel,
- DNV TN B 306 Relief, Depressuring, Flare and Cold Vent Systems,
- DnV OS-F101 Submarine Pipeline Systems, October 2007,
- DnV RP-F109 On-bottom Stability Design of Submarine Pipelines, 2007,
- DnV RP-F111 Interference Between Trawl Gear and Pipelines, October 2006,
- DnV RP-F107 Risk Assessment of Pipeline Protection, March 2001,
- DNV RP-B401 Cathodic Protection Design, January 2005.

6.2 STRUTTURE

Le verifiche strutturali sono state effettuate in accordo alle seguenti Normative principali (Edison, 2011b):

- API RP 2A – WSD, “Recommended Practice for Planning, Designing and Constructing Fixed Offshore Platforms” – Working Stress Design No. 21st Ed., Oct 1, 2007”;
- AISC, “Manual of steel construction – Allowable Stress Design; 9th Ed. 1989”;
- Det Norske Veritas. Standard for Insurance Warranty Surveys in Marine Operations, “Recommended Practice RP5, Lifting. 1985”
- EN 10025 “Hot rolled products of non – alloy structural steels – Technical delivery conditions, 2004”.

Per gli aspetti non coperti dalle Normative sopra riportate e dove esplicitamente richiesto si fa riferimento alle seguenti altre Normative (Edison, 2011b):

- Det Norske Veritas. Rules for the design construction and inspection of offshore structures, 1977;
- Department of Energy. Offshore Installations: guidance on design, construction and certification, Rev. 4, 1990;
- AWS D1.1. “Structural Welding Code, 1996”;
- R.I.N.A., “Guida per la progettazione, la costruzione e l’installazione di piattaforme marine fisse in acciaio, 1988”;
- R.I.NO.A., “Guida per la verifica delle sistemazioni per il trasporto di carichi concentrati sul ponte di coperta delle chiatte da rimorchio destinate alla navigazione marittima, 1988”;
- Det Norske Veritas. Rules for Submarine Pipeline System, 1981.

6.3 PIPING

Le Normative di riferimento sono di seguito riportate (Edison, 2011b):

- Direttiva CEE in materia di attrezzatura a pressione PED 97/23/CE;

- ASME B 31.3 “Code for Pressure Piping – Process Piping”;
- ASME B 31.8 “Code for Pressure Piping – Gas Transmission and Distribution Piping System”;
- ASME B 31.4 “Code for Pressure Piping – Pipeline Transportation System for liquid Hydrocarbons and other Liquids”.

6.4 ELETTRICO

Le Normative di riferimento sono di seguito riportate (Edison, 2011b):

- Direttiva ATEX 94/9/EC -1994 “Sicurezza delle apparecchiature installate in zone con pericolo di esplosione”;
- Direttiva ATEX 1999/92/EC – 1999 “Sicurezza delle apparecchiature installate in zone con pericolo di esplosione”;
- Direttiva EMC 89/336/CEE “Compatibilità elettromagnetica”;
- Direttive LVD 93/68/CEE, 73/23/CEE “Direttiva bassa tensione per la marcatura CEE delle apparecchiature”;
- CEI, CEI-EN, IEC, CENELEC, “Fascicoli relativi a sistemi, materiali e modalità d’installazione”;
- R.I.NO.A. “Conformità alle prescrizioni per i sistemi e materiali elettrici”;
- IALA, “Aiuti alla navigazione aerea”;
- CEI EN 60079-10 “Costruzioni elettriche per atmosfere esplosive per la presenza di gas – Parte 10: Classificazione dei luoghi pericolosi”;
- CEI EN 60079-14 “Costruzioni elettriche per atmosfere esplosive per la presenza di gas – Parte 14: Impianti elettrici nei luoghi con pericolo di esplosione per la presenza di gas (diversi dalle miniere)”;
- CEI EN 61511 “Sicurezza funzionale- sistemi strumentali di sicurezza per il settore dell’industria di processo”.

6.5 STRUMENTAZIONE

La progettazione e l’installazione dei sistemi di strumentazione/automazione sarà eseguita in accordo all’ultima edizione emessa dalla Commissione Elettrotecnica Internazionale (IEC) e dal Comitato Europeo per la Standardizzazione Elettrotecnica (CENELEC).

Tutte le apparecchiature elettriche e non elettriche che saranno installate in area con pericolo di esplosione dovranno essere provviste di certificazione in accordo alla direttiva ATEX

I materiali e le apparecchiature elettriche saranno selezionate in accordo alle CEI e/o CENELEC.

Dove applicabile, i materiali e le apparecchiature dovranno inoltre essere progettati e certificati secondo la direttiva CEE 97/23/CE (PED).

7 DESCRIZIONE DELLE ATTIVITÀ DI CANTIERE E DI PERFORAZIONE

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

- le tempistiche previste, con riferimento alle singole fasi, e le aree interessate dalle lavorazioni (Paragrafo 7.1);
- le operazioni di installazione del jacket e del deck della piattaforma Vega B (Paragrafo 7.2);
- le modalità di posizionamento del impianto di perforazione (Paragrafo 7.4);
- le fasi di perforazione dei pozzi (Paragrafo 7.5);
- le operazioni di posa delle condotte sottomarine tra le piattaforme Vega A e Vega B (Paragrafo 7.6);
- le operazioni di posa dei cavi per l'alimentazione elettrica della piattaforma Vega B (Paragrafo 7.7).

7.1 CRONOPROGRAMMA, AREE DI CANTIERE E FASI DI LAVORO

Preliminarmente a tutte le attività di sviluppo del progetto si rende necessaria un'indagine sismica 2D volta a definire la presenza di eventuali sacche di gas superficiale al fine di evitarne l'interferenza nelle prime fasi di perforazione (fino a 300 m). Di seguito in tabella si riportano le tempistiche previste.

Tabella 7.1: Geofisica - Durata delle Fasi di Progetto (Edison, 2012d)

Fase	Durata
Preparazione e test delle apparecchiature in porto	2 giorni
Campagna di Acquisizione Sismica	circa 3 giorni di cui: - presenza mezzi nell'area marina: 3 giorni - durata delle sole attività di acquisizione: circa 0.5 giorni (circa 13 ore)

Nella seguente Tabella si riporta una sintesi della durata indicativa prevista per le singole fasi di cantierizzazione (Edison, 2011n).

Tabella 7.2: Cantierizzazione - Durata delle Fasi di Progetto (Edison, 2011n; Edison, 2012a)

Fase	Durata (giorni)
Costruzione jacket e deck a terra	310
Installazione jacket	36-39
Installazione deck	35
Posa delle sealine (condotte + cavi) ⁽¹⁾	35
Adeguamento impiantistico piattaforma Vega A	90

Nota:

1) 35 giorni complessivi, comprensivi delle attività di pre-commissioning, commissioning, test e avvio di cavi e tubi

Nella successiva Tabella si riportano le tempistiche previste per la perforazione e completamento dei pozzi.

Tabella 7.3: Perforazione Pozzi - Durata delle Fasi di Progetto (Edison, 2011m)

Operazione	Durata (giorni)			
	Vari	Perforazione	Completamento	Totale
Ancoraggio TAD ed innalzamento derrick set	10	-	-	10
Pozzo B-1Dir (scost. 650 m)	-	50.5	7.7	58.2
Pozzo B-2Dir (scost. 1,150 m)	-	56.5	8.2	64.7
Pozzo B-3Dir (scost. 1,150 m)	-	56.5	8.2	64.7
Pozzo B-4Dir (scost. 1,150 m)	-	56.5	8.2	64.7
R/D derrick set, secure e allontanamento TAD	10	-	-	10
Contingent (WOW)	9	-	-	9
Totali	29	220	32.3	281.3

Nella seguente Figura si riporta il dettaglio dei tempi necessari alla realizzazione dei pozzi, correlando la durata delle fasi di perforazione alla profondità (Edison, 2011m).

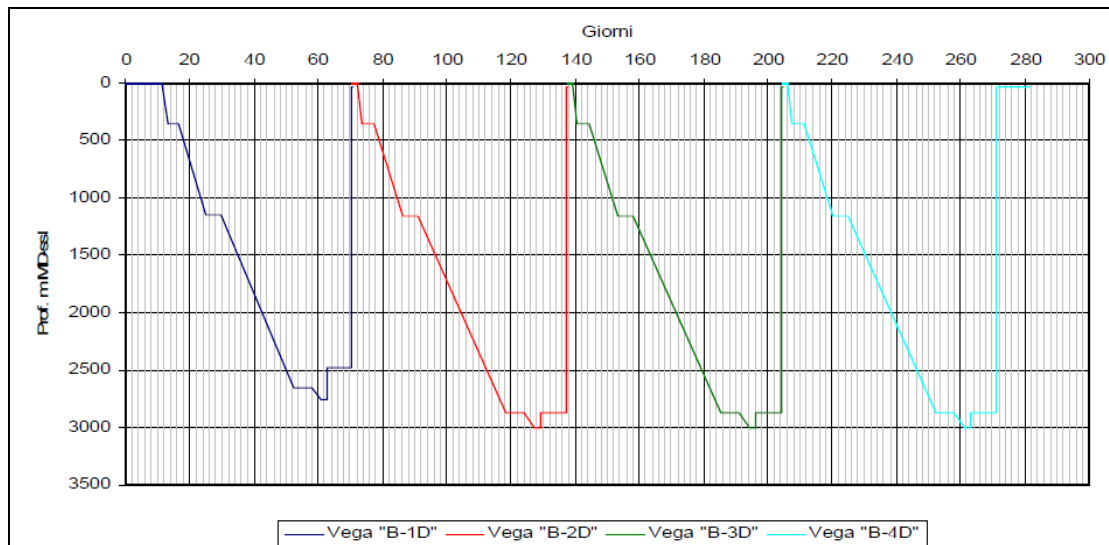


Figura 7.a: Perforazione Pozzi – Diagramma Tempo-Lunghezza Perforata

Le aree di cantiere saranno costituite da Vega A, Vega B e dallo specchio marino interessato dalla posa di condotte e cavi sottomarini. Si rimanda al successivo Paragrafo 9.1.7 per l'indicazione delle aree a mare interessate dallo svolgimento delle lavorazioni e dalle opere in progetto.

7.2 ATTIVITÀ GEOFISICHE PRELIMINARI

Si riportano nei paragrafi seguenti:

- una descrizione generale dei metodi di indagine sismica;
- una descrizione generale delle sorgenti di energizzazione sismica e acquisizione normalmente utilizzate nell'industria off-shore;
- una descrizione delle attività previste per l'area Vega B.

7.2.1 Generalità sulle Indagini Geofisiche Sismiche

I metodi sismici sono basati sulla misurazione dei tempi che le onde elastiche, prodotte artificialmente in prossimità della superficie (mediante esplosioni, vibrazioni, etc.), impiegano ad attraversare gli strati terrestri e ritornare in superficie. Appositi sismografi (geofoni, utilizzati nelle prospezioni a terra ed idrofoni, in mare), posti ad intervalli prestabiliti gli uni dagli altri e ad una distanza nota dal punto in cui si è sviluppata l'onda elastica, registrano l'arrivo delle onde sismiche riflesse dalle diverse discontinuità del sottosuolo (orizzonti riflettenti).

I ricevitori trasformano l'energia sismica ricevuta sotto forma di oscillazione del terreno in forze elettromagnetiche e, quindi, in correnti ad esse proporzionali che, convertite in forma digitale, vengono inviate alle apparecchiature di registrazione.

Nella prospezione sismica le perturbazioni, inviate nel terreno sotto forma di onde elastiche, determinano vibrazioni delle particelle dei sedimenti (le rocce possono essere considerate, con buona approssimazione, dei corpi elastici).

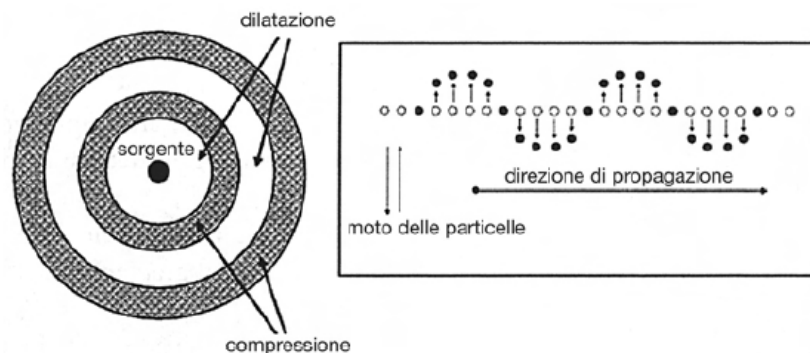


Figura 7.b: Propagazione delle Onde Elastiche

Le onde elastiche, attraversando le discontinuità litologiche, subiscono modificazioni sia nella forma che nella velocità di propagazione.

I fenomeni fisici che intervengono in corrispondenza delle discontinuità sono analoghi a quelli ottici, per cui è possibile applicare le leggi dell'ottica geometrica riguardanti la riflessione e la rifrazione, cioè i differenti modi con i quali si modifica la traiettoria del raggio ottico o, nel nostro caso, dell'onda elastica.

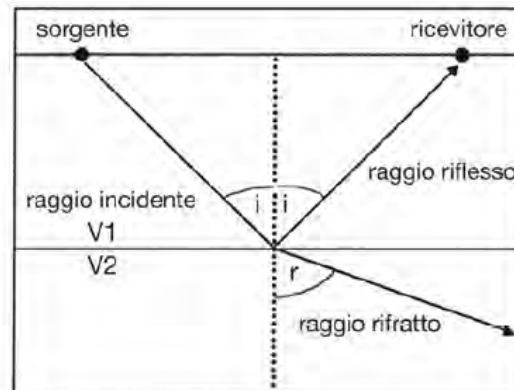


Figura 7.c: Riflessione e Rifrazione

La riflessione è il fenomeno per cui un'onda che investe la superficie di separazione di due mezzi diversi (corpi litologici di densità distinta, per es. argille e calcari) torna in superficie. Anche in questo caso si possono applicare le leggi della geometria ottica, per cui si osserva che l'angolo d'incidenza è uguale all'angolo di riflessione.

La rifrazione è il fenomeno per cui un'onda subisce una deviazione nella direzione di propagazione, passando da un mezzo ad un altro caratterizzato da una diversa velocità di propagazione dell'onda. Sulla superficie di separazione si verifica sempre anche una riflessione dell'onda incidente. Per questo motivo, le onde sismiche quando incontrano una superficie di discontinuità in parte vengono riflesse verso la superficie (dove sono registrate dai geofoni/idrofoni), in parte continuano ad attraversare gli strati più profondi, dopo aver subito, però, un cambiamento di direzione. Successivi strati riflettenti ne determineranno nuovamente la riflessione verso la superficie.

Durante ogni indagine sismica, come nei fenomeni sismici naturali, vengono generate onde che si propagano sulla superficie del terreno. Un aspetto fondamentale è la velocità di propagazione delle onde sismiche che dipende dallo stato fisico del mezzo attraversato; essa è determinata dalla densità e dall'elasticità dei corpi rocciosi. La velocità aumenta con il crescere del modulo di elasticità ed anche all'aumentare della densità, ma per il fatto che il modulo di elasticità, in queste condizioni, aumenta più rapidamente. Nelle formazioni rocciose più antiche e più compatte le onde sismiche si muovono più velocemente rispetto a quelle più tenere e meno consolidate.

Nello studio dei dati sismici è essenziale conoscere i parametri fisici che determinano la velocità delle onde sismiche nei diversi strati del sottosuolo. I geofoni/idrofoni, infatti, misurano il tempo impiegato dalle onde ad attraversare il terreno ma se si vuole calcolare la profondità degli orizzonti riflettenti (lo spazio tra la superficie e il riflettore) è necessario disporre anche del parametro velocità.

La prospezione sismica effettuata per le ricerche petrolifere si basa prevalentemente sullo studio delle onde riflesse, per cui la metodologia è chiamata sismica a riflessione.

Questi fenomeni permettono, pertanto, di ricostruire profondità e assetto di orizzonti sismici (riflettori) via via più profondi, attraverso l'analisi dei tempi di riflessione e le caratteristiche del segnale riflesso.

Una volta terminata la fase di acquisizione è necessaria l'elaborazione dei dati per migliorarne la qualità, attenuare le anomalie e renderli, così, interpretabili. I tempi di arrivo ed i parametri fisici dei segnali danno un'indicazione sulla profondità, sulle geometrie e sulle

caratteristiche dei riflettori. Le riflessioni sismiche sono generate sia da formazioni rocciose a litologia/densità diverse, sia da variazione di fluidi all'interno delle rocce (acqua, petrolio, gas).

Come anticipato esistono 2 tipologie principali di survey sismici e ognuno di essi può presentare molte varianti:

- survey sismici 2D (bidimensionali);
- survey sismici 3D (tridimensionali).

Nei rilievi 2D un singolo "airgun array" (schieramento di airgun) e un singolo streamer di idrofoni e trainato dietro la nave da ricerca. Tale metodo consente di ottenere di fatto un'immagine 2D (una sezione) della struttura geologica del fondale marino.

Nei rilievi 3D vengono utilizzati almeno 2 "airgun array" per produrre un'immagine tridimensionale del fondale impiegando risorse molto più onerose (sia in termini di attrezzature, di tempi e di costi). Di norma i survey 3D non vengono mai condotti prima che un survey 2D abbia accertato la presenza di risorse di idrocarburi. I survey 2D inoltre sono utilizzati per indagini speditive volte alla definizione delle strutture geologiche ai fini delle fasi di realizzazione di opere offshore e di perforazione di pozzi (come nel caso in esame oggetto del presente SIA).

I rilievi 2D possono essere di tipo ad "alta risoluzione". Tale tipologia di survey (che ad esempio nel Regno Unito è richiesta dalla normativa nazionale preliminarmente alla perforazione di un pozzo petrolifero offshore) serve ad ottenere informazioni di elevato dettaglio dell'area di fondale immediatamente circostante il sito di perforazione di un pozzo così come degli strati geologici sottostanti il fondale marino. L'elevata risoluzione della sismica 2D permette l'identificazione di potenziali rischi (geohazard) come ad esempio sono le sacche di gas superficiali (shallow gas).

7.2.2 Generalità sulle Sorgenti di Energizzazione

Durante la fase di acquisizione dei dati sismici, la situazione ambientale (a terra costituita dalla presenza di terreni pianeggianti, aree montuose, zone abitate, boschi e foreste; a mare dalla presenza di acque superficiali o profonde) determina la scelta delle metodologie di acquisizione sismica ed in particolare della sorgente di energia.

Nell'acquisizione sismica marina generalmente gli esplosivi tradizionalmente usati a terra non sono impiegati. Il metodo più utilizzato è l'airgun. L'impulso sismico viene generato comprimendo mediante un pistone l'aria contenuta all'interno di un cilindro; l'aria compressa viene poi rapidamente scaricata in mare. Negli airgun la frequenza utilizzata è compresa tra 100 e 1,500 Hz). Ad oggi è il sistema maggiormente utilizzato (ISPRA, 2012).

I segnali acustici sono ottenuti anche con diverse tecnologie che fanno uso di sorgenti artificiali differenti (ISPRA, 2012):

- acqua: water-gun (frequenza utilizzata 20-1,500 Hz), costituito da un cannone ad aria compressa che espelle ad alta velocità un getto d'acqua che per inerzia crea una cavità che implode e genera un segnale acustico;
- dischi vibranti: marine vibroseis (frequenza utilizzata 10-250 Hz), in cui alcuni dischi metallici vibranti immettono energia azionati secondo una forma d'onda prefissata, senza dar luogo all'effetto bolla (sistema complesso non ancora pienamente sviluppato);

- elettriche: sparker (frequenza utilizzata 50-4,000 Hz), BOOMER (frequenza utilizzata 300-3000 Hz) dove un piatto metallico con avvolgimento in rame viene fatto allontanare da una piastra a seguito di un impulso elettrico; l'acqua che irrompe genera un segnale acustico ad alta frequenza con scarsa penetrazione (adatto per rilievi ad alte definizioni).

Recenti avanzamenti tecnologici hanno messo a disposizione un'altra tipologia di sorgente di tipo non impulsivo: il Vibratore Marino (ISPRA, 2012 in Allegato II). Si tratta di uno strumento alternativo nell'ambito delle indagini geosismiche a riflessione composto da alcuni dischi metallici azionati da un dispositivo elettrico o idraulico, che vibrano per 5 – 12 secondi producendo un segnale non impulsivo che si propaga verso il fondale marino. Questo strumento di indagine, però, è attualmente poco diffuso in considerazione delle difficoltà di esercizio (e degli elevati costi).

Come anticipato nella sismica marina l'airgun è il metodo più ampiamente utilizzato. Si tratta di una metodologia impiegata sia nell'industria off-shore sia nella ricerca scientifica (gran parte delle conoscenze sulle strutture geologiche e sedimentologiche oceaniche sono state acquisite mediante tale metodologia).

Un airgun è costituito fondamentalmente da due camere: la prima è alimentata con aria compressa (tipicamente 2,000 - 2,500 psi equivalenti a circa 140-170 bar) grazie a compressori ubicati sulla nave da ricerca sismica; mediante un meccanismo di rilascio rapido azionato da un segnale elettrico l'apertura di una valvola permette il rilascio dell'aria compressa in mare. Le bolle formatesi dal rilascio dell'aria compressa provocano un'oscillazione che è funzione della pressione di esercizio, della profondità dell'airgun, della temperatura del mare e del volume di aria rilasciato in mare. Nella figura seguente si presenta una fotografia di un airgun (le dimensioni sono di solito contenute entro 50-100 cm di lunghezza) e una schematizzazione in sezione.

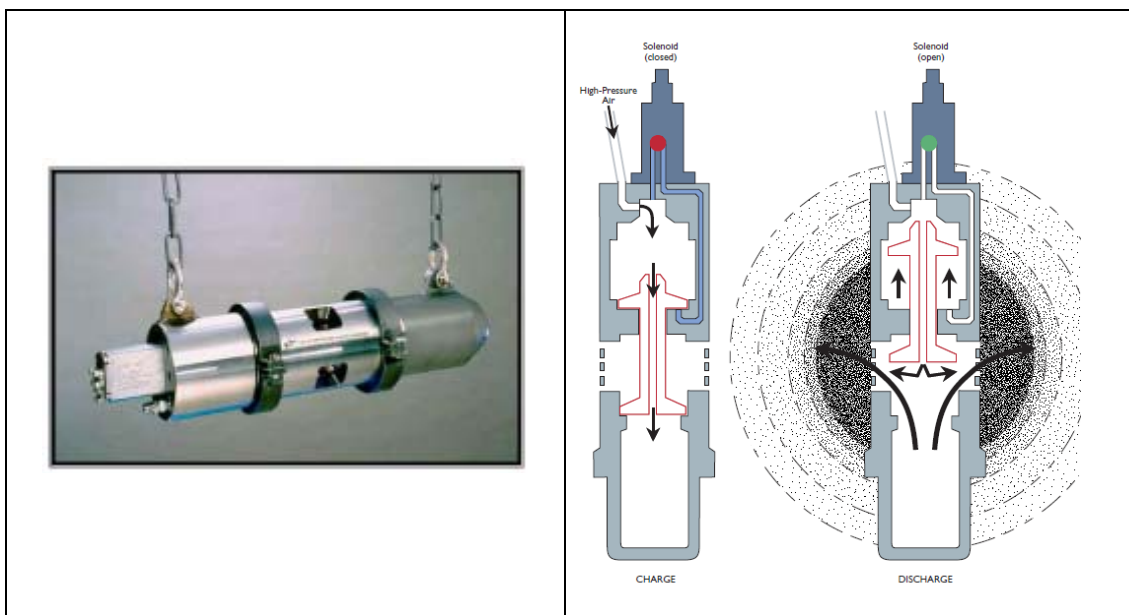


Figura 7.d: Fotografia e Schema di un Airgun

Nell'industria off-shore le esplorazioni sismiche vengono realizzate con diversi singoli airgun disposti a schiera ("airgun array"). Il volume operativo di un airgun è misurato in m³ (in genere nell'industria offshore è fornito in pollici cubici, in³) ed è tipicamente compreso tra 20 – 800 in³ (330 cm³-13,000 cm³ ossia 0.3 -13 litri). Il volume totale di un "array" è quindi costituito dalla somma degli airgun utilizzati ed è di norma compreso tra 2,000 e 9,000 in³ (0.03-0.15 m³ ossia circa 32 – 150 litri). Tali volumi sono relativi alla sismica 3D.

Per quanto riguarda la sismica 2D il numero di array è limitato ad una singola unità e il volume è nettamente inferiore di norma nell'ordine di 100-200 in³ (circa 1.3-2.6 litri).

L'energia totale richiesta (in termini di volume totale) dipende dalla tipologia di survey e dall'obiettivo della ricerca ed è calcolata in modo tale da fornire sufficiente energia (energia sismica) da raggiungere l'obiettivo geologico che si deve indagare. L'utilizzo di molteplici airgun (in luogo di una singola sorgente) è dovuta al fatto che singole sorgenti azionate in modo più o meno sincronizzato permettono (oltre ad una più facile gestione da punto di vista operativo) di ottenere segnali sismici più efficienti (DECC-UK, 2011).

Gli airgun sono progettati per massimizzare l'irradiazione del segnale sismico verso il fondale marino (in verticale) minimizzando la dispersione orizzontale (che ovviamente non contribuisce all'indagine geologica).

Una descrizione dei livelli sonori prodotti dagli airgun è riportata nel successivo Capitolo 9 di interazioni con l'ambiente.

7.2.3 Generalità sugli Strumenti di Acquisizione

Nella sismica marina il ricevitore è costituito da un idrofono. L'idrofono è un trasduttore sensibile alle variazioni della pressione del mezzo fluido nel quale è immerso. Gli idrofoni moderni hanno, come elemento sensibile alla variazione di pressione, un materiale ceramico piezoelettrico che ha la proprietà di dare luogo ad un segnale proporzionale alla sollecitazione provocata su di esso dalla pressione istantanea dell'acqua.

Nell'acquisizione sismica marina sorgenti e ricevitori sono trainati da una nave mediante cavi.

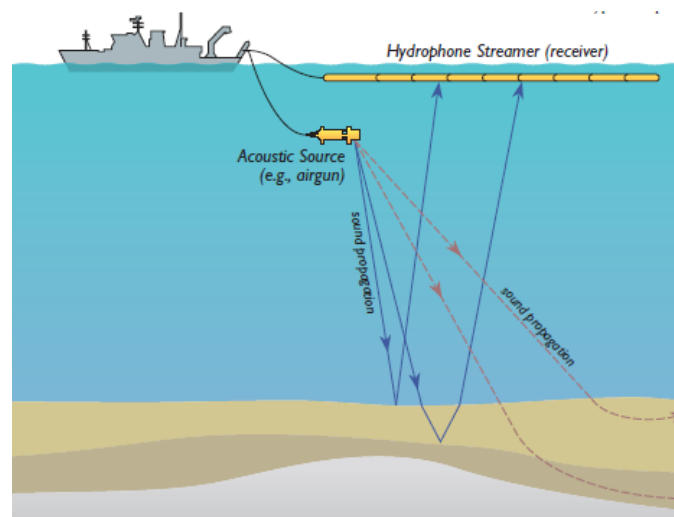


Figura 7.e: Schema Generale Sismica in Mare

Il cavo galleggiante (streamer) ha la funzione di trainare gli idrofoni opportunamente distanziati e di trasmettere il segnale alle apparecchiature di registrazione sulla nave. I più comuni streamers hanno una lunghezza di 3,000- 6,000 m e sono costituiti da 48-96 “sezioni attive”, tante quanti sono i canali di registrazione, ognuno dei quali è collegato ad un gruppo di idrofoni (20- 100). Il cavo viene tenuto ad una profondità di circa 6-12 m; quando sono più di uno i cavi sono tenuti separati da appositi distanziatori. Sia per le acquisizioni sismiche marine che per quelle terrestri, ogni stendimento è in grado di fornire informazioni relative ad un tratto di orizzonte riflettente di lunghezza pari alla metà dello stendimento stesso, poiché ogni gruppo di geofoni/idrofoni riceve l'onda riflessa in corrispondenza di un punto del sottosuolo situato in posizione equidistante tra sorgente e ricevitore. Per ottenere informazioni continue degli orizzonti riflettenti è necessario spostare via via lo stendimento e la sorgente. Procedendo in questo avanzamento, uno stesso punto del sottosuolo può essere “illuminato” diverse volte, dando luogo alla cosiddetta “copertura multipla”, particolarmente utile per aumentare la qualità del segnale e ridurre il disturbo.

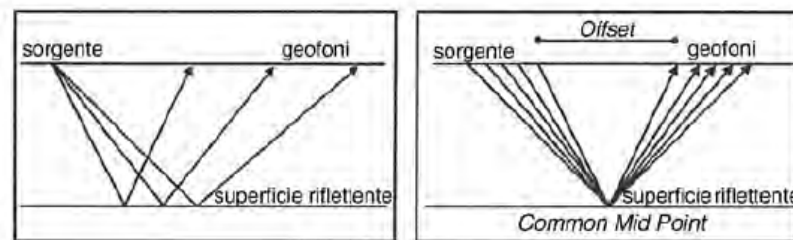


Figura 7.f: Acquisizione con Copertura Singola e Multipla

La ricostruzione delle geometrie profonde richiede la registrazione dei segnali lungo più linee sismiche che devono intersecarsi a formare un reticolo e, possibilmente, essere orientate tenendo conto dell'assetto strutturale degli orizzonti profondi.

Si possono eseguire rilievi sismici 2D, che permettono di costruire delle sezioni bidimensionali sotto la verticale della linea acquisita e rilievi sismici 3D, che consentono la ricostruzione di immagini tridimensionali del sottosuolo.

7.2.4 Attività Previste per Vega B

Come anticipato nel precedente Paragrafo 4.3, le attività di indagine geofisica previste per Vega B saranno eseguite mediante una nave da ricerca equipaggiata con attrezzatura per rilievo sismico 2D ad alta risoluzione airgun.

L'area di prevista indagine sismica prevista per l'area di Vega B è limitata ad un quadrato di circa 2 km di lato centrato sul punto di prevista ubicazione della nuova piattaforma Vega B. Le coordinate dell'area di rilievo sismico sono riportate in Tabella 4.6. L'area è mostrata in Figura 4.1 allegata.

Gli elementi principali che compongono il sistema di rilevamento sono (Edison, 2012d):

- nave (dotata di tutte le attrezzature necessarie);
- sistema di ricezione: cavo sismico (streamer) e idrofono;
- sorgente artificiale: airgun array.

7.2.4.1 Nave da Ricerca

Il survey sismico sarà realizzato con una sola nave da ricerca. Attualmente, non essendo il contrattista ancora stato definito, non è possibile fornire i dettagli specifici dell'unità navale.

In Appendice A si riportano le caratteristiche di una tipica nave da ricerca (M/V Odin Finder) ritenuta rappresentativa dell'unità navale che potrà essere impiegata per svolgere l'indagine in oggetto.



Figura 7.g: Esempio di Nave da Ricerca Geofisica (M/V Odin Finder)

7.2.4.2 Sistema di Ricezione

Il sistema di ricezione è costituito da una serie di idrofoni contenuti in un cavo galleggiante (streamer) trainato a poppa della nave da ricerca sismica.

L'indagine in oggetto sarà realizzata mediante un singolo streamer lungo 1,200 metri circa trainato ad una profondità di circa 3-4 metri. Il numero di idrofoni è previsto essere pari a circa 96. Di seguito in figura si riporta a scopo illustrativo uno streamer dotato di boa di coda durante la fase di svolgimento.



Figura 7.h: Messa a Mare di uno Streamer

Gli idrofoni riceveranno il segnale riflesso sotto forma di onda di pressione che si trasmette nell'acqua e lo convertiranno in forma di segnale elettrico e quindi convertito in un profilo sismico.



Figura 7.i: Schema Sismica 2D prevista per Vega B

7.2.4.3 Airgun

Il modello di airgun che verrà impiegato potrà essere definito solo a valle dell'assegnazione del contratto con la ditta esecutrice. Si riportano di seguito le specifiche tecniche richieste per la realizzazione dell'indagine sismica.

Tabella 7.4: Specifiche Indagine Sismica 2D VEGA B - Airgun

Parametro	UdM	Valore
Numero di airgun che compongono l'array	No.	4
Numero di airgun attivi		variabile da 1-4
Numero di airgun di riserva	No	1 o 2
Volume attivo totale (somma dei volumi dei singoli airgun)	in ³ (litri)	140 - 160 in ³ (2.3 - 2.6)
Volume singoli airgun	in ³ (litri)	20 - 150 (0.3 - 2.5)
Pressione di esercizio dell'airgun;	psi	2,000
	bar	138
Numero di sub-array	No.	1
Profondità dell'array	m	2-3 metri
Lunghezza array	m	1-2 m
Intervallo tra impulsi sonori	m (sulla linea sismica)	12.5
	secondi (alla velocità di traino di 4 nodi)	6

Come evidenziato in tabella sarà impiegato un singolo array composto da un massimo di 4 airgun a bassa energia per un volume totale di circa 2.6 litri complessivi e una pressione massima di esercizio di circa 140 bar.

Si riporta di seguito una schematizzazione grafica dell'array..

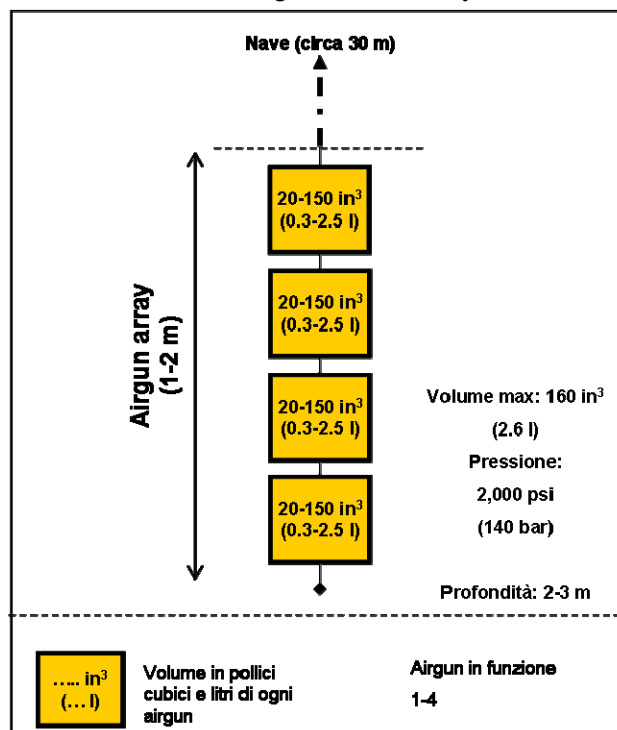


Figura 7.j: Configurazione Airgun per Sismica 2D VEGA B

Una descrizione dei livelli sonori prodotti dagli airgun è riportata nel Quadro di Riferimento Ambientale dello SIA (Capitolo 8 del Doc. 11-522-H3).

7.2.4.4 Modalità Operative

La nave da ricerca percorrerà la griglia di rilevamento a una velocità costante di circa 4 nodi (7.4 km/h circa) trainando sia la sorgente di energia (airgun) sia il cavo di ricezione delle onde elastiche di ritorno (streamer).

Il terminale del cavo sismico sarà segnalato da una boa provvista di riflettore radar e di luce intermittente bianca.

Come riportato nel precedente Paragrafo 4.3 l'area di prevista indagine sismica prevista per l'area di Vega B è limitata ad un quadrato di circa 2 km di lato centrato sul punto di prevista ubicazione della nuova piattaforma Vega B (Tabella 4.6).

L'acquisizione sismica (e quindi l'impiego degli airgun) avverrà su 20 linee sismiche da 2 km ciascuna (cui si devono aggiungere 600 m per lato al fine di assicurare l'effettiva copertura dell'area di prevista indagine). La lunghezza delle linee sismiche totale è pari a 64 km.

Ogni 6 secondi, che corrispondono a circa 12.5 m di percorso della nave, sarà liberato il volume d'aria, la cui pressione sarà scelta in funzione dell'obiettivo e al fine di arrecare il minor disturbo possibile agli organismi marini (procedure di soft-start e ramp-up descritte nel dettaglio nel Quadro di Riferimento Ambientale dello SIA (Doc. 11-522-H3 Rev.0), ad una profondità variabile di circa 3-4 dalla superficie del mare.

In considerazione della presenza degli streamer la nave da ricerca non potrà effettuare virate strette. Il raggio di curvatura è stato stimato in circa 500 m il che implica che ogni virata comporterà un percorso aggiuntivo di circa 1,570 m ad ogni virata).

L'area interessata dalle operazioni sarà dunque di circa 4.2 km x 4.2 km, di cui 3.2 km x 3.2 km effettivamente interessate dalle indagini (durante le virate gli airgun saranno in stand-by).

In totale si prevede che la nave da ricerca effettui circa 95.4 km di navigazione alla velocità di (durante acquisizione e virate) intorno a 3-5 nodi (4 nodi di media equivalenti a 7.4 km/h). La durata totale delle sole operazioni (comprese le virate ad esse correlate) è perciò preventivamente in poco più di 13 ore di cui circa 8 ore saranno effettivamente caratterizzate dall'attivazione delle sorgenti sonore (gli airgun saranno in funzione su 64 km di linee che ad una velocità di 4 nodi corrispondono a circa 8.5 ore; le restanti 4.5 ore sono impiegate nelle virate per la successiva linea sismica).

L'intervallo tra due successivi impulsi di airgun è di 12.5 m che, considerando una velocità di navigazione di 4 nodi, corrispondono a circa 6 secondi. La durata di un impulso airgun è mediamente di circa 0.02 secondi. Considerando 64 km di linee da acquisire si prevede che complessivamente saranno generati circa 5,120 impulsi per una durata cumulativa di circa 100 secondi.

7.3 INSTALLAZIONE DELLA PIATTAFORMA VEGA B

Nel presente Paragrafo è riportata una descrizione delle operazioni previste per l'installazione del jacket e del deck della piattaforma Vega B.

7.3.1 Installazione Jacket

La sequenza tipica di installazione di un jacket delle dimensioni di Vega B prevede (Edison, 2011o):

- messa in galleggiamento del jacket;
- verticalizzazione in acqua;
- posizionamento sul fondo.

La messa in galleggiamento del jacket può essere effettuata tramite sollevamento dalla posizione di trasporto su bettolina oppure tramite lancio dalla bettolina stessa.

Le dimensioni e il peso del jacket sono le varianti che non consentono di stabilire in anticipo quale sia la modalità ottimale di installazione.

Il jacket può infatti essere installato tramite sollevamento nel caso sia disponibile una crane barge di adeguata capacità oppure può essere lanciato da una launching barge e in questo caso la capacità di sollevamento richiesta si riduce molto della spinta idrostatica residua della struttura in acqua.

Il metodo di installazione potrà essere definito solo in una fase più avanzata del progetto.

Qui di seguito sono quindi riportate le procedure installazione del jacket sia nel caso di jacket sollevato che nel caso di jacket lanciato; le singole fasi sono illustrate nella Figura 7.1 allegata.

7.3.1.1 Operazioni Preliminari

Prima di iniziare le operazioni di installazione del jacket sarà eseguito un sopralluogo del fondale nella zona di installazione in modo da verificare che il fondale sia regolare e privo di ostacoli da rimuovere. Il sopralluogo potrà essere eseguito da sommozzatori o tramite ROV (Edison, 2011o).

La crane barge (o Heavy Lifting Vessel-“HLV”) sarà ormeggiata in prossimità del sito di installazione e orientata secondo la direzione più favorevole, tenendo conto della direzione prevalente del mare e delle previsioni meteo relative alla durata dell'operazione di installazione (Edison, 2011o).

7.3.1.2 Opzione con Sollevamento e Messa in Galleggiamento del Jacket

Nel caso di jacket sollevato (Edison, 2011o) il trasporto dal cantiere di costruzione al sito di installazione avviene caricando il jacket su un pontone da trasporto di adeguata capacità (Fase 1 in Figura 7.1 allegata).

Una volta raggiunto il sito di installazione la bettolina viene ormeggiata alla murata o alla poppa dell'HLV.

La sequenza delle operazioni necessarie a mettere il jacket in galleggiamento libero è di seguito descritta:

- collegamento delle braghe di sollevamento al gancio della gru;
- collegamento dei cavi di ritenuta laterali necessari per controllare l'assetto del jacket durante il sollevamento;
- taglio dei rizzaggi che assicuravano il jacket al pontone durante il trasporto;
- si solleva il gancio della gru fino a quando la distanza minima dal pontone è di circa 2-3 m;

- il pontone viene quindi disormeggiato e spostato dalla zona di installazione;
- abbassando il gancio della gru il jacket è calato in acqua fino a quando la tensione nelle braghe si annulla e il jacket rimane in equilibrio nella posizione di galleggiamento libero (Fase 2a in Figura 7.1 allegata).

7.3.1.3 Opzione con Lancio e Messa in Galleggiamento del Jacket

Nel caso di jacket lanciato, il trasporto dal cantiere di costruzione al sito di installazione avviene caricando il jacket su un apposito pontone (“launching barge”) attrezzato con vie di corsa e bilancino di varo.

Una volta in prossimità del sito di installazione iniziano le operazioni di varo.

La sequenza delle operazioni necessarie a varare il jacket viene di seguito descritta (Fase 2b in Figura 7.1 allegata):

- per prima cosa vengono tagliati e rimossi i rizzaggi che assicurano il jacket al pontone durante il trasporto;
- il pontone viene poi zavorrato in modo da abbassare la poppa e assumere l’assetto previsto per inizio varo;
- si inizia a muovere il jacket verso poppa utilizzando il sistema di tiro o spinta di cui il pontone deve essere dotato;
- spostando il jacket verso poppa l’angolo di sbandamento longitudinale del pontone aumenta fino a raggiungere il valore critico, che corrisponde all’angolo a cui il jacket inizia a scivolare senza bisogno di sistemi esterni di tiro o spinta;
- in queste condizioni il jacket continua la sua corsa fino a quando il baricentro supera la cerniera del bilancino e il bilancino ruota insieme al jacket che entra in acqua e si separa dal pontone.

A fine lancio il jacket rimane in equilibrio nella sua posizione di galleggiamento libero.

7.3.1.4 Verticalizzazione del Jacket e Posizionamento sul Fondo

La verticalizzazione del jacket in acqua viene ottenuta operando come di seguito descritto:(Fase 3 di Figura 7.1 allegata):

- le braghe predisposte per la verticalizzazione e pre-installate sulla testa del jacket vengono collegate al gancio della crane barge;
- durante la verticalizzazione, la posizione del jacket in acqua è controllata per mezzo di cavi collegati al jacket;
- l’operazione inizia sollevando il gancio della gru e quindi sollevando la testa del jacket che inizia la rotazione;
- continuando a sollevare il gancio e contemporaneamente allagando alcuni compartimenti nella parte bassa del jacket si completa la verticalizzazione del jacket;
- una volta controllata la verticalità del jacket si inizia a calare il gancio fino a quando il jacket tocca il fondo del mare;
- dopo un ulteriore controllo della verticalità il peso viene completamente scaricato sul fondo e rimane in equilibrio supportato dalle piastre temporanee di fondazione (mud-mats).

7.3.1.5 Installazione dei Pali

Le fondazioni della piattaforma sono costituite da No. 8 pali di diametro compreso tra 2 m e 2.5 m. Gli otto pali saranno infissi nel fondale per una profondità di circa 70 m e la loro lunghezza complessiva sarà di circa 90 m.

I pali sono prefabbricati in unico pezzo e sono trasportati al sito di installazione su un'apposita bettolina.

La sequenza di installazione e battitura dei pali è brevemente descritta qui di seguito (Fase 4 di Figura 7.1 allegata):

- i pali sono verticalizzati direttamente sulla bettolina di trasporto o sulla crane barge in funzione dell'attrezzatura che si renderà disponibile. In alternativa, i pali possono anche essere varati dalla bettolina direttamente in acqua tramite rotolamento e poi verticalizzati in mare. In quest'ultimo caso i pali dovranno essere opportunamente fondellati;
- il palo sospeso alla gru viene calato nel tubo guida ("sleeve") e penetrerà nel fondale fino a raggiungere la sua posizione di equilibrio;
- la gru, scollegata dal palo, viene utilizzata per sospendere il battipalo. Il battipalo da utilizzare sarà idraulico e in grado di operare sottacqua. Le caratteristiche del battipalo dovranno essere tali da garantire il raggiungimento dell'infissione di progetto senza provocare sollecitazioni eccessive nel palo stesso;
- il battipalo viene appoggiato sulla testa del palo e si iniziano le operazioni di battitura;
- la battitura termina quando tutti i pali hanno raggiunto l'infissione di progetto.

Sulla base di informazioni relative alla battitura per progetti oil&gas offshore realizzati da uno dei principali fornitori di battipalo idraulici sottomarini (sito web: www.menck.com) si può preliminarmente stimare che la battitura degli 8 pali possa essere effettuata in circa una settimana con tempi di battitura effettiva pari a circa 10 ore per palo.

Dopo la battitura si procede alla cementazione dei pali che consiste nel pompare malta di cemento nell'intercapedine tra palo e guida. La cementazione avviene attraverso le linee di cementazione preinstallate sul jacket. La tenuta del cemento nell'intercapedine dovrà essere garantita attraverso appositi sistemi di ritenuta attivi (inflatable packers) o passivi (grout seals) che saranno installati nella parte terminale degli sleeves. Si prevede una durata totale per l'installazione dei pali pari a circa 24 giorni (posizionamento, battitura e cementazione).

7.3.2 Installazione Deck

Prima di iniziare le operazioni di installazione del deck deve essere effettuato il taglio alla quota di progetto della testa delle colonne/gambe del jacket in modo da garantire l'orizzontalità del deck.

La crane barge viene ormeggiata nelle adiacenze del jacket e la bettolina sul quale sono caricati il deck e l'eventuale modulo di raccordo viene ormeggiata alla murata della crane barge.

La sequenza delle operazioni necessarie per installare il deck è la seguente (Fase 5 di Figura 7.1 allegata):

- collegamento dei cavi di ritenuta laterali necessari per controllare l'assetto del deck durante il sollevamento;
- taglio dei rizzaggi che assicuravano il deck alla bettolina durante il trasporto;
- si solleva il gancio della gru fino a quando il deck si trovi ad una quota più alta del jacket di almeno 2 – 3 m;

- operando con la gru e muovendo la crane barge si allinea il deck sopra il jacket;
- si abbassa il gancio della gru fino a quando i coni di centraggio predisposti sulle colonne del deck ingaggiano la testa delle colonne del jacket;
- abbassando ulteriormente il gancio della gru il deck rimane supportato dal jacket;
- si procede poi alla saldatura delle colonne e all'installazione degli elementi accessori quali scale, passerelle ecc.

La sequenza sopra descritta si ripete per l'installazione del modulo di sopravvivenza con helideck (Fase 6 in Figura 7.1 allegata).

Nel corso dell'installazione della piattaforma si procederà alla predisposizione dei conductor pipe. In questa fase si prevede di installare No. 12 conductor, di cui No. 4 saranno utilizzati per la perforazione dei No. 4 pozzi in progetto, mentre i rimanenti rimarranno a disposizione per eventuali future operazioni di perforazione per sostenere il profilo di produzione di Vega B (si veda il Paragrafo 4.2).

7.4 INSTALLAZIONE DELL'IMPIANTO DI PERFORAZIONE

Come evidenziato nel precedente Paragrafo 5.5.1 a valle delle verifiche di ingegneria di dettaglio e a seconda della disponibilità sul mercato, per la perforazione si potrà optare per l'impiego di un impianto TAD o di un fast-move rig. Ai fini delle valutazioni effettuate nel presente SIA si descrivono di seguito le attività di posizionamento del TAD il cui impiego è stato ipotizzato, in via conservativa, con riferimento agli impatti legati alla fase di perforazione.

Il TAD viene generalmente rimorchiato (modalità "wet towing") o trasportato (modalità "dry towing") in posizione ed ancorato vicino alla piattaforma da dove saranno perforati i pozzi. La distanza è generalmente di circa 10 m, con limite operativo fino a circa 15 m.

Data la profondità del fondale, per l'ancoraggio del TAD si prevede saranno utilizzate le proprie ancore (generalmente 8) con linee costituite da catene e/o cavi di acciaio. In caso di condizioni meteo-marine particolarmente avverse lo richiedessero il TAD può spostarsi sulle ancore fino ad una distanza di circa 300 m.

Dopo aver effettuato l'ancoraggio, il TAD provvederà al sollevamento ed al posizionamento sulla piattaforma dei moduli costituenti il DES (sulla piattaforma, trasportati sul TAD), mediante la propria gru.

Completato il montaggio ed eseguiti i collegamenti, l'impianto è pronto ad operare.

Le attività di perforazione vengono svolte come illustrato nel seguente paragrafo; i materiali necessari (es: casing, drill pipe, ecc.) sono trasferiti con le gru di bordo dal TAD fino al piano sonda del DES.

Le attrezzature di sicurezza (BOP, choke manifold, descritte nel successivo paragrafo 7.5.7) sono operate dal piano sonda del DES (per il BOP esiste la possibilità del controllo remoto dal TAD).

Il fango viene pompato dal TAD alle aste di perforazione attraverso linee ad alta pressione. Il ritorno a bassa pressione avviene dapprima in piattaforma, dove il fango può subire un primo trattamento per separare i detriti di perforazione, per poi ritornare al TAD per il trattamento finale/stoccaggio.

A fine operazioni lo stesso TAD, con le gru di bordo, provvede allo smontaggio ed al ricovero del DES, prima delle operazioni di disancoraggio, per poi lasciare la posizione.

7.5 PERFORAZIONE DEI POZZI

7.5.1 Ubicazione dei Pozzi

I 4 pozzi saranno perforati a partire dalla nuova Piattaforma Vega B. Le caratteristiche geometriche di dettaglio così come la denominazione dei pozzi è in corso di definizione. Nel seguito si farà pertanto riferimento ai No. 4 pozzi previsti, denominati come segue:

- Vega B-1Dir (con scostamento di circa 650 m);
- Vega B-2Dir, Vega B-3Dir e Vega B-4Dir (con scostamento di circa 1,150 m).

7.5.2 Caratteristiche dell'Impianto di Perforazione

Nella seguente Tabella sono riportati i valori indicativi delle principali caratteristiche tecniche dell'impianto TAD di tipo semi-sub, self-erecting che si presume di utilizzare per la perforazione dei pozzi del campo olio Vega B (Edison, 2011m).

Tabella 7.5: 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
Silos per cemento (capacità totale)	m ³	circa 180
Potenza totale installata	kW	6,500
Deck Set Package (DSP)		

Caratteristica	U.M.	Valore
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 ²⁰		29 ½" - 500 psi (c/w overshot installation)
21 ¼" BOP Stack ²¹		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 ganasce 13 5/8" - 10,000 psi 2 a doppia ganasce 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 ²²		4 1/6" - 10,000 psi WP
Number of DSP lifts		12-16
Max DSP lift weight	ton	circa 700

7.5.3 Caratteristiche Generali dei Pozzi

7.5.3.1 Temperature

La temperatura di fondo pozzo (circa 2,600 m s.l.m.) è di 101°C; il gradiente termico si può assumere pari a 3°C/100 m.

²⁰ 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)

²¹ 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.

²² 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

7.5.3.2 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 dei pozzi

I gradienti stimati (dei pori, di fratturazione e dei sedimenti) sono riportati nella seguente figura, relativa al pozzo Vega 7 DIR verticalizzato (Edison, 2011m).

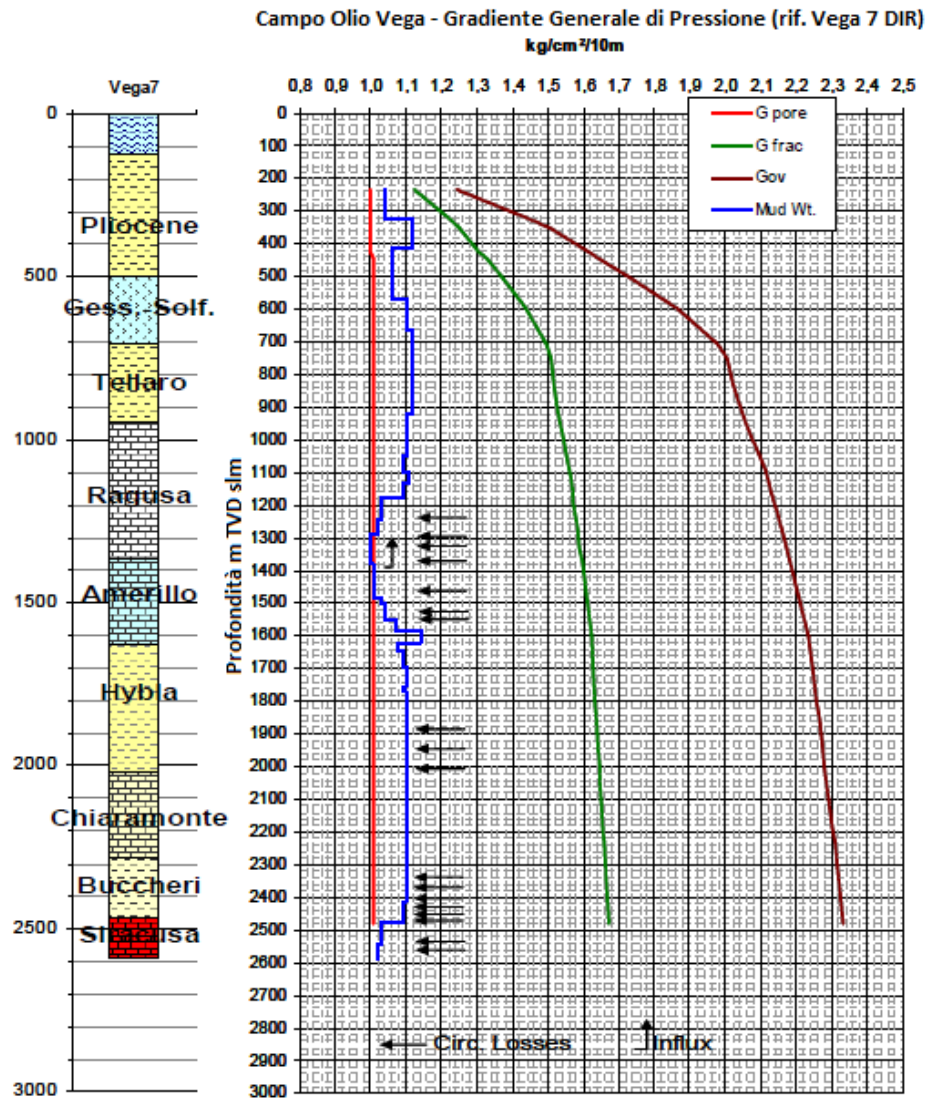


Figura 7.k: Gradiente Generale di Pressione – Pozzo Vega 7 Dir (Edison, 2011m)

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. 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.

7.5.3.3 Architettura dei Pozzi

Tutti i pozzi saranno strutturalmente simili, con i seguenti profili di tubaggio:

- conductor pipe²³ da 30" (o 26") infisso a circa 60 m sotto il fondo mare (da predisporre durante i lavori di installazione della piattaforma);
- foro da 24" per casing superficiale da 18 5/8" fino a circa 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 con maggiore sicurezza;
- foro da 17" per casing intermedio da 13 3/8" fino a circa 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" fino a circa 2,480-2,500 m TVD s.l.m. (top della formazione "Siracusa"). 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 poi la perforazione con scalpello da 8 1/2";
- foro scoperto da 8 1/2" alla profondità finale (circa 2,550-2,600 m TVD s.l.m.). foro da 8 1/2" interesserà l'obiettivo minerario per circa 150 m misurati. Sono previste perdite di circolazione, anche totali, nella perforazione di questo foro.

²³ 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

7.5.4 Sequenza Operativa

7.5.4.1 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"²⁴, 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 successivo Paragrafo 7.5.5);
- 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 scarpa²⁵ del casing 18 5/8";
- ripresa della perforazione con lo scalpello da 17 ½"; per i pozzi con inclinazione di circa 40° verrà richiesta l'impostazione della deviazione durante la perforazione di questa sezione di foro. Il fango di perforazione sarà a base acqua o, in alternativa, a base olio Low Toxic (si veda il successivo Paragrafo 7.5.5) con proprietà inibenti dell'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 1,150-1,200 m TVD s.l.m.. Per scostamenti al target di circa 650 m, questa profondità sarà raggiunta in verticale. Per i pozzi con scostamento al target di 1,100-1,150 m questa profondità sarà raggiunta con un'inclinazione del foro alla scarpa di circa 30°;
- predisposizione per il controllo delle perdite di circolazione, anche severe, che potrebbero verificarsi durante la perforazione delle formazioni "Ragusa" e/o "Amerillo" (si veda la colonna stratigrafica riportata nella precedente Figura 7.k);
- circolazione al fondo di fango condizionato per l'esecuzione dei log elettrici (se previsti);
- tubaggio del casing da 13 3/8" a circa 1,150-1,200 m TVD s.l.m. e cementazione in risalita a fondo mare;
- sollevamento del BOP stack da 21 ¼" e taglio del casing a misura per l'installazione del casing spool²⁶ 21 ¼" da 2,000 psi x 13 5/8" 3000 psi, eseguendo i test di tenuta;
- installazione e prova a pressione del BOP stack da 13 5/8"-5,000 psi (o 10,000 psi);

²⁴ Spud mud: fango utilizzato per la perforazione della prima parte di pozzo

²⁵ 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.

²⁶ Casing spool: componenti della testa pozzo specifici per ogni singolo diametro di casing, fungono da elementi di supporto per l'ancoraggio in superficie delle varie colonne e sono montati progressivamente componendo la testa pozzo

- composizione della batteria di perforazione per il foro da 12 ¼” e discesa in pozzo per il fresaggio del collare e della scarpa del casing 13 3/8”;
- ripresa della perforazione con lo scalpello da 12 ¼”:
 - per i pozzi con inclinazione finale di circa 30° verrà richiesta l’impostazione ed il mantenimento della deviazione durante la perforazione di questa sezione di foro,
 - per i pozzi con inclinazione finale di circa 40°, sarà richiesto di completare il “build-up”²⁷ fino all’inclinazione finale ed il suo mantenimento fino al casing point²⁸;
- il fango di perforazione sarà a base acqua o, in alternativa, a base olio Low Toxic con proprietà inibenti dell’idratazione delle argille e con buona capacità di trasporto dei detriti perforati;
- perforazione del foro da 12 ¼” fino alla prevista profondità finale di circa 2,480 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, 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”-5,000 psi (o 10,000 psi).
- composizione della batteria di perforazione per il foro da 8 ½” 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 Toxic con un fango a base acqua; in casi contingenti si ipotizza l’utilizzo di fanghi LTOBM 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, prevista per circa 100-120 m entro la formazione Siracusa. L’effettiva profondità finale sarà definita sulla base delle correlazioni geologiche e sulla natura del reservoir carbonatico;
- registrazione dei log elettrici come e dove richiesto dal programma geologico;
- prosecuzione delle operazioni con il completamento del pozzo.

7.5.4.2 Completamento del Pozzo

Il completamento sarà di tipo singolo senza sollevamento artificiale, con il packer di produzione²⁹ fissato alla profondità di circa 1,200 m TVD s.l.m. (si veda lo schema riportato

²⁷ Build up: nella perforazione direzionale indica un tratto a curvatura costante e inclinazione crescente

²⁸ Casing point: quota della scarpa del casing

nella seguente Figura 7.1). 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;
- composizione della batteria di completamento costituita da tubing³⁰ da 5 1/2", packer di produzione per il casing 9 5/8" e SCSSSV posta a circa 50 m sotto il fondo mare;
- calibrazione della string³¹ con gauge cutter³²; continuazione della discesa del completamento e collegamento delle control line, con esecuzione del test a pressione.
- montaggio del tubing hanger³³ e discesa nella propria sede;
- fissaggio del packer di produzione;
- 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.

²⁹ 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

³⁰ Tubing: tubazione posta all'interno del casing ed utilizzata per convogliare la produzione alla testa pozzo

³¹ Batteria di tubi avvitati o saldati che viene calata in pozzo

³² Gauge cutter: elemento utilizzato per rifinire e ripulire da elementi estranei la superficie interna del tubing

³³ 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

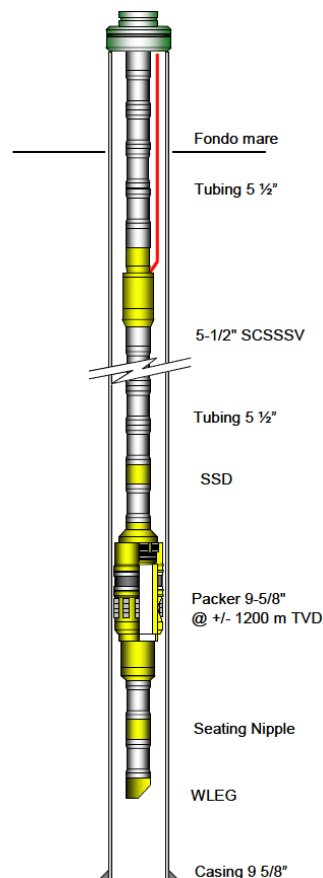


Figura 7.1: Schema di Completamento del Pozzo (Edison, 2011m)

7.5.5 Fluidi di Perforazione e Completamento

La scelta della tipologia di fango di perforazione da utilizzare sarà dettata dalle problematiche prevedibili per l'attraversamento delle formazioni e, soprattutto, dal profilo di deviazione dei pozzi. Attualmente sono in corso di definizione di dettaglio gli obiettivi dei pozzi nel giacimento, per cui non è possibile stabilirne scostamento ed inclinazione. Pozzi deviati potranno richiedere l'impiego di fanghi a base olio.

Il fango con base Low Toxic Oil è stato, ed è tuttora, utilizzato in Italia sia nelle operazioni di perforazione a terra sia per quelle off-shore. In ogni caso, le caratteristiche dei fanghi di perforazione dovranno essere 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, 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-off³⁴, specialmente nelle sezioni di foro deviato.

Prima dello spud-in si procederà a preparare e tenere a disposizione circa 40 m³ di kill mud (densità 1.40 kg/l).

Per l'esecuzione delle operazioni di perforazione è previsto l'utilizzo delle tipologie di fango descritte nelle seguenti Tabelle, con riferimento ai diametri di progetto delle fasi di perforazione in cui se ne prevede l'impiego (Edison, 2011m).

Tabella 7.6: Tipologie Fanghi di Perforazione a Base d'Acqua (Edison, 2011m)

Foro	Profondità [m TVD slm]	Densità [kg/l]	Tipo Fango ⁽¹⁾	Note
24"	350	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"	1,150	1.10-1.15	FW-K-PO-LU	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"	2,500	1.10-1.15	FW-K-PO-LU	Utilizzo del 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"	2,600	Acqua di mare ⁽²⁾	FW-PO (cuscini)	Perforazione nel reservoir "Siracusa". Utilizzo del fango dalla fase precedente. Attese perdite totali della circolazione: in tal caso prevista prosecuzione della perforazione con acqua di mare e cuscini viscosi.

Note:

(1) FW-GE: Fresh Water-Gel (acqua industriale e bentonite); FW-K-PO-LU: Fresh Water – KCl – Polymer – Lubricant (acqua industriale, cloruro di potassio, polimero, lubrificante ecologico)

(2) prevista per perdita totale di circolazione

³⁴ Pack-off: occlusione del pozzo intorno alla stringa per insufficiente asportazione dei cuttings o per collasso del foro. Tale fenomeno riduce o annulla la circolazione di fanghi e può causare il blocco della stringa (presa della batteria)

**Tabella 7.7: Tipologie Fanghi di Perforazione a Base Olio Low Toxic
(Edison, 2011m)**

Foro	Profondità [m TVD slm]	Densità [kg/l]	Tipo Fango ⁽¹⁾	Note
24"	350	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"	1,150	1.10-1.15	LTOBM	Confezionamento del fango di perforazione utilizzando la base Low Toxic Oil. Potenziali problemi di pulizia foro in caso di portata di circolazione insufficiente e alte inclinazioni del foro.
12 ¼"	2,500	1.10-1.15	LTOBM	Utilizzo del 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"	2,600	Acqua di mare ⁽²⁾	FW-PO (cuscini)	Sostituzione dei fanghi LTOBM con fanghi base acqua ⁽³⁾ . (Perforazione nel reservoir "Siracusa". Attese perdite totali della circolazione: in tal caso prevista prosecuzione della perforazione con acqua di mare e cuscini viscosi.

Note:

(1)

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

(2) Prevista perdita totale di circolazione

(3) Previsto in caso contingente l'utilizzo di fanghi base olio

Le caratteristiche reologiche dei fanghi da impiegare nelle varie fasi di perforazione (spud-mud, fanghi WB a base acqua, fanghi OBM a base olio Low Toxic e fanghi per fase finale di perforazione), sono riportate nella seguente Tabella (Edison, 2011m).

**Tabella 7.8: Caratteristiche Reologiche Fanghi di Perforazione
(Edison, 2011m)**

Parametro	U.M.	Fase di Perforazione e Tipologia Fango			
		24"	17 ½"	12 ¼"	8 ½"
		FW-GE	(WB-OBM)	(WB-OBM)	FW-PO
Densità	kg/l	1.05-1.10	1.10-1.15	1.10-1.15	1.05
Viscosità Marsh	s/l	70-100	50-55	50-55	45-50
Viscosità Plastica	cP		16-18	16-18	ALAP
Yield point	g/100 cm ²		12-14	12-14	8-10
Gel 10"	g/100 cm ²		4-6	4-6	4-6
Gel 10'	g/100 cm ²		10-12	10-12	10-12
Filtrato API	cc/30'		4-6	4-6	3-4
pH	-	9-9.5	9.5-10.5	9.5-10.5	9-9.5
Pf	ml H ₂ SO ₄ N/50		0.2-0.3	0.2-0.3	
Pm	ml H ₂ SO ₄ N/50		0.6-0.8	0.6-0.8	
Excess lime	kg/m ³		4-5	4-5	
Solidi	% volume		8-10	8-10	8-10
MBT	kg/m ³		<40	<40	
Parametro	U.M.	-	OBM	OBM	-
Rapporto olio/acqua	%	-	70/30	70/30	-
Stabilità Elettrica	V	-	> 400	> 400	-
CaCl ₂	%	-	18-20	18-20	-

7.5.6 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, 2011m).

7.5.6.1 Fase di Perforazione da 24" fino a circa 350 m

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

Per la perforazione della fase superficiale fino a circa 350 m TVD s.l.m. si utilizzerà acqua di mare e frequenti cuscini di fango bentonitico FW-GE con aggiunta di CMC-HVS³⁵ 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.

³⁵ CMC-HVS: carbossimetil-cellulosa di sodio ad alta viscosità

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.

7.5.6.2 Fase di Perforazione da 17 ½" fino a circa 1,150 m

La fase di perforazione da 17 ½" interesserà (si veda la precedente Figura 7.k) le formazioni calcarenitiche del basso Pliocene (M. Narbone), le argille della formazione Trubi, i gessi della formazione Gessoso Solifera (Miocene Sup.), le marne della formazione Tellaro fino ad Interessare la parte sommitale della formazione Ragusa (calcareniti).

La perforazione sarà condotta 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 alternativa potranno essere utilizzati fanghi base olio Low Toxic.

In questa fase i valori del fango saranno resi tali da ottimizzare la capacità di trasporto. Si provvederà a 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 si interverrà con cuscini intasanti. .

7.5.6.3 Fase di Perforazione da 12 ¼" fino a circa 2,500 m

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) e Buccheri (costituita da alternanze di marne e calcari) costituente la copertura del reservoir della Formazione 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. .

Qualora necessario per problemi di torsione e/o di foro, nel caso di fango a base acqua si addizionerà un lubrificante ecologico (circa 2%) e stabilizzante delle formazioni.

7.5.6.4 Fase di Perforazione da 8 ½" fino a circa 2,600 m

Il foro da 8 ½" 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 ½" 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.

7.5.6.5 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.

7.5.6.6 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 7.9: Stock Minimi di Sicurezza (Edison, 2011m)

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

7.5.6.7 Perdite di Circolazione

Perdite di circolazione di minore entità (0.5-2 m³/h), specialmente se di tipo seepage losses³⁶, normalmente non richiedono particolari interventi di contenimento. Tra gli elementi che contribuiscono al loro contenimento c'è la riduzione dell'ECD³⁷, 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 LCM³⁸ 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. Dove possibile si potrà intervenire sul fango, riducendone la densità e migliorandone le caratteristiche o 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.

7.5.7 Testa Pozzo e Apparecchiature di Sicurezza

Nella seguente Figura è illustrata la testa pozzo prevista per i pozzi della piattaforma Vega B (Edison, 2011m).

La Figura 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.

³⁶ Seepage losses: perdite per infiltrazione

³⁷ Equivalent Circulating Density: aumento della pressione a fondo foro espresso come incremento in fase di circolazione del fango.

³⁸ Lost Circulation Material: sostanza aggiunta al fango per prevenire le perdite

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 5,000 psi (circa 340 atm).

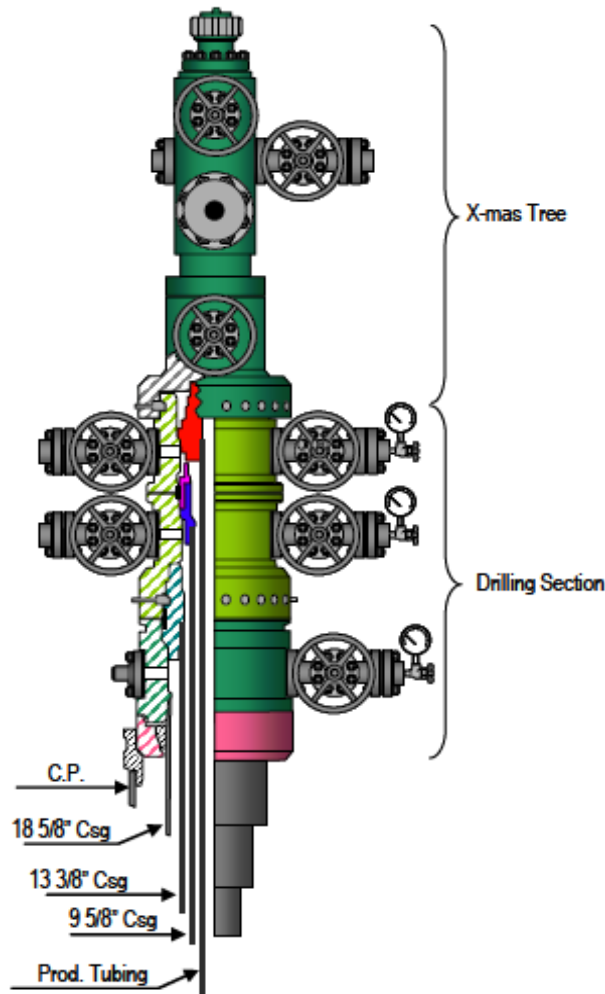


Figura 7.m: Vega B - Testa Pozzo (Edison, 2011m)

Le diverse configurazioni delle apparecchiature di sicurezza che verranno installate sulla testa pozzo durante le varie fasi di perforazione sono illustrate nella Figura seguente (Edison, 2011m).

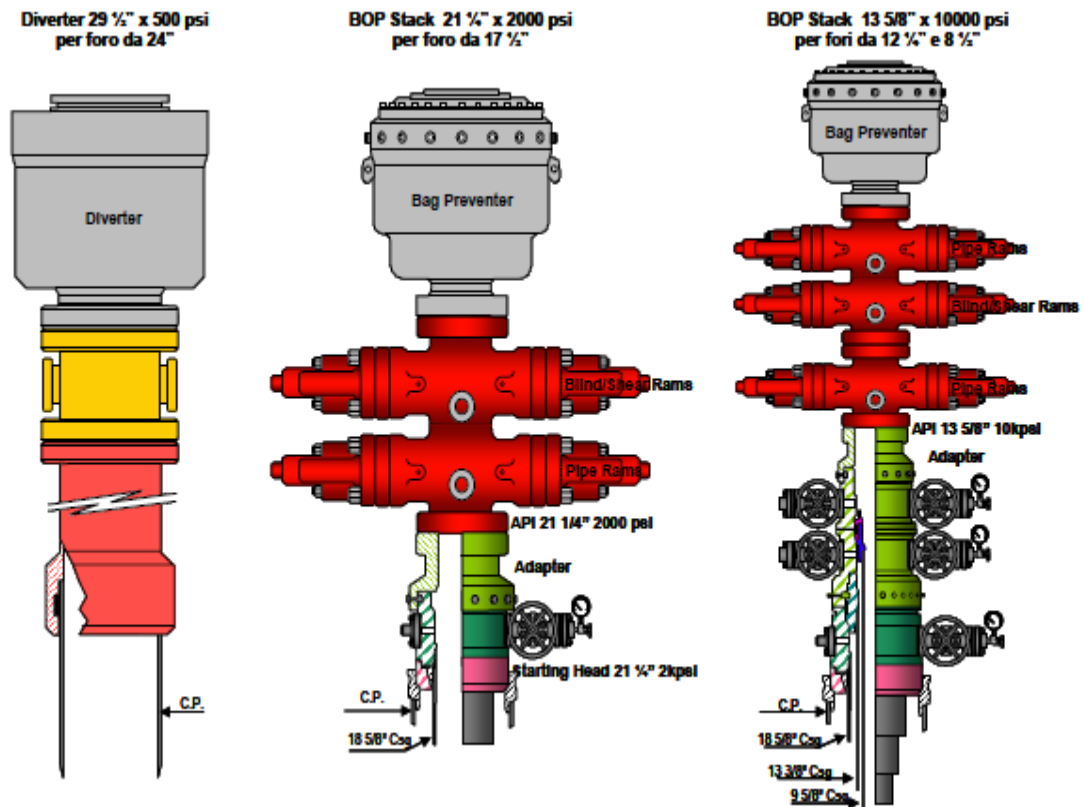


Figura 7.n: Apparecchiature di Sicurezza sulla Testa Pozzo in Fase di Perforazione(Edison, 2011m)

7.5.8 Profili di Deviazione

Nella fase attuale di valutazione del progetto “Vega B” e per gli scopi di questo studio, è stato ipotizzato il seguente scenario pozzi:

- un pozzo con scostamento al target di circa 650 m (con target a 2,480 m TVD s.l.m.);
- No. 3 pozzi con scostamento al target di circa 1,150 m (con target a 2,480 m TVD s.l.m.).

7.5.8.1 Pozzo con Scostamento 650 m al Target

Le principali caratteristiche realizzative del pozzo con scostamento al target 650 m sono descritte nella seguente Tabella; nella successiva Figura è rappresentato il profilo (Edison, 2011m).

Tabella 7.10: Caratteristiche Realizzative Pozzo con Scostamento 650 m (Edison, 2011m)

Casing	MD [m]	TVD [m slm]	Scostamento [m]
26" (30")	190	190	0
18 5/8"	350	350	0
13 3/8"	1,150	1,150	0

Casing	MD [m]	TVD [m slm]	Scostamento [m]
9 5/8"	2,655	2,480.8	656.3
Top target	2,655	2,480.8	656.3
Total Depth	2,755	2,566.6	707.8
	UdM	MD [m]	TVD [m slm]
Kick Off Point (KOP)	m	1,240	1,240
Build Up Rate (BUR) ³⁹	°/30 m	3.0	
End of Build (EOB) ⁴⁰	m	1,540	1,525.1
Inclinazione @ EOB	°	31.0	
Prosecuzione tratto rettilineo	m	2,755	2,566.6

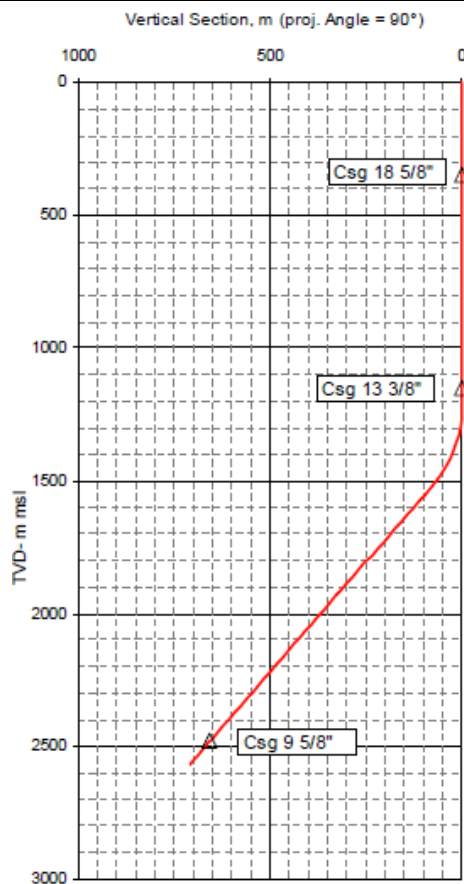


Figura 7.o: Caratteristiche Realizzative Pozzo con Scostamento 650 m (Edison, 2011m)

³⁹ BUR: rateo di incremento dell'inclinazione

⁴⁰ EOB: punto terminale del tratto a inclinazione crescente

7.5.8.2 Pozzo con Scostamento 1,150 m al Target

Le principali caratteristiche realizzative del pozzo con scostamento al target 1,150 m sono descritte nella seguente Tabella; nella successiva Figura è rappresentato il profilo (Edison, 2011m).

Tabella 7.11: Caratteristiche Realizzative Pozzo con Scostamento 1,150 m (Edison, 2011m)

Casing	MD [m]	TVD [mslm]	Scostamento [m]
26" (30")	190	190	0
18 5/8"	350	350	0
13 3/8"	1,160	1,146.8	76.8
9 5/8"	2,870	2,479.6	1,147.2
Top target	2,870	2,479.6	1,147.2
T.D.	3,000	2,580.6	1,229
	UdM	MD [m]	TVD [m slm]
Kick Off Point (KOP)	m	860	860
Build Up Rate (BUR) ⁴¹	°/30 m	3.0	
End of Build (EOB) ⁴²	m	1,250	1,220.6
Inclinazione a EOB	°	39.0	
Prosecuzione tratto rettilineo	m	3,000	2,580.6

⁴¹ BUR: rateo di incremento dell'inclinazione

⁴² EOB: punto terminale del tratto a inclinazione crescente

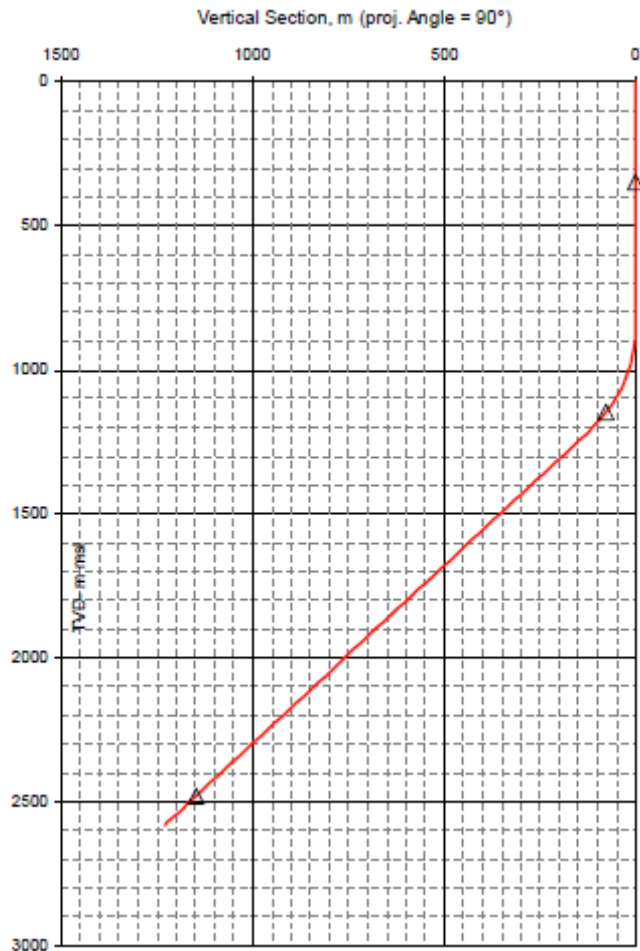


Figura 7.p: Caratteristiche Realizzative Pozzo con Scostamento 1,150 m (Edison, 2011m)

7.6 POSA DELLE CONDOTTE SOTTOMARINE

7.6.1 Preparazione e Varo della Tubazione

Le condotte saranno installate con la metodologia S-lay, tipica per le profondità di fondale e i diametri di progetto.

L'installazione potrebbe essere effettuata dallo stesso mezzo utilizzato per l'installazione della piattaforma, qualora sia del tipo Derrick-pipelay barge. Il vessel utilizzato potrebbe essere tipicamente un mezzo ancorato al fondale oppure un mezzo in DP (Dynamic Positioning). In caso di mezzo ancorato il posizionamento delle ancore (2-4 a prua e poppa del pontone) sarà effettuato mediante rimorchiatore di tipo AHT (anchor handling tug). Il pontone potrà spostarsi sui verricelli sulle ancore per alcune centinaia di metri. Il layout delle ancore sarà definito in fase di ingegneria di dettaglio, tenendo conto dei survey geofisici/ambientali previsti, in particolare evitando aree che dovessero presentare peculiarità ambientali.

Di seguito sono descritte le operazioni previste per il varo della pipeline, sia nel caso di mezzo DP che di ancorato.

I singoli tubi verranno stoccati in apposite aree (baie) sul main deck del mezzo e sottoposti ad ispezione per verificarne integrità e pulizia, prima del posizionamento sulla linea di saldatura.

Le operazioni di posa sulla rampa di varo si svolgeranno secondo la seguente sequenza operativa, prima del varo:

- sarà verificata l'altezza dei rulli della linea di varo e la configurazione dello stinger;
- la cianfrinatura del tubo;
- l'allineamento del tubo con accoppiatore interno in corrispondenza della prima stazione di saldatura.

La zona di saldatura di ogni tubo sarà pre-riscaldata, se necessario, con torce a gas o mediante apposite bobine di riscaldamento prima della clampatura. Le aree in prossimità del giunto saranno ripulite da ruggine, residui del cianfrino, sporco e polvere. La parte di rivestimento anticorrosivo esposta sarà pulita accuratamente per rimuovere grasso e altri residui.

Una volta effettuato il controllo non distruttivo (NDT) nella apposita area, verrà applicato il rivestimento anticorrosivo del giunto nella zona di saldatura.

Completate le predette attività la posatubi si potrà muovere di una distanza equivalente alla lunghezza di una singola sezione di tubo così che il tubo successivo possa essere convogliato nella rampa.

I tubi, dato il numero necessario (circa 500 sezioni da 12 m ciascuna per condotta), saranno approvvigionati al mezzo mediante bettolina.

Il sistema di posizionamento di superficie della posatubi monitorerà in continuo la sua posizione e direzione. La posatubi verrà mantenuta nel suo corretto orientamento per garantire la posa della condotta secondo la rotta prevista ed entro le tolleranze richieste.

Nella seguente Figura è rappresentata schematicamente la modalità di posa.

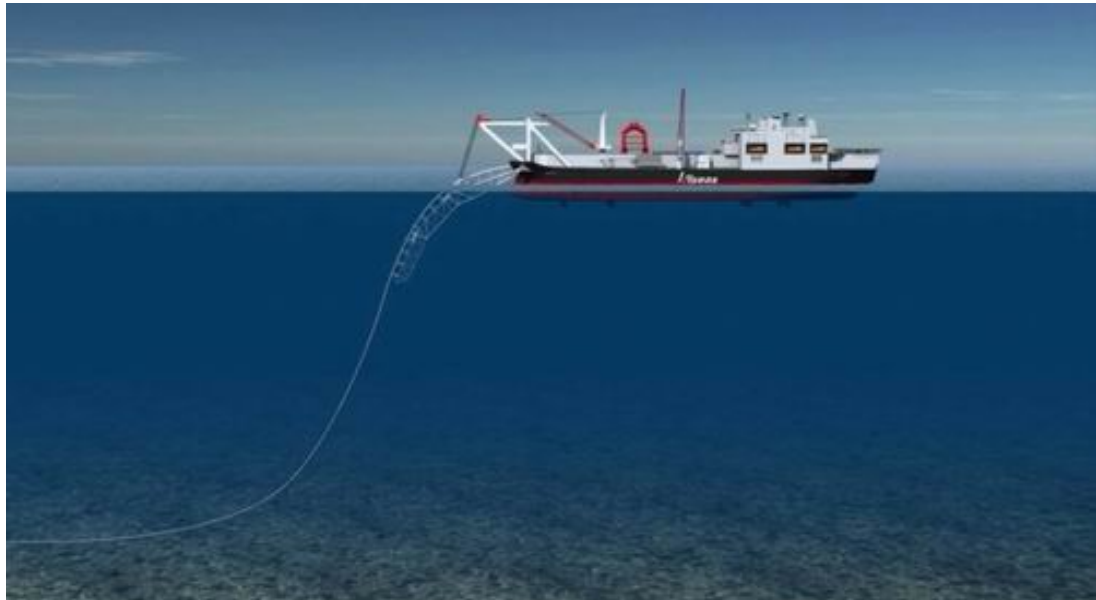


Figura 7.q: Tipologia di Varo Tubazione Tipo S-Lay

7.6.2 Operazioni di Emergenza - Abbandono e Recupero

Qualora nel corso delle operazioni di varo le condizioni meteo-marine superassero i limiti operativi di sicurezza della posatubi, verranno messe in atto le operazioni di abbandono della condotta. Tali operazione possono essere:

- in caso le condizioni meteo-marine siano prossime ai limiti operativi:
 - manovre a “tensione costante”: durante queste manovre la posatubi avanza mantenendo lo stesso valore di tensione sul tensionatore con varo di poche sezioni di tubo ad intervalli stabiliti per variare il punto di contatto del tubo sul fondo,
 - manovre a “lunghezza costante”: in questo caso la posatubi si sostiene sui freni del verricello di abbandono e recupero nel punto in cui la testa della condotta raggiunge il fondale marino;
- in caso le condizioni meteo-marine superino i limiti operativi la manovra di abbandono sarà :
 - interruzione delle operazioni di varo;
 - saldatura e controlli NDT di tutte le sezioni di tubo presenti sulla rampa di varo;
 - recupero della clampa di allineamento e NDT. Il buckle detector, se presente, viene lasciato all'interno della condotta;
 - saldatura e controllo NDT della testa di abbandono e recupero;
 - connessione del cavo del verricello di abbandono e recupero alla testa;
 - movimento della posatubi in avanti mantenendo una tensione costante sul verricello;
 - dare imbando al cavo del verricello di abbandono e recupero;
 - durante il fermo delle operazioni per cattivo tempo, la testa di abbandono e recupero rimarrà connessa al cavo allentato del verricello di abbandono e recupero. Se il cattivo tempo obbliga la posatubi ad abbandonare l'area, la posatubi si muoverà in avanti mantenendo il cavo allentato e rilasciando tutto il cavo sul verricello sul fondale marino. La terminazione del cavo verrà segnalata con una boa per il recupero in una fase successiva;
 - le operazioni di recupero avranno inizio in accordo alle previsioni meteo marine. La sequenza delle operazioni sarà l'opposto di quella seguita per le manovre di abbandono.

7.6.3 Installazione Risers e J Tubes

Sulla piattaforma Vega A è prevista l'installazione di due nuovi riser per la connessione dei due sealines di collegamento alla piattaforma Vega B e J-tubes per l'inserimento dei cavi elettrici; sulla piattaforma Vega B i riser e J-tubes saranno pre-installati sulla struttura durante la costruzione della piattaforma in cantiere a terra.

I nuovi risers/j tubes su Vega A saranno agganciati sulle gambe della piattaforma attraverso l'uso di apposite clampe imbullonate alla struttura. Riser/J-tube e clampe saranno realizzati in cantiere a terra.

Attrezzature temporanee, quali pulegge, potranno essere installate sulla struttura della piattaforma per le operazioni di installazione e guidare il riser/J-tube nella sua posizione finale. Per l'installazione dei risers/J-tubes potrebbe essere utilizzato un mezzo DP, diverso dal pipelaying vessel, con impianto di saturazione a bordo per consentire il lavoro dei

sommozzatori che assisteranno le operazioni. Quando il riser/j-tube sarà posizionato correttamente, verrà assicurato alla gamba del jacket serrando le clampe.

Nella seguente Figura viene mostrata una rappresentazione schematica dell'installazione di un riser/j-tube (Edison, 2011f).

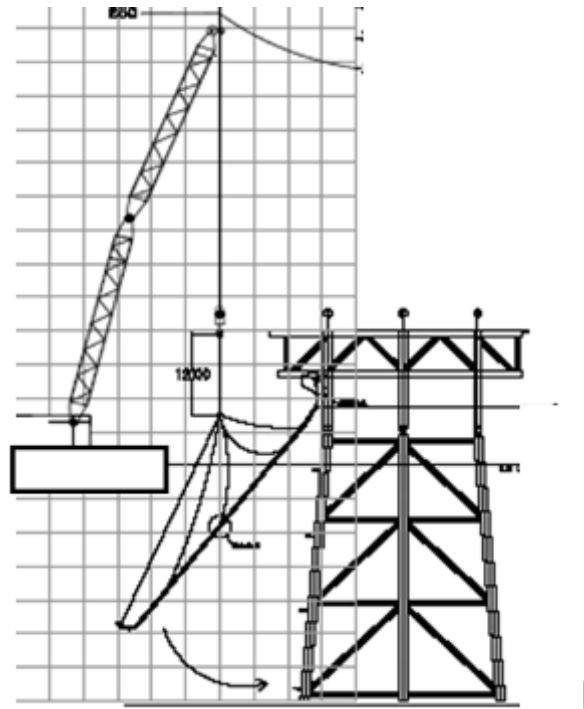


Figura 7.r: Schema Installazione Riser –J-Tube(Edison, 2011f)

Se il peso del riser e le sue dimensioni eccedono la capacità di sollevamento della gru, il riser verrà installato connettendo due o più segmenti prefabbricati flangiandoli o saldandoli insieme.

7.6.4 Installazione Spools

Per collegare i riser con le sealines sarà necessaria l'installazione di apposite tubazioni di collegamento ("spools").

La dimensione/configurazione finale dello spool verrà determinata in base alle misure effettuate in campo dai sommozzatori con la tecnica del filo teso o avvalendosi di un sistema acustico. Si eseguirà quindi un'ispezione visiva per controllare che l'area sia libera da detriti od ostruzioni. La fabbricazione delle spool verrà quindi eseguita a bordo della posatubi/mezzo di installazione o in un cantiere a terra.

Per l'installazione potrebbe essere utilizzato un DP vessel diverso da quello utilizzato per l'installazione della pipeline con impianto di saturazione a bordo per consentire il lavoro dei sommozzatori. La configurazione del sistema di sollevamento e l'utilizzo di bilancino verranno definiti in fase di ingegneria di dettaglio. Gli spool saranno calati fuori bordo fino al fondo marino, con l'assistenza dei sommozzatori o di ROV.

Nella seguente Figura è rappresentato uno spool in corso di sollevamento (Edison, 2011f).



Figura 7.s: Installazione Spool (Edison, 2011f)

Durante le attività di installazione, la condotta e il riser saranno allagati. I sommozzatori rimuoveranno quindi la testa di abbandono della condotta e la flangia cieca del riser. Verranno quindi installate la guarnizione e le barre filettate e il serraggio finale della flangia raggiunto sarà effettuato utilizzando apparecchiature idrauliche o similari. Eventuali saldature che si rendessero necessarie saranno effettuate mediante saldatura iperbarica.

Al termine dei controlli non distruttivi (NDT) si procederà col rivestimento. Al completamento dell'assemblaggio dello spool, si eseguirà quindi un hydrotest del sistema (si veda il paragrafo successivo).

A installazione ultimata, gli strumenti e le apparecchiature presenti sul fondo marino verranno recuperate a bordo.

7.6.5 Collaudo

Alla fine dell'installazione di sealines, risers e spools, i sistemi saranno sottoposti ad un test idraulico di 8 ore ad una pressione superiore alla pressione di design (indicativamente il 115% di pressione di design) per verificarne la tenuta idraulica ed individuare eventuali difetti.

L'hydrotest verrà accompagnato dall'invio di pig (pipeline inspection gauges) in sequenza per pulire le sealines da eventuali residui di saldatura e per verificare che la sezione dei tubi non ha subito variazioni dopo le operazioni di varo. L'acqua di mare utilizzata durante le attività di test idraulico sarà filtrata e ad essa verranno aggiunti degli additivi chimici eco-friendly (Edison, 2011f).

L'acqua utilizzata per il test verrà successivamente spazzata e smaltita secondo le normative vigenti.

7.6.6 Protezione delle Condotte

Per proteggere le pipeline da eventuali problemi legati alla pesca (comunque interdetta nell'area) si potrà provvedere ad installare localmente delle opportune protezioni lungo il corridoio di posa, per evitare che le reti possano entrare in contatto con le tubazioni stesse. Si evidenzia, al riguardo, che l'area di interesse non risulta particolarmente soggetta ad attività di pesca (Edison, 2011f).

7.6.7 Tubazioni Flessibili

Nel caso si preveda l'installazione di tubazioni flessibili tra la piattaforma Vega A e la piattaforma Vega B, si procederà al varo mediante un supply vessel appositamente equipaggiato con rullo di installazione ("carousel") montato sul ponte o con un Flex-lay vessel. Tali tipologie di vessel sono rappresentate nella seguente Figura.



Figura 7.t: Installazione Tubazione Flessibile: Supply Vessel con Carousel montato sul Deck (sinistra) e Flex-Lay Vessel (destra)

Il flessibile, preavvolto a terra su appositi carousel, sarà provvisto di flange di inizio e fine installazione.

Per la posa della tubazione si procederà come segue:

- inserimento della testa di inizio nel J-tube installato sulla piattaforma di partenza (Vega A o B, da definire prima dell'installazione) con ausilio di cavo-guida e sistemi di trazione;
- tiro del flessibile nel J-tube e collegamento della testa flangiata;
- svolgimento del flessibile dal vessel di installazione e varo della tubazione sul fondo marino fino all'altra piattaforma;
- abbandono del flessibile sul fondo con imbando sufficiente alla connessione con la piattaforma di arrivo;
- recupero del flessibile dal J-tube sulla piattaforma di arrivo con analoghe modalità e fissaggio ad appositi supporti pre-installati.

7.7 POSA DEI CAVI

La posa dei due cavi sottomarini sarà effettuata solo a seguito dello sviluppo dell'ingegneria di dettaglio sulla base di ricognizioni ed indagini del fondale e della posizione di installazione della futura piattaforma Vega B, della configurazione della rotta delle tubazioni sottomarine, del dimensionamento finale del cavo stesso e dei mezzi utilizzati.

L'utilizzo dei cavi (descritti nel precedente Paragrafo 4.6) di dimensioni e lunghezze previste, in un'unica bobina, comporta la ricezione del cavo direttamente sul mezzo di installazione. Il peso stimato della bobina di un singolo cavo è di 150 t (Edison, 2011).

I cavi saranno posati ad una distanza di circa 20-25 metri dalle due sealine, con un imbando nella parti finali prima delle operazioni di pull-in nei J-tubes da entrambi i lati. Il layout dei cavi è mostrato nella Figura 4.1 allegata.

Nel presente paragrafo viene fornita una descrizione delle operazioni di posa, per le quali si è ipotizzato l'impiego di un vessel a posizionamento dinamico, con uso di teste di abbandono e recupero dei cavi.

7.7.1 Mezzi e Attrezzature

Il mezzo di installazione sarà scelto in base allo spazio richiesto dalle apparecchiature di posa e dalla motorizzazione idraulica della bobina sul ponte nonché dalla necessità di avere a bordo dell'imbarcazione i mezzi di monitoraggio subacqueo come ROV e sommozzatori con sistema di saturazione. Preferibilmente sarà utilizzato un mezzo dotato di moonpool centrale e sbraccio del ROV laterale. Sul vessel sarà montato uno stinger per cavi in modo da agevolare l'uscita e la discesa del cavo in acqua.

Per lo svolgimento delle operazioni è previsto l'utilizzo di un mezzo ausiliario (supply vessel) e di un gommone/scialuppa per il trasferimento delle persone sulla piattaforma Vega B.

7.7.2 Operazioni di Posa

La posa dei cavi avverrà a partire da una delle due piattaforme Vega A o Vega B, scelta in fase di ingegneria a seconda delle correnti/onde prevalenti e della posizione delle condotte.

I cavi saranno posati in successione, in quanto le distanze e le esigenze di spazio/attrezzature sul ponte del mezzo di installazione non rendono possibile la posa contemporanea. Al termine della posa del primo cavo si procederà quindi con la posa del secondo cavo che dovrà essere ricaricato a bordo dal cantiere di fabbricazione.

Le operazioni prevedono l'avvicinamento del vessel a posizionamento dinamico alla piattaforma di partenza e l'installazione di un sistema di sollevamento idraulico collegato alla messenger line pre-inserita nel J-tube e collegata alla testa di tiro del cavo grazie ai sommozzatori/ROV.

Per alleggerire l'attrito della parte iniziale del cavo sul fondale potranno essere inserite delle boe di supporto. Sarà inoltre prevista un'opportuna protezione della prima parte del cavo, mediante sacchi di sabbia o materassi protettivi.

La posa del cavo sarà effettuata con controllo satellitare della rotta prestabilita, monitoraggio della forza applicata sul cavo grazie a sistema idraulico/tensionatore e del "touching point" con ROV.

Una volta in prossimità della piattaforma di arrivo si procede a posare sul fondale a forma di s una lunghezza spare di cavo, in modo da poter essere recuperata in caso di bisogno.

Per impedire l'infangamento del cavo e per diminuire l'attrito in fase di pull-in saranno collegate al cavo, a distanze prestabilite, boe di alleggerimento. Le boe saranno rimosse ed ancorate a un corpo morto man mano che si procederà al pull-in del cavo.

Dopo la posa del primo cavo si procede in modo analogo per il secondo cavo.

7.7.3 Abbandono di Emergenza

In caso di problemi durante la posa è prevista una sequenza di abbandono di emergenza con l'utilizzo di un'apposita calza di abbandono/recupero. In tal caso una boa segnalatrice verrà installata con cavo ancorato alla testa per consentire il recupero del cavo e la prosecuzione delle operazioni di posa.

7.7.4 Collegamento del Cavo

I cavi verranno ancorati permanentemente alle due estremità tramite un sistema di hang-off, da posizionarsi sull'estremità dei due J-tube, impedendo lo scivolamento verso il basso.

Il collegamento del cavo sottomarino alla rete elettrica della piattaforma avverrà tramite un'idonea cassetta di collegamento in media tensione.

Alla fine delle operazioni di posa dei cavi sottomarini saranno eseguiti test di misurazioni elettriche sui cavi per verificarne l'integrità ed eventuali indagini visive, mediante ROV.

7.7.5 Giunto di Riparazione

In caso di danneggiamenti di uno dei cavi sottomarini, sarà tenuto a bordo del supply vessel un giunto per riparazioni sottomarino. Il giunto permetterà di effettuare riparazioni in caso di danneggiamenti consistenti del cavo occorsi in fase di posa o evidenziati dalle survey finali (in tal caso previo recupero del cavo sul mezzo di installazione).

7.8 ELENCO PRELIMINARE MEZZI E MACCHINE DI CANTIERE

Durante le attività di rilevamento sismico 2D si prevede utilizzare esclusivamente un mezzo navale da ricerca geofisica. L'impiego di tale mezzo è limitato a massimo 3 giorni. Le caratteristiche tipiche di un mezzo da ricerca sono riportate in Appendice A.

Nella seguente Tabella si riportano le tipologie e il numero di mezzi marittimi che si prevede di utilizzare (oltre a eventuali mezzi di tipo tug e AHT) per l'installazione della piattaforma Vega B con riferimento alle quattro possibili opzioni di installazione della piattaforma Vega B (descritte nel Paragrafo 7.2).

Tabella 7.12: Installazione Piattaforma Vega B - Mezzi e Potenze Caratteristiche

Opzione 1 Jacket Lanciato		
Tipologia	No. Mezzi	Potenza [kW]
Pontone da lancio	1	3,000 ⁽¹⁾
Crane Vessel 500 ton	1	1,250 ⁽²⁾
Crane Vessel 1,500 ton (solo sollevamento)	1	2,400 ⁽³⁾
Pontone trasporto Pali, Conductors & Deck	1	3,000 ⁽¹⁾
Totale	4	9,650
Opzione 2 Jacket Sollevato		
Tipologia	No. Mezzi	Potenza [kW]
Crane Vessel > 3,000 ton	1	5,000 ⁽⁴⁾
Pontone trasporto Jacket	1	3,000 ⁽¹⁾
Crane Vessel 500 ton	1	1,250 ⁽²⁾
Crane Vessel 1,500 ton	1	2,400 ⁽³⁾

Pontone trasporto Pali, Conductors & Deck	1	3,000 ⁽¹⁾
Totale	5	14,650
Opzione 3 Jacket Sollevato		
Tipologia	No. Mezzi	Potenza [kW]
Crane Vessel >3,000 ton	1	5,000 ⁽⁴⁾
Pontone x trasporto Jacket, Pali, Conductors	1	3,000 ⁽¹⁾
Crane Vessel 1500 ton	1	2,400 ⁽³⁾
Pontone Deck	1	3,000 ⁽¹⁾
Totale	4	13,400
Opzione 4 Jacket Sollevato		
Tipologia	No. Mezzi	Potenza [kW]
Crane Vessel >3,000 ton	1	5,000 ⁽⁴⁾
Pontone x trasporto Jacket, Pali, Conductors	1	3,000 ⁽¹⁾
Pontone Deck	1	3,000 ⁽¹⁾
Totale	3	11,000
<p>Note:</p> <p>(1) Potenza rimorchiatore Megara Offshore (http://www.augustea.com/) della medesima società armatoriale del Rimorchiatore "Città di Augusta" attualmente utilizzato per le operazioni di allibo presso Leonis</p> <p>(2) Potenza tipica di un 250 ton Self Propelled Floating Crane (3x Rolls-Royce Diesel Engines Power @ 1,500 RPM 418 kW)</p> <p>(3) Potenza tipica di un 2,000 ton Self Propelled Floating Crane (1,200 kW x 2)</p> <p>(4) Potenza stimata pari a circa il doppio della potenza considerata per la Crane Barge da 1,500 ton (si veda il punto 3)</p>		

Ai fini delle valutazioni ambientali è stata presa in considerazione, in via conservativa, l'opzione "2" (Installazione del jacket con sollevamento) in quanto caratterizzata dal maggior numero di mezzi e potenza complessiva.

8 DIMISSIONE DELLE OPERE E RIPRISTINO AMBIENTALE A FINE ESERCIZIO

Nel presente Capitolo sono descritte le operazioni da eseguire per la dismissione del campo olio Vega B.

8.1 CHIUSURA DEI POZZI

L'operazione di chiusura dei pozzi viene realizzata 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.

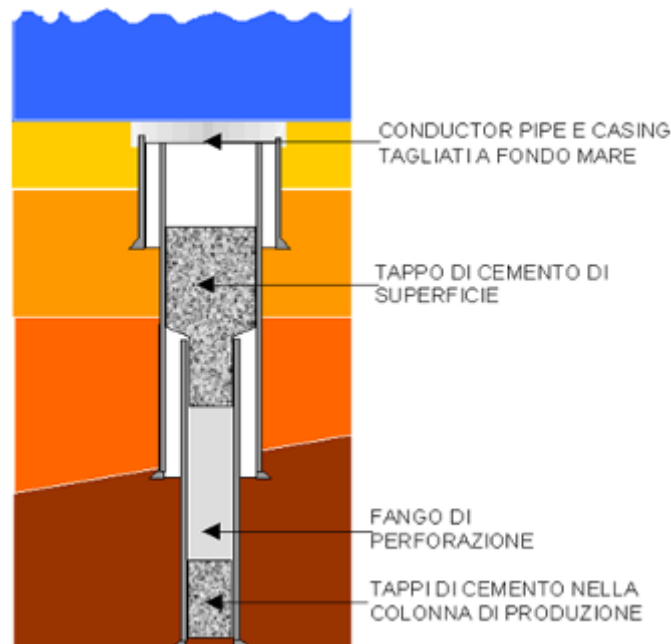


Figura 8.a: Schema di Profilo di Chiusura Mineraria

8.2 ATTIVITÀ DI RIMOZIONE DELLA PIATTAFORMA VEGA B

Le operazioni di rimozione delle piattaforme possono essere sintetizzate come segue:

- bonifica a bordo delle piattaforme a partire da teste pozzo;
- demolizione impianti di bordo;
- recupero/smaltimento materiale della demolizione degli impianti;
- demolizione strutture del deck della piattaforma;
- demolizione strutture del jacket, pali e conductors;
- smaltimento componenti della demolizione della piattaforma.

La rimozione delle piattaforme Vega A e B avverrà in un'unica campagna mezzi allo scopo di ottimizzare la mobilitazione dei mezzi ed attrezzature.

8.2.1 Bonifica degli Impianti di Bordo

La bonifica degli impianti potrà essere effettuata con OLG o con vapore, a seconda delle dimensioni delle apparecchiature installate.

I liquidi risultanti dalla bonifica delle apparecchiature saranno costituiti da acqua oleosa e da OLG contenente residui di idrocarburi. Pertanto occorrerà trasportare a terra, tramite una bettolina, sia l'acqua che l'OLG che verranno inviati preferibilmente a recupero o ad impianti autorizzati di trattamento/smaltimento.

Durante le operazioni di bonifica delle attrezzature è previsto l'uso di sistemi di contenimento dei liquidi e solidi per evitare la dispersione accidentale nell'ambiente di sostanze inquinanti; è inoltre previsto che il personale addetto sia dotato di sistemi di protezione individuali.

8.2.2 Demolizione Risers delle Sealines e Conductor e Casing dei Pozzi

La prima fase lavorativa, una volta bonificate le condotte sottomarine e provveduto ad una prima pulizia dei deck, prevede il taglio e l'asportazione dei risers delle condotte sottomarine nonché il taglio ed asportazione delle linee pozzi normalmente composte da conductors e da una serie di casings posti concentricamente all'interno dei conductors stessi.

I tagli e l'asportazione saranno operati in tratti di lunghezza compatibile con le capacità di sollevamento dei mezzi impiegati.

I punti di taglio tra risers e sealine saranno opportunamente sigillati.

8.2.3 Demolizione Impianti di Bordo

Al termine delle bonifiche si procederà alla demolizione delle attrezzature di bordo. Tale demolizione sarà studiata a seconda delle caratteristiche specifiche della piattaforma da dismettere. Nel caso di piattaforme recanti a bordo poche o nulle attrezzature è in genere previsto lo smantellamento a terra della struttura unitamente alle eventuali attrezzature di bordo. Nel caso di piattaforme su cui sono installate apparecchiature complesse si può invece prevedere lo smantellamento totale delle apparecchiature prima di intervenire sulle strutture: ciò per ridurre i pesi in gioco e per consentire un più agevole lavoro di smantellamento.

In questo secondo caso la valutazione del costo della demolizione prevede il sezionamento delle apparecchiature e relative attrezzature accessorie utilizzando cannelli da taglio o mole, in casi particolari.

La metodologia adottata prevede di sezionare apparecchiature e spools in maniera tale da consentire un agevole sollevamento e posizionamento a bordo delle previste barges di trasporto. Il restante lavoro sarà effettuato una volta trasportato a terra il rottame e scaricato presso idonee strutture fronte mare.

In questa seconda fase, dopo una prima sezionatura in parti più facilmente movimentabili si procederà alla cesoiatura per ottenere un "rottame" facilmente caricabile e di volume minimo.

Nel caso di apparecchiature coibentate si prevede di procedere all'asportazione del lamierino esterno che, se in acciaio inox, viene raccolto a parte, ed in seguito all'asportazione del materiale di coibentazione, generalmente costituito da lana di vetro.

8.2.4 Recupero/Smaltimento Materiale da Demolizione

Il materiale ferroso frammentato sarà destinato alle ferriere. Il trasporto sarà previsto in maniera che i mezzi di trasporto vengano utilizzati a pieno carico, minimizzando il numero di viaggi necessari. Il lamierino d'acciaio inox dovrà essere selezionato e successivamente inviato separatamente all'acciaieria a causa del differente valore dello scrap. I materiali da smaltire consisteranno sostanzialmente in:

- liquidi e/o reflui di bonifica;
- materiale da coibentazione (lana di roccia).

Si prevede che i prodotti contenenti idrocarburi riutilizzabili possano essere inviati in raffineria, mentre i reflui e le acque oleose saranno inviati a impianti autorizzati di recupero/smaltimento.

8.2.5 Demolizione Strutture del Deck della Piattaforma

Una volta terminato il recupero di risers e conductors e l'eventuale smantellamento degli impianti di bordo si provvederà alla demolizione del deck.

A seconda dei casi e delle dimensioni della piattaforma, il deck sarà tagliato dal jacket in unica soluzione oppure verrà smembrato in porzioni tali da consentire ai mezzi marini il sollevamento, il posizionamento a bordo delle bettoline da trasporto e il relativo rizzaggio. Qualora la demolizione preveda la rimozione per moduli del deck in accordo alla configurazione modulare dell'impianto, essi saranno rimossi eseguendo a ritroso l'operazione d'installazione. In tal caso sarà richiesta la completa separazione dei moduli, sia di tipo impiantistico (piping e cavi elettrostrumentali) che di tipo strutturale (incluso le passerelle).

Tutti i sistemi dovranno essere bonificati e formalmente certificati come "safe & clean" al momento dell'inizio delle operazioni di sollevamento.

Il restante lavoro sarà effettuato una volta trasportato a terra il rottame e scaricato presso idonee strutture fronte mare.

In questa fase, dopo una prima sezionatura in parti più facilmente movimentabili si procederà alla cesoiatura per ottenere un "rottame" facilmente caricabile e di volume minimo.

8.2.6 Demolizione Strutture del Jacket

L'ultima fase dello smantellamento delle strutture riguarda l'asportazione del jacket della piattaforma.

Per la rimozione delle piattaforme del campo Vega si prevede la parziale rimozione del jacket della piattaforma, in linea con la Risoluzione IMO A.672. Ciò consentirebbe una minore movimentazione di materiali nonché di salvaguardare le diverse popolazioni ittiche che nel tempo tendono ad instaurarsi in corrispondenza e prossimità della struttura (analogamente a quanto rilevato per le strutture immerse della piattaforma Vega A nel corso delle indagini ROV effettuate nel 2011).

Le procedure di dismissione prevedono il sezionamento delle strutture ad una profondità intermedia di circa -60 m slm. Per la rimozione si potrà procedere ad ulteriori tagli (indicativamente -6 m e -37 m slm).

Il jacket sarà quindi asportato mediante sollevamento in unica soluzione, o in più riprese a seconda della mole della struttura da asportare. Una volta sollevato il jacket, intero o in parti, esso sarà posato sul pontone da carico e rizzato sullo stesso per consentirne il trasporto a terra.

Prima del trasporto si provvederà alla pulizia della struttura dalla vegetazione marina che vi aderisce in maniera tale da consentire l'immediato smembramento della struttura una volta scaricato a terra. Tale pulizia è prevista a mezzo di sistemi di idropulitura ad alta pressione.

8.2.7 Smaltimento Componenti della Demolizione della Piattaforma

Gli elementi della struttura delle piattaforme dovranno essere trasportati a terra in aree adeguate che consentano lo scarico di queste strutture di elevate dimensioni e pesi e la loro permanenza durante lo smembramento in componenti più piccole e tali da consentirne il trasporto a fonderia. Le aree disponibili saranno selezionate in base alla loro distanza ottimale dai campi di produzione ed alle risorse disponibili per il successivo smembramento.

Per quanto attiene il campo di Vega è ipotizzato l'utilizzo del cantiere di Punta Cugno che dispone delle infrastrutture necessarie alle demolizioni e sufficiente tirante d'acqua al fronte mare.

8.2.8 Mezzi Impiegati

I mezzi navali di sollevamento saranno indicativamente del tipo crane-barge. I criteri per la selezione dei mezzi da impiegare e le relative procedure di smantellamento sono costituiti da:

- peso Jacket;
- peso Deck;
- altezza del fondale marino;
- dimensioni;
- numero e peso di conductors e risers.

Le parti di deck e jacket, una volta rimosse e sollevate, saranno posizionate su idonee bettoline da trasporto per il relativo trasporto a terra al cantiere di demolizione dove le strutture saranno sbarcate, posizionate in apposite aree del cantiere e demolite.

In linea di principio si preferirà l'impiego di bettoline singole che possano effettuare un servizio di navetta, in modo da ottimizzare l'impiego di mezzi navali e e rizzaggi. In casi più complessi è ipotizzabile l'impiego di due bettoline, in maniera da minimizzare i tempi di rimozione delle parti strutturali, ottimizzando al contempo l'impiego dei mezzi di sollevamento.

8.2.9 Demolizioni Subacquee

L'esecuzione di tagli subacquei sarà effettuata mediante taglio a caldo nel caso di elementi di limitata sezione (risers delle sealines), lasciando solo ai diametri maggiori e di maggior spessore (es. conductors e bracings/gambe dei jackets) il taglio a freddo con macchine a cavo smerigliato.

Le attività saranno effettuate con l'ausilio di sistemi per il sollevamento delle strutture tagliate. Per le operazioni su alti fondali, gli operatori subacquei dovranno lavorare in saturazione, con l'ausilio di camere iperbariche unitamente all'impiego di un ROV.

8.3 CONDOTTE SOTTOMARINE

Per la bonifica delle linee, dotate di sistemi di lancio e ricezione pig, si procederà al flussaggio con inerte e alla pulizia con attrezzature adeguate alle caratteristiche delle linee ed alla loro lunghezza.

Si prevede che le condotte sottomarine dopo la bonifica e relativa pulizia interna saranno poste in conservazione sul fondale mediante riempimento con acqua di mare senza effettuarne la demolizione ed asporto.

9 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 realizzazione delle opere in progetto e di esercizio nel nuovo assetto (Vega A+B).

Per quanto riguarda la fase di esercizio sono evidenziate le variazioni rispetto all'attuale assetto produttivo (Vega A attuale).

Relativamente alle preliminari attività di ricerca sismica, in considerazione del limitato impiego di mezzi (1 unità navale per circa 3 giorni) l'analisi delle interazioni ambientali è stata limitata al traffico marittimo, all'occupazione temporanea di specchio acqueo e alla generazione di rumore. Ai fini delle valutazioni ambientali per le componenti atmosfera (emissioni in atmosfera) e ambiente idrico (prelievi e scarichi idrici) il contributo della nave da ricerca sismica è stato considerato non significativo. Durante i survey sismici non si prevedono significativi consumi di materie prime e la produzione di rifiuti è limitata alla presenza di personale a bordo.

9.1 ATTIVITÀ DI CANTIERE PER IL RILIEVO GEOFISICO, L'INSTALLAZIONE DELLE OPERE E LA PERFORAZIONE DEI POZZI

9.1.1 Emissioni in Atmosfera

Nel corso delle attività di cantierizzazione per l'installazione delle opere e di perforazione dei 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;
- mezzi marittimi utilizzati per il trasporto e l'installazione della piattaforma Vega B;
- mezzi marittimi utilizzati per la posa delle sealines (condotte e cavi sottomarini);
- mezzi marittimi utilizzati per l'adeguamento impiantistico di Vega A;
- altri mezzi di supporto (supply vessel, etc).

9.1.1.1 Emissioni da Impianti di Perforazione

Nel corso delle attività di perforazione dei pozzi, l'emissione di inquinanti in atmosfera è ascrivibile al funzionamento dei generatori di potenza necessari per l'alimentazione elettrica degli impianti.

L'unità TAD, presa a riferimento per le attività di perforazione, è dotata di motori diesel con potenza complessiva di circa 6,500 kW. Ai fini dello SIA è stata considerata la presenza di No. 6 motori diesel con le caratteristiche riportate in Tabella 9.1.

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 (si veda la Tabella 3.12).

Le emissioni generate dall'impianto di perforazione sono state stimate considerando il funzionamento di No. 6 motori per la durata delle perforazioni riportata in Tabella 7.3 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 dei generatori di potenza dell'impianto di perforazione (denominati PERF 1-6) nel corso della fase di perforazione e completamento dei pozzi.

Tabella 9.1: 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	UdM	PERF 1	PERF 2	PERF 3	PERF 4	PERF 5	PERF 6
ore funz.	h	4,239	4,239	4,239	4,239	4,239	4,239
Polveri	t	0.83	0.83	0.83	0.83	0.83	0.83
CO	t	4.14	4.14	4.14	4.14	4.14	4.14
NO _x	t	25.48	25.48	25.48	25.48	25.48	25.48

Relativamente alla Fase di Perforazione, la stima delle ricadute di inquinanti, effettuata tramite modellazione numerica CALPUFF, è riportata nel Quadro di Riferimento Ambientale del presente SIA.

9.1.1.2 Emissioni da Mezzi Marittimi

Nella seguente Tabella è indicato la tipologia, la potenza tipica e il numero dei mezzi marittimi che si presume in via conservativa di utilizzare nel corso delle varie attività per la realizzazione delle opere in progetto.

Tabella 9.2: Realizzazione delle Opere in progetto – Mezzi Marittimi

Tipologia	Numero	Potenza caratteristica
Installazione jacket + deck Vega B (Opzione 2)		
Crane Vessel >3,000 ton ⁽¹⁾	1	5,000
Pontone trasporto Jacket	1	3,000 ⁽²⁾
Crane Vessel 500 ton ⁽³⁾	1	1,250
Crane Vessel 1,500 ton ⁽⁴⁾	1	2,400
Pontone trasporto Pali, Conductors & Deck	1	3,000 ⁽²⁾
Posa sealine e cavi		
Posatubi ⁽⁵⁾	1	5,000
Supply Vessel ⁽⁶⁾	1	4,000
Mezzo AHT ⁽⁶⁾	1	4,000
Posa cavi ⁽⁷⁾	1	7,800

Note:

- (1) Potenza stimata pari a circa il doppio della potenza considerata per la Crane Barge da 1,500 ton (si veda il punto 4)
- (2) Potenza rimorchiatore Megara Offshore (<http://www.augustea.com/>) della medesima società armatoriale del Rimorchiatore "Città di Augusta" attualmente utilizzato per le operazioni di allibo presso Leonis;
- (3) Potenza tipica di un 250 ton Self Propelled Floating Crane (3x Rolls-Royce Diesel Engines Power @ 1,500 RPM 418 kW)
- (4) Potenza tipica di un 2,000 ton Self Propelled Floating Crane (1,200 kW x 2)
- (5) Valore di Potenza Nave Posatubi Castoro 2 (www.saipem.com)
- (6) Valore di Potenza Rimorchiatore Offshore "VOS Challenger"
- (7) Valore di potenza Nave posacavi Normand Cutter (www.saipem.com)

Nella seguente Tabella si riporta il dettaglio delle tempistiche di installazione previste per l'opzione di installazione ipotizzata (jacket sollevato - opzione "2", si veda la Tabella 7.12).

Tabella 9.3: Installazione Piattaforma Vega B (Opzione 2) – Tempistiche (Edison, 2011p)

Tipologia Mezzi/Fasi	Durata [giorni]
Crane Vessel >3,000 ton	
Move-in	20
Installazione	3
Move-out	10
Totale	33
Pontone per Trasporto Jacket	
Move-in	7
Carico & trasporto	3
Installazione	3
Move-out	7
Totale	20
Crane Vessel 500 ton	
Move-in	20
Installazione:	

Tipologia Mezzi/Fasi	Durata [giorni]
Pali	20
Conductor	14
Deck	7
Move-out	10
Totale	71
Crane Vessel 1,500 ton	
Move-in	20
Installazione	2
Move-out	10
Totale	32
Pontone per Trasporto Pali, Conductors & Deck	
Move-in	7
Carico & trasporto	3
Installazione	36
Move-out	7
Totale	53

Le emissioni dovute al traffico dei mezzi navali di supporto e rimorchiatori, posatubi e crane barge sono stimate 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 9.4: 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 la fase di installazione della piattaforma Vega B e per la posa delle sealines.

Tabella 9.5: Stima delle Emissioni di Inquinanti dai Mezzi di Installazione Vega B e Posa Sealines

Fase	Tipologia Mezzi/Fasi	No. Mezzi	Durata		Potenza [kW]	Fattore utilizzo ⁽²⁾	Emissioni Totali		
			[giorni] ⁽¹⁾	[ore]			NO _x [t]	SO _x [t]	PTS [t]
Installazione Piattaforma Vega B	Crane Vessel >3000 ton	1	3	72	5,000	1.00	5.0	4.1	0.5
	Pontone x trasporto Jacket	1	6	144	3,000	0.75	4.5	3.7	0.5
	Crane Vessel 500 ton	1	41	984	1,250	0.50	8.6	7.1	0.9
	Crane Vessel 1,500 ton	1	2	48	2,400	1.00	1.6	1.3	0.2
	Pontone x trasporto Pali, Conductors & Deck	1	39	936	3,000	0.50	19.7	16.1	2.1
	Totale							39.5	32.4
Posa Sealines e cavi	Posatubi	1	12	288	5,000	1.00	20.2	16.6	2.2
	Supply Vessel	1	12	288	4,000	0.25	4.0	3.3	0.4
	Rimorchiatore AHT	1	12	288	4,000	0.25	4.0	3.3	0.4
	Posacavi	1	10	240	7,800	1.00	26.2	21.5	2.8
Totale							54.4	44.7	5.8

Note:

(1) Durata in giorni delle fasi di installazione relative all'Opzione 2 di installazione della piattaforma Vega B - si veda la Tabella 9.3); la durata delle attività di posa delle sealine e cavi (pari a 35 giorni complessivi, comprensivi delle attività di pre-commissioning, commissioning, test e avvio di cavi e tubi) è calcolata stimando la sola durata effettiva di attività dei mezzi per la posa considerando una velocità di posa delle condotte di circa 1 km/g. I giorni di effettiva presenza della posacavi sono stati stimati pari a 10

(2) Fattore di utilizzo stimato empiricamente in funzione della tipologia di lavorazione prevista

9.1.2 Prelievi Idrici

Le operazioni di installazione della piattaforma Vega B, posa delle sealines e adeguamento impiantistico della piattaforma Vega A saranno effettuate con mezzi marittimi tipici delle installazioni off-shore (barge, posatubi, rimorchiatori, etc.). Tali mezzi necessitano fondamentalmente di approvvigionamenti idrici (acqua di mare) per il raffreddamento dei motori e zavorramento.

Nel corso delle attività di cantiere e di perforazione dei pozzi 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 1,400 m³ per pozzo tipo, è stato valutato a partire dal volume di fango per pozzo tipo, pari a circa 1,500 m³, considerando un tenore in solidi di circa 8-10 % (si veda la successiva Tabella 9.8). Per le attività di perforazione e completamento dei pozzi viene quindi stimato un consumo di 5,600 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 (280 giorni) è di circa 7,900 m³ di acqua dolce, che sarà ottenuta mediante impianto di dissalazione, al netto della quantità stoccata a bordo.

Per quanto riguarda i mezzi marittimi utilizzati per l'installazione della piattaforma Vega B e la posa delle condotte, si ipotizza un prelievo di acque per raffreddamento e zavorramento pari a circa a 100 m³/h. 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 complessivo pari a 200 unità (stima conservativa tenendo in considerazione la presenza contemporanea per l'intera durata delle installazioni della nave posatubi, supply vessels, crane barge etc), pari a circa 40 m³/giorno. Il consumo complessivo per la durata delle attività (75 giorni) è di circa 3,000 m³ di acqua dolce, che sarà ottenuta mediante impianto di dissalazione o stoccata a bordo.

Per il collaudo delle condotte è previsto l'utilizzo di acqua di mare. Sulla base delle caratteristiche dimensionali di progetto (si veda la Tabella 4.7), si stima saranno utilizzati circa 200 m³.

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 9.6: 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⁾	280	675,000
	acqua dolce per uso civile/potabile	prese acqua mare per impianto di dissalazione	28 ⁽²⁾		7,900
		stoccaggio a bordo (500 m ³)	n.d.		5,600 ⁽³⁾
Installazione jacket/deck e posa sealines (Mezzi Marittimi Offshore)	acqua di mare per raffreddamento	prese acqua mare	2,400 ⁽¹⁾	75	180,000
	acqua dolce per uso civile/potabile	prese acqua mare per impianto di dissalazione	40 ⁽⁴⁾		3,000
		stoccaggio a bordo			
Collaudo Condotte	acqua di mare per collaudo	prese acqua mare	n.d.	n.d.	200 ⁽⁵⁾

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. 4 pozzi stimato a partire dai reflui di perforazione prodotti (si veda la successiva Tabella 9.8), considerando l'impiego di fanghi WB
(4) Valore calcolato in base ad un consumo di 200 l/giorno x addetto ed un numero di 200 addetti
(5) Valore calcolato in base alle caratteristiche dimensionali delle condotte

9.1.3 Scarichi Idrici

Gli scarichi idrici in fase di cantierizzazione e perforazione 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;
- acque di raffreddamento dei generatori dell’impianto di perforazione TAD e dei motori dei mezzi marittimi di installazione offshore;
- acque meteoriche incidenti sulle superfici di bordo (impianto di perforazione e mezzi marittimi);
- acque di zavorra (acqua di mare);
- acque di collaudo delle sealine (acqua di mare).

In fase di cantierizzazione e perforazione, tutte le acque incidenti in aree potenzialmente oleose sono coltate in rete drenaggio acque oleose e inviate a sistemi di trattamento acque oleose.

In fase di perforazione e completamento l'impianto 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.

Per quanto riguarda la posa delle sealine, le acque utilizzate per la fase di collaudo (circa 200 m³) saranno spazzate e scaricate o avviate a smaltimento, secondo la vigente normativa (Edison, 2011f).

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

Tabella 9.7: Scarichi Idrici in Fase di Cantiere

Attività/Mezzo	Tipologia	Modalità di Trattamento	Corpo Recettore	Stima Scarichi	
				Giornalieri [m ³ /g]	Totali [m ³]
Perforazione (Unità TAD)	acque di raffreddamento	-	mare	2,400	675,000
	reflui civili	Impianto di trattamento sewage	mare	28	7,900
	acque meteoriche	-	mare		1,300 ⁽¹⁾
Installazione jacket/deck e posa sealine (Mezzi Marittimi Offshore)	acque di raffreddamento	-	mare	2,400	180,000
	reflui civili	Impianto di trattamento sewage	mare	40	3,000
	acque meteoriche	-	mare		⁽²⁾
Collaudo Condotte	Acque di collaudo	Spiazzamento e scarico/ smaltimento secondo normativa	-		200

Note:

(1) volume calcolato basandosi sulla piovosità media annua della Provincia di Ragusa (513 mm) e superficie del TAD, pari a 94 x 36 m, per un periodo di 280 giorni

(2) Quantità ritenute poco significativa in considerazione della dimensione dei mezzi marittimi e della durata delle lavorazioni (circa 4 mesi per le installazioni del jacket, del deck e delle sealine)

9.1.4 Produzione di Rifiuti

Nel corso della attività di installazione della piattaforma Vega B, di adeguamento impiantistico della piattaforma Vega A e di posa delle sealine, si prevede che possano essere generati, in funzione delle diverse fasi di lavoro, i seguenti tipi di rifiuti, la cui quantità può essere stimata comunque modesta:

- legno proveniente dagli imballaggi delle apparecchiature, ecc.;
- residui plastici;
- scarti di cavi, ecc.;
- residui ferrosi;
- olio proveniente dalle apparecchiature nel corso dei montaggi e/o avviamenti e vernici.

Si evidenzia che tutti i rifiuti prodotti verranno gestiti e smaltiti sempre nel rispetto della normativa vigente.

L'impianto di perforazione verrà configurato come "zero discharge", cioè sarà dotato di strutture atte al contenimento dei fanghi esausti e dei residui di perforazione prodotti. 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. Nel corso della

perforazione si produrranno dei reflui, costituiti essenzialmente dai detriti di roccia perforata e rimossa, bagnati dal fango di perforazione.

Per i fanghi a base acqua, 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 (Edison, 2011m).

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.

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, di tipo FW-K-PO-LU o LTOBM, verrà riutilizzato per quanto possibile, riducendo in tal modo i quantitativi totali di prodotti-fango da usare ed i reflui da trattare.

I detriti e i 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.

Analogamente, i liquidi esausti o in eccesso a fine lavori verranno inviati a terra, stoccati nelle apposite cisterne di cui saranno dotati i mezzi marini di supporto, per essere conferiti a idonei impianti di trattamento/smaltimento autorizzati.

Tutto il processo di carico, trasporto e smaltimento finale sarà eseguito da soggetti in possesso delle necessarie autorizzazioni.

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 9.8: Volumi Fanghi e Residui per Pozzo Tipo (Edison, 2011m)

Parametro	U.M.	Perforazione				Completamento
Diametro del foro	"	24"	17 ½"	12 ¼"	8 ½"	-
Eccesso nell'Open-Hole	%	50	30	20	15	-
Diametro del foro tubato	"	25	17.6	12.5	8.7	8.7
Lunghezza sezione OH	m	225	800	1,350	100	-
Lunghezza sezione tubata	m	190	350	1,150	2,500	1,200
Volume foro	m ³	66	124	103	4	0
Volume del casing	m ³	60	55	91	96	46
Eccesso nell'Open Hole	m ³	33	37	21	1	0
Surface syst ⁽²⁾	m ³	100	100	100	100	50
Diluizione	m ³	200	150	100	50	0
Recupero	m ³	0	0	170	50	0
Kill mud	m ³	40	0	0	0	0

Parametro	U.M.	Perforazione				Completamento
Total mixing	m ³	499	466	244	200	96
Volume roccia	m ³	99	161	123	4	0
Totale rifiuti perforazione pozzo tipo	m ³	557	628	367	204	50⁽¹⁾
Totale rifiuti perforazione (No. 4 pozzi)	m ³	7,224				

Note:

(1) Il volume di scarto indicato nella fase di completamento si riferisce al fango recuperato dopo aver effettuato lo spiazzamento con gasolio del fango presente nello spazio anulare tra tubing e casing.

(2) Si intendono tutti i mezzi di superficie contenenti fanghi.

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.

9.1.5 Utilizzo di Risorse

9.1.5.1 Installazione Piattaforma Vega B e Posa delle Sealine

Il numero di addetti complessivamente impiegati nelle operazioni di installazione della piattaforma e di posa delle condotte è valutato pari a circa 200 addetti.

L'installazione della piattaforma Vega B e la posa delle sealine comporterà fondamentalmente l'utilizzo di acciaio per la costruzione del jacket e delle condotte sottomarine.

Nella seguente Tabella sono riportate le stime effettuate dei principali materiali impiegati per la costruzione.

Tabella 9.9: Utilizzo di Materie Prime/Risorse

Tipologia	Stima Quantità	
	Installazione Piattaforma Vega B	Posa Sealines
Acciaio jacket	2600-2800 t	--
Anodi sacrificali protezione catodica	100 t	--
No. 8 Pali fondazione	2,400 t	--
Acciaio Deck	860 t	--
Acciaio Attracchi e Parabordi	110 t	--
Equipment	300 t	--
Acciaio condotte sottomarine	--	350 t
Cavi sottomarini	--	300 t

9.1.5.2 Perforazione dei Pozzi

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

Le quantità totali dei prodotti necessari alla formulazione di fango a base acqua (WB) per la perforazione dei No. 4 pozzi in progetto sono riportate nella seguente Tabella (Edison, 2011m).

Tabella 9.10: Consumo Prodotti Fango Base Acqua (Edison, 2011m)

Prodotto	Funzione	UdM	Quantità
Amido	Riduttore di filtrato	t	8
Anticorrosivo	Anticorrosivo per fluido di completamento	t	2.4
Asfaltene	Stabilizzante, inibitore e inibitore argille	t	28.4
Barite	Agente di appesantimento	t	766
Bentonite	Viscosizzante	t	76
Carbonato di Calcio	LCM e materiale appesantimento rimovibile per fluido non danneggiante	t	66
Glicole	Stabilizzante, inibitore e inibitore argille	t	85
Gomma di Xantano	Viscosizzante	t	10
Lignosulfonato	Regolatore della reologia	t	6
Lubrificante	Lubrificante ecologico per fanghi a base acqua	t	72.8
Materiale anfoterico a basso peso molecolare	Stabilizzante, inibitore e inibitore argille	t	45
Ossido di Magnesio	Regolatore del pH	t	2.4
Polimero cellulosico	Riduttore di filtrato	t	4
Polimero polianionico	Riduttore di filtrato	t	22
Potassa caustica	Regolatore del pH	t	1.5
Cloruro di Potassio	Inibitore delle argille	t	229
Carbonato di Sodio	Abbattitore di calcio	t	2.5
Soda caustica	Regolatore del pH	t	2
Surfattante	Detergente per fanghi ad acqua	t	1.6

Nel caso siano utilizzati fanghi a base olio (OBM), per la miscelazione di 1 m³ di fango saranno utilizzati indicativamente i prodotti riportati nella seguente Tabella (Edison, 2011m).

Tabella 9.11: Prodotti per Formulazione Fango Base Olio (Edison, 2011m)

Prodotto	Funzione	UdM	Quantità
Olio non tossico	Fase oleosa del fluido di base	l/m ³	610
Acqua industriale	Fase acquosa del fluido di base	l/m ³	270
CaCl ₂ al 77-80%	Sorgente salina	kg/m ³	120
Barite	Agente di appesantimento	kg/m ³	50
Calce	Sorgente alcalina	kg/m ³	25
Argilla organofila	Viscosizzante	kg/m ³	30
Miscela di acidi grassi	Regolatore della reologia	kg/m ³	2.5

Nel corso delle attività di perforazione (si veda la precedente Tabella 7.9) saranno inoltre tenuti a disposizione a bordo dell'impianto di perforazione i seguenti stock minimi di sicurezza di prodotti:

- kill mud: 40 m³;
- materiale di appesantimento (barite): 100 t per tutta la durata dei pozzi;
- cemento: minimo 50 t per tutta la durata dei pozzi;
- prodotti antipresa: per il confezionamento di almeno 4 cuscini di intervento, a seconda della sezione di foro.

La stima dei quantitativi totali di prodotti potrà essere definita solo in fase di definizione di dettaglio del programma di perforazione.

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

9.1.6 Emissioni Sonore

Durante la fase preliminare di indagine sismica 2D la generazione di rumore sottomarino è associata alla presenza della nave da ricerca sismica e all'utilizzo delle sorgenti sonore (airgun) nelle fasi di acquisizione.

Durante la fase di installazione di Vega B e la posa delle sealines l'emissione di rumore nell'area delle operazioni è principalmente associata alla presenza dei mezzi navali, ai sistemi ROV impiegati nelle operazioni e alla successiva installazione dei pali di fondazione per la stabilizzazione del jacket una volta appoggiato sul fondale marino e per i lavori di installazione del conductor pipe.

Successivamente, 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.).

La quantificazione delle emissioni sonore derivanti dalla realizzazione dei rilievi sismici dalla realizzazione del jacket e della posa delle sealine dipende strettamente dai mezzi che effettivamente verranno utilizzati durante le fasi di installazione.

Al fine di fornire una caratterizzazione delle sorgenti di rumore che potranno essere presenti durante lo sviluppo del campo olio Vega B 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 di cantiere che si prevede utilizzare per l'installazione del Campo Vega B e i tempi di esecuzione previsti per le singole attività:

Tabella 9.12: Campo VEGA B – Sorgenti di Rumore Sottomarino

Fase (Durata Complessiva Attività)		Mezzi Utilizzati	Tipologia Emissione Sonora (Southall et al, 2007)	Durata Fase Installazione (esclusi Move In e Move Out) [giorni]
Rilievi Sismici 2D	supporto alle attività	nave da ricerca sismica di supporto	non impulsivo	3
	effettiva durata impiego airgun	airgun operativi in mare Volume max. 160 in ³ (circa 2.6 litri)	impulso multiplo	0.5 (intervallo tra impulsi circa 6 secondi)
Installazione jacket + deck Vega B (Opzione 2)	Installazione jacket (36-39 giorni) + Installazione deck (35 giorni)	Crane Vessel >3,000t	non impulsivo	3
		Pontone trasporto Jacket	non impulsivo	6
		Crane Vessel 500 ton per Infissione Pali e Conductor	impulso multiplo	circa 10 ore/palo ⁽¹⁾ 34 giorni totale (20 giorni per i Pali + 14 per i Conductor)
		Crane Vessel 500 t per Deck	non impulsivo	7
		Crane Vessel 1500 t	non impulsivo	2
		Pontone trasporto Pali, Conductors & Deck	non impulsivo	39
Posa delle sealine e cavi	Posa delle sealines e cavi	Nave Posa tubi + Nave posa cavi + Rimorchiatori di Supporto ⁽²⁾ + Supply Vessel Trasporto Tubi	non impulsivo	22
Perforazione	Ancoraggio TAD ed innalzamento derrick set (10 giorni)	TAD in manovra + No. 2 Rimorchiatori di Supporto	non impulsivo	10
	Pozzo B-1Dir (scost. 650 m)	TAD (ancorato) in perforazione	non impulsivo	58.2
	Pozzo B-2Dir (scost. 1,150 m)	TAD (ancorato) in perforazione	non impulsivo	64.7
	Pozzo B-3Dir (scost. 1,150 m)	TAD (ancorato) in perforazione	non impulsivo	64.7
	Pozzo B-4Dir (scost. 1,150 m)	TAD (ancorato) in perforazione	non impulsivo	64.7
	R/D derrick set, secure e allontanamento TAD	TAD in manovra + No. 2 Rimorchiatori di Supporto	non impulsivo	10

Note:

(1) Per l'installazione completa si prevede una durata di circa 3 giorni per palo. Si noti che la durata effettiva della battitura dei pali (fase di impatto) è minore della durata di installazione complessiva prevista (che include anche la cementazione dell'intercapedine palo-guida). La durata della singola battitura di un palo è strettamente dipendente dalla natura del sottosuolo e sulla base di informazioni relative alla battitura per progetti oil&gas offshore realizzati da uno dei principali fornitori di battipalo idraulici sottomarini (Sito web: www.menck.com) si può preliminarmente stimare che l'effettiva durata della battitura sia pari a circa 10 ore per palo.

(2) Rimorchiatori di Supporto e posizionamento ancore in caso di posatubi ancorata. In caso di posa tubi con posizionamento dinamico i rimorchiatori non sono utilizzati.

9.1.7 Occupazione di Specchio Acqueo/Limitazioni alla Navigazione

Durante le fasi preliminari di indagine sismica la presenza della nave da ricerca e degli streamer trainati a poppa costituiranno una limitazione (temporanea e in movimento) alla navigazione. Durante le attività (che saranno preventivamente comunicate alla CP Pozzallo per l'ottenimento del relativo Nulla Osta) le unità navale che transiteranno nella zona

dovranno mantenersi a distanza di sicurezza⁴³. La distanza di sicurezza in altre ordinanze è fissata ad almeno 0.5-1 miglio (Capitaneria di Porto di Gela - Ordinanza 14/2011, relativa ad indagini oceanografiche). Tale limitazione sarà limitata a circa 3 giorni previsti per la realizzazione delle indagini.

L'area di cantiere interessata dalle operazioni di installazione della piattaforma Vega B e dalla posa delle condotte sarà costituita da:

- aree per ancoraggio dei mezzi marittimi utilizzati (es: nave posatubi, pontoni e crane vessel);
- spazi necessari per la manovra dei rimorchiatori;
- impronta delle opere sul fondale.

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.

Per quanto riguarda la posa delle sealines, in funzione delle disponibilità e delle scelte in fase di costruzione, potrà essere utilizzato un mezzo dotato di sistema di posizionamento dinamico che non richiede l'utilizzo di ancore. Nell'ipotesi in cui il mezzo fosse ancorato al fondo le procedure di installazione, da predisporre nel corso dell'ingegneria di dettaglio, definiranno il posizionamento delle ancore in ogni fase dell'installazione (normalmente si hanno 2/3 ancore per vertice del vessel per un totale di 8/12 ancore). Il mezzo si potrà spostare per alcune centinaia di metri utilizzando i verricelli del pontone stesso, ma per spostamenti più lunghi si provvederà al riposizionamento delle ancore, effettuato tramite uso di rimorchiatore di supporto (Edison, 2011f).

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

Tabella 9.13: 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⁾	--
Area di Interdizione Vega B	--	--	--	50.24 km ² ⁽²⁾
Corridoio Sealines Vega A- Vega B	--	--	450,000 m ² ⁽³⁾	--
Aree Ancoraggio Piattaforma Vega B	(4)	(5)	--	--

⁴³ A titolo di esempio di riporta di seguito il testo dell'avviso ai naviganti emanato Ufficio Circondariale Marittimo di Licata (Autorità Marittima di Porto Empedocle) con Ordinanza 14/2010 durante le fasi di rilievo condotte al largo di Gela. "Nello specchio acqueo antistante Licata ...omissis... sono in corso rilievi batimetrici con traino di un cavo subacqueo della lunghezza di circa 1000 m e prelievi di sedimenti dei fondali. Predette operazioni saranno eseguite mediante l'utilizzo della M/N "Odin Finder". Le unità in transito prestino massima attenzione mantenendosi a distanza di sicurezza dall'unità impegnata nei rilievi. I lavori termineranno presumibilmente il 30.09.2010.

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
Aree Ancoraggio Posa Sealines	(4)	(5)	--	--

Note:

- (1) L'occupazione di fondale per l'installazione della piattaforma Vega B sarà costituita dalla proiezione in pianta del jacket, pari a circa 2,900 m² (50 m x 58 m)
- (2) Area di interdizione attorno a Vega B stimata pari a 4 km di raggio attorno alla piattaforma analogamente a Vega A
- (3) Area corridoio sealine stimata considerando circa 25 m di distanza tra le 4 linee sottomarine (2 cavi e 2 condotte) e 6 km di lunghezza
- (4) 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;
- (5) l'area di effettivo divieto alla navigazione sarà definita dall'autorità competente (Capitaneria di Porto di Pozzallo).

9.1.8 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 per la realizzazione delle opere a progetto. Il transito di mezzi navali connesso alla realizzazione delle indagini sismiche è limitato all'arrivo e partenza della nave da ricerca sismica nell'area lavori.

Tabella 9.14: 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
Installazione jacket + deck Vega B (Opzione 2)	Installazione jacket (36-39 giorni) + Installazione deck (35 giorni)	Crane Vessel >3000t	2	dal porto provenienza al Campo Vega e ritorno (piccoli movimenti durante l'installazione)
		Pontone trasporto Jacket	2	
		Crane Vessel 500 t per Infissione Pali e Conductor	2	
		Crane Vessel 500 t per Deck	2	
		Crane Vessel 1500 t	2	
Posa delle sealine e cavi	Posa delle sealines	Pontone trasporto Pali, Conductors & Deck	2	la nave posatubi e la nave posacavi effettueranno una lenta navigazione presso il Campo Vega durante l'installazione I supply vessel effettueranno diversi viaggi in funzione della capacità di carico da e per il Campo Vega
		Nave Posa tubi + Nave posacavi + Rimorchiatori di Supporto + Supply Vessel Trasporto Tubi	>2	

Opere a Progetto	Fase (Durata Complessiva Attività)	Mezzi Utilizzati	Transiti (da/per Campo Vega)	Tipologia Movimento/Rotta
Perforazione	Ancoraggio TAD ed innalzamento derrick set (10 giorni)	TAD in manovra + No. 2 Rimorchiatori di Supporto	3	move-in del TAD e dei rimorchiatori (Rimorchiatori: movimenti limitati all'area del Campo Vega durante l'ancoraggio, circa 1 km di raggio attorno a Vega B)
	Pozzo B-1Dir (scost. 650 m)	TAD (ancorato) in perforazione	16 (stima considerand o 2 transiti/settimana per trasporto materiali)	durante la perforazione fornitura di materiali e bunker da parte di supply vessel
	Pozzo B-2Dir (scost. 1,150 m)	TAD (ancorato) in perforazione	16 (stima considerand o 2 transiti/settimana per trasporto materiali)	durante la perforazione fornitura di materiali e bunker da parte di supply vessel
	Pozzo B-3Dir (scost. 1,150 m)	TAD (ancorato) in perforazione	16 (stima considerand o 2 transiti/settimana per trasporto materiali)	durante la perforazione fornitura di materiali e bunker da parte di supply vessel
	Pozzo B-4Dir (scost. 1,150 m)	TAD (ancorato) in perforazione	16 (stima considerand o 2 transiti/settimana per trasporto materiali)	durante la perforazione fornitura di materiali e bunker da parte di supply vessel
	R/D derrick set, secure e allontanamento TAD	TAD in manovra + No. 2 Rimorchiatori di Supporto	3	move-in del TAD e dei rimorchiatori (Rimorchiatori: movimenti limitati all'area del Campo Vega durante l'ancoraggio, circa 1 km di raggio attorno a Vega B)

9.2 NUOVO ASSETTO DI ESERCIZIO

Le interazioni con l'ambiente del complesso produttivo nell'assetto di esercizio futuro (piattaforme Vega A + Vega B) si presenteranno qualitativamente analoghe a quelle dell'attuale complesso produttivo Vega A.

Da un punto di vista quantitativo si prevede una variazione delle emissioni in atmosfera, in funzione della maggiore quantità di greggio destinato ad essere estratto ed inviato agli impianti di raffinazione. L'utilizzo del gas di giacimento per l'alimentazione dei motori a gas di nuova installazione consentirebbe di produrre energia elettrica per entrambe le piattaforme con minori consumi di carburante minimizzando al contempo la quantità di gas da inviare in torcia.

Prelievi idrici, scarichi e produzione di rifiuti si manterranno sostanzialmente su valori analoghi agli attuali.

Il consumo di materie prime (chemicals, etc) sarà legato al livello di produzione, per cui potrà registrarsi un incremento rispetto ai valori attuali, in particolare nei primi anni di esercizio.

L'incremento di occupazione di fondale e le limitazioni alla navigazione saranno legate essenzialmente al percorso delle nuove sealines ed alla presenza della piattaforma Vega B.

Nel seguito del presente Paragrafo si fornisce una descrizione dei principali aspetti, evidenziando le eventuali variazioni quantitative previste nello stato futuro di progetto (Vega A + Vega B) rispetto a quelle relative allo stato attuale (Vega A attuale), descritte nel Paragrafo 3.5 del presente documento.

9.2.1 Emissioni in Atmosfera

Le emissioni in atmosfera associate all'esercizio del complesso produttivo Vega A + Vega B, analogamente a quelle nello stato attuale (si veda il Paragrafo 3.5.1), saranno sostanzialmente riconducibili alle emissioni di inquinanti da combustione, dovute quindi ai fumi di scarico degli impianti utilizzati per la produzione di energia elettrica e calore ed alla torcia.

In particolare, saranno presenti fonti di emissione di tipo:

- continuo (gruppi elettrogeni, combustore e torcia sulla piattaforma Vega A);
- discontinuo (gru e sfiati serbatoi su Vega A e Vega B);
- sorgenti di emergenza (generatori di emergenza, motopompe antincendio sulle piattaforme, vent sulla piattaforma Vega B).

Le emissioni in atmosfera di tipo continuo sulla piattaforma Vega A saranno principalmente costituite da:

- fumi di scarico dai camini dei gruppi motore (a gas in condizioni di normale esercizio o diesel in condizioni di back-up) che azionano i gruppi elettrogeni;
- fumi di scarico dai camini del combustore (W-021) per il riscaldamento del blend;
- gas combusti dalla torcia.

I consumi indicativi stimati di gas di processo sono di seguito riportati (Edison, 2011h; Edison, 2011q):

- consumo atteso di gas in normale esercizio (motori GAS 1-2): 550 kg/h;
- consumo atteso al combustore (W-021): 300 kg/h;
- portata nominale di gas alla torcia in normale esercizio: 400 kg/h;
- portata nominale di gas alla torcia in condizioni di back up: 1,350 kg/h;

Nelle seguenti tabelle si riportano le caratteristiche emissive (Edison, 2011h; 2011q; 2011r) ed una stima delle emissioni nel caso di funzionamento di normale esercizio (nuovi motori a gas denominati GAS 1-2) e nel caso di back up (nuovi motori diesel denominati DIESEL 1-2), riferite al primo anno di funzionamento nel quale risulteranno massimi i valori di produzione.

Tabella 9.15: Vega A+B - Normale Esercizio Motori a Gas - Caratteristiche Emissive (Edison, 2011h; 2011q; 2011r) e Stima delle Emissioni

Parametro	UdM	Nuovo Motore GAS 1	Nuovo Motore GAS 2	Combustore	Torcia
Portata Normalizzata Secca 5% O ₂	Nm ³ /h	2,880	2,880	2,811	4,650 ⁽¹⁾
Temperatura dei Fumi attesa	°C	185	185	289	>950
Diametro Interno stimato del Camino	m	0.3	0.3	2	0.25
Sezione stimata del Camino	m ²	0.07	0.07	3.14	0.05
Altezza stimata Punti di Emissione	m slm	18.5	18.5	38	58.7
Polveri	mg/Nm ³	130	130	10	(2)
CO	mg/Nm ³	650	650	100	
NO _x	mg/Nm ³	500	500	350	
SO _x	mg/Nm ³	n.a.	n.a.	800	
Stima delle Emissioni	UdM	Nuovo Motore GAS 1	Nuovo Motore GAS 2	Combustore	Torcia ⁽³⁾
ore funz.	h/anno	8,760	8,760	8,760	8,760
Polveri	t/anno	3.28	3.28	0.25	0.41
CO	t/anno	16.4	16.4	2.46	4.07
NO _x	t/anno	12.61	12.61	8.62	14.26
SO _x	t/anno	-	-	19.7	48.88

Note:

(1) Valore riferito a un tenore stechiometrico di O₂

(2) Per quanto riguarda le emissioni della torcia è previsto il rispetto dell'efficienza minima di combustione CO₂/(CO₂+CO) > 99%, in linea con quanto stabilito dal Punto 2.2, Sezione 2, Parte IV dell'Allegato I alla Parte Quinta del D.Lgs. 152/2006 e smi per le emissioni da combustione di gas di coda di impianti per la coltivazione degli idrocarburi e dei fluidi geotermici.

(3) Per la stima delle emissioni della torcia si è proceduto utilizzando, in via del tutto conservativa, i valori limite di emissione di cui al suddetto Punto 2.2, lettera b), Sezione 2, Parte IV dell'Allegato I alla Parte Quinta del D.Lgs. 152/2006 e smi:

- Ossidi di zolfo, espressi come SO₂: 1.200 mg/Nm³;
- Ossidi di azoto, espressi come NO₂: 350 mg/Nm³;
- CO: 100 mg/Nm³;
- Polveri: 10 mg/Nm³

Tabella 9.16: Vega A+B – Esercizio back up Motori Diesel - Caratteristiche Emissive (Edison, 2011h; 2011q; 2011r) e Stima delle Emissioni

Parametro	UdM	Nuovo Motore DIESEL 1	Nuovo Motore DIESEL 2	Combustore	Torcia
Portata Normalizzata Secca 5% O ₂	Nm ³ /h	5,814	5,814	2,811	12,100 ⁽¹⁾
Temperatura dei Fumi attesa	°C	185	185	289	> 950
Diametro Interno stimato del Camino	m	0.45	0.45	2	0.25
Sezione stimata del Camino	m ²	0.16	0.16	3.14	0.05
Altezza stimata Punti di Emissione	m slm	18.5	18.5	38	58.7

Parametro	UdM	Nuovo Motore DIESEL 1	Nuovo Motore DIESEL 2	Combustore	Torcia
Polveri	mg/Nm ³	130	130	10	(3)
CO	mg/Nm ³	650	650	100	
NO _x	mg/Nm ³	2,000 ⁽²⁾	2,000 ⁽²⁾	350	
SO _x	mg/Nm ³	n.a.	n.a.	800	
Stima delle Emissioni	UdM	Nuovo Motore DIESEL 1	Nuovo Motore DIESEL 2	Combustore	Torcia ⁽⁴⁾
ore funz.	h/anno	8,760	8,760	8,760	8,760
Polveri	t/anno	6.62	6.62	0.25	1.06
CO	t/anno	33.10	33.10	2.46	10.60
NO _x	t/anno	101.86	101.86	8.62	37.10
SO _x	t/anno	n.a.	n.a.	19.70	127.20

Note:

(1) Valore riferito a un tenore stechiometrico di O₂

(2) motori di potenza termica superiore ai 3 MW

(3) Per quanto riguarda le emissioni della torcia è previsto il rispetto dell'efficienza minima di combustione $CO_2/(CO_2+CO) > 99\%$, in linea con quanto stabilito dal Punto 2.2, Sezione 2, Parte IV dell'Allegato I alla Parte Quinta del D.Lgs. 152/2006 e smi per le emissioni da combustione di gas di coda di impianti per la coltivazione degli idrocarburi e dei fluidi geotermici.

(4) Per la stima delle emissioni della torcia si è proceduto utilizzando, in via del tutto conservativa, i valori limite di emissione di cui al suddetto Punto 2.2, Sezione 2, Parte IV dell'Allegato I alla Parte Quinta del D.Lgs. 152/2006 e smi:

- Ossidi di zolfo, espressi come SO₂: 1.200 mg/Nm³;
- Ossidi di azoto, espressi come NO₂: 350 mg/Nm³;
- CO: 100 mg/Nm³;
- Polveri: 10 mg/Nm³.

Nella seguente Tabella vengono, quindi, confrontati i valori totali annui delle emissioni stimati con riferimento allo stato attuale (Vega A attuale, si veda il Paragrafo 3.5.1) ed all'assetto produttivo futuro (Vega A + B, primo anno di funzionamento) nelle condizioni di normale esercizio e di back-up.

Tabella 9.17: Emissioni Annue Totali – Confronto Stato Attuale (Vega A_{attuale}) e Futuro (Vega A+B)

Stima delle Emissioni	UdM	Vega A _{attuale}	Vega A + B	
			Normale Esercizio (Motori a Gas)	Back-up (Motori Diesel)
Polveri	t/anno	3.59	7.21	14.55
CO	t/anno	18.76	39.33	79.27
NO _x	t/anno	58.41	48.10	249.44
SO _x	t/anno	15.61	68.58	146.89

Relativamente alla Fase di Esercizio la stima delle ricadute di inquinanti, effettuata tramite modellazione numerica CALPUFF, è riportata nel Quadro di Riferimento Ambientale del presente SIA.

9.2.2 Prelievi Idrici

Per l'esercizio del complesso produttivo Vega A + Vega B sarà utilizzata acqua di mare essenzialmente per uso raffreddamento, antincendio e produzione di acqua dolce.

Nella seguente Tabella è riportata la stima dei consumi previsti per le piattaforme Vega A e Vega B, unitamente al confronto con quelli relativi all'attuale assetto produttivo (si veda il Paragrafo 3.5.2).

Tabella 9.18: Prelievi Idrici – Confronto Stato Attuale (Vega A_{attuale}) e Futuro (Vega A+B)

Stima Prelievi Idrici	UdM	Vega A _{attuale}	Vega A + B
Acqua di mare per raffreddamento ed antincendio – Piattaforme Vega A e Vega B	m ³ /anno	876,000	2,628,000
Acqua di mare per produzione acque per usi igienici e servizi Piattaforme Vega A e Vega B	m ³ /anno	9,475	9,475

9.2.3 Scarichi Idrici

Gli scarichi idrici previsti per il futuro assetto produttivo saranno costituiti da:

- acque di raffreddamento e acque grigie;
- acque reflue civili (acque nere trattate in idoneo impianto);
- scarico drenaggi aperti ed eventuali acque meteoriche da aree non classificate.

Su Vega A saranno mantenuti i sistemi di raccolta e trattamento attualmente in uso.

La piattaforma Vega B, sarà dotata di (Edison, 2011d):

- sistema di drenaggi chiusi per la raccolta di idrocarburi in caso di interventi di manutenzione, costituito da un sistema di raccolta e da un serbatoio, con pompe di rilancio;
- sistema di drenaggi aperti, costituito da un serbatoio di raccolta degli scarichi provenienti dalle ghiotte e dai drenaggi posizionati in aree classificate pericolose. L'eventuale fase oleosa che si separa nel serbatoio nei livelli superiori per effetto di sedimentazione, verrà rinviata in produzione, mentre le acque saranno smaltite. I drenaggi di piano localizzati in aree non pericolosa verranno raccolti e inviati al tubo separatore (sea-sump);
- serbatoi di raccolta dei drenaggi dall'helideck, con periodico allontanamento mediante bettolina.

La piattaforma sarà dotata di servizi igienici, utilizzati in maniera saltuaria data l'assenza di personale a bordo nelle normali condizioni operative. Si evidenzia, inoltre, che non è previsto lo scarico a mare delle acque nere prodotte, che verranno raccolte e smaltite tramite bettolina (Edison, 2011b). L'eventuale produzione di acque grigie avrà caratteristiche e quantità tali da consentirne lo scarico in mare nel rispetto della normativa vigente.

Nella seguente Tabella è riportata la stima degli scarichi idrici previsti per le piattaforme Vega A e Vega B, unitamente al confronto con quelli relativi all'attuale assetto produttivo (si veda il Paragrafo 3.5.3).

Tabella 9.19: Scarichi Idrici – Confronto Stato Attuale (Vega A_{attuale}) e Futuro (Vega A+B)

Stima Scarichi Idrici	UdM	Vega A _{attuale}	Vega A + B
Acqua di mare per raffreddamento – Piattaforme Vega A e Vega B	m ³ /anno	876,000	2,628,000
Acque Nere – Piattaforma Vega A ⁽¹⁾	m ³ /anno	4,000	4,000
Acque Grigie – Piattaforme Vega A e Vega B	m ³ /anno	5,475	5,525 ⁽²⁾
Note:			
(1) Dato relativo alla Piattaforma Vega A ; per la piattaforma Vega B (non presidiata) non sono previsti scarichi			
(2) Stimati circa 5,475 m ³ /anno per Vega A (analogo a valore attuale) e circa 50 m ³ /anno di acque grigie prodotte su Vega B (in emergenza)			

9.2.4 Produzione di Rifiuti

Per la produzione di rifiuti si ritiene che non si avranno variazioni significative rispetto a quelle registrate per l'assetto attuale (si veda al riguardo quanto riportato al Paragrafo 3.5.4), come riportato in sintesi nella seguente Tabella.

Tabella 9.20: Produzione di Rifiuti – Confronto Stato Attuale (Vega A_{attuale}) e Futuro (Vega A+B)

Stima Scarichi Idrici	UdM	Vega A _{attuale}	Vega A + B
Rifiuti non pericolosi	t/anno	45	45
Rifiuti pericolosi	t/anno	9	9

Per la gestione dei rifiuti si adotteranno le medesime procedure attualmente in uso.

9.2.5 Utilizzo di Risorse

Il consumo di risorse (es: chemicals, combustibile, etc.) previsto per l'esercizio del complesso produttivo nell'assetto futuro sarà qualitativamente analogo a quello attuale (si veda al riguardo il Paragrafo 0).

Per il funzionamento del sistema di generazione elettrica di nuova installazione sono previsti i seguenti consumi (Edison, 2011h):

- 550 kg/h di gas di processo per i motori alimentati a gas (in condizioni di normale funzionamento);
- 8 m³/giorno di gasolio per i motori diesel (in condizioni di Back up)

Nella seguente Tabella viene riportata una stima delle quantità di materie (es: gasolio diluente, chemicals, etc.) che si prevede saranno impiegate sulle piattaforme Vega A e Vega B nell'assetto futuro di esercizio (Edison, 2012c), con riferimento al primo anno in cui si avranno i massimi livelli di produzione, confrontando i valori con quelli relativi all'assetto attuale (Vega A_{attuale}).

Tabella 9.21: Consumi di Risorse - Confronto Stato Attuale (Vega A_{attuale}) e Futuro (Vega A+B)

Stima delle Risorse	UdM	Vega A _{attuale}	Vega A + B	
			Normale Esercizio (Motori a Gas)	back up (Motori Diesel)
Gasolio flussante	t/anno	31,000	120,000	
Gasolio (motori diesel)	t/anno	1,600 ⁽¹⁾	-	3,000
Gas di processo (motori)	t/anno	-	4,800 ⁽²⁾	-
Gas di processo (combustore)	t/anno	1,000 ⁽³⁾	4,000	
Gas di processo (torcia)	t/anno	580 ⁽⁴⁾	3,500 ⁽⁵⁾	12,000 ⁽⁶⁾
Chemicals	t/anno	5	15	
Oli dielettrici, lubrificanti e di raffreddamento	t/anno	21	23	

Note:

- (1) Stimato in base al consumo indicato per i motori attuali (5 m³/giorno) e futuri in caso di funzionamento di back-up (8 m³/giorno – Edison, 2011h) considerando una densità di 0.85 t/m³
- (2) Calcolato in base al consumo previsto (550 kg/h - Edison, 2011h), considerando un funzionamento di 8,760 ore/anno.
- (3) Consumo di gas di processo per l'alimentazione del combustore, calcolato in base al consumo attuale pari a circa 600,000 Nm³/anno (Edison, 2011r) considerando una densità pari a 1.68 kg/Nm³ (Edison, 2011s)
- (4) Calcolato in base alla quantità attualmente inviata in torcia (66 kg/h - Edison, 2011h) considerando un funzionamento di 8,760 ore/anno
- (5) Calcolato in base alla portata nelle condizioni di normale esercizio (400 kg/h - Edison, 2011h), considerando un funzionamento di 8,760 ore/anno
- (6) Calcolato in base alla massima portata nominale (1,350 kg/h - Edison, 2011q), considerando un funzionamento di 8,760 ore/anno

9.2.6 Rilascio di Metalli da Protezione Catodica

I sistemi di protezione catodica ad anodi sacrificali presenti sulla piattaforma Vega A (si veda il Paragrafo 3.5.5) e quelli di nuova installazione previsti per la piattaforma Vega B e per le condotte sottomarine (circa 100 tonnellate) potranno comportare il rilascio nell'acqua di mare di cationi degli metalli costituenti (Zn, Al, In). In analogia allo stato attuale, si stima che il quantitativo che sarà rilasciato nell'arco di 25 anni di vita sia pari a circa il 50% (Edison, 2012a).

9.2.7 Emissioni Sonore

Le emissioni sonore del complesso produttivo, nelle normali condizioni di esercizio previste per l'assetto futuro, saranno qualitativamente analoghe a quelle dello stato attuale.

Un incremento delle emissioni sonore complessive potrà essere attribuibile al maggior numero di viaggi dei mezzi utilizzati per il trasporto del diluente e del blend (shuttle tanker, si veda il successivo Paragrafo 9.2.9), in particolare nel primo anno di esercizio.

Per quanto riguarda la piattaforma Vega B, si ritiene che le emissioni sonore saranno di lieve entità e prevalentemente riconducibili al funzionamento degli impianti presenti, costituiti da motori elettrici di alimentazione delle pompe per l'iniezione del diluente e invio della produzione alla piattaforma Vega A e compressori.

Saltuariamente potranno aversi emissioni sonore dovute ai mezzi (supply vessel, imbarcazione di servizio, elicottero, gru) utilizzati per il trasporto di personale e

apparecchiature per l'esecuzione dei controlli periodici o di interventi di manutenzione sulla piattaforma.

9.2.8 Occupazione di Specchio Acqueo/Limitazioni alla Navigazione

L'area interessata dal complesso produttivo nel futuro assetto di esercizio sarà costituita da (si veda il precedente Paragrafo 9.1.7):

- aree impronta sul fondale delle piattaforme Vega A e Vega B;
- corridoi di posa delle condotte;
- aree di interdizione alla navigazione.

Nella seguente Tabella si riporta quindi il confronto delle superfici di specchio acqueo e fondale complessivamente interessate dalle opere esistenti nell'attuale assetto produttivo (Vega A) e quelle relative all'assetto futuro (Vega A + B).

Tabella 9.22: Occupazione di Specchio Acqueo/Fondale – Confronto Assetto Produttivo Attuale e Futuro

Occupazione di fondale/ Limitazione specchio acqueo	Vega A _{attuale}	Vega A + B
Superficie Fondale Interessata	105,000 m ²	558,000 m ²
Specchio Acqueo Interessato	50.24 km ²	93.23 km ² ⁽¹⁾
Note:		
(1) Calcolato come superficie effettiva ottenuta dall'intersezione di aree di interdizione di raggio pari a 4 km, centrate sulle piattaforme (distanza reciproca pari a 6 km).		

9.2.9 Traffico Mezzi

In corso di esercizio del campo olio Vega A + B saranno utilizzati gli stessi mezzi marittimi ed aerei attualmente in uso (si veda il paragrafo 3.5.8). Al riguardo si stima un incremento di traffico navale limitatamente al trasporto di diluente e di prodotto in relazione al maggior livello di produzione previsto, con particolare riferimento al primo anno di esercizio in cui si avrà la massima produzione.

Nella seguente Tabella viene riportata una stima delle condizioni di utilizzo di tali mezzi nel futuro assetto produttivo, con riferimento al primo anno di esercizio del complesso.

Tabella 9.23: Assetto Produttivo Futuro Vega A +B – Traffico Mezzi

Tipologia Mezzo Navale	DWT (t)	Numero mezzi e tipologia viaggi	Numero viaggi
Petroliere (Shuttle tanker)	40,000	No. 1: trasporto di gasolio diluente (andata) e blend (ritorno)	3 ⁽¹⁾ viaggio/mese per il trasporto greggio
			6 ⁽¹⁾ viaggi/anno per il trasporto diluente da/per Gela: 65 km
Mezzi navali di supporto (Supply Vessel ^(m))	1,440 (capacità carico Diesel: 500 m ³)	No. 1: trasporto di materiali e diesel (andata) e rifiuti (ritorno), personale (andata/ritorno), attività di supporto antinquinamento nel corso degli allibi	15-30 viaggi/mese da/per Pozzallo: 29 km

Tipologia Mezzo Navale	DWT (t)	Numero mezzi e tipologia viaggi	Numero viaggi
Rimorchiatore	199	No. 1: operazioni di accosto	3 viaggio/mese per supporto a allibo greggio
			6 viaggi/anno per supporto fornitura diluente da/per Gela: 65 km
Elicottero (tipo BK 117 C1)	--	No. 1: trasporto personale	10-20 viaggi/mese da/per Siracusa: circa 80 km

Note:

- (1) Numero di viaggi stimato in base al rapporto tra attuale produzione (Vega A, pari a circa 3,000 barili/giorno) e il massimo livello di produzione futuro (Vega A + B, pari a circa 9,000 barili/giorno)

10 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 le opere in progetto interesseranno l'area marina in prossimità dell'esistente piattaforma Vega A, posta a circa 20 km al largo della costa meridionale siciliana, su di un fondale di circa 120 m. Gli interventi previsti sono finalizzati al completamento del programma di sviluppo del giacimento petrolifero "Vega", approvato con Decreto del 17 febbraio 1984.

La piattaforma Vega A, dall'entrata in esercizio (1987) ad oggi, ha prodotto circa 55.5 milioni di barili di olio e non sono mai avvenuti sversamenti di prodotti idrocarburi a mare.

10.1 UBICAZIONE DELLA PIATTAFORMA VEGA B

Le indagini ambientali (1991 e 2011) effettuate nell'area di possibile ubicazione della piattaforma hanno evidenziato la presenza di alcuni affioramenti a coralligeno di valore naturalistico (si veda il Paragrafo 7.2 del Quadro di Riferimento Ambientale del presente SIA).

Al fine di minimizzare l'interazione diretta con tali elementi di interesse la piattaforma Vega B è stata ubicata in direzione Sud rispetto a questi, mantenendo tuttavia accettabile la posizione rispetto al giacimento per un ottimale sfruttamento del giacimento, tramite l'esecuzione di pozzi direzionati, e minimizzando la distanza da Vega A.

10.2 RUMORE SOTTOMARINO

I rilievi sismici 2D saranno condotti con una sola unità navale e con l'ausilio airgun il cui volume complessivo è limitato a 160 in³ (circa 2.6 litri).

Le indagini saranno eseguite in un'area quadrata di circa 2.6 km di lato (2 km di indagine effettiva + 600 m di buffer per assicurare la completa copertura). L'area di acquisizione airgun è dunque di 10.24 km².

Le attività di battitura per l'infissione dei pali di fondazione del jacket di Vega B avverranno mediante battipalo idraulico in ambiente sottomarino mentre quelle di battitura dei conductor pipes con battipalo tradizionale. Le attività di battitura dei pali di fondazione e dei conductor pipe avverranno mediamente in tempi relativamente brevi (si possono stimare circa 8 ore a palo sulla base di dati di progetti simili). In totale si prevede l'installazione di 8 pali di fondazione e 12 conductor pipe).

Tra le misure di mitigazioni proposte da ACCOBAMS (risoluzione 4.17 "Guidelines to Address the Impact of Anthropogenic Noise on Cetaceans in the ACCOBAMS area") durante la fase di battitura dei pali potranno essere adottate le seguenti azioni:

- utilizzare MMO (Marine Mammal Observer) certificati durante le operazioni al fine di monitorare, effettuare il reporting e verificare le misure di mitigazione;
- prima di iniziare le attività rumorose effettuare un periodo di avvistamento di 30 minuti in modo da escludere la presenza di cetacei nelle immediate vicinanze del battipalo.
- effettuare la tecnica di avvio morbido (soft-start) in modo tale da permettere un allontanamento sicuro dei cetacei potenzialmente presenti nell'area.

- Le misure di mitigazione che potranno essere adottate sono quelle in uso nell'industria off-shore e anche recentemente raccomandate da ISPRA (2012) nella pubblicazione "Valutazione e mitigazione dell'impatto acustico dovuto alle prospezioni geofisiche nei mari italiani".

10.3 PERFORAZIONE DEI POZZI

La scelta di un impianto di tipo TAD o fast-moving rig, 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", 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.

10.4 ATTIVITÀ DI CANTIERE PER L'INSTALLAZIONE DELLE OPERE

In fase di cantierizzazione per la realizzazione delle opere in progetto si adotteranno le seguenti misure di carattere generale:

- i mezzi navali 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.

Per l'installazione delle sealines è prevista la semplice posa sul fondale, con i seguenti vantaggi:

- minore durata delle operazioni;
- minore superficie di fondale interessata dall'intervento (se comparata con la tecnica di posa in trenching);
- minor interferenza con le biocenosi bentoniche (sospensione di sedimenti molto limitata).

Il tracciato previsto per le sealine non interessa le citate aree con presenza di affioramenti a coralligeno.

10.5 FASE DI ESERCIZIO

La piattaforma Vega B sarà di tipo non presidiato; ciò comporterà minori scarichi e quantità di rifiuti dovuti alla presenza di addetti. La piattaforma sarà dotata di modulo di sopravvivenza e di servizi igienici, che saranno utilizzati solo in maniera saltuaria data l'assenza di personale a bordo nelle normali condizioni operative. In ogni caso non è previsto lo scarico a mare delle acque grigie e nere prodotte, che verranno raccolte e smaltite tramite bettolina.

Su Vega B saranno installati gli impianti minimi indispensabili per assolvere le funzioni essenziali. Non è pertanto previsto alcun trattamento sulla produzione dei pozzi (greggio + diluente). La piattaforma sarà dotata di:

- sistema di drenaggi chiusi per la raccolta di idrocarburi in caso di interventi di manutenzione;
- sistema di drenaggi aperti per la raccolta degli scarichi provenienti dalle ghiotte e dai drenaggi posizionati in aree pericolose e sistema di disoleatura dei drenaggi localizzati in area non pericolosa (sea-sump);
- serbatoio di raccolta dei drenaggi dall'helideck, con periodico allontanamento mediante bettolina.

Le acque nere eventualmente prodotte saranno stoccate in apposito serbatoio per il successivo invio a smaltimento.

Per quanto riguarda il sistema di generazione di potenza elettrica, la sostituzione dei gruppi diesel attualmente in esercizio su Vega A con motori a gas e motori diesel maggiormente performanti 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.

10.6 ELEMENTI PER IL PIANO DI MONITORAGGIO AMBIENTALE

Per il controllo degli effetti ambientali relativi alla realizzazione ed esercizio delle opere in progetto è prevista la redazione di un Piano di Monitoraggio Ambientale (PMA).

Il PMA terrà conto della normativa generale e di settore e delle linee guida esistenti a livello nazionale e comunitario e sarà volto a fornire risposte riguardo ai possibili impatti prodotti dalle opere a progetto

Gli obiettivi del PMA coincidono essenzialmente con:

- la definizione dello stato ante-operam e in fase di realizzazione ed esercizio del complesso produttivo per verificare l'evolversi delle condizioni ambientali;
- la verifica ed il controllo delle previsioni di impatto sviluppate in fase di progetto;
- la valutazione dell'efficienza delle opere di mitigazione adottate per contenere gli impatti residui;
- il controllo delle condizioni ambientali in fase di cantiere per la realizzazione delle opere, così da poter intervenire opportunamente in caso di effetti non previsti.

Il PMA definirà in dettaglio:

- i comparti ambientali oggetto del monitoraggio ambientale;
- l'articolazione temporale delle attività di monitoraggio previste;
- la struttura della rete di monitoraggio (articolazione spaziale);
- le modalità di esecuzione e di rilevamento del monitoraggio;
- i criteri di restituzione dei dati di monitoraggio;
- la struttura del sistema informativo.

I criteri del PMA saranno essenzialmente i seguenti:

- fase di ante-operam: sarà effettuata una campagna conoscitiva per confermare le conoscenze delle caratteristiche ambientali locali (caratteristiche fisico-chimiche e biologiche della colonna d'acqua e dei sedimenti, etc.) e degli elementi potenzialmente sensibili e calibrare l'effettiva strategia di monitoraggio da seguire;
- fase in corso d'opera: sarà prevista una frequenza del monitoraggio sufficiente per ciascuna fase di realizzazione, con particolare attenzione al monitoraggio delle emissioni sonore nell'ambiente marino. Saranno, inoltre, definite eventuali specifiche azioni da intraprendere in caso di eventi di potenziale contaminazione;
- fase di post-operam: da eseguire con frequenza variabile per la comprensione degli effetti sul comparto biotico e la verifica del ritorno alle condizioni fisico-chimiche iniziali o, alternativamente, ad una condizione di equilibrio.

11 ASPETTI RELATIVI ALLA SICUREZZA

11.1 PIATTAFORMA VEGA A

La piattaforma Vega A è progettata per operare in condizioni molto avverse, con venti fino a 200 km/h, altezze d'onda di 18 m e terremoti fino al 9° grado della scala Mercalli (Edison, 2010a).

Il controllo e la conduzione della piattaforma avviene dalla sala controllo sita nel mod. 100 da parte del personale di produzione Edison (No. 1 capo turno e No. 1 operatore) operanti su turni avvicendati di 12 ore.

La piattaforma Vega A è oggetto di controlli periodici effettuati da parte del RINA (Registro Italiano Navale) sulla base di un apposito "Piano di Monitoraggio e Ispezione" (Edison, 2007). Dal febbraio del 2000 il sistema di gestione ambientale è stato certificato secondo le UNI EN ISO 14001 e dal 2006 secondo le OHSAS ISO 18001 (Edison, 2010a).

La piattaforma è equipaggiata di un sistema di navigazione ottico acustico conforme alle normative vigenti in materia.

11.1.1 Sistemi di Gestione Centralizzata

I principali sistemi di gestione centralizzati in sala controllo sono:

- sistema DCS (Distributed Control System), rinnovato nel 2003, che consente la sorveglianza e il controllo computerizzato dei parametri di buon funzionamento delle apparecchiature e dei circuiti di processo e dei servizi (pressioni, temperature, portate, livelli, real trend e historical trend etc.);
- sistema di gestione ESD/F&G;
- sistema per le rilevazioni e registrazioni delle condizioni meteo marine;
- sistema di controllo della struttura del jacket (protezione catodica e stress della struttura);
- sistema Fitre per la gestione degli allarmi acustici e telemetering con gli uffici di Siracusa.

In sala controllo, in particolare, è presente un sistema di gestione ESD/F&G (Emergency Shut Down/Fire&Gas system) che, in funzione dei possibili livelli di emergenza di seguito riportati, attiva in automatico le azioni atte a mettere in sicurezza le apparecchiature o bloccare condizioni pericolose:

- shutdown di treno (livello 6);
- shutdown di produzione (livello 5);
- shutdown dei generatori (livello 4);
- shutdown di emergenza (livello 3);
- shutdown per emergenza incendio (livello 2);
- shutdown per abbandono (livello 1);

L'operatore di consolle può azionare a distanza singolarmente le valvole SDV e provocare un arresto della produzione.

I sottosistemi di Rilevazione Incendio e Gas consistono in:

- rilevazione di fiamma (UV);
- rilevazione di calore (Temp);

- rilevazione di Fumo (Smoke);
- rilevazione gas infiammabili (GD);
- rilevazione gas tossico (H₂S).

Sulla piattaforma sono installati i seguenti Sistemi di Protezione Antincendio Fissi:

- sistemi ad acqua;
- valvole e tubazioni per sistema a diluvio (Deluge Valves);
- ugelli e sprinklers;
- manichette antincendio;
- sistemi con agenti estinguenti ad azionamento in automatico;
- sistema ad anidride carbonica (CO₂), Twin-agent.

In particolare:

- l'intervento in automatico delle deluge valve avviene in alcuni moduli mentre in altri moduli l'intervento è in manuale;
- nei locali chiusi (sala controllo, sala elettrica produzione, sala batterie, sala radio, centrale idrica, cabinato generatore diesel di emergenza, sistema torcia, recuperatore di calore Casinghini A e B) i sistemi di protezione antincendio sono assicurati da impianti ad agenti estinguenti;
- nella sala motori, sala PCR (power Control Room), officina elettrica drilling, i sistemi di protezione antincendio sono assicurati da impianti ad agenti estinguenti ad azionamento in manuale;
- in cucina il sistema di protezione antincendio è assicurato da un impianto ad anidride carbonica (CO₂) ad azionamento in automatico.

Inoltre, la piattaforma è provvista di attrezzature antincendio e di emergenza quali estintori portatili a polvere ed ad agenti estinguenti, dotazione armadi di sicurezza, auto protettori, maschere e filtri antigas, docce di emergenza e lava occhi, etc. A bordo della piattaforma sono presenti gli equipaggiamenti di salvataggio, quali scialuppe di salvataggio; zattere di salvataggio autogonfiabili; salvagenti anulari; giubbotti salvagente; funi (per calarsi in mare); imbarcazione di soccorso (rescue-boat).

11.1.2 Piani di Emergenza

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.

Si evidenzia che dal 1987 ad oggi non sono avvenuti sversamenti di prodotti idrocarburici a mare.

Tabella 11.1: 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

11.2 FSO LEONIS

Il sistema di ormeggio della nave FSO Leonis assicura il massimo livello di sicurezza anche in condizioni meteomarine estreme (18 metri d'onda e 50 m/s di velocità del vento).

Tutti i lavori di adeguamento della petroliera si sono svolti sotto il controllo dell'ente certificatore RINA (Registro Italiano Navale); i collaudi e le autorizzazioni, secondo le normative vigenti, sono stati eseguiti dall'ufficio UNMIG competente e dalla Capitaneria di Porto di Pozzallo.

Come per la piattaforma, anche la FSO è dotata di un sistema ESD che monitora lo stato dell'impianto ed, in caso di pericolo, mette in sicurezza le apparecchiature (valvole, pompe, generatori) secondo No. 3 livelli di emergenza.

Sulle linee di ricezione e sui manifold utilizzati per l'allibio sono presenti valvole Shut Down di blocco con comando automatico a distanza dell'impianto ESD, il cui azionamento oltre che possibile in automatico dalla centrale del carico è attuabile attraverso ciascuna delle tre centraline ESD distribuite lungo la FSO.

I sistemi di sicurezza presenti a bordo della FSO Leonis per la rilevazione degli incendi e degli accumuli di H₂Se gas infiammabili, nonché i sistemi di segnalazione, di allarme e di spegnimento sono stati adeguati in accordo alle normative minerarie vigenti relative alla sicurezza e salute dei lavoratori.

Spazi alloggi, ponti scoperti e apparato motore sono dotati di impianto antincendio ad acqua di mare. Il collettore principale antincendio è alimentato da No. 2 pompe elettriche alimentate dai generatori principali e da una pompa di emergenza alimentata dal generatore di emergenza. Il ponte di coperta sopra le cisterne è dotato di sistema a schiuma, con pompa elettrica azionata dal gruppo di emergenza e serbatoio. Apparato motore, locale pompe e depuratori sono dotati di impianto a CO₂.

L'impianto antincendio è mantenuto costantemente in pressione e regolarmente testato.

Il galleggiante inoltre è dotato di mezzi di salvataggio collettivi e individuali, dei servizi sanitari, e dei servizi di comunicazione e di trasporto del personale sia con elicottero che con mezzi nautici.

11.3 PIATTAFORMA VEGA B

La piattaforma sarà dotata di dispositivi di aiuto alla navigazione (in accordo alle norme SOLAS e alle norme IALA Aiuti alla Navigazione Aerea) così composti:

- luci di segnalazione agli angoli della piattaforma (visibili da 10 miglia nautiche);
- nautofoni (udibile a 2 miglia nautiche);
- luci di ostruzione (sui punti elevati e sulla torcia fredda-braccio di spurgo);
- pannello di controllo principale;
- circuito di emergenza;
- batterie con sistema di cut-off.

La piattaforma sarà dotata di tutti i mezzi idonei di salvataggio (scialuppe di salvataggio) in accordo alle norme SOLAS per la sicurezza della vita in mare.

Il numero massimo di persone alloggiabili nel modulo alloggi di sopravvivenza è 8. Pertanto sono previste 2 scialuppe di salvataggio (via di fuga lato Nord e Sud della piattaforma) per una capienza max di 20 persone ciascuna.

Completano le attrezzature di sicurezza le zattere gonfiabili, salvagenti anulari, giubbotti gonfiabili e maschere.

L'helideck sarà dotato di un sistema di spegnimento automatico incendi in caso di incidente con detenzione automatica fiamma tramite sensori UR/IV. Il sistema antincendio sarà composto da un serbatoio di schiuma /acqua pressurizzato tramite bombole ad azoto. Tale attivazione sarà automatica tramite sensori o manuale in caso di presenza di operatori. I cannoni monitori saranno dotati di sistema automatico di diffusione e rotazione tramite flusso del prodotto estinguente.

Il sistema sarà dotato anche di tutta la dotazione accessoria residua antincendio (sistemi a polvere, estintori, dotazione di emergenza per gli operatori etc). Sarà, inoltre, dotato di illuminazione notturna attivabile da remoto o tramite fotocellula e sarà dotato di luce di segnalazione di emergenza che segnalerà presenza di gas in piattaforma all'operatore dell'elicottero (atterraggio vietato).

11.4 EVENTI INCIDENTALI E PIANIFICAZIONE DELLE EMERGENZE

11.4.1 Procedure HSE in Fase di Perforazione

Le operazioni di pozzo saranno condotte nel pieno rispetto delle leggi e norme vigenti in materia di sicurezza, salute e ambiente.

Per quanto riguarda la realizzazione dei pozzi si adotteranno, in particolare, le seguenti misure (Edison, 2011m):

- gli organi e le attrezzature di sollevamento saranno corredati di certificati in corso di validità;
- lavori diversi effettuati simultaneamente saranno regolati con apposita procedura;
- l'accesso alle aree di lavoro sarà consentito al solo personale autorizzato. Per ogni operazione non routinaria o che preveda la partecipazione di più competenze, saranno effettuate, a cura del responsabile Edison, apposite riunioni di sicurezza;
- nel corso di tutta la durata delle operazioni sarà assicurata l'evacuazione sanitaria a mezzo elicottero.

11.4.2 Procedure in fase di Esercizio del Campo Olio Vega A + B

Le procedure da seguire in caso di possibili emergenze o di evacuazione (es: incidenti, incendi, eventi naturali, etc) saranno definite in appositi piani Piano di Emergenza ed Evacuazione.

AGV/MRD/CHV/MCO/CSM/RC: mcs

RIFERIMENTI

- Edison S.p.A., 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, 2006b, “Relazione Tecnico Descrittiva Vega”, Marzo 2006 (Rif. D’Appolonia Doc. No. 11-522-G22)
- Edison, 2007, “Piattaforma Vega A, Piano di Monitoraggio e Ispezione, 2008-2012” (rif. D’Appolonia Doc. No. 11-522-G7)
- Edison S.p.A., 2009a, “Vega A – FSO Leonis, Piano di Emergenza ed Evacuazione”, Novembre 2009 (Rif. D’Appolonia Doc. No. 11-522-G8).
- Edison S.p.A., 2009b, “Vega A-FSO Leonis, Piano di Emergenza per l’Antinquinamento Marino”, Giugno 2009 (rif. D’Appolonia Doc. No. 11-522-G8).
- Edison S.p.A., 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, 2011a, Profilo di produzione Vega A+B (Rif. D’Appolonia No. 11-522-G15)
- 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 S.p.A., 2011c, “Dati Ambientali Siracusa 2010” (Rif. D’Appolonia Doc. No. 11-522-G3)
- Edison S.p.A., 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 S.p.A., 2011g, Rapporti di prova sulle emissioni in atmosfera emessi da CE.FI.T. S.r.l. (Rif. D’Appolonia Doc. No. 11-522-G1)
- Edison S.p.A., 2011h, Vega B Project, Dati di Input per lo Studio di Impatto Ambientale (Rif. D’Appolonia Doc. No. 11-522-G35)
- Edison, 2011i, Informazioni su Emissioni in Atmosfera e Scarichi in mare inviate via mail in data 28 Agosto 2011 (rif. D’Appolonia Doc. No. 11-522-B13).
- Edison, 2011l, 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, 2011n, Cronoprogramma delle Attività (rif. D’Appolonia Doc. No. 11-522-G14)

RIFERIMENTI
(Continuazione)

Edison, 2011o, “Progetto Vega B, Analisi Metodi di Installazione Piattaforma Vega B”, Luglio 2011 (rif. D’Appolonia Doc. No. 11-522-G27).

Edison, 2011p, Tempistiche di Installazione del Jacket (Rif. D’Appolonia Doc. No. 11-522-G28).

Edison, 2011q, informazioni sui valori di emissione inviate via mail in data 6 Dicembre 2011, 29 Dicembre 2011 e 5 Gennaio 2012 (rif. D’Appolonia Doc. No. 11-522-B32, 11-522-B38 e 11-522-B39).

Edison, 2011r “Domanda di Autorizzazione alle Emissioni”, Dicembre 2011 (rif. D’Appolonia Doc. No. 11-522-G40).

Edison, 2011s, Tabella fiaccola gas (rif. D’Appolonia Doc. No. 11-522-G19).

Edison, 2011t, Rapporti di prova sulle caratteristiche del gas emessi da SGS Italia S.p.A. (rif. D’Appolonia Doc. No. 11-522-G24)

Edison, 2011u, Dati sulle caratteristiche tecniche delle macchine utilizzabili inviate via mail in data 28 Novembre 2011 (Rif. D’Appolonia Doc. No. 11-522-B30).

Edison, 2012a, Commenti al Quadro di Riferimento Progettuale, (rif. D’Appolonia Doc 11-522-B41)

Edison, 2012b, “Disegno No. 1474/B – Schematico Piano di Capacità” (rif. D’Appolonia Doc 11-522-B59).

Edison, 2012c, Informazioni su Aspetti Ambientali inviate via-mail in data 27 Aprile 2012 (rif. D’Appolonia Doc 11-522-B60)

Edison, 2012d, Airgun – Input per SIA (rif. D’Appolonia Doc 11-522-G54)

Edison – GAS, 1991, Geophysical Survey, Sicily Channel Vega Field C.C6.IS, Final Reports.

DECC-UK, 2011, “Review and Assessment of Underwater Sound Produced from Oil and Gas Sound Activities and Potential Reporting Requirements under the Marine Strategy Framework Directive”, realizzato per il Dipartimento dell’Energia e del Cambiamento Climatico del Regno Unito (www.og.decc.gov.uk)

ISPRA, 2012, Valutazione e mitigazione dell’impatto acustico dovuto alle prospezioni geofisiche nei mari italiani, a cura di Silvia Bertolini, Junio Fabrizio Borsani, Salvatore Curcuruto, Luca De Rinaldis, Cristina Farchi

Siti internet consultati

Unione Petrolifera, 2011a, Relazione Annuale 2011, sito web www.unione petrolifera.it/it/pubblicazioni, consultato a Novembre 2011.

Unione Petrolifera, 2011b, Previsioni di domanda energetica e petrolifera italiana 2011-2025, Luglio 2011, sito web www.unione petrolifera.it/it/pubblicazioni, consultato a Novembre 2011.

Energy Information Agency - EIA, 2011, “International Energy Outlook 2011”, sito web www.eia.gov, consultato a Novembre 2011.

Edison S.p.A., sito web www.edison.it, consultato a Luglio 2011.

RIFERIMENTI
(Continuazione)

Federazione Italiana Armatori di Rimorchiatori, sito web www.federimorchiatori.it, consultato a Luglio 2011.

Ufficio Nazionale Minerario per gli Idrocarburi e le Georisorse - UNMIG, sito web unmig.sviluppoeconomico.gov.it, consultato a Luglio 2011.

Menck GmbH: sito web www.menck.com, consultato a Dicembre 2011.