



**CONCESSIONE DI COLTIVAZIONE IDROCARBURI  
“d. 40 A.C-.PY”**

**GIACIMENTO TEODORICO**

**(EX GIACIMENTO ENI “CAROLA-IRMA”)**

**MARE ADRIATICO**

**PROGETTO DEFINITIVO  
VOLUME 1**

**Gennaio 2017**

**POVALLEY OPERATIONS pty ltd**

Via Francesco Crispi, 90 - 00187 ROMA  
Tel.+39 (06) 42014968; Fax +39 (06) 48905824  
Registro Imprese: 05584311004  
[www.povalley.com](http://www.povalley.com) - [info@povalley.com](mailto:info@povalley.com)

## **PREMESSA**

Il Progetto definitivo dello sviluppo del giacimento di Teodorico si articola su due volumi:

- Volume 1 : descrizione del progetto
- Volume 2 : programma geologico preliminare, programma di geologia operativa, informazioni generali, programma di perforazione, programma di completamento.

**VOLUME 1/2**

**DESCRIZIONE DEL PROGETTO**

# INDICE

<b>1.</b>	<b>INTRODUZIONE</b> .....	<b>8</b>
1.1.	Ubicazione della piattaforma.....	10
1.2.	Vita di progetto della piattaforma.....	10
1.3.	Presidio.....	10
<b>2.</b>	<b>DATI DI BASE DI PROGETTO</b> .....	<b>11</b>
2.1.	Dati ambientali.....	11
2.2.	Dati di progetto.....	14
2.3.	Dati di produzione.....	14
2.4.	Composizione del gas e delle acque di strato.....	16
2.5.	Profili di Produzione di gas e delle acque di strato.....	17
2.6.	Tempi di Realizzazione del Progetto.....	19
<b>3.</b>	<b>PERFORAZIONE E COMPLETAMENTO DEI POZZI</b> .....	<b>21</b>
3.1.	Impianto di Perforazione.....	21
3.2.	Programma di perforazione dei pozzi.....	23
3.2.1	Casing profile.....	24
3.2.2.	Fluidi di perforazione.....	30
3.2.3.	Cementazioni.....	33
3.3.	Apparecchiature di sicurezza (Blow Out Preventers).....	36
3.4.	Tecniche di prevenzione dei rischi ambientali durante la perforazione.....	38
3.5.	Monitoraggio dei parametri di perforazione.....	39
3.6.	Completamento.....	39
<b>4.</b>	<b>DESCRIZIONE DELLE STRUTTURE E DEGLI IMPIANTI</b> .....	<b>45</b>
4.1.	Criteri di Localizzazione della Piattaforma.....	45
4.2.	Descrizione della piattaforma di produzione Teodorico.....	46
4.2.1.	Jacket.....	49
4.2.2.	Deck.....	50
4.2.3.	Descrizione degli Impianti di Processo.....	51
4.3.	Condotte Sottomarine.....	62
4.4.	Interventi sulla Piattaforma Naomi-Pandora (Eni S.p.A.).....	63

<b>5.</b>	<b>DESCRIZIONE DELLE OPERAZIONI DI INSTALLAZIONE DELLA PIATTAFORMA E DELLA CONDOTTA.....</b>	<b>64</b>
5.1.	Installazione della Piattaforma Teodorico .....	64
5.2.	Posa della Sottostruttura .....	64
5.3.	Posa del Deck .....	68
5.4.	Tracciato Condotte Sottomarine.....	69
5.5.	Posa delle Condotte Sottomarine .....	69
5.6.	Descrizione dei Mezzi Navali coinvolti nelle Operazioni di Installazione a mare .....	71
<b>6.</b>	<b>DECOMMISSIONING .....</b>	<b>73</b>
6.1.	Operazioni di Chiusura Mineraria dei pozzi .....	73
6.2.	Attività di Rimozione della Piattaforma .....	74
6.3.	Condotte Sottomarine .....	76
6.4.	Considerazioni sulle Alternative per il Decommissioning .....	76
<b>7.</b>	<b>PIANO DI EMERGENZA .....</b>	<b>76</b>

## ELENCO TABELLE

- Tabella 1 : Temperatura dell'Acqua a Diverse Profondità (World Ocean Atlas 2009, NOAA) – da Gennaio a Giugno*
- Tabella 2 : Temperatura dell'Acqua a Diverse Profondità (World Ocean Atlas 2009, NOAA) – da Luglio a Dicembre*
- Tabella 3 : Dati di pozzo*
- Tabella 4 : Vincoli di produzione giacimento Teodorico*
- Tabella 5 : Composizione e Caratteristiche del Gas.*
- Tabella 6 : Caratteristiche delle Acque di Strato*
- Tabella 7 : Volumi di gas cumulativamente prodotti e Recovery Factor (RF) per livello*
- Tabella 8 : Volumi di gas prodotti annualmente per livello e per tutto il campo e produzione di gas cumulativa per tutto il campo.*
- Tabella 9 : Produzione di Gas e Acque di Strato Giornaliera*
- Tabella 10 : Cronoprogramma distinto per fasi di progetto.*
- Tabella 11 : Principali Aspetti relativi ai Criteri di Scelta dell'Impianto di Perforazione*
- Tabella 12 : Cronoprogramma fase di perforazione.*
- Tabella 13a : Quantità di Fluidi di Perforazione, Materie Prime e Risorse per ciascuna fase di perforazione.*
- Tabella 13b : Sintesi Quantità di Fluidi di Perforazione, Materie Prime e Risorse*
- Tabella 14 : Quantità Materie Prime e Risorse per di Cementazioni*
- Tabella 15 : Sintesi Quantità Materie Prime e Risorse per di Cementazioni*
- Tabella 16 : BOP*
- Tabella 17 : Schema di completamento dei pozzi Teodorico 1 dir e 2 dir*
- Tabella 18 : Piattaforma Teodorico: materiali utilizzati per i vari componenti strutturali*
- Tabella 19 : Caratteristiche dei gruppi generatori e stima delle emissioni annue*

## ELENCO FIGURE

*Figura 1 : Individuazione della Concessione di Coltivazione "d40 A.C.-P.Y."*

*Figura 2 : Profilo di produzione 2P, annuale e cumulativo di gas*

*Figura 3 : Impianto Jack-Up Drilling Unit*

*Figura 4 : Schema di tubaggio dei pozzi*

*Figura 5 : Design pozzo Teodorico 1 dir*

*Figura 6 : Design pozzo Teodorico 2 dir*

*Figura 7a : Diverter*

*Figura 7b : BOP da 13" 5/8*

*Figura 8 : Schema semplificato di string di completamento singola e doppia*

*Figura 9 : Schema semplificato di un completamento a Testa Pozzo.*

*Figura 10 : Modello 3D della Piattaforma Teodorico*

*Figura 11 : Jacket*

*Figura 12 : Deck*

# 1. INTRODUZIONE

Il giacimento di gas metano Teodorico è ubicato nella zona A del mar Adriatico, oltre le 12 miglia dalla costa prospiciente Ravenna e a una profondità d'acqua di circa 32 m (Figura 1).

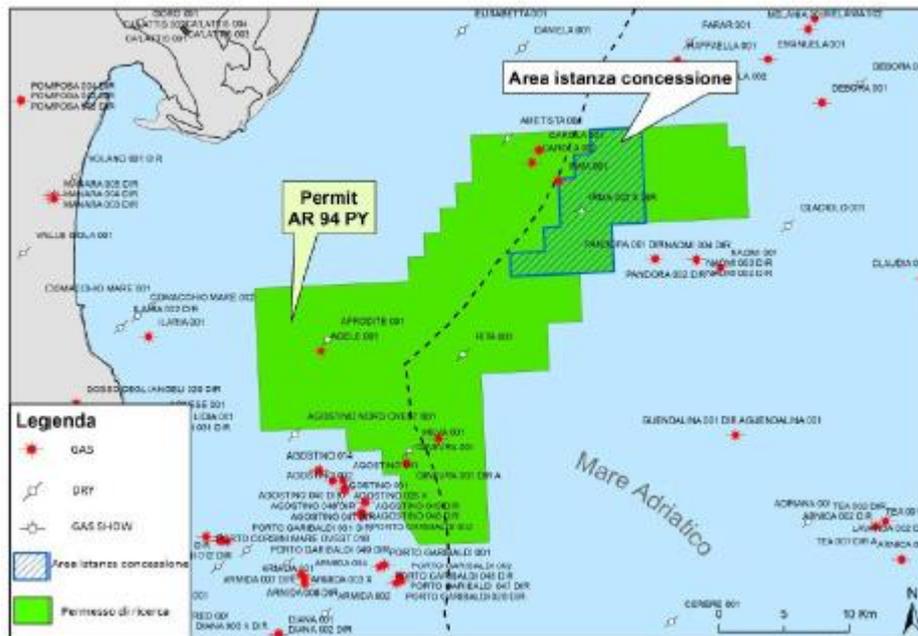


Figura 1: individuazione della Concessione di Coltivazione "d40 A.C.-P.Y."

La società Po Valley Operations Pty Ltd (di seguito Po Valley) è titolare del Permisso di Ricerca A.R 94.PY nell'ambito del quale intende procedere allo sviluppo del giacimento "Teodorico" attraverso la realizzazione di una piattaforma, di pozzi di sviluppo, impianti di trattamento e relative sealines di collegamento alla esistente piattaforma ENI di Naomi Pandora.

A tale scopo Po Valley ha presentato, in data 6 Agosto 2015, Istanza di Concessione di Coltivazione in Mare "d 40 AC-PY" che è stata pubblicata il 31 Agosto 2015 nel BUIG No. LIX-8.

L'area della concessione di coltivazione originariamente prevista dall'istanza, in ottemperanza ai divieti previsti dalla vigente normativa ambientale, è stata ripermetrata al fine di escludere la porzione di area entro le 12 miglia nautiche dalla costa; tale istanza ha ricevuto parere positivo da parte del CIRM in data 6 Novembre 2016.

In data 17 Novembre 2016 il MiSE ha notificato a Po Valley l'esito positivo della commissione CIRM e stabilito in 90 giorni il termine per l'avvio della procedura di Valutazione di Impatto Ambientale presso il Ministero dell'Ambiente.

Il progetto prevede:

- la realizzazione di una piattaforma offshore;
- la perforazione di 2 pozzi di sviluppo certi, con la possibilità di perforare ulteriori due pozzi, con completamenti in sand control ;
- l'installazione di facilities di trattamento dei fluidi da localizzarsi sulla piattaforma;
- la posa di 2 condotte di collegamento tra la nuova piattaforma e le piattaforme esistenti per il trasporto del gas dalla piattaforma Teodorico alla piattaforma Naomi-Pandora (ENI) e per il trasferimento, in verso opposto al gas, del glicole dietilenico (DEG);
- per il raggiungimento dell'obiettivo minerario esplorativo relativo al play pliocenico (livello PL-3C), analogo a quello attualmente in produzione nella limitrofa Concessione di Naomi-Pandora, si prevede un eventuale approfondimento di uno dei pozzi di sviluppo.

L'attività di perforazione sarà effettuata con impianto jack-up posizionato accanto alla piattaforma. In fase di coltivazione, la stessa non sarà presidiata (saranno previsti solamente alloggi di emergenza) e non disporrà di helideck. Il gas prodotto durante i 20 anni di produzione (secondo previsione attuale), sarà trattato parzialmente con gli impianti installati sulla nuova piattaforma per rimuoverne la fase liquida (per consentirne la misura fiscale). Successivamente il gas verrà trasportato e consegnato alla piattaforma ENI di Naomi-Pandora distante circa 12 km a SE della nuova piattaforma di Teodorico e da lì inviato a terra per la successiva fase di trattamento (disidratazione), compressione e commercializzazione.

Il presente documento, in conformità a quanto prescritto dall'Allegato VII alla Parte Seconda del D.Lgs. 152/06 e s.m.i., ha lo scopo di descrivere in dettaglio il progetto di sviluppo di Teodorico (ex giacimento ENI "Carola-Irma"), contenuto nell'Istanza presentata il 6 agosto 2015 dalla Società Po Valley Operations al Ministero per lo Sviluppo Economico per l'ottenimento della concessione di coltivazione denominata d40 A.C.-P.Y. e per il quale ha ottenuto in data 17 novembre 2016, dalla Commissione per gli Idrocarburi e le Risorse Minerarie (CIRM), il parere favorevole al proseguimento istruttorio della stessa per il conferimento della concessione di coltivazione.

### 1.1. Ubicazione della piattaforma

La piattaforma Teodorico è al di fuori delle 12 miglia dalla costa ad una profondità d'acqua di circa 32 m. Le coordinate GAUSS BOAGA sono 4,957,453 N, 2,340,227 E.

### 1.2. Vita di progetto della piattaforma

La vita utile della piattaforma considerata nell'ambito della progettazione della stessa è pari a 25 anni.

### 1.3. Presidio

La piattaforma sarà concepita per essere normalmente non presidiata; per tale ragione è prevista una configurazione di funzionamento automatico mediante apparecchiature ad alta affidabilità e bassa manutenzione insieme ad un sistema di generazione di potenza elettrica autonomo, costituito da n. 2 motogeneratori alimentati a gas (n.1 operativo + n.1 di riserva) ciascuno da 300 kVA. È prevista inoltre l'installazione di un motogeneratore autonomo di emergenza alimentato a gasolio per fornire energia ai sistemi di sicurezza e di comunicazione installati a bordo.

Non sarà previsto pertanto il modulo alloggi in quanto il personale sarà presente a bordo solo per le operazioni di normale attività di O&M; la sala di controllo locale, la cui installazione sarà prevista sul weather deck, disporrà comunque delle caratteristiche necessarie per avere funzione di rifugio temporaneo per almeno 4 persone, nel caso si verificano improvvise condizioni meteorologiche sfavorevoli alla navigazione. Il personale sarà presente in piattaforma solo durante la normale attività periodica di manutenzione.

## 2. DATI DI BASE DI PROGETTO

### 2.1. Dati ambientali

Nelle tabelle riportate qui di seguito sono elencate le principali proprietà dell'area in esame rilevate su piattaforme vicine (Ada e Amelia).

#### Temperatura aria minima e massima

Per quanto riguarda ADA, i valori di temperatura minima e massima, misurati a 15 m di altezza sul livello del mare, sono rispettivamente: -4.2 °e +32.4 ° C; mentre riguardo ad AMELIA riferiti a 25 m di altezza sul livello del mare sono rispettivamente: -2.0° e +33.4° C .

#### Temperatura mare in superficie ed in profondità, minima e massima

Non essendo disponibili valori misurati di temperatura nell'area di studio, sono stati utilizzati i dati provenienti dal database pubblico World Ocean Atlas (WOA 2009). Il punto più vicino all'area di studio disponibile è posizionato a 13.5°E 44.5°N. L'area di studio è piuttosto distante dal punto griglia selezionato ed è caratterizzata da acque poco profonde: i valori riportati nelle tabelle 1 E 2 devono essere quindi considerati come indicativi ed i valori minimi e massimi nell'area di studio, soprattutto in superficie, potrebbero essere rispettivamente più bassi e più alti dei valori riportati nelle tabelle successive.

Database WOA 2009 - 13.5°E 44.5°N				
Mese	Profondità (m)	$\sigma_T$ (°C)	T <sub>min,acqua</sub> (°C)	T <sub>max,acqua</sub> (°C)
Gennaio	0	1.308	7.4	15.2
	10	1.281	7.5	15.1
	20	1.286	7.4	15.2
	30	1.260	7.5	15.1
	50	0.846	10.1	15.1
Febbraio	0	1.187	7.3	14.5
	10	1.142	7.6	14.4
	20	1.090	7.8	14.4
	30	1.036	8.0	14.2

Database WOA 2009 - 13.5°E 44.5°N				
Mese	Profondità (m)	$\sigma_T$ (°C)	T <sub>min,acqua</sub> (°C)	T <sub>max,acqua</sub> (°C)
	50	0.596	9.9	13.5
Marzo	0	1.418	6.0	14.6
	10	1.305	6.0	13.8
	20	1.301	6.0	13.8
	30	1.290	6.0	13.8
	50	1.034	7.8	14.0
Aprile	0	1.894	7.2	18.6
	10	1.569	7.7	17.1
	20	1.443	7.8	16.4
	30	1.337	8.0	16.0
	50	0.540	11.0	14.2
Maggio	0	2.443	10.5	25.1
	10	1.474	10.6	19.4
	20	1.421	9.1	17.7
	30	1.288	8.6	16.4
	50	1.045	9.5	15.7
Giugno	0	1.722	16.2	26.6
	10	1.740	13.0	23.4
	20	2.147	9.1	21.9
	30	1.901	7.7	19.1
	50	0.730	10.6	15.0

Tabella 1: Temperatura dell'Acqua a Diverse Profondità (World Ocean Atlas 2009, NOAA) – da Gennaio a Giugno

Database WOA 2009 - 13.5°E 44.5°N				
Mese	Profondità (m)	$\sigma_T$ (°C)	T <sub>min,acqua</sub> (°C)	T <sub>max,acqua</sub> (°C)
Luglio	0	1.582	19.8	29.2
	10	1.939	16.4	28.0
	20	2.454	10.5	25.3
	30	2.052	8.3	20.7
	50	0.773	10.4	15.0
Agosto	0	1.502	20.0	29.0
	10	1.337	19.3	27.3
	20	2.468	11.8	26.6
	30	1.950	10.0	21.7
	50	0.757	11.3	15.9
Settembre	0	1.417	18.4	27.0
	10	1.456	17.9	26.7
	20	2.252	12.9	26.5
	30	2.725	8.1	24.5
	50	0.722	11.3	15.7
Ottobre	0	1.481	14.7	23.5
	10	1.380	15.3	23.5
	20	1.358	15.0	23.2
	30	1.700	12.9	23.1
	50	0.729	12.0	16.4
Novembre	0	1.191	12.7	19.9
	10	1.225	12.7	20.1
	20	1.240	12.9	20.3
	30	1.187	12.9	20.1
	50	1.174	12.7	19.7
Dicembre	0	1.078	10.5	16.9
	10	1.034	10.6	16.8

	20	0.987	10.8	16.8
	30	1.048	10.7	16.9
	50	0.544	12.7	15.9

Tabella 2: Temperatura dell'Acqua a Diverse Profondità (World Ocean Atlas 2009, NOAA) – da Luglio a Dicembre

### Profondità del mare alla piattaforma Teodorico

La profondità del fondale in corrispondenza del sito di prevista localizzazione della futura piattaforma è 32 m.

### 2.2. Dati di progetto

<b>N° di pozzi</b>	2 + 2 opzionali
<b>Portata totale gas di progetto</b>	350,000 Sm <sup>3</sup> /g
<b>Portata massima gas di progetto singola string</b>	50,000 Sm <sup>3</sup> /g
<b>Pressione massima di testa pozzo (FTHP max)</b>	145 bar
<b>Pressione minima di testa pozzo (FTHP min.)</b>	70 bar
<b>Pressione statica (STHP) max</b>	164,1 bar
<b>Max./Min. FTHT</b>	31°/20°

Tabella 3 : dati di pozzo

### 2.3. Dati di produzione

Per lo studio in oggetto sono da considerare i seguenti vincoli preliminari di produzione per pozzo (Tabella 4):

Livello	PLQ-C	PLQ-D1	PLQ-D2	PLQ-E2	PLQ-F
Portata iniziale (m <sup>3</sup> <sub>sc</sub> /g)	65'000	90'000	80'000	35'000	75'000
Portata minima (m <sup>3</sup> <sub>sc</sub> /g)	10'000	10'000	10'000	10'000	10'000
Pressione minima testa pozzo (barsa)	70	70	70	70	70

Tabella 4 : vincoli di produzione giacimento Teodorico

I valori delle Riserve 1P e 2P previste con la produzione da due pozzi, sono :

1P	2P
571.64 MSCm <sup>3</sup>	908,4MSCm <sup>3</sup>

La produzione 2P annuale e cumulativa dei livelli pleistocenici PLQ-C2/C6, PLQ-D1, PLQ-D2, PLQ-E2+F, attesa da Teodorico pari a 908,4 MSm<sup>3</sup>sc, è riportato nella figura 2 .

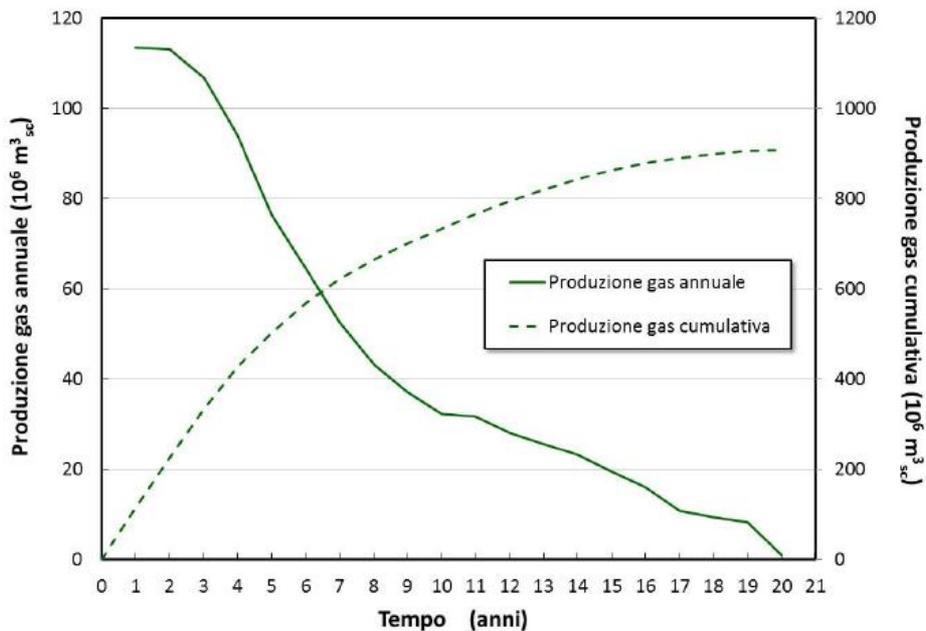


Figura 2: profilo di produzione 2P, annuale e cumulativo di gas

## 2.4. Composizione del gas e delle acque di strato

I fluidi di giacimento sono stati analizzati sulla base delle prove di produzione al pozzo IRMA 1 (Tabella 5).

Componente	% mol
Metano	99.25
Etano	0.03
Azoto	0.71
CO2	0.01
Fattore di comprimibilità	0.998
Densità [kg/m <sup>3</sup> ]	0.684
Potere calorifico superiore [kJ/m <sup>3</sup> ]	37,509
Potere calorifico inferiore [kJ/m <sup>3</sup> ]	33,769

Tabella 5: Composizione e Caratteristiche del Gas.

I valori di cui sopra si riferiscono alle condizioni di riferimento standard (T=15°C, p=1 bar).

Nella sottostante tabella 6 si riportano le caratteristiche dell'acqua di formazione.

Parametro	Valore
Produzione massima di acqua per singola stringa	4.1 m <sup>3</sup> /g
Contenuto idrocarburi	250-500 mg/l
Solidi sospesi	300 mg/l
Salinità	15-40 g/l
Densità apparente dei solidi sospesi	2,000 kg/ m <sup>3</sup>

Tabella 6: Caratteristiche delle Acque di Strato

## 2.5. Profili di Produzione di gas e delle acque di strato

In base ai vincoli di pressione di testa pozzo e di portata di gas minima le riserve possono essere recuperate nell'arco di 20 anni.

La Tabella 7 di seguito mostra le produzioni di gas cumulative per livello e per tutto il giacimento ed i corrispondenti fattori di recupero.

Livello	PLQ-C	PLQ-D1	PLQ-D2	PLQ-E2	PLQ-F	Totale
GOIP (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> <sub>sc</sub> )	467.7	409.6	304.8	172.9	490.5	1845.5
Gp cum (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> <sub>sc</sub> )	233.6	196.5	142.7	81.1	254.6	908.4
RF (%)	49.9	48.0	46.8	46.9	51.9	49.2

Tabella 7: Volumi di gas cumulativamente prodotti e Recovery Factor (RF) per livello

Nella successiva Tabella 8 sono riportati i volumi di gas prodotti annualmente per livello e per tutto il campo e la produzione di gas cumulativa per tutto il campo.

Anno	Teodorico 1			Teodorico 2		Totale	
	Livello	Livello	Livello	Livello	Livello		
	D1	D2	E2	C	F		
	Gp	Gp	Gp	Gp	Gp	Gp	Gp cum
	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> s.c.	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> s.c.	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> s.c.				
0	-	-	-	-	-	-	-
1	32,940	29,280	-	23,790	27,450	113	113
2	32,850	29,200	-	23,725	27,375	113	227
3	32,850	23,001	-	23,725	27,375	107	334
4	27,482	15,408	-	23,725	27,375	94	428
5	15,049	10,989	-	22,860	27,450	76	504
6	12,782	8,538	-	19,892	23,566	65	569
7	11,514	6,802	-	17,215	17,128	53	621
8	10,323	5,577	-	14,803	12,637	43	665
9	9,390	4,843	-	12,947	9,981	37	702

Anno	Teodorico 1			Teodorico 2		Totale	
	Livello	Livello	Livello	Livello	Livello		
	D1	D2	E2	C	F		
	Gp	Gp	Gp	Gp	Gp	Gp	Gp cum
	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> s.c.	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> s.c.	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> s.c.				
10	8,595	4,293	-	11,240	8,174	32	734
11	2,679	3,881	8,575	9,606	7,037	32	766
12		904	12,775	8,226	6,310	28	794
13			12,810	7,145	5,752	26	820
14			11,957	6,096	5,265	23	843
15			9,714	4,930	4,872	20	863
16			7,971	3,640	4,536	16	879
17			6,600	-	4,252	11	890
18			5,466	-	3,982	9	899
19			4,567	-	3,753	8	907
20			666	-	309	1	908

Nota: s.c. = Standard Condition

Tabella 8: Volumi di gas prodotti annualmente per livello e per tutto il campo e produzione di gas cumulativa per tutto il campo.

A conclusione di quanto sopra riportato nei precedenti paragrafi, a partire dal profilo di produzione gas valutato per i 20 anni di produzione, si presentano i dati di produzione giornaliera di acque di strato (tabella 9) previste mediamente per ogni anno di produzione.

Anno	Produzione Gas e Acqua di Strato (Media Giornaliera nell'anno)	
	Produzione Gas Gp	Water Production Wp
	m <sup>3</sup> /g (sc)	m <sup>3</sup> /g
0	-	-
1	333,706	-
2	332,794	-
3	314,562	-
4	276,441	-
5	224,553	-

Anno	Produzione Gas e Acqua di Strato (Media Giornaliera nell'anno)	
	Produzione Gas Gp	Water Production Wp
	m <sup>3</sup> /g <sub>(sc)</sub>	m <sup>3</sup> /g
6	190,524	-
7	154,879	-
8	127,471	-
9	109,297	-
10	95,006	0.7
11	93,465	6.1
12	82,985	6.9
13	75,609	8.0
14	68,582	11.9
15	57,400	4.4
16	47,491	17.1
17	31,918	18.9
18	27,788	20.7
19	24,471	20.9
20	5,417	21.1

Tabella 9:Produzione di Gas e Acque di Strato Giornaliera

## 2.6. Tempi di Realizzazione del Progetto

Il Cronoprogramma individua 4 fasi principali di progetto (tabella 10):

- Fase 1: installazione della piattaforma e posa delle sealines;
- Fase 2: perforazione e completamento dei pozzi;
- Fase 3: installazione degli impianti di produzione, commissioning e avviamento fino al "first gas";
- Fase 4: decommissioning (chiusura mineraria pozzi, rimozione piattaforma e "messa in conservazione" sealine)

La durata complessiva delle attività è stimata in circa 2 anni.

Fase	Durata
<p><b>FASE 1 – COSTRUZIONE</b></p> <p>La fase di costruzione include il periodo che va dall'assegnazione dei contratti di EPC, alla costruzione presso cantieri a terra fino all'installazione delle strutture presso il sito di Progetto;</p>	<p><b>17 mesi</b></p> <p>I tempi di cantiere in mare previsti per le singole attività sono pari a:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Jacket (30 g),</li> <li>- Deck (15 g)</li> <li>- Posa delle sealines (30 g)</li> </ul>
<p><b>FASE 2- PERFORAZIONE E COMPLETAMENTO POZZI</b></p>	<p>circa 3 mesi (105 giorni)</p>
<p><b>FASE 3- MONTAGGI IMPIANTI E COSTRUZIONI</b></p>	<p>4 mesi</p>
<p><b>FASE 4- DECOMMISSIONING</b></p>	<p>1.5 mesi</p>

*Tabella 10: cronoprogramma distinto per fasi di progetto.*

## 3. PERFORAZIONE E COMPLETAMENTO DEI POZZI

### 3.1. Impianto di Perforazione

Per la perforazione dei pozzi previsti nel progetto, viste le ridotte profondità (inferiori a 50 metri), verrà utilizzata una struttura di tipo fisso.

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

La scelta della tipologia di impianto di perforazione è ricaduta sul tipo Jack-Up (ampiamente utilizzato in Adriatico) in quanto presenta caratteristiche ideali per le profondità, i fondali e la circolazione delle acque che distinguono il bacino Adriatico. Inoltre, un impianto di perforazione del tipo Jack-Up si caratterizza per le seguenti peculiarità:

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

Nella seguente tabella 11 è riportata una sintesi dei principali aspetti riguardanti la scelta dell'impianto di perforazione tipo Jack-Up,.

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

*Tabella 11: Principali Aspetti relativi ai Criteri di Scelta dell'Impianto di Perforazione*

Questo tipo di piattaforma viene trasferita, in posizione di galleggiamento, sul luogo dove è prevista la perforazione dei pozzi e dove è stata precedentemente installata la sottostruttura della piattaforma di coltivazione (jacket).

Una volta arrivata nel sito selezionato, la Jack-up Drilling Unit si accosta ad un lato della struttura della piattaforma di coltivazione e le tre gambe vengono calate, tramite guide a cremagliera, fino ad appoggiarsi saldamente sul fondo marino. Lo scafo della piattaforma viene quindi sollevato al di sopra della superficie marina al fine di evitare qualsiasi tipo di interazione con il moto ondoso o con effetti di marea.

Al termine delle operazioni di perforazione, lo scafo viene abbassato in posizione di galleggiamento, sollevando le gambe dal fondo mare e la piattaforma può essere rimorchiata presso un'altra postazione. In figura 3 seguente è riportato un impianto tipo Jack up .



*Figura 3: impianto Jack-Up Drilling Unit*

Nello specifico, al momento in Adriatico sono presenti 2 impianti jack up idonei a svolgere le attività di area pozzo programmate: il KEY MANHATHAN della Transocean e l'ATWOOD BEACON della Atwood Oceanics che sono stati assunti come riferimento per le valutazioni tecniche ed economiche svolte.

### **3.2. Programma di perforazione dei pozzi**

Di seguito in tabella 12 si riporta il cronoprogramma della perforazione dei 2 pozzi in progetto

Giorni	Teodorico 1	Teodorico 2	Totale
Predisposizione alla perforazione del Jack-Up <sup>(1)</sup>	4	1	5
Drilling: conductor pipe (battitura)	2	1	3
Drilling: drilling and logging	24	26	50
Complemento	20	23	43
Rimozione Jack Up <sup>(2)</sup>	0	4	4
<b>Totale</b>	<b>50</b>	<b>55</b>	<b>105</b>
<b>Note</b>			
1) si intendono le fasi di preparazione del Jack Up alla perforazione che avvengono dopo il posizionamento del Jack Up sul sito di perforazione.			
2) attività di preparazione propedeutiche alla successiva navigazione (traino).			

Tabella 12: cronoprogramma fase di perforazione.

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

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

### 3.2.1 Casing profile

La scelta dei casing point è stata facilitata dalla vicinanza dei pozzi di riferimento, che hanno tutti perforato le stesse formazioni con le stesse pressioni.

- **Conductor Pipe 30" a circa 90 m MDRT**

Il CP che isolerà la parte inconsolidata superficiale, verrà battuto fino ad un rifiuto di 1-2 colpi/piede. Si prevede una infissione di circa 30 m sotto al fondo mare, come avvenuto per

tutti e quattro pozzi di riferimento. Sul CP verrà installato il Diverter. Il CP verrà poi pulito al suo interno con scalpello da 26".

Lo scopo del conductor è di:

- garantire un'azione di barriera nei confronti dell'ambiente circostante;
- garantire il supporto laterale per il casing superficiale da 13" (sul quale casing graverà il peso del sistema di controllo delle pressioni di pozzo (BOP<sup>1</sup>), della testa pozzo e dei casing successivi);
- permettere il ritorno alla superficie dei fluidi di perforazione della prima sezione di foro.

Il conductor non è oggetto di prove di tenuta, non è sigillato né in pressione. I fluidi che lo attraversano sono costituiti d'acqua di mare, fanghi di perforazione a base d'acqua e malta cementizia.

Per l'infissione del conductor è previsto l'impiego di un battipalo. Tale tipologia di battipalo è costituita da un'apparecchiature cilindrica (il battipalo vero e proprio) e da una campana (resa solidale al battipalo per mezzo di un traliccio) che ne permette la centratura sul palo da battere.

Il battipalo viene sollevato con la cosiddetta "taglia"<sup>2</sup> della torre di perforazione, appoggiato verticalmente all'estremità del conductor e manovrato per la battitura. All'interno del battipalo è presente un pistone che viene azionato da un sistema di combustione del tipo motore a scoppio.

- **Foro 16" per casing superficiale 13 3/8" at 308 m MDRT**

E' stato scelto di perforare un foro da 16" (e non da 17 1/2" come in alcuni dei pozzi di riferimento) in modo da diminuire la quantità di gas nel pozzo nel caso si trovassero strati mineralizzati e da aumentare la capacità di rimozione di questo gas. In questo modo, si riduce anche la quantità di cuttings, di scarti e di fluido di perforazione.

---

<sup>1</sup> BOP: Blow Out Preventer: Sistema di sicurezza che permette di isolare meccanicamente il pozzo dall'ambiente esterno e di ripristinare le condizioni idrauliche di sicurezza indispensabili per la continuazione delle operazioni

<sup>2</sup> Taglia fissa ("crown block"): gruppo di pulegge coassiali situato sulla sommità della torre di perforazione e il cui compito è di sostenere il peso della batteria di perforazione. Le funi provenienti dall'argano passano attraverso le pulegge della taglia fissa e della taglia mobile ("travelling block") rendendo il sistema un eccezionale organo di sollevamento.

La section TD di questa sezione è stata scelta ad una profondità simile a quella dei pozzi di riferimento ,e più precisamente nell'unico strato di argilla di spessore consistente (4m) previsto a quelle profondità. Si tenta in questo modo di:

- Isolare le formazioni superficiali, che nel caso di Carola-1 hanno portato ad assorbimenti totali
- Raggiungere un sufficiente gradiente di fratturazione alla scarpa per perforare la fase successiva
- evitare di entrare a contatto con i livelli mineralizzati a gas previsti per la fase successiva, il primo dei quali a 327m MDRT con un incertezza di +/-5 m.

Il casing da 13 3/8" sarà cementato fino in superficie.

Sul casing da 13 3/8" sarà installata la testa pozzo e il BOP stack da 13 5/8".

- **Foro 12 1/4" per casing di produzione 9 5/8" a 1359m MDRT (Teodorico 1) e 1379m MDRT (Teodorico 2)**

Questa profondità per il casing da 9 5/8" è stata scelta nell'unico strato di argilla consistente (da 1355m a 1361m MDRT in Teodorico 1 e da 1375m a 1381m MDRT in Teodorico 2) al di sopra dei livelli di produzione, con il fine di:

- Isolare le formazioni al di sopra dei livelli mineralizzati da produrre
- avere un sufficiente gradiente di fratturazione alla scarpa per perforare la fase successiva

Il casing sarà cementato fino in superficie, per andare a coprire con cemento fino ad almeno 150m al di sopra degli strati di gas superficiali (il più superficiale dei quali è previsto a 327m MDRT).

- **Foro 8 1/2" per liner di produzione 7" a circa 1876m MDRT (Teodorico 1) e 1896m MDRT (Teodorico 2)**

Il liner 7" andrà a coprire la formazione da cui i pozzi produrranno, e verrà poi cementato, perforato e completato con gravel pack.

Il liner 7" verrà cementato fino a testa liner, previsto circa 150 m entro il casing precedente. A testa liner, a fine cementazione, verrà inoltre fissato un packer di tenuta (ZXP packer) per assicurare la chiusura dell'anulus.

NOTA: I valori per le prove di pressione dei casing, della testa pozzo e del BOP, ed i valori degli FIT sono stati calcolati in base alle pore pressures e fracture pressures previste nel programma geologico. Se queste dovessero cambiare in una qualsiasi fase del progetto, i suddetti valori dovranno essere ricalcolati.

In Figura 4 viene riportato uno schema sintetico del profilo di tubaggio dei pozzi e nelle Figure 5 e 6 vengono riportati i design previsti dei due pozzi.

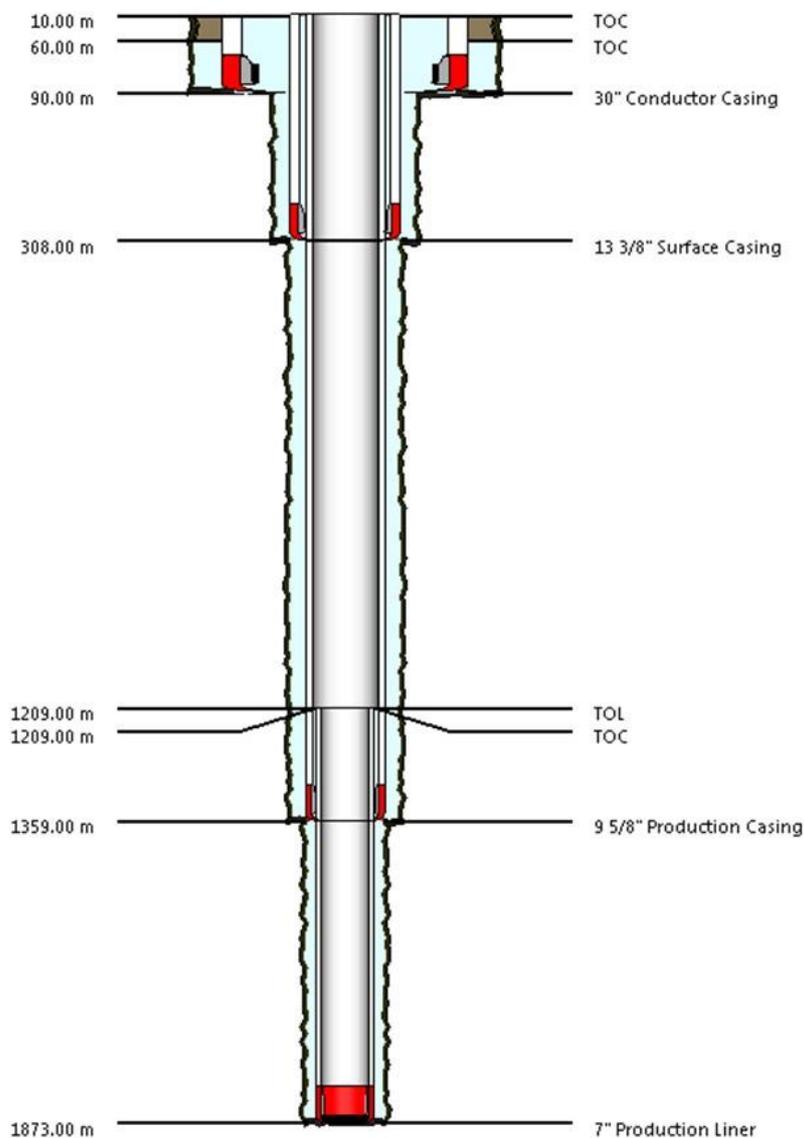


Figura 4. Schema di tubaggio dei pozzi

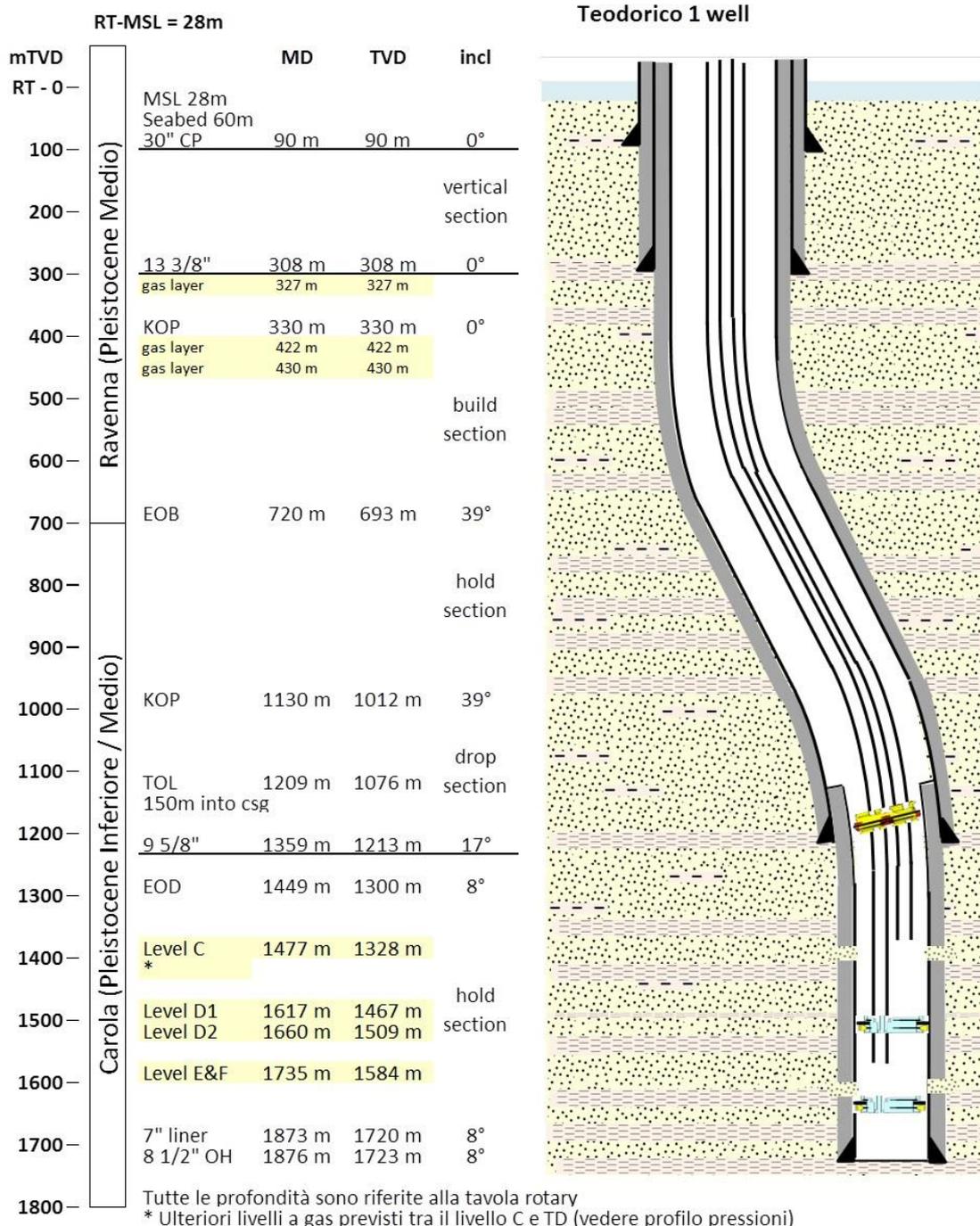


Figura 5. Design pozzo Teodorico 1 dir

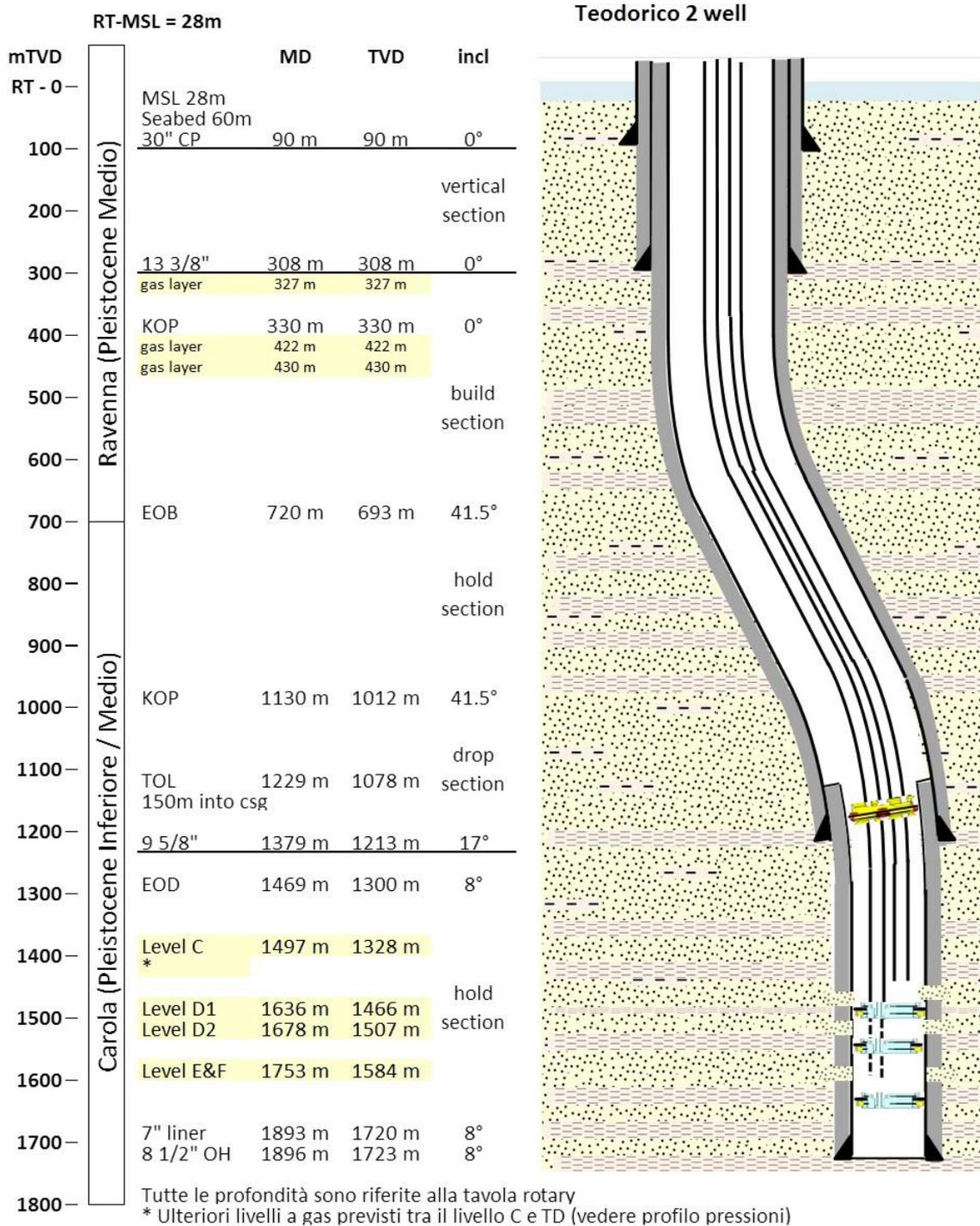


Figura 6: design pozzo Teodorico 2 dir

### 3.2.2. Fluidi di perforazione

I fluidi di perforazione sono generalmente costituiti da un liquido a base acquosa reso colloidale ed appesantito con specifici prodotti.

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

La scelta della tipologia di fango di perforazione da utilizzare nei pozzi Teodorico 1 dir e 2 dir, sarà dettata dalle problematiche prevedibili per l'attraversamento delle formazioni e, soprattutto, dal profilo di deviazione dei pozzi.

Come da DPR 9 Aprile 1959 nr 128 articolo 81, in cantiere devono essere predisposte riserve di fango in quantità pari almeno al 50% di quella contenuta nel pozzo. Devono altresì essere disponibili acqua e materiali in modo da assicurare l'eventuale sostituzione completa del fango in circolazione.

Un cuscino pesante (kill mud) sarà disponibile e pronto all'uso durante la perforazione delle fasie da 26" e da 16". Saranno inoltre disponibili cuscini viscosi e LCM nel caso si verificassero assorbimenti.

In base al programma di perforazione pianificato si prevede l'impiego esclusivo di fanghi a base acqua (FW). Non saranno impiegati dunque fanghi a base olio.

Nella fase 26" (pulizia del conductor pipe) e per la fase da 16" si utilizzerà un fango bentonitico.

Nelle fasi 12 ¼" e 8 ½" è previsto un fango sempre a base acqua, con aggiunta di polimeri per una migliore perforazione attraverso gli strati di argille.

Nella seguente tabella 13a si riportano in modo dettagliato i volumi pianificati nei pozzi di Teodorico, per i fluidi di perforazione suddivisi per fase o sezione di perforazione.

Sezione	Mud weight and type (Tipo di Fango)	Quantità Pianificata	Materie Prime e Risorse per il Confezionamento della Quantità Pianificata	
			Funzione	Quantità (t)
26" CP cleanup & 16" hole including kill mud	1.10-1.12sg FW-GE-PO  1.50sg kill mud	Volume foro: 60 m <sup>3</sup> Volume superficie: 100 m <sup>3</sup> (*) Volume diluizione: 50 m <sup>3</sup>  <b>VOLUME TOTALE: 210 m<sup>3</sup></b>  Kill mud volume (incluso in volume superficie): 40 m <sup>3</sup>	Freshwater (Acqua industriale)	180
			Freshwater for (Acqua industriale per) kill mud	36
			Viscosifier (Viscosizzante)	4.2
			Alcalinifier (Alcalinizzante)	0.2
			Viscosifier (Viscosizzante)	0.2
			Calcium remover (rimozione calcio)	0.1
			Weighting material (materiale appesante)	24
			Fluidifier (Fluidificante)	0.45
12 1/4" hole to 1300mTVDRT	1.20-1.22sg FW-GE-PO (diversso da sezione precedente)	Volume foro: 105 m <sup>3</sup> Volume superficie: 100 m <sup>3</sup> (*) Volume diluizione: 95 m <sup>3</sup>  <b>VOLUME TOTALE: 300 m<sup>3</sup></b>	<b>Funzione</b>	<b>Quantità (t)</b>
			Freshwater (Acqua industriale)	269
			Alcalinifier (Alcalinizzante)	0.15
			Viscosifier (Viscosizzante)	0.6
			Antifoam (Antischiuma)	0.3
			Clay inhibitor (Inibente di argilla)	9.02
			Filter cake reducer (riduttore di filtrate)	1.2
			Clay inhibitor (Inibente di argilla)	9.0
			Clay inhibitor (Inibente di argilla)	2.4
			Lubricant (Lubrificante)	2.425
Weighting material (materiale appesante)	60			
8 1/2" hole only down to ca 1730mTVDRT	1.20-1.26sg FW-GE-PO (stesso fango da sezione precedente)	Volume foro: 70 m <sup>3</sup> Volume superficie: 100 m <sup>3</sup> (*) Volume diluizione: 40 m <sup>3</sup>  <b>VOLUME TOTALE: 210 m<sup>3</sup></b>  Volume da sez. Precedente: 100 m <sup>3</sup>  <b>VOLUME DA PREPARARE: 110 m<sup>3</sup></b>	<b>Funzione</b>	<b>Quantità (t)</b>
			Freshwater (Acqua industriale)	89.6
			Alcalinifier (Alcalinizzante)	0.05
			Viscosifier (Viscosizzante)	0.2
			Antifoam (Antischiuma)	0.14
			Clay inhibitor (Inibente di argilla)	3.08
			Filter cake reducer (riduttore di filtrate)	0.4
			Clay inhibitor (Inibente di argilla)	3.0
			Clay inhibitor (Inibente di argilla)	0.8
Lubricant (Lubrificante)	0.746			

Sezione	Mud weight and type	Quantità Pianificata	Materie Prime e Risorse per il Confezionamento della Quantità Pianificata	
			Funzione	Quantità (t)
			Weighting material (materiale appesante)	20
Completion fluid (Fluido Completamento)	1.16sg CaCl <sub>2</sub> brine	Volume foro: 60m <sup>3</sup> Volume superficie: 70m <sup>3</sup> (*) (include reserve e cuscini)  <b>TOTAL volume:</b> 130 m <sup>3</sup>	Funzione	Quantità (t)
			Freshwater (Acqua industriale)	69
			Salt	82
			Viscosifier (Viscosizzante)	0.05
			Casing cleaner	0.8
			Antifoam (antischiuma)	0.2
			Anticorrosion (anticorrosivo)	0.8
			Oxygen scavenger	0.25
			Fluid to inject into the formation (Fluido da iniettare in formazione)	Acqua Industriale con KCl 4%
KCl 4%	6			
*) il volume di superficie deve essere superiore al 50% del volume del foro sulla base del DPR 9 Aprile 1959 n ° 128, articolo 81				
Hi-vis pills	-	10 x 7 m <sup>3</sup> pills	Funzione	Quantità
			Calcium remover	0.35 t
			Water	50 t
			Viscosifier	0.35 t
Stuck pipe pills	1.20-1.40sg	5x 10 m <sup>3</sup> pills	Funzione	Quantità
			Base fluid	2.9 m <sup>3</sup>
			Surfactant (surfattante)	4 m <sup>3</sup>
			Water (acqua)	13 m <sup>3</sup>
			Weighting material (materiale appesante)	32 t
			Tensioactive (tensioattivo)	1.5 m <sup>3</sup>
LCM pills	-	5x 10 m <sup>3</sup> pills	Funzione	Quantità
			LCM sized CaCO <sub>3</sub>	750 Kg
			Granular LCM (LCM granulari)	2.5 t
			Granular LCM (LCM granulari)	2.5 t
			LCM Mica	5 t

Tabella 13a: Quantità di Fluidi di Perforazione, Materie Prime e Risorse per ciascuna fase di perforazione.

Sulla base di quanto riportato sopra le materie prime pianificate per la perforazione dei pozzi Teodorico 1 dir e 2 dir., sono riportate sinteticamente nella seguente tabella 13b.

Funzione	Quantità per Pozzo	Quantità per i 2 Pozzi in Progetto	Quantità per i 2 Pozzi in Progetto (+25% extra di sicurezza)
Alcalinifier (Alcalinizzante)	0.40 t	0.80 t	1 t
Anticorrosion (anticorrosivo)	0.8 t	1.6 t	2 t
Antifoam (Antischiuma)	0.64 t	1.28 t	1.6 t
Base fluid (Fluido Base)	2.90 m <sup>3</sup>	5.80 m <sup>3</sup>	7.25 m <sup>3</sup>
Calcium remover (rimozione calcio)	0.45 t	0.9 t	1.125 t
Casing cleaner (pulizia casing)	0.8 t	1.6 t	2 t
Clay inhibitor (Inibente di argilla)	27.30 t	54.6 t	68.25 t
Filter cake reducer (riduttore di filtrate)	1.60 t	3.20 t	4 t
Fluidifier (Fluidificante)	0.45 t	0.90 t	1.125 t
Freshwater (Acqua industriale)	857.60 t	1715.20 t	2144 t
Granular LCM (LCM granulari)	5 t	10 t	12.5 t
KCl 4%	6 t	12 t	15 t
LCM Mica	5 t	10 t	12.5 t
LCM sized CaCO <sub>3</sub>	750 kg	1500 kg	1875 kg
Lubricant (Lubrificante)	3.17 t	6.34 t	7.925 t
Oxygen scavenger	0.25 t	0.5 t	0.625 t
Salt	82 t	164 t	205 t
Surfactant (surfattante)	4.00 m <sup>3</sup>	8.00 m <sup>3</sup>	10 m <sup>3</sup>
Tensioactive (tensioattivo)	1.50 m <sup>3</sup>	3.00 m <sup>3</sup>	3.75 m <sup>3</sup>
Viscosifier (Viscosizzante)	5.6 t	11.2 t	14.0 t
Weighting material (materiale appesante)	136.00 t	272.00 t	340 t

Tabella 13b: Sintesi Quantità di Fluidi di Perforazione, Materie Prime e Risorse

### 3.2.3. Cementazioni

Nella seguente tabella 14 si riportano i volumi pianificati per le cementazioni suddivisi per fasi o sezioni di perforazione.

Sezione	Volume Cementazione	Tipo e Quantità	Materie Prime e Risorse per il Confezionamento della Quantità Pianificata	
			Funzione	Quantità
13 3/8" casing cementation	da cementare 35 m <sup>3</sup>  Vol. eccesso: 13 m <sup>3</sup>	light formula / Class G Lead Slurry (43 m <sup>3</sup> ) and  Class G Tail Slurry (5 m <sup>3</sup> )  5 m <sup>3</sup> spacer ahead  5 m <sup>3</sup> spacer behind	<b>Funzione</b>	<b>Quantità</b>
			Light weight formula cement	36 t
			Slurry blend Class G cement	42 t**
			Freshwater (Acqua industriale) cemento	30 m <sup>3</sup>
			Freshwater (Acqua industriale) spacer	10 m <sup>3</sup>
			Freshwater (Acqua industriale) cleaning	10 m <sup>3</sup>
			Antifoaming agent (antischiuma)	50 l
			Extender agent 1	67 kg
			Extender agent 2	135 l
			Weighting agent (materiale appesante)	1944 kg
			Viscosifier spacer (vicosizzante)	140 kg
			Antisettling agent (antideposito)	28 kg
			Retarding agent (ritardante)	14 l
9 5/8" casing cementation	da cementare: 43 m <sup>3</sup>  Vol. eccesso: 14 m <sup>3</sup>	Class G Lead Slurry (51 m <sup>3</sup> ) and  Class G Tail Slurry (6m <sup>3</sup> )  5 m <sup>3</sup> spacer ahead  5 m <sup>3</sup> spacer behind	<b>Funzione</b>	<b>Quantità</b>
			Slurry blend Class G cement	53 t
			Freshwater (Acqua industriale) cemento	55 m <sup>3</sup>
			Freshwater (Acqua industriale) spacer	10 m <sup>3</sup>
			Freshwater (Acqua industriale) cleaning	10 m <sup>3</sup>
			Antifoaming agent (antischiuma)	125 l
			Gas blockage agent (bloccante gas)	3500 l
			Dispersing agent (disperdente)	300 l
			Retarding agent (ritardante)	250 l
			Viscosifier spacer (vicosizzante)	240 kg
			Weighting agent (material appesante)	3200 kg
			7" liner cementation	da cementare: 9 m <sup>3</sup>  Vol. eccesso: 3 m <sup>3</sup>
Slurry blend Class G cement	14 t			
Freshwater (Acqua industriale) cemento	10 m <sup>3</sup>			

		5 m <sup>3</sup> spacer ahead	Freshwater (Acqua industriale) spacer	10 m <sup>3</sup>
		5 m <sup>3</sup> spacer behind	Freshwater (Acqua industriale) cleaning	10 m <sup>3</sup>
			Antifoaming agent (antischiuma)	22 l
			Gas blockage agent (bloccante gas)	1400 l
			Dispersing agent (disperdente)	110 l
			Retarding agent (ritardante)	28 l
			Viscosifier spacer (vicosizzante)	120 kg
			Weighting agent (material appesante)	6500 kg
<b>** This includes the two options to go for Class G cement, OR for light formula cement</b>				

*Tabella 14: Quantità Materie Prime e Risorse per di Cementazioni*

Sulla base dei dati riportati nella tabella soprastante, le materie prime pianificate per la perforazione sono riportate nella seguente tabella 15:

Funzione	Quantità per Pozzo	Quantità per i 2 Pozzi in Progetto	Quantità per i 2 Pozzi in Progetto (+25% extra di sicurezza)
Freshwater (Acqua industriale)	155 m <sup>3</sup>	310 m <sup>3</sup>	388 m <sup>3</sup>
Slurry blend Class G cement	109 t	218 t	<b>273 t</b>
Light weight formula cement	36 t	72 t	<b>90 t</b>
Antifoaming agent (antischiuma)	197 l	394 l	<b>493 l</b>
Extender agent 1	67 kg	134 kg	<b>168 kg</b>
Extender agent 2	135 l	270 l	<b>338 l</b>
Weighting agent (material appesante)	11.6 t	23.2 t	<b>29 t</b>
Viscosifier spacer (Viscosizzante)	500 kg	1 t	<b>1.25 t</b>
Antisettling agent (antideposito)	28 kg	56 kg	<b>70 kg</b>
Retarding agent (ritardante)	292 l	584 l	<b>730 l</b>
Gas blockage agent (bloccante gas)	4.9 m <sup>3</sup>	9.8 m <sup>3</sup>	<b>12.25 m<sup>3</sup></b>
Dispersing agent (disperdente)	410 ltr	820 ltr	<b>1.025 m<sup>3</sup></b>

*Tabella 15: Sintesi Quantità Materie Prime e Risorse per di Cementazioni*

### 3.3. Apparecchiature di sicurezza (Blow Out Preventers)

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

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

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

Il Diverter (figura 7a) è un sistema di sicurezza connesso al conductor pipe e consente di intercettare e deviare i fluidi che dovessero fuoriuscire dal pozzo durante la prima fase di perforazione, quando non sono ancora montati gli altri dispositivi di sicurezza (BOP).

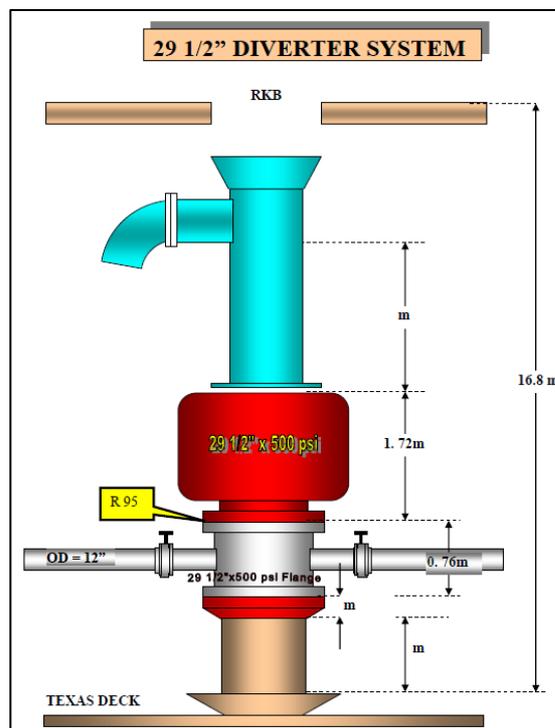


Figura 7a: Diverter

I Blow Out Preventers (BOP) sono i principali dispositivi di sicurezza che vengono installati sulla testa pozzo per la prevenzione ed il controllo di possibili eruzioni (blowout) durante le operazioni di perforazione di un pozzo per idrocarburi. Essi rappresentano la seconda barriera nella prevenzione di fuoriuscite incontrollate e vengono attivati quando si registra l'ingresso in pozzo di fluidi di formazione al fine di attivare in sicurezza le procedure di controllo pozzo (finalizzate all'espulsione controllata dei fluidi entrati in pozzo).

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

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

Nella seguente figura 7b è mostrata in via esemplificativa un BOP che si ritiene possa essere impiegato durante la perforazione.

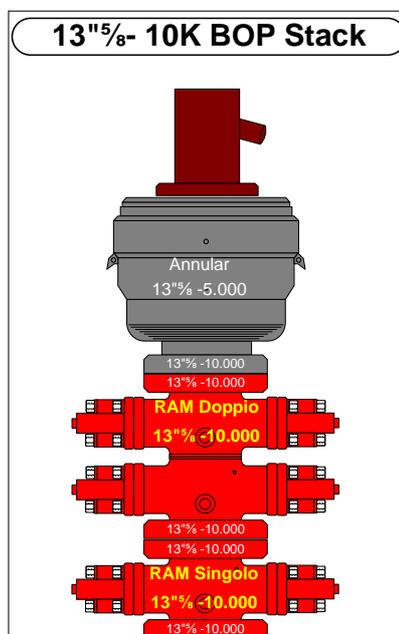


Figura 7b: BOP da 13" 5/8

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

Nello specifico durante la perforazione dei pozzi Teodorico 1 dir e 2 dir, verranno utilizzate le seguenti attrezzature:

- fase da 26" & 16" verrà perforata con il Diverter System 29 1/2" – 500 psi ed una valvola di contro nella batteria di perforazione;
- fasi 12 1/4" e 8 1/2" verranno perforate con l'utilizzo di un BOP Stack 13 5/8" – 5000 psi o 10000 psi completo di ganasce trancianti.

In tabella 16 vengono riportate le caratteristiche dei BOP che verranno utilizzati.

Hole size	Casing	BOP type	Maximum of the anticipated wellhead pressure (neglecting gas hydrostatic head)**	Tubing injection pressure of 4000 psi seen by XT and by production csg in case of tbq bursts	Maximum driving requirement	80% of the casing burst pressure*	Rated wellhead pressure		Rated BOP pressure		BOP Pressure test every 21days	Rated annular preventer pressure		Annular preventer test pressure every 21 days (70% of rated)
			bar	bar	bar	bar	psi	bar	psi	bar	bar	psi	bar	bar
16"	none	Diverter 500psi	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	500	34	34	500	34	24
12 1/4"	13 3/8"	BOP stack 13 5/8"-5000	127	n/a	127	277	5,000	345	5,000	345	127	5,000	345	241
8 1/2"	9 5/8"	BOP stack 13 5/8"-5000	193	276	276	349	5,000	345	5,000	345	276	5,000	345	241



\* Note: 7" liner burst pressure higher than 9 5/8" burst pressure  
 \*\* Given by pore pressure of section TD at surface

Tabella 16 : BOP

### 3.4. Tecniche di prevenzione dei rischi ambientali durante la perforazione

I rischi in fase di perforazione sono per lo più legati alla possibilità di una fuoriuscita incontrollata dei fluidi dal pozzo, ovvero il rilascio di fluidi di perforazione e fluidi di strato (acqua o idrocarburi). Per questo motivo durante la perforazione si prevedono sempre e comunque la contemporanea presenza di almeno due barriere per contrastare la pressione dei fluidi presenti nelle formazioni attraversate. Tali barriere sono: il fluido (fluido di perforazione o brine di completamento) ed i Blow Out Preventers (B.O.P.).

La prevenzione viene fatta sul fluido di perforazione per impedirne l'ingresso in pozzo, e nel caso che ciò si verifichi, ad espellerli in maniera controllata.

### 3.5. Monitoraggio dei parametri di perforazione

Il monitoraggio dei parametri di perforazione (essenziale per il riconoscimento in modo immediato delle anomalie operative), inserito nello stesso impianto, verrà operato tramite sensori dedicati ed è presidiato 24 ore/giorno da personale specializzato.

In particolare, mediante continue analisi del fango, verranno rilevati i parametri geologici inerenti le formazioni attraversate, nonché la tipologia dei fluidi presenti nelle stesse e le relative quantità, con metodi di misurazione estremamente sensibili, sia automatizzati, sia mediante operatore in modo da identificare in maniera sicura ed istantanea la presenza di gas in quantità superiori a quelle attese rilevando eventuali sovrappressioni derivanti da tali fluidi.

In base a tali analisi, la densità del fango potrà essere regolata in maniera opportuna. Verrà inoltre costantemente monitorato il livello delle vasche (sempre al fine di identificare un possibile ingresso di un cuscino di gas).

Tutti i parametri controllati durante la perforazione, verranno registrati dal personale specializzato.

### 3.6. Completamento

Al termine delle operazioni di perforazione, i due pozzi Teodorico 1 dir e 2 dir, verranno completati, spurgati ed allacciati per la produzione.

Nel caso di pozzo sterile o mancato raggiungimento dell'obiettivo si procederà a riprendere il pozzo con la tecnica del "sidetrack" (perforazione utilizzando per la parte superficiale il pozzo esistente).

#### Scopo e tecniche di completamento

Per completamento si intende l'insieme delle operazioni che vengono effettuate sul pozzo a fine perforazione e prima della messa in produzione. Il completamento ha lo scopo di predisporre alla produzione in modo permanente e in condizioni di sicurezza il pozzo perforato.

In generale, principali fattori che determinano il progetto di completamento sono:

- il tipo e le caratteristiche dei fluidi di strato (es. gas, olio leggero, olio pesante, eventuale presenza di idrogeno solforato o anidride carbonica, possibilità di formazione di idrati);
- l'erogazione spontanea od artificiale dei fluidi di strato;
- la capacità produttiva del pozzo (la permeabilità dello strato, la pressione di strato, ecc.);
- il numero e l'estensione verticale dei livelli produttivi;
- l'estensione areale e le caratteristiche dei livelli produttivi (la quantità di idrocarburi in posto e la quantità estraibile);
- la necessità di effettuare operazioni di stimolazione per accrescere la produttività degli strati;
- la durata prevista della vita produttiva del pozzo;
- la possibilità di effettuare lavori di workover.

Il tipo di completamento utilizzato è quello detto "in foro tubato". In questo caso, la zona produttiva viene ricoperta con una colonna ("casing o liner di produzione") avente elevate caratteristiche di tenuta idraulica. Successivamente, nella colonna vengono aperti dei fori per mezzo di apposite cariche esplosive ad effetto perforante. In questo modo gli strati produttivi vengono messi in comunicazione con l'interno della colonna.

Il trasferimento degli idrocarburi dal giacimento in superficie viene effettuato per mezzo di una batteria di tubi di produzione detta "batteria o string di completamento". Questa è composta da una serie di tubi ("tubings") di diametro opportuno a seconda delle esigenze di produzione, e di altre attrezzature che servono a ottimizzare la messa in produzione e garantirne la sicurezza durante la gestione del pozzo.

Nel caso del progetto in esame, caratterizzato dalla presenza di più livelli produttivi, verrà utilizzata una string di completamento "doppia", composta cioè da due batterie di tubings che sono in grado di produrre, in modo indipendente l'una dall'altra, da livelli diversi (Figura 8).

Lungo la string di completamento viene installata una valvola di sicurezza del tipo SCSSV ("Surface Controlled Subsurface Safety Valve") che opera automaticamente la chiusura della string di produzione in caso di possibili emergenze operative (ad es. la rottura della testa pozzo).

Contestualmente alle operazioni di completamento dei pozzi, vengono anche eseguite le operazioni per la discesa del completamento in "Sand Control" utilizzando una delle numerose tecniche disponibili, sia in foro scoperto, sia in foro tubato. Tale tipologia di completamento ha lo scopo di prevenire l'ingresso di sabbia nel pozzo e ridurre o limitare fenomeni di erosione sulle apparecchiature di fondo foro e sulle attrezzature di superficie.

Le tipologie di "Sand Control" da adottare vengono scelte di volta in volta sulla base delle caratteristiche della formazione, distanza dalla tavola d'acqua, numero di livelli produttivi presenti, distanza tra gli stessi, presenza di livelli di argille o strati impermeabili.

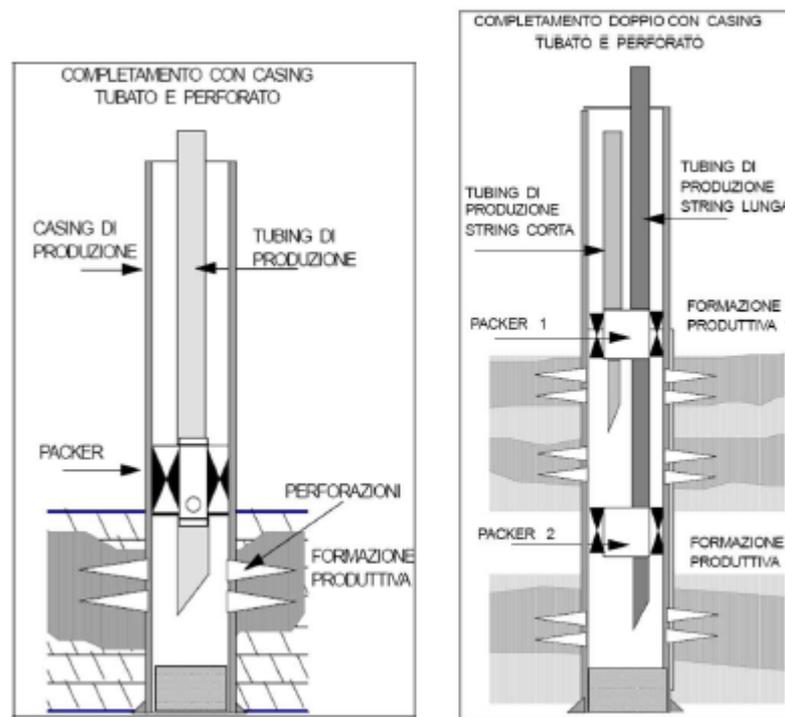


Figura 8: schema semplificato di string di completamento singola e doppia

Di seguito vengono brevemente descritte le principali attrezzature di completamento.

### String di Completamento

- *Tubing*: tubi generalmente di piccolo diametro ma di elevata resistenza alla pressione, vengono avvitati uno sull'altro in successione a seconda della profondità del pozzo, in modo tale da garantire la tenuta metallica per tutta la lunghezza della string.

- *Packer*: attrezzo metallico dotato di guarnizioni di gomma per la tenuta ermetica e di cunei di acciaio per il bloccaggio meccanico contro le pareti della colonna di produzione. Lo scopo dei packer è quello di isolare idraulicamente dal resto della colonna la sezione in comunicazione con le zone produttive, che per ragioni di sicurezza viene mantenuta piena di fluido di completamento. Il numero dei packer nella batteria dipende dal numero dei livelli produttivi del pozzo.
- *Safety Valves*: valvole di sicurezza installate nella batteria di tubing per chiudere automaticamente l'interno del tubing in caso di rottura della testa pozzo, bloccando il flusso di idrocarburi verso la superficie. Per pozzi gas o ad erogazione spontanea in adriatico vengono utilizzate valvole di sicurezza del tipo SCSSV ("Surface Controlled Subsurface Safety Valve"), installate nella batteria di tubing al di sotto del fondo marino. La chiusura della SCSSV può essere sia automatica, nel caso di rottura sulla testa pozzo o di perdita di pressione nella tubing string, sia manuale, tramite un comando inviato attraverso una linea idraulica detta "control line".

Nel caso particolare del progetto in esame, i livelli da mettere in produzione verranno completati "in foro tubato" con tecnologia Sand Control del tipo Inside Casing Gravel Pack. In particolare, i livelli che si prevede di mettere in produzione sono mostrati nella Tabella 17.

La batteria o string di completamento che verrà utilizzata nei pozzi di Teodorico sarà una string "doppia" con le seguenti caratteristiche : tbg 2 3/8", 4.7 lbs/ft, P110 ADMS); essa sarà composta da due batterie di tubings per produrre da livelli diversi in modo indipendente l'una dall'altra.

Le string al fondo saranno dotate di valvole di sicurezza installate per chiudere automaticamente il flusso di gas o liquidi verso la superficie in caso di perdita di pressione nel tubino o di rottura della testa pozzo. La chiusura della valvola di sicurezza può essere sia automatica che manuale ed avviene tramite un comando inviato attraverso una linea idraulica detta "control line".

I livelli verranno separati idraulicamente tra loro in pozzo tramite packer (guarnizioni di gomma per la tenuta ermetica e di cunei di acciaio per il bloccaggio meccanico contro le pareti della colonna di produzione). Tutti i livelli della string lunga e della string corta saranno muniti di un sistema meccanico di controllo degli assorbimenti.

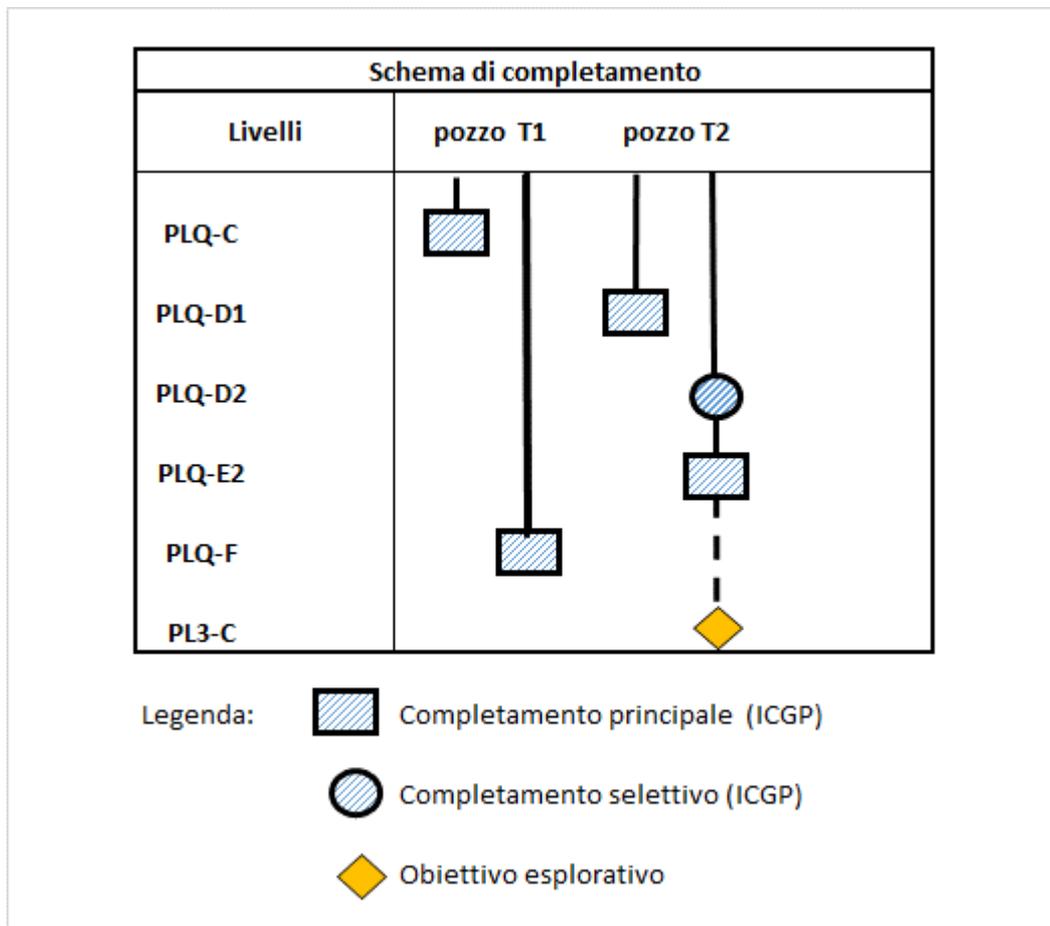


Tabella 17: schema di completamento dei pozzi Teodorico 1 dir e 2 dir.

### Principali attrezzature di completamento a testa pozzo

A testa pozzo, sopra l'aggancio e inflangiatura delle varie colonne di rivestimento del pozzo, vengono inseriti parti meccaniche che servono a sospendere le batterie dei tubings e dotare la testa pozzo di un adeguato numero di valvole di superficie per il controllo della produzione.

Le parti della testa pozzo di completamento sono (Figura 9):

- *Tubing Spool*: è un rocchetto che nella parte inferiore alloggia gli elementi di tenuta della colonna di produzione e nella parte superiore porta la sede per l'alloggio del blocco di ferro con guarnizioni, chiamato "tubing hanger", che sorregge la batteria di completamento;

- *Croce di Erogazione (Christmas Tree)*: è così definita l'insieme delle valvole (sia manuali che idrauliche comandate a distanza) per intercettare e controllare il flusso di erogazione in superficie e garantire che gli interventi di pozzo si svolgano in sicurezza (ad es. apertura e chiusura della colonna di produzione per l'introduzione di nuove sezioni nella batteria di completamento o altre operazioni che sono indispensabili durante la vita produttiva del giacimento).

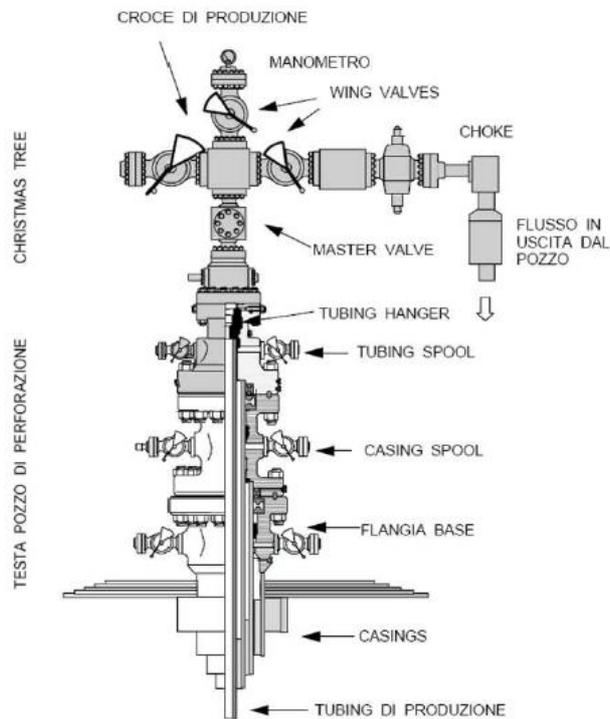


Figura 9: Schema semplificato di un completamento a Testa Pozzo.

## 4. DESCRIZIONE DELLE STRUTTURE E DEGLI IMPIANTI

Lo scenario di sviluppo della Concessione di Coltivazione di Idrocarburi "d. 40 A.C.-PY" prevede l'installazione di una piattaforma di coltivazione, denominata Teodorico e la posa di condotte sottomarine (diametro 10" + 3") di collegamento alla piattaforma esistente eni di Naomi-Pandora e da lì inviato a terra per la successiva fase di commercializzazione.

### 4.1. Criteri di Localizzazione della Piattaforma

Il giacimento "Teodorico" è ubicato nell'Adriatico Centro-Settentrionale a circa 50 km a Nord Est di Ravenna, su un fondale di circa 32 metri di profondità.

Il perimetro dell'area oggetto dell'istanza di Concessione ricade all'interno di un'area in passato già oggetto della Concessione di Coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi convenzionalmente denominata "A.C33.AG", conferita alla società eni S.p.a. con decreto del Ministero del 16/11/2000 e comprendente anche il giacimento di "Naomi-Pandora".

Nel 2004 l'operatore eni ottenne da parte di UNMIG il benestare al rilascio volontario dell'area della scoperta di Irma – Carola, dichiarando la "non economicità" del progetto di sviluppo del giacimento.

Approfonditi studi tecnico-economici recentemente eseguiti dalla società Po Valley Operations Pty Ltd (di seguito Po Valley), ad oggi titolare del Permesso di Ricerca A.R 94.PY, confermano che le riserve di gas da esso coltivabili giustificano, oggi, un progetto di coltivazione tecnicamente valido ed economicamente remunerativo.

La prevista collocazione della piattaforma Teodorico (all'interno dell'omonima Concessione di Coltivazione "d 40 A.C.-PY") e il tracciato delle sealine sono localizzati al di fuori delle acque territoriali italiane (linea delle 12 miglia) e interni al perimetro in un'area identificata come "zona marina aperta alla ricerca e coltivazione di idrocarburi" (Zona A) come definite dal Decreto del MISE del 9 Agosto 2013.

L'ubicazione della piattaforma Teodorico è stata scelta tenendo conto, oltre che di studi pregressi sui principali parametri del terreno nell'area circostante e dei risultati di uno studio meteo marino appositamente condotto, dei vincoli di distanza da aree protette stabiliti dalla normativa.

## 4.2. Descrizione della piattaforma di produzione Teodorico

Nel presente capitolo sono descritte le principali caratteristiche tecniche della piattaforma Teodorico.

Nella sottostante figura 10 si riporta una rappresentazione tridimensionale della piattaforma Teodorico in condizioni di normale operazione.

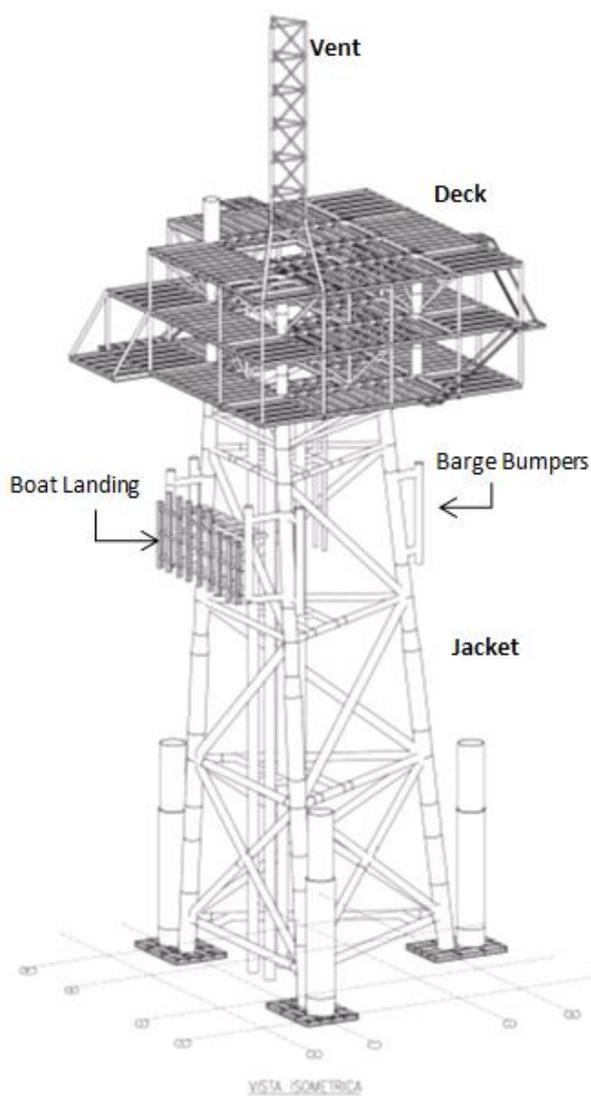


Figura 10: Modello 3D della Piattaforma Teodorico

La sottostruttura è costituita da un traliccio tubolare tronco trapezoidale a tre gambe (detto Jacket), installato mediante sollevamento, dimensionato per sopportare i carichi provenienti dalla sovrastruttura (detta Deck) e i carichi ambientali (onda, corrente e vento) del sito.

Le analisi strutturali sono state eseguite in accordo alla norma API RP 2A (WSD) Edizione 21, mediante l'utilizzo del software commerciale SACS 5.5 V8i (Structural Analysis Computer System).

La piattaforma sarà orientata tenendo in considerazione le condizioni di vento prevalente così come suggerito nella UNI ISO 13702, "Industria del Petrolio e del Gas Naturale, Controllo e Attenuazione degli Incendi e delle Esplosioni nelle Installazioni di Produzione in Mare Aperto".

L'orientamento della piattaforma offshore è stato valutato tenendo in considerazione gli scenari che potrebbero verificarsi durante la vita operativa con riferimento a:

- sicurezza del personale a bordo;
- operazioni durante la vita utile della piattaforma;
- ottimizzazione progettuale di sovrastruttura;
- riser e sealine.

A valle delle considerazioni sopra elencate si è scelto di orientare la piattaforma in modo da garantire la maggiore inerzia nella direzione dell'onda prevalente, ovvero 90° rispetto al Nord geografico.

L'elevazione minima della sovrastruttura è stata definita in funzione del massimo livello del mare rispetto alle condizioni di minima marea (LAT – Lowest Astronomical Tide), pari a 11.49 m.

La sovrastruttura è stata posizionata in modo che l'elevazione media del piano più basso sia a circa 12.5 m dalla superficie marina garantendo un'altezza libera di circa 12.3m.

L'elevazione minima della sovrastruttura da considerare nelle analisi strutturali sarà pari a 11.50 m LAT; tale valore è stato valutato sulla base:

- dell'altezza dell'onda massima nelle condizioni di tempesta (ovvero con periodo di ritorno di 100 anni);

- dell'innalzamento del mare prodotto dalla marea astronomica ("Astronomical Tide) e dai fenomeni meteorologici ("Storm Surge");
- della sopraelevazione tra il più basso dei ponti della sovrastruttura e i valori delle precedenti voci ("Air Gap"). Secondo la norma API RP 2A tale valore è pari a 1.5 metri.

I materiali che verranno utilizzati per i vari componenti strutturali sono elencati nella tabella 18 seguente.

Componenti strutturali	Ø o H [mm]	Spessore t [mm]	Tipo di acciaio
Tronchetti di nodo	Ø > 609.6	t < 25	EN 10025 S355 J0+N
		25 ≤ t ≤ 50	EN 10025 S355 K2+N Z
		t > 50	EN 10025 S355 G8+N Z
	Ø < 609.6	t < 25	API 5L X52 N0 PSL2
		25 ≤ t ≤ 50	EN 10025 S355 K2+N Z
Tubi gambe, pali di fondazione, diagonali, aste di piano	Ø > 609.6	t < 25	EN 10025 S355 J0+N
		25 ≤ t ≤ 50	EN 10025 S355 K2+N
		t > 50	EN 10025 S355 G8+N
	Ø < 609.6	t < 25	API 5L X52 N0 PSL2
		25 ≤ t ≤ 50	EN 10025 S355 K2+N
Piastre principali golfari		t < 25	EN 10025 S355 J0+N
		25 ≤ t ≤ 50	EN 10025 S355 K2+N Z
		t > 50	EN 10025 S355 G8+N Z
Profilati a caldo	H ≥ 240	TUTTI	EN 10025 S355 J0
	H < 240	TUTTI	EN 10025 S275 JR
Mud mats			EN 10025 S355 J0 API 5L X52 N0 PSL2
Attracchi e parabordi			EN 10025 S275/S355 J0 API 5L X52 N0 PSL2
Tubi guida			API 5L X52 N0 PSL2
Lamiere bugnate, lamiere piane, grigliati			EN 10025 S235 JR

Tabella 18: Piattaforma Teodorico: Materiali utilizzati per i vari componenti strutturali

La piattaforma Teodorico sarà collegata alla piattaforma Naomi-Pandora (operata da eni S.p.A.) attraverso 2 condotte sottomarine di lunghezza di circa 12 km;

- una da 10" per il trasporto del gas estratto dal giacimento alla piattaforma eni da cui verrà inviato a terra attraverso la sealine esistente di Naomi-Pandora (collegata alla Centrale di Casalborgorsetti);
- una da 3" per il trasporto del glicole dalla piattaforma eni alla Piattaforma Teodorico per le esigenze di processo (inibizione formazione idrati).

In fase di coltivazione, la piattaforma Teodorico non sarà presidiata (sarà presente solo un rifugio temporaneo per almeno 4 persone) e non disporrà di helideck. Il personale sarà presente in piattaforma esclusivamente per la normale attività di manutenzione, un mezzo navale sarà ormeggiato alla piattaforma durante tutta la permanenza del personale a bordo.

#### **4.2.1. Jacket**

Il Jacket (figura 11) ha 4 telai orizzontali alle elevazioni +6.0 m -5.5 m, -17.5 m, -29.5 m. Le dimensioni del triangolo di base, ad el. -29.5 m, sono circa 16.0 m x 17.0 m, mentre all'interfaccia con il Deck, ad el. + 8.5, le dimensioni sono 10.25 m x 11.20 m. All'interno del Jacket saranno installati 4 tubi guida (Conductor Pipe) da 30" con spessore 25.4 mm; una volta installati, mediante infissione con battipalo, all'interno dei CP saranno perforati i pozzi.

Inoltre saranno installati No. 2 sump caisson 14": i sump caisson (o sea sump) e No. 2 riser 10"+3": i "riser" (risalite) conetteranno le sealine (posate sul fondale) per il gas e il glicole alla piattaforma.

La sottostruttura sarà fissata al fondo mare mediante l'utilizzo di pali battuti da 72" (1,828 m) o da 54" (1,372 m) con spessore costante di 40 mm e connessi alla struttura tramite "sleeves". La scelta finale del diametro del palo di fondazione (54" o 72") sarà effettuata in fase di ingegneria di dettaglio a valle dell'iter autorizzativo con specifiche campagne nel sito di installazione.

La connessione tra gli "sleeves" e i pali di fondazione sarà realizzata con iniezione di malta cementizia. I pali saranno battuti con battipalo per uso sottomarino e infissi fino ad una profondità di 60 m sotto il fondo mare.

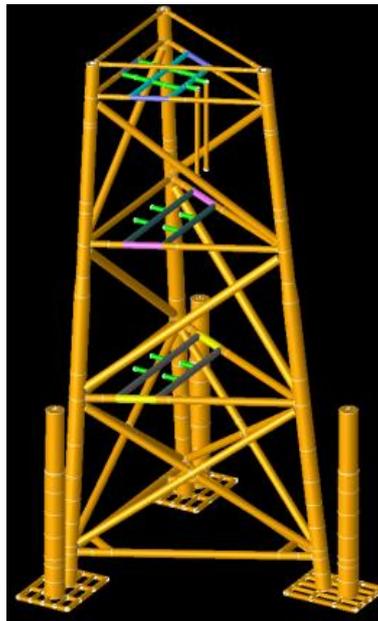


Figura 11: Jacket

I pali sono prefabbricati in unico pezzo e sono trasportati da un'area di stoccaggio a individuata nel Porto di Ravenna al sito di installazione su un'apposita bettolina.

I pali di fondazione della piattaforma vengono installati, battuti e cementati al termine del posizionamento della sottostruttura sul fondale.

I pali vengono battuti in appositi alloggiamenti tubolari (sleeves) solidali alle gambe della sottostruttura ed infissi sino alla profondità prevista per garantire la capacità portante delle fondazioni di progetto.

#### 4.2.2. Deck

Il Deck (Figura 12) è di tipo integrato con tutte le attrezzature installate on-shore ed è composto da 3 livelli ad el. +12.5 m, 17.0 m e +21.5 m LAT, di dimensioni 21 m x 22 m ciascuno.

Due corpi scale principali, situati sui lati Nord e Sud/Est della sovrastruttura, conetteranno le tre elevazioni. Sarà prevista una scala di collegamento tra l'imbarcadero e il modulo di transizione e dal modulo di transizione al livello della sovrastruttura ad el. +12.5 m LAT.

Sul livello del Deck ad el. +21.5 m LAT sarà installata una gru utilizzata per la movimentazione delle attrezzature e del materiale di approvvigionamento proveniente dai mezzi di supporto navale.

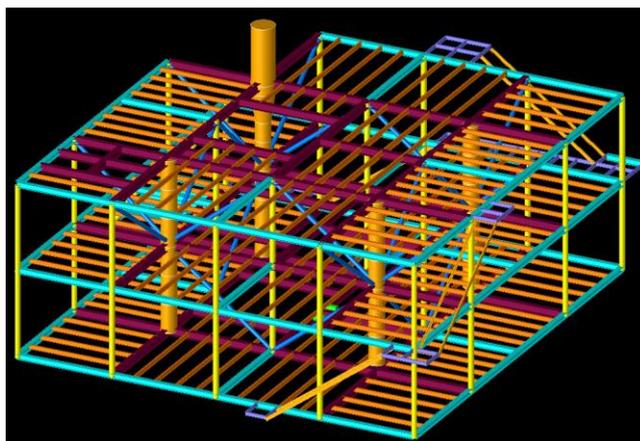


Figura 12: Deck

Come la sottostruttura, anche la sovrastruttura della piattaforma sarà interamente prefabbricata a terra e successivamente trasportata completa di tutti gli impianti al sito di posa, al fine di ridurre al massimo le operazioni di installazione a mare.

#### 4.2.3. *Descrizione degli Impianti di Processo*

##### **Separazione Gas**

Il gas prodotto sarà separato dall'acqua in separatori di produzione, uno per ciascuna delle stringhe, quindi raccolto in un collettore di alta pressione, misurato ed esportato tramite una condotta Gas sottomarina posata sul fondale marino, dal diametro di 10", che conetteranno la piattaforma Teodorico alla piattaforma esistente eni di Naomi-Pandora.

Il progetto non prevede l'ubicazione dell'unità di disidratazione gas a bordo della piattaforma Teodorico.

La capacità produttiva della piattaforma è pari a 350,000 Sm<sup>3</sup>/g di gas (portata massima di gas di progetto).

La separazione del gas proveniente dai pozzi dall'eventuale presenza di acqua o solidi in sospensione avverrà attraverso un sistema di separatori verticali (Unità 0200). Sarà prevista l'installazione di un separatore per ciascuna stringa; in totale il sistema includerà 6 separatori verticali:

- 1 separatore per ciascuna stringa ad alta pressione;
- 1 separatore per ciascuna stringa a bassa pressione;

Il flusso di gas proveniente dalle stringhe di alta e di bassa pressione sarà convogliato rispettivamente verso il corrispondente separatore attraverso la corretta gestione di valvole.

Il liquido separato sarà inviato ad un separatore acqua di produzione, collegato al vent freddo di bassa pressione, in cui avverrà la prima separazione dell'eventuale gas disciolto e permetterà l'accumulo dell'acqua estratta prima dell'invio al sistema di trattamento di bordo. Sarà comunque previsto un serbatoio di raccolta delle acqua provenienti dal sistema di trattamento acque di strato (da utilizzare in caso di valori fuori specifica o in manutenzione), con volume di 25 m<sup>3</sup>, in grado di assicurare un'autonomia di almeno 24 ore. L'estrazione del liquido dai separatori avverrà per mezzo di un sistema di valvole on/off comandato da livellostati.

I separatori saranno dimensionati per poter elaborare la massima portata prevista dagli scenari di produzione. Essi saranno inoltre provvisti di valvole di sicurezza dimensionate per le condizioni previste dalle normative applicabili.

Il manifold di produzione permetterà il trasferimento della portata di gas proveniente dalle stringhe di produzione.

E' prevista l'immissione di Glicole Dietilenico (DEG) (Unità 0150), approvvigionato dalla esistente piattaforma Naomi Pandora (eni) tramite sealine di collegamento, in particolari punti dell'impianto, per prevenire la formazione di idrati nelle linee di trasporto del gas.

Sarà previsto un serbatoio di stoccaggio DEG in grado di permettere un'autonomia di circa 10 -15 giorni di funzionamento.

La produzione di gas naturale sarà misurata attraverso un Sistema di Misurazione Fiscale (Unità 0550).

## Produzione di Energia Elettrica (Unità 0450)

Il Sistema di Generazione Elettrica (Unità 0450) sarà costituito da No.2 motori alimentati a gas (di cui uno di riserva) che fornirà energia a tutte le utenze elettriche della piattaforma nelle normali condizioni di funzionamento.

Il gas per alimentare i generatori sarà fornito dal Sistema Gas Combustibile della piattaforma che preleverà il gas dal collettore di produzione.

Lo skid di generazione sarà ubicato in una sala tecnica dedicata resa non pericolosa attraverso ventilazione forzata di aria fresca in leggera sovrappressione.

Ogni set di generatori sarà dotato di un pannello di controllo locale (LCP) e di dispositivi per il monitoraggio del motore primo e del generatore.

Il pannello di controllo locale sarà interfacciato al sistema di controllo elettrico (ECS) tramite collegamento seriale ridondato.

Il sistema sarà dotato di dispositivo in grado di gestire la sincronizzazione, il trasferimento di carico tra un set di generazione in funzione ed uno in stand-by oppure di gestire il funzionamento in parallelo (se necessario).

La stima delle emissioni complessive annue dai motori dei gruppi generatori sono riportate nella seguente Tabella 19, unitamente alle caratteristiche degli stessi.

Parametro	UdM	MOTORE GAS (2x)
Portata Normalizzata Secca al 5% O <sub>2</sub>	Nm <sup>3</sup> /h	1,450 <sup>(1)</sup> <sup>(2)</sup>
T dei Fumi	°C	511
Diametro interno del Camino	pollici	8"
Sezione del Camino	m <sup>2</sup>	0.03
Altezza Punto di Emissione	m slm	19

*Tabella 19: caratteristiche dei gruppi generatori e stima delle emissioni annue*

I due generatori non funzionano contemporaneamente, in quanto uno è di riserva all'altro.

La portata è stimata in maniera conservativa, su base secca, considerando il funzionamento a pieno carico del generatore.

## Trattamento Acqua di Produzione

Il sistema sarà alimentato dalle acque di produzione separate nell'Unità 0200 – "Sistema di separazione gas/acqua"; l'alimentazione sarà discontinua e gestita dalle valvole di controllo del livello dei separatori.

Il sistema sarà in grado di trattare l'acqua di produzione per ottenere un effluente allo scarico i cui parametri siano in accordo a quanto previsto dalle normative vigenti per lo scarico in mare.

Il sistema comprenderà un separatore che consentirà la separazione sia di idrocarburi leggeri, scaricati in atmosfera tramite il sistema di vent a bassa pressione, che delle particelle solide eventualmente sospese, e garantirà un hold-up minimo che permetterà di gestire le variazioni di portata.

Il trattamento dell'acqua avverrà tramite:

- due pompe per il trasferimento dell'acqua dal separatore al sistema di filtrazione ( 2x 100%);
- due filtri (in configurazione 2 x 100%) capaci di rimuovere i solidi presenti con granulometria maggiore di 20  $\mu\text{m}$  e con un efficienza del 99%;
- due filtri a carboni attivi, anch'essi in configurazione 2 x 100%, per la separazione degli idrocarburi presenti.

L'acqua in uscita dall'impianto di trattamento sarà scaricata in mare.

L'impianto è dotato di un serbatoio con capacità pari a circa 25 m<sup>3</sup>, destinato alla raccolta dell'acqua in uscita dall'unità di trattamento nel caso in cui non rientri nei limiti di legge richiesti per lo scarico in mare; in tal caso l'acqua contenuta nel serbatoio verrà trasferita periodicamente a terra tramite bettolina per il suo successivo smaltimento presso impianto autorizzato.

La capacità massima del sistema di trattamento sarà di 25 m<sup>3</sup>/g di acqua di produzione.

Gli effluenti oleosi derivanti dal sistema saranno inviati al Sistema di Drenaggi per il loro successivo smaltimento a terra presso impianto autorizzato.

## **Sistema di Depressurizzazione di Emergenza**

Il Sistema di Depressurizzazione di Emergenza sarà costituito da due vent (alta e bassa pressione) dimensionati per garantire l'operazione di depressurizzazione di emergenza e preservare l'integrità meccanica delle apparecchiature dovuta a fenomeni di sovrappressione.

Entrambi i vent saranno del tipo "freddo" e di tipo antidetonante, ossia in grado di resistere all'aumento di pressione a seguito di un'eventuale detonazione all'interno dei circuiti di depressurizzazione, in accordo allo standard API 521.

I vent consentiranno di raccogliere e disperdere in atmosfera i gas provenienti dalle valvole di emergenza (PSV) e dalle linee di depressurizzazione dell'impianto rispettivamente per le apparecchiature ad alta pressione e per quelle a bassa pressione.

Entrambi i vent disporranno di un sistema di rivelazione di fiamma.

Il vent di bassa pressione sarà completo di un sistema di spegnimento a CO<sub>2</sub> di tipo automatico idoneo a proteggere da possibili accensioni accidentali del gas durante il rilascio.

Tutti i collettori di scarico saranno completi di rompifiamma.

Le dimensioni e le lunghezze dei vent sono tali da non permettere concentrazioni pericolose di gas infiammabile ed evitare che elevati livelli di radiazione termica raggiungano la piattaforma in caso di accensione accidentale.

## **Sistema Gas di Alimentazione**

Il sistema di alimentazione gas sarà in grado di garantire la richiesta di combustibile proveniente dalle seguenti utenze di piattaforma:

- sistema di generazione elettrica principale (Unità 0450);
- fiamma pilota sistema combustione spurghi (combustione dei fluidi provenienti dai pozzi durante le fasi di avviamento e/o durante le operazioni di workover).

Il gas sarà prelevato dal collettore principale di esportazione gas e trattato per assicurare le caratteristiche di qualità richieste dalle utenze.

In particolare il gas verrà inizialmente inviato in un filtro per rimuovere eventuali contenuti di acqua e/o solidi e successivamente riscaldato, mediante un riscaldatore elettrico a bagno d'olio prima di essere regolato attraverso una valvola di controllo automatica per adeguare la pressione alle richieste delle utenze.

### **Sistema Drenaggi Chiusi e Aperti**

Il sistema consentirà la raccolta e l'evacuazione dei seguenti drenaggi chiusi e aperti:

- drenaggi chiusi:
  - drenaggi oleosi provenienti da apparecchiature di processo,
  - drenaggi oleosi provenienti dal sistema di alimentazione diesel e dal sistema oleodinamico,
  - drenaggi dai sistemi di iniezione inibitori di formazione idrati;
  - acque di strato fuori specifica a valle del sistema di trattamento.
- drenaggi aperti:
  - acque meteoriche provenienti dalle vasche di contenimento,
  - acque meteoriche provenienti dai pozzetti di raccolta di piattaforma.

Il sistema sarà dotato di un serbatoio diviso in due sezioni per la raccolta dei drenaggi chiusi e aperti con una capacità di 10 m<sup>3</sup>.

Non è previsto alcun trattamento dei fluidi raccolti per cui gli stessi saranno trasferiti periodicamente a terra attraverso una bettolina per essere smaltiti a terra in impianto autorizzato in accordo alla normativa vigente.

Le acque meteoriche di seconda pioggia, non contaminate, potranno essere scaricate in mare senza alcun trattamento intermedio.

### **Sistema Antincendio**

La protezione delle aree di piattaforma sarà garantita da estintori a polvere portatili e carrellati dislocati lungo le vie di fuga della piattaforma e un sistema di gas inerte (CO<sub>2</sub>) a protezione dei locali di generazione elettrica principale, di emergenza e delle sale tecniche elettrica ed elettrostrumentale.

Un sistema di estinzione mediante gas inerte INERGEN o equivalente sarà previsto a protezione della sala controllo locale.

### **Sistema Trappole di Lancio/Ricezione (PIG)**

Il sistema trappole di lancio e ricezione pig includerà una trappola pig orizzontale da installarsi sulla piattaforma Teodorico adatta al lancio di pig per la pulizia e il controllo del gasdotto sottomarino.

La trappola avrà dimensioni 10" x 12" e sarà dotata di un sistema meccanico di blocco dell'apertura di inserimento pig e di una PSV e di un sistema di segnalazione passaggio pig.

### **Sistema di Telecomunicazione (TLC)**

Il sistema di telecomunicazioni sarà composto da:

- ponte radio dedicato alla trasmissione dati da/alla centrale di controllo a terra e alla piattaforma esistente Naomi Pandora (eni);
- modulo di integrazione con i sistemi RTU/ESD/F&G;
- sistema radio VFH marino;
- sistema Public Address/General Alarm (PAGA).

La strumentazione elettronica in campo dovrà essere limitata alle misure/allarmi da trasmettere alla centrale di controllo a terra e alla Piattaforma Naomi-Pandora.

### **Sistema Produzione di Aria Compressa**

Il sistema aria compressa sarà in grado di fornire aria strumenti e servizi a tutte le utenze di piattaforma:

- pompe di iniezione inibitori idrati;
- valvole pneumatiche;
- pannello di controllo teste di pozzo (WHCP);
- strumenti in campo.
- Il sistema consisterà nei seguenti elementi:

- due compressori aria (2 x100%);
- due essiccatori aria (2 x 100%);
- un filtro aria;
- un serbatoio di accumulo aria strumenti;
- un serbatoio di accumulo aria servizi.

I serbatoi aria saranno completi di valvola di sicurezza in caso di incendio o sovrappressione.

### **Sistema di Controllo RTU**

Il sistema Remote Terminal Unit (RTU) gestirà i segnali di controllo del processo, i segnali di emergenza e i dispositivi di rivelazione antincendio.

Il sistema dovrà consentire agli operatori la gestione del processo di produzione e dei segnali di Emergency Shut Down System (ESD) e Fire and Gas System (F&G) dalla sala di controllo a terra.

La connessione tra la piattaforma Teodorico, la sala controllo a terra e la piattaforma Naomi Pandora sarà assicurata da un sistema di apparecchiature radio ridondato e connesso all'RTU mediante connessione seriale.

### **Sistema PCS/ESD (WHCP) e Sistema F&G**

Il Sistema di Controllo del Processo (PCS) gestirà e monitorerà le apparecchiature della piattaforma.

I seguenti sistemi saranno interfacciati con il sistema di PCS:

- i sistemi ESD/F&G (connessi attraverso un collegamento seriale ridondato);
- il pannello di misura delle portate di produzione;
- i seguenti segnali provenienti dal pannello di controllo teste pozzo (WHCP):
  - comando di chiusura apertura wing valve,
  - pressione del circuito idraulico di controllo.

I sistemi di sicurezza (ESD/F&G) monitoreranno i parametri di funzionamento della piattaforma e in caso di malfunzionamento attiveranno automaticamente tutte le azioni previste in modo tale che la piattaforma e i sistemi installati siano in condizione di sicurezza.

L'attivazione manuale dei sistemi di sicurezza sarà possibile sia dalla piattaforma stessa sia dalla sala controllo a terra.

Saranno previsti quattro livelli di emergenza:

- fermata Completa / Abbandono della piattaforma (ASD) – attivato manualmente dalla piattaforma Teodorico o dalla sala di controllo a terra (fermata impianti di processo e chiusura valvole di fondo pozzo);
- fermata di emergenza per fuga di gas / rivelazione incendio ESD2– attivato manualmente o automaticamente dal sistema F&G per rivelazione confermata di gas o fuoco (fermata produzione e attivazione automatica impianti di spegnimento ove previsti, attivazione automatica della procedura di depressurizzazione);
- fermata del processo (PSD) – attivato manualmente o automaticamente dal sistema ESD per parametri di funzionamento anomali (fermata produzione);
- fermata sistema locale (LSD) attivata da pulsanti locali sulle macchine ove previsto.

Il sistema di rivelazione F&G e il sistema antincendio dovranno essere in grado di rilevare e adottare automaticamente tutte le azioni necessarie ad assicurare un'adeguata protezione contro il fuoco o la presenza di gas infiammabili.

Sistemi di estinzione automatici tramite CO2 saranno previsti per la sala generatori principali e di emergenza e il vent di depressurizzazione freddo a di bassa pressione.

Il pannello di controllo delle teste di pozzo svolgerà la funzione di gestione delle valvole di sicurezza in superficie (master e wing) e sottomarine (SSSV) assicurando la corretta sequenza di chiusura/apertura dei pozzi.

Le valvole master e wing saranno attuate pneumaticamente, mentre le SSSV saranno essere attuate idraulicamente. L'energia idraulica per l'azionamento delle SSSV sarà fornita da due pompe elettriche più una pompa manuale di emergenza. Il pannello di controllo sarà equipaggiato con un pulsante di emergenza che permetta la fermata della piattaforma e un pulsante per la fermata del processo.

## **Sistema di Combustione Spurghi**

Il sistema sarà dimensionato per la combustione dei fluidi provenienti dai pozzi durante le fasi di avviamento e/o durante le operazioni di workover.

La taglia, la posizione e la lunghezza della flare sono state definite in modo da non superare il massimo valore di radiazione termica previsto dagli standard API nel punto più vicino di accesso del personale o sulle apparecchiature.

La flare sarà installata in relazione alla direzione predominante dei venti.

Le seguenti apparecchiature comporranno il sistema:

- un camino orizzontale;
- un sistema di combustione spurghi completo di pannello di controllo accensione;
- un serbatoio di separazione liquidi.

L'utilizzo della flare non è previsto nelle normali condizioni di funzionamento.

## **Sistema HVAC**

Sarà prevista l'installazione di un sistema di condizionamento dell'aria, in grado di garantire le condizioni termoigrometriche fissate nei seguenti locali:

- sala controllo locale, che svolgerà anche la funzione di rifugio temporaneo per almeno 4 persone,
- sala quadri elettrici;
- sala pannelli di strumentazione e controllo.

Saranno previsti dei sistemi di ventilazione forzata per i cabinati dei generatori elettrici principali e di emergenza oltre che per il locale batterie.

## **Sistema di Ausilio alla Navigazione**

Il sistema sarà installato sulla piattaforma a scopo di segnalazione navale e aerea. L'unità consisterà principalmente in:

- pannello di distribuzione;

- set batterie;
- carica batterie;
- JB cut-off set batterie;
- luci di segnalazione principali;
- fotocellule;
- tromba per segnalazione nebbia;
- misuratore di visibilità;
- luci di segnalazione ostacolo.

Il sistema sarà monitorato e controllato da remoto attraverso un collegamento seriale doppio ridondato interconnesso con il sistema RTU e connesso via cavo al sistema ESD.

### **Sistema Idraulico**

Un unità di potenza idraulica sarà dimensionata per assicurare la pressione richiesta dal sistema idraulico di controllo delle valvole SSSV installate su ogni stringa di produzione. Tale unità sarà installata nel pannello di controllo teste pozzo (WHCP) e comprenderà:

- serbatoio di riserva del fluido;
- pompe;
- filtri;
- circuiti idraulici e strumentazione.

### **UPS**

Sulla piattaforma sarà presente un sistema di alimentazione UPS per i carichi vitali in accordo alla norma UNI EN ISO 13702. In particolare il sistema sarà in grado di garantire il funzionamento continuo dei sistemi riportati di seguito:

- Rivelazione fuoco e gas e sistema d'allarme      180 min
- ESD e depressurizzazione                                      30 min

- Monitoraggio e controllo di processo 45 min
- Sistemi di comunicazione di bordo 180 min
- Sistemi di comunicazione SOLAS 24 hr
- Illuminazione di emergenza 90 min

Tra le utenze alimentate dal sistema sarà compreso anche il sistema di ausilio alla navigazione (unità 0720).

Il sistema sarà dimensionato per alimentare i carichi vitali della piattaforma sia in corrente alternata sia in corrente continua.

Ogni sottosistema del sistema UPS (raddrizzatori, carica batterie, inverter, convertitori DC/DC) sarà ridondato al 100%

Anche il pacco batterie sarà ridondato al 100% ma sarà possibile il funzionamento in parallelo configurabile attraverso un selettore manuale sotto carico.

### **Unità di Sollevamento**

La piattaforma sarà equipaggiata con una gru diesel a comando idraulico da 15 t- 8 m e 5 t – 12 m.

### **4.3. Condotte Sottomarine**

La nuova piattaforma Teodorico sarà connessa alla piattaforma Naomi Pandora, lungo un percorso di 12 km che non presenta difficoltà esecutive a profondità limitata (circa 31-35 m) pressochè costante tramite:

- una tubazione sottomarina da 10" per il trasferimento del gas da Teodorico a Naomi-Pandora;
- una tubazione sottomarina da 3" per il trasferimento del glicole da Naomi-Pandora a Teodorico.

In considerazione dell'assenza di vincoli lungo la rotta e di una profondità sostanzialmente costante (compresa fra -31 e -35 m), si è optato per un tracciato rettilineo tra le due piattaforme.

Le due condotte non saranno interrato e saranno collegate tra loro (configurazione piggy-back) in fase di varo e quindi posate contemporaneamente mediante l'ausilio di una Laybarge.

Due riser collegheranno le condotte al topside della nuova piattaforma per mezzo di clampe metalliche opportunamente dimensionate e spaziate in modo da evitare eventuali problemi legati al distacco vortici per effetto di onde e corrente.

Per protezione da fenomeni corrosivi sarà previsto un rivestimento in poliuretano per i risers, in particolare in corrispondenza della splash zone. Il rivestimento considerato ha anche funzione di isolante termico per ottemperare alle esigenze di processo definite dai calcoli idraulici preliminari.

#### **4.4. Interventi sulla Piattaforma Naomi-Pandora (Eni S.p.A.)**

Al fine di assicurare il ricevimento del gas proveniente dalla piattaforma Teodorico saranno necessarie alcune modifiche non sostanziali, che verranno progettate ed eseguite in accordo con eni sulla piattaforma esistente Naomi-Pandora .

Al fine di assicurare il ricevimento del gas proveniente dalla piattaforma Teodorico in progetto, saranno necessarie alcune modifiche tecniche. Si tratterà di interventi impiantistici relativi all'installazione di una trappola di ricevimento del gas, valvole e strumentazione, un riser per la risalita del gas proveniente dalla Piattaforma Teodorico (assicurato al jacket della Piattaforma eni).

Po Valley ha già intrapreso contatti con eni al fine di verificare le modalità di interconnessione tra le 2 piattaforme e definire la configurazione di futura gestione tra le parti.

Le due Società hanno quindi iniziato le trattative per un accordo preliminare che sarà definito formalmente in dettaglio a valle della procedura di VIA e in funzione degli esiti della stessa. Attualmente sono in corso contatti con eni per ottimizzare tutti gli aspetti (tecnico/commerciali) relativi al collegamento tra le piattaforme Teodorico e Naomi-Pandora.

## 5. DESCRIZIONE DELLE OPERAZIONI DI INSTALLAZIONE DELLA PIATTAFORMA E DELLA CONDOTTA

### 5.1. Installazione della Piattaforma Teodorico

Il progetto di sviluppo della Concessione di Coltivazione di Idrocarburi "d. 40 A.C.-PY" prevede la realizzazione di una nuova piattaforma, denominata Teodorico che sarà posizionata a una profondità d'acqua di circa 32 m e sarà composta da una sottostruttura (Jacket), costituita da un traliccio tubolare tronco trapezoidale a tre gambe (Jacket), dimensionato per sopportare i carichi provenienti dalla sovrastruttura (Deck) di tipo integrato che contiene gli impianti di produzione, ottimizzata allo scopo di ridurre il numero di apparecchiature presenti e i consumi energetici globali.

La piattaforma non sarà normalmente presidiata in quanto sarà telecontrollata. Pertanto, sul Deck non sarà predisposto né il modulo alloggi né l'eliporto. Il personale sarà presente in piattaforma solo per la normale attività di manutenzione. L'accesso alla piattaforma avviene per mezzo di un imbarcadere fisso posizionato sul lato ovest.

Durante le varie fasi di installazione, in conformità all'art. 28 del DPR 886/79, è stabilita una zona di sicurezza attorno alle piattaforme, la cui estensione è fissata da un'ordinanza della Capitaneria di Porto competente. In tale zona sono vietate le operazioni di ancoraggio e la pesca di profondità.

### 5.2. Posa della Sottostruttura

La sequenza tipica di installazione di un jacket delle dimensioni di Teodorico prevede:

- la messa in galleggiamento del jacket;
- la verticalizzazione in acqua;
- il 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. Nel caso della Piattaforma Teodorico il Jacket sarà installato tramite sollevamento .

Le procedure generali di installazione del Jacket tramite sollevamento vedono il trasporto del Jacket dal cantiere di costruzione al sito di installazione su un pontone da trasporto di adeguata capacità.

Una volta raggiunto il sito di installazione, la bettolina viene ormeggiata alla murata o alla poppa di una crane barge (o Heavy Lifting Vessel-"HLV") precedentemente posizionata 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.

La sequenza tipica 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;
- sollevamento del gancio della gru fino a quando la distanza minima dal pontone è di circa 2-3 m;
- disormeggio dal pontone e spostamento dello stesso dalla zona di installazione;
- abbassamento del gancio della gru e conseguente calo del jacket in acqua fino a quando la tensione nelle braghe si annulla e il jacket rimane in equilibrio nella posizione di galleggiamento libero.

La successiva fase di verticalizzazione del jacket in acqua viene usualmente ottenuta operando come di seguito descritto:

- 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).

La sottostruttura, costituita da un tronco trapezoidale a tre gambe, sarà fissata al fondo marino mediante l'utilizzo di pali battuti da 72" (1.828 m) o da 54" (1.372 m) con spessore costante di 40 mm e connessi alla struttura tramite tubi guida "sleeves" .

I pali vengono battuti in appositi alloggiamenti tubolari (sleeves) solidali alle gambe della sottostruttura ed infissi sino alla profondità prevista per garantire la capacità portante delle fondazioni di progetto.

La battitura nel fondale viene seguita mediante idonei battipali idraulici, per impiego sottomarino, costituiti da una massa battente che, colpendo ripetutamente la testa del palo, ne permette la progressiva penetrazione nel fondale marino. Una volta battuti alla profondità di infissione di progetto, viene cementata l'intercapedine tra ciascun palo battuto ed il relativo alloggiamento al fine di garantire l'ancoraggio della struttura alle fondazioni.

I mezzi di installazione impiegati per la battitura dei pali e dei tubi guida sono il pontone di sollevamento con i relativi mezzi di supporto (rimorchiatori e mezzi ausiliari per la movimentazione di materiali e personale.

I tubi guida (Conductor Pipe, 30") hanno la funzione di guidare la perforazione dei pozzi ed alloggiare le teste pozzo di superficie.

I tubi guida vengono battuti internamente alla struttura del Jacket sino ad una profondità di infissione pari a 50 m al di sotto del fondale al fine di eliminare il rischio di collisione o interferenze nei primi metri di profondità dei pozzi, consentire l'alloggiamento delle teste pozzo sulla sommità della piattaforma e come protezione esterna ai pozzi.

Diversamente dai pali di fondazione la battitura dei tubi guida avviene con il battipalo sempre fuori dall'acqua ed al di sopra della sommità del Jacket.

La connessione tra gli "sleeves" e i pali di fondazione sarà realizzata con iniezione di malta cementizia. I pali saranno battuti ad una profondità di 60 m sotto il fondo del mare.

I pali sono prefabbricati in unico pezzo e sono trasportati da un'area di stoccaggio a individuata nel Porto di Ravenna al sito di installazione su un'apposita bettolina.

I pali di fondazione della piattaforma vengono installati, battuti e cementati al termine del posizionamento della sottostruttura sul fondale.

I pali vengono battuti in appositi alloggiamenti tubolari (sleeves) solidali alle gambe della sottostruttura ed infissi sino alla profondità prevista per garantire la capacità portante delle fondazioni di progetto.

La battitura nel fondale viene seguita mediante idonei battipali idraulici, per impiego sottomarino, costituiti da una massa battente che, colpendo ripetutamente la testa del palo, ne permette la progressiva penetrazione nel fondale marino. Una volta battuti alla profondità di infissione di progetto, viene cementata l'intercapedine tra ciascun palo battuto ed il relativo alloggiamento al fine di garantire l'ancoraggio della struttura alle fondazioni.

I mezzi di installazione impiegati per la battitura dei pali e dei tubi guida sono il pontone di sollevamento con i relativi mezzi di supporto (rimorchiatori e mezzi ausiliari per la movimentazione di materiali e personale, i medesimi impiegati per l'installazione della sottostruttura.

I tubi guida (Conductor Pipe, 30") hanno la funzione di guidare la perforazione dei pozzi ed alloggiare le teste pozzo di superficie.

I tubi guida vengono battuti internamente alla struttura del Jacket sino ad una profondità di infissione pari a 50 m al di sotto del fondale al fine di eliminare il rischio di collisione o interferenze nei primi metri di profondità dei pozzi, consentire l'alloggiamento delle teste pozzo sulla sommità della piattaforma e come protezione esterna ai pozzi.

Diversamente dai pali di fondazione la battitura dei tubi guida avviene con il battipalo sempre fuori dall'acqua ed al di sopra della sommità del Jacket.

### 5.3. Posa del Deck

Una volta in posizione, il deck verrà sollevato mediante mezzo navale opportuno e posato sulla sottostruttura precedentemente installata.

Il Deck di progetto è di tipo integrato con tutte le attrezzature installate on-shore ed è composto da 3 livelli ad elevazione +25 m, 17.0 m e 21.5 m LAT, di 21 m×22m .

Generalmente, 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 tipica delle operazioni necessarie per installare il deck è la seguente:

- 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.

Sul livello del Deck a 21.5 m LAT sarà installata una gru utilizzata per la movimentazione delle attrezzature e del materiale di approvvigionamento proveniente dai mezzi di supporto. .

Le due strutture, deck e jacket, verranno quindi rese solidali per mezzo di giunzioni saldate.

#### 5.4. Tracciato Condotte Sottomarine

L'installazione delle 2 condotte sottomarine (trasporto gas e glicole dietilenico) che si estenderanno per una lunghezza di circa 12 km, verrà attuata lungo un tracciato pressoché rettilineo tale da minimizzare la lunghezza della rotta e da ridurre il numero di curve garantendo un minimo raggio di curvatura sul fondo.

Le due condotte saranno collegate tra loro (configurazione piggy-back) in fase di varo e saranno quindi posate contemporaneamente mediante l'ausilio di una Laybarge. Le condotte saranno posate sul fondale e non interrate.

Dai dati di batimetria, il fondale può essere analizzato considerando una profondità pressoché costante e assunta in prima approssimazione pari a 32 m. La condotta partirà infatti da una profondità di circa 31 m (Piattaforma Teodorico) per arrivare ad una profondità circa 35 m (Piattaforma Naomi Pandora).

In assenza di specifici elementi di sensibilità e vulnerabilità non sono state considerati tracciati alternativi a quello di minor distanza in quanto caratterizzato da minori interazioni ambientali.

#### 5.5. Posa delle Condotte Sottomarine

Il sistema convenzionale di realizzazione delle condotte sottomarine prevede l'utilizzo di un pontone posatubi. Tale mezzo si muove tirandosi sulle sue stesse ancore e vara progressivamente il fascio tubiero condotta che viene realizzata per successive aggiunte di tubi mediante saldatura a bordo.

Il pontone posa-tubi (lay-barge) in genere ha caratteristiche analoghe al pontone di sollevamento della sottostruttura (Jacket), ma allestito con opportune stazioni di saldatura a bordo per effettuare l'assemblaggio della condotta e della rampa di varo. Inoltre, il pontone è supportato da rimorchiatori salpa ancore, da una bettolina per il trasporto tubi, da mezzi per la movimentazione del personale e da una nave di assistenza al veicolo subacqueo (ROV), che effettuerà il monitoraggio del punto di atterraggio della condotta sul fondale durante la posa.

Il metodo di posa tradizionale prevede l'impiego di un pontone posatubi che avanza lungo la rotta prevista, usando tipicamente 8 punti di ormeggio che verranno riposizionati quando necessario mediante l'ausilio di uno o più rimorchiatori.

Ogni condotta viene realizzata saldando le barre di tubo in successione sulla linea di varo a bordo del pontone e depositandola progressivamente sul fondo del mare. Le saldature vengono protette contro la corrosione rivestendo la zona di tubo interessata con resine di adeguati spessori e densità.

Quando sarà completata la saldatura dei giunti nelle rispettive stazioni di saldatura presenti sulla linea di varo, la posatubi si potrà muovere di una distanza equivalente alla lunghezza di una singola sezione di tubo.

La condotta viene così indirizzata verso la rampa di varo montata sulla parte posteriore della posatubi al fine di assumere nella posa (con conformazione ad "S") un angolo di uscita definito dai calcoli di posa.

Quando la posatubi si sarà spostata di una distanza pari alla lunghezza di una sezione di tubo, un nuovo tubo potrà essere convogliato nella rampa ed ad ogni stazione di lavoro potranno continuare le operazioni di assemblaggio.

Al termine della posa sono eseguite le operazioni di pre-avviamento (pre-commissioning) che consistono nell'allagamento della condotta, nella calibrazione e nel collaudo idrostatico.

La calibrazione consiste nel far passare attraverso la tubazione un "PIG" sul quale viene montato una piastra calibrata il cui diametro è il 95% del minimo diametro interno presente sulla condotta. Il collaudo idraulico consiste nel riempire la condotta con acqua, innalzare la pressione fino al valore di collaudo definito dal progetto, stabilizzare la suddetta pressione e mantenere la pressione di collaudo per almeno 48 ore. Dopo aver ultimato la fase di varo delle condotte saranno eseguite le connessioni tra le linee varate e le risalite (risers) sulle piattaforma.

Le risalite (risers) sulla nuova piattaforma Teodorico e sull'esistente piattaforma Naomi Pandora saranno realizzate impiegando le stesse tubazioni della condotta sottomarina.

Le risalite saranno fissate alle gambe delle piattaforme per mezzo di clampe metalliche rivestite internamente con neoprene per evitare interferenza tra il sistema di protezione catodica del sealine con quello della piattaforma.

I collegamenti tra la condotta sottomarina ed i risers saranno realizzati mediante tronchetti di espansione (expansion loops) flangiati in modo da mantenere le sollecitazioni indotte dalla temperatura e pressione entro i valori ammissibili.

L'installazione delle risalite sulla piattaforma Teodorico e dei tronchetti flangiati sottomarini ed il loro collegamento con la condotta sarà effettuato mediante l'ausilio di sommozzatori.

Una volta terminata la posa delle condotte, la fascia di rispetto nella quale saranno vietati l'ancoraggio dei natanti e la pesca di profondità lungo la rotta delle nuove condotte verrà stabilita dalla Capitaneria di Porto competente.

Alla fine dell'installazione delle condotte e dei risers i sistemi saranno sottoposti ad un test idraulico. Di norma il test comporta l'iniezione di acqua di mare (addizionata di additivi chimici eco-friendly) per la durata 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 utilizzata per il test verrà successivamente spazzata e smaltita secondo le normative vigenti.

## **5.6. Descrizione dei Mezzi Navali coinvolti nelle Operazioni di Installazione a mare**

Durante le operazioni di installazione a mare della piattaforma e della condotta una serie di mezzi navali svolgerà attività di supporto per il trasporto ed il posizionamento del Jacket e del Deck, per la posa della condotta e per il supporto logistico alle operazioni.

Nella seguente elenco si riportano i mezzi marittimi che si prevede utilizzare nelle diverse fasi di lavoro previste per la realizzazione delle opere in progetto.

- Crane Vessel per Installazione Jacket, Deck, pali, tubi guida.
- Bettolina per trasporto Jacket, pali e tubi guida.

- Bettolina per trasporto Deck.
- Crane Vessel per Posa Sealine.
- Rimorchiatore Salpa Ancore.
- Supply Vessel.
- Crew Boat per la movimentazione del personale.

## 6. DECOMMISSIONING

In questo capitolo vengono descritte le varie fasi delle attività da eseguire alla fine della vita produttiva del progetto con riferimento rispettivamente ai pozzi di produzione e alle strutture.

### 6.1. Operazioni di Chiusura Mineraria dei pozzi

Al termine della vita mineraria del giacimento, si procederà alla completa chiusura dei pozzi in progetto.

Questa operazione verrà realizzata tramite una serie di tappi di cemento in grado di garantire un completo isolamento dei livelli produttivi, ripristinando nel sottosuolo le condizioni idrauliche precedenti l'esecuzione dei pozzi. Scopo di quest'attività è evitare la fuoriuscita in superficie di fluidi di strato e garantire l'isolamento dei diversi strati, ripristinando le chiusure formazionali.

La chiusura mineraria è la sequenza di operazioni che permette di abbandonare il pozzo in condizioni di sicurezza. Tali attività sono comunque sottoposte alla autorizzazione dell'ente minerario competente (UNMIG).

La chiusura mineraria, realizzata mediante l'impiego di un impianto leggero da collocarsi sullo storm deck, include la realizzazione e l'uso combinato 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 tappi meccanici che vengono calati in pozzo e fissati contro la colonna di rivestimento. Gli elementi principali del bridge plug sono i cunei, che servono 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.

- Fluido di Perforazione: le sezioni di foro libere (fra un tappo e l'altro) vengono mantenute piene di fluido di perforazione a densità opportuna, in modo tale 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 pozzo, dal tipo e profondità delle colonne di rivestimento e dai risultati minerari e geologici del sondaggio.

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.

Il programma di dettaglio della chiusura mineraria dei pozzi verrà sottoposto alle autorità competenti per approvazione. Si stima per la chiusura dei 2 pozzi circa 45 giorni.

## 6.2. Attività di Rimozione della Piattaforma

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

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

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 si provvederà a 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.

Al termine delle bonifiche si procederà alla rimozione/demolizione delle attrezzature di bordo. I mezzi impiegati sono dello stesso genere di quelli usati per le operazioni di installazione (pontoni dotati di gru per carichi pesanti). Possono tuttavia essere impiegati anche mezzi di capacità inferiore procedendo per fasi successive sezionando la piattaforma in un numero maggiore di pezzi.

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.

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. 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 ferriera. Le aree disponibili saranno selezionate in base alla loro distanza ottimale dai campi di produzione ed alle risorse disponibili per il successivo smembramento.

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.

Le tecniche descritte si riferiscono alle tecnologie ad oggi disponibili, anche se non è escluso che al momento effettivo della rimozione della piattaforma lo stato dell'arte e le tecnologie, soprattutto per quanto riguarda alcune attrezzature speciali subacquee, potranno essere ulteriormente evolute. I principi fondamentali ed i criteri generali indicati nel seguito resteranno comunque invariati.

### **6.3. 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 lasciate sul fondale mediante riempimento con acqua di mare.

### **6.4. Considerazioni sulle Alternative per il Decommissioning**

Quanto sopra riportato rappresenta lo standard attuale per interventi di dismissione di piattaforme offshore, normalmente proposto dalle compagnie petrolifere in Italia; si evidenzia tuttavia che la tematica è oggetto di discussione a livello nazionale ed europeo al fine di definire un approccio normativo condiviso e che garantisca la maggiore tutela dell'ambiente e delle risorse marine. In considerazione della prevista vita utile dell'opera, è evidente che lo scenario tecnologico e normativo potranno subire mutamenti anche rilevanti, per cui il proponente anticipa già in questa fase che al momento della dismissione si atterrà a quanto

## **7. PIANO DI EMERGENZA**

Per emergenza si intende qualsiasi evento imprevisto e/o accidentale, che alteri il normale andamento lavorativo, che rappresenti un pericolo per le persone, per l'ambiente o per i beni aziendali e a cui si debba far fronte con risorse, mezzi ed attrezzature dell'installazione e, se necessario, con il supporto di terzi.

Pur adottando precauzioni impiantistiche e gestionali mirate ad assicurare lo svolgimento sicuro delle non è possibile escludere l'evenienza di situazioni di emergenza.

Eventuali emergenze devono essere correttamente gestite in maniera da evitare una serie di conseguenze per le persone, per gli impianti e per l'ambiente.

Le passate esperienze hanno dimostrato che per la pronta soluzione dell'emergenza i seguenti fattori sono spesso determinanti:

- disponibilità di piani organizzativi;
- rapidità dell'intervento;
- specializzazione del personale coinvolto;
- reperibilità delle informazioni su disponibilità di materiali e persone;
- disponibilità di guide e raccomandazioni sulle azioni da intraprendere;
- comunicazioni rapide tra le persone coinvolte.
- esercitazioni di emergenza periodiche

Per far fronte a queste necessità e con l'obiettivo di assicurare la corretta informazione su situazioni critiche e la conseguente attivazione di persone e mezzi necessari per organizzare, efficacemente e il più velocemente possibile l'intervento appropriato, Po Valley predisporrà i seguenti documenti:

- Piano di Emergenza Generale HSE;
- Piano di Emergenza Ambientale off-shore.

L'attivazione del Piano di emergenza per Po Valley Operations comporta il coinvolgimento di risorse interne ed esterne all'azienda (eni) che concorrono, con diversi ruoli alla risoluzione dell'emergenza.

Le azioni da intraprendere nel caso di sversamento di idrocarburi saranno definite in uno specifico "Piano di Emergenza" e in accordo alla normativa vigente in tema di "sicurezza offshore" ovvero ai sensi della Direttiva 2013/30/UE e del relativo decreto attuativo D.Lgs 145/2015.

Per lo svolgimento delle operazioni in mare, ai sensi dell'Art. 11 del D.Lgs 145/2015, Po Valley predisporrà e presenterà all'autorità competente un'apposita "Relazione sui Grandi

Rischi" redatta secondo quanto previsto dall'Allegato I del Decreto (Paragrafi 2 e 5) e contenente:

- la politica aziendale di prevenzione degli incidenti gravi o una sua descrizione adeguata a norma dell'Articolo 19, Commi 1 e 6;
- il sistema di gestione della sicurezza e dell'ambiente applicabile agli impianti o una sua descrizione adeguata conformemente all'Articolo 19, Commi 3 e 6;
- una descrizione del sistema di verifica indipendente conformemente all'Articolo 17;
- il "Piano Interno di Risposta alle Emergenze" o una sua descrizione adeguata, a norma degli articoli 14 e 28.

Po Valley ha già intrapreso contatti con eni al fine di verificare la possibilità di integrare i futuri piani di emergenza tra le due piattaforme Teodorico e Naomi-Pandora e definire i passi successivi per la configurazione della futura gestione tra le parti e i contrattisti specializzati nelle operazioni di pronto intervento in caso di emergenza.

Le due Società finalizzeranno un accordo prima di avviare qualsiasi attività operativa del progetto. Attualmente sono in corso ulteriori contatti con eni per ottimizzare tutti gli aspetti (tecnico/commerciali) relativi al collegamento tra le piattaforme Teodorico e Naomi-Pandora.