

## Doc. Title:

**Programma Preliminare Di Perforazione e  
Completamento dei Pozzi "VEGA – B"**

## Doc. Ref. N.

**WO-HQ-VB-S-014-0**

## Abstract:

Questo programma illustra, nei tratti generali, le modalità di perforazione e completamento di 8 pozzi addizionali dalla prevista piattaforma Vega B sulla culminazione "B" del Campo di Vega.

Esso è finalizzato a fornire le informazioni di base per la stesura dei documenti propedeutici all'ottenimento delle necessarie autorizzazioni. In quanto tale potrà essere soggetto a variazioni in sede di ingegneria di dettaglio.

0	Emissione per SIA	25/10/15	Busollo	Uboldi	Bellasio
	<i>Revisions</i>	<i>Date</i>	<i>Prepared</i>	<i>Controlled</i>	<i>Approved</i>

	<b>VEGA “B” – PROGRAMMA PRELIMINARE DI PERFORAZIONE E COMPLETAMENTO</b>	Pagina 2 di 36
		Rev. 0 – Ottobre 2015
		Doc.: WO-HQ-VB-S-014-0

## Sommario

<b>1. INTRODUZIONE .....</b>	<b>3</b>
1.1 MANAGEMENT SUMMARY.....	3
1.1.1 <i>Scopo del Lavoro e BOD</i> .....	4
<b>2. PROGRAMMA DI PERFORAZIONE PRELIMINARE.....</b>	<b>7</b>
2.1 UBICAZIONE .....	7
2.2 IMPIANTO DI PERFORAZIONE.....	8
2.2.1 <i>Principali Caratteristiche di un TAD</i> .....	9
2.2.2 <i>Principali Caratteristiche di un Jack-up (High Spec's)</i> .....	10
2.3 REALIZZAZIONE DEI POZZI .....	11
2.3.1 <i>Geo-pressioni</i> .....	11
2.3.2 <i>Temperature</i> .....	12
2.3.3 <i>Pressioni e Problemi di Perforazione</i> .....	12
2.3.4 <i>Architettura dei Pozzi</i> .....	12
2.3.5 <i>Sequenza Operativa</i> .....	14
2.3.6 <i>Fluidi di Perforazione e Completamento</i> .....	17
2.3.7 <i>Cementazioni</i> .....	24
2.3.8 <i>Testa Pozzo e Apparecchiature di Sicurezza (BOP)</i> .....	25
2.3.9 <i>Deviazione Pozzi</i> .....	27
2.4 HSE .....	29
2.5 TEMPI OPERATIVI STIMATI.....	30
<b>ALLEGATO “A” – IMPIANTO TAD .....</b>	<b>32</b>
TENDER ASSISTED DRILLING (TAD) RIG.....	32

# 1. Introduzione

## 1.1 MANAGEMENT SUMMARY

Il campo ad olio di Vega è ubicato nel Canale di Sicilia, circa 23 km off-shore rispetto alla costa meridionale della Sicilia, indicativamente a Sud-Ovest di Pozzallo, in circa 124 m di profondità d'acqua (fig. 1). Il campo è stato scoperto nel 1981 ed è stato sviluppato tra il 1983 ed il 1987, anno in cui è iniziata la produzione di olio dalla piattaforma "Vega A". da questa piattaforma di perforazione sono stati perforati in totale 21 pozzi di sviluppo mentre la disponibilità della piattaforma stessa è per 30 pozzi (slot).

Il campo di Vega consiste di due culminazioni (Vega A e Vega B) separate da una sella (Fig. 2).

La culminazione B è stata interessata da 3 sondaggi esplorativi/appraisal: Vega 1; Vega Profondo 1; Vega 2, perforati nel periodo 1981-1992.

Nel tempo sono stati eseguiti studi e valutazioni di scenari finalizzati allo sviluppo della culminazione B, incluso il completamento di pozzi sottomarini, l'esecuzione di pozzi tipo "Extended Reach (ERD)" dalla piattaforma Vega A, il predrilling dei pozzi ed il loro tie-back dopo l'installazione di una piattaforma fissa, le perforazione ed il completamento dei pozzi da una nuova drilling platform (Vega B). Quest'ultimo scenario è risultato quello più plausibile dal punto di vista tecnico-economico.

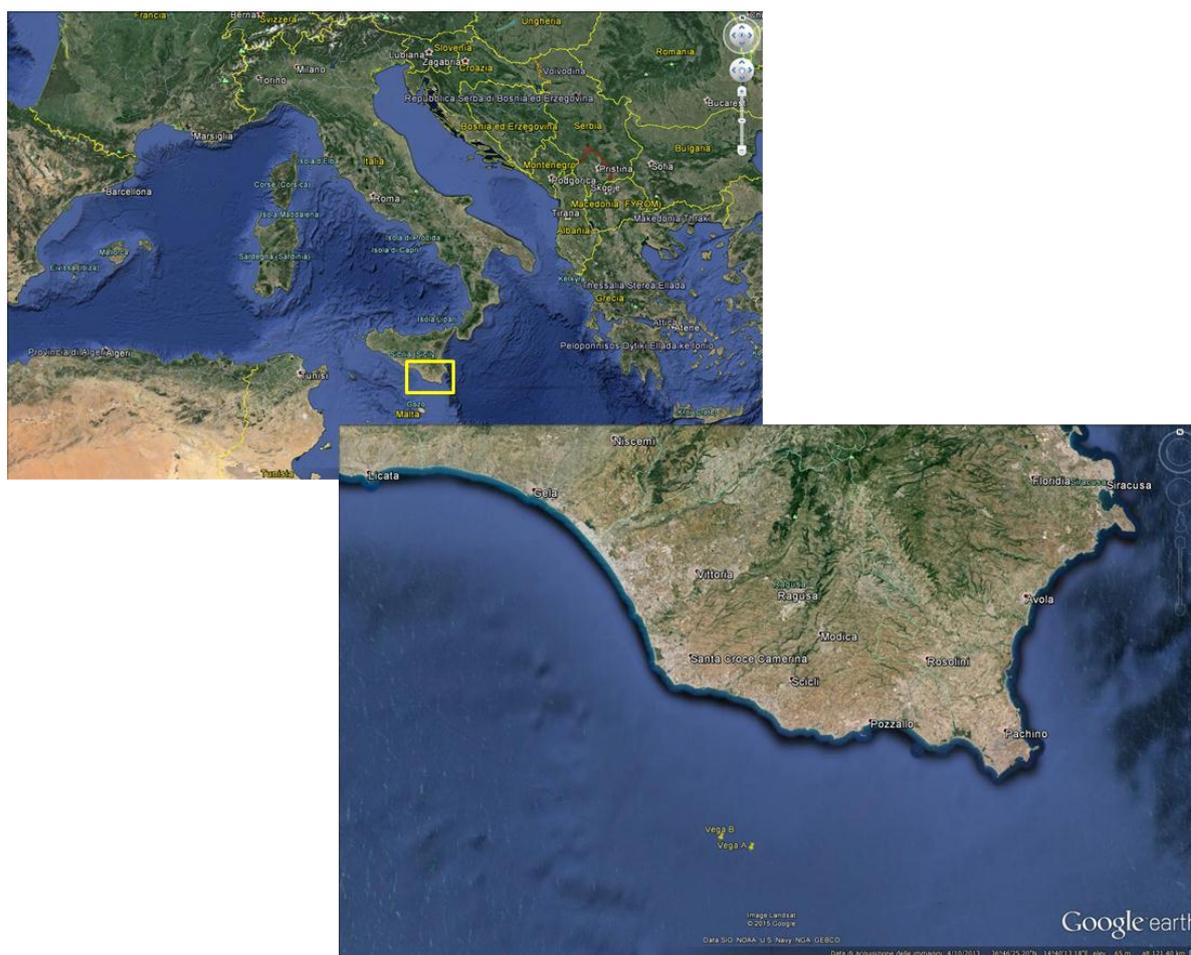


Fig. 1

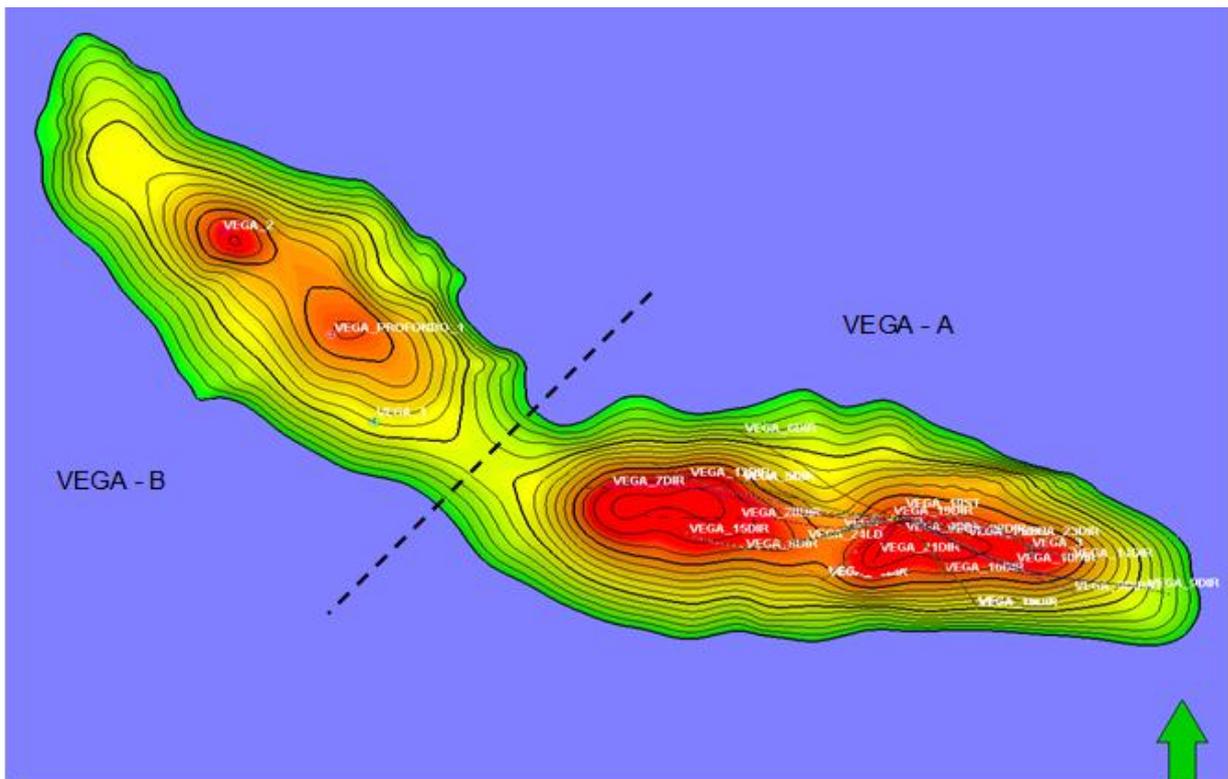


Fig. 2

### 1.1.1 Scopo del Lavoro e BOD

Scopo di questo studio è quello di fornire le informazioni e le valutazioni preliminari relativamente all'esecuzione di 8 pozzi di sviluppo aggiuntivi dalla prevista piattaforma Vega "B", da perforare sulla culminazione "B" del campo di Vega.

I pozzi di sviluppo saranno perforati in modalità direzionata dall'ubicazione di superficie (Piattaforma Vega "B") le cui coordinate sono attualmente definite come segue:

- Latitudine: 36° 33' 20" N
- Longitudine: 14° 34' 22" E
- Profondità d'acqua: ca. 130 m

I dati di input e le assunzioni considerate (Bases of Design - BOD) per le valutazioni in questo studio sono le seguenti:

- L'obiettivo è la F.ne "Siracusa" a ca. 2470-2510 m TVD ssl (secondo la conformazione del top del giacimento), che sarà interessata dal foro scoperto sub-orizzontale di diametro 8 1/2" di lunghezza da definire secondo la reale situazione, assunta per lo scopo di questo studio di ca. 550-600 m.
- Il profilo di tubaggio, comune a tutti i pozzi, sarà quello tipico dei pozzi Vega, cioè:
  - Conductor pipe da 30" (o 26") infisso a circa 50-60 m sotto il fondale marino
  - Casing superficiale da 18 5/8", fissato a circa 350 m da livello mare
  - Casing intermedio da 13 3/8", fissato a circa 1100-1150 m TVD da livello mare
  - Casing di produzione da 9 5/8" al top della F.ne Siracusa, indicativamente a 2470-2510 m TVD da livello mare.

	<b>VEGA "B" – PROGRAMMA PRELIMINARE DI PERFORAZIONE E COMPLETAMENTO</b>	Pagina 5 di 36
		Rev. 0 – Ottobre 2015
		Doc.: WO-HQ-VB-S-014-0

- Foro scoperto da 8 ½" nel giacimento di lunghezza dettata dalle reali situazioni, assunto per gli scopi di questo studio come sub-orizzontale di ca. 550-600 m di lunghezza, nella parte produttiva ad olio della Formazione Siracusa.
- Il completamento sarà quello tipico dei pozzi Vega, con packer di produzione fissato nel casing da 9 5/8", per produzione naturale (senza sollevamento artificiale).

Lo studio valuterà i dati relativi alla perforazione dei pozzi, in particolare per quanto riguarda i principali materiali di consumo, la sequenza operativa di perforazione e completamento, e la stima dei tempi per l'esecuzione delle operazioni di pozzo.

Le attività di perforazione e completamento si intendono condotte in simultanea con le operazioni di produzione e/o testing dei pozzi già completati.

Per quanto riguarda la scelta dell'impianto di perforazione, si è effettuato uno screening confrontando e valutando le caratteristiche e la funzionalità delle seguenti tipologie di impianti:

- "Packaged" (Fig. 3-1) da installare sulla piattaforma
- "Tender Assisted Drilling" (TAD, Fig. 3-2)
- "Jack-up" (JU, Fig 3-3)

Questo al fine di definire il dimensionamento della piattaforma con le relative implicazioni di carattere esecutivo dei pozzi (perforazione ed interventi futuri) ed economiche.

Va detto che la scelta dell'impianto, "packaged", "TAD" o "jack-up", influisce in modo praticamente irrilevante sul processo di perforazione/completamento, mentre ha un impatto significativo sul dimensionamento della piattaforma e di conseguenza sui costi del progetto.

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

Per contro, l'impiego di TAD o jack-up presenta vantaggi e svantaggi soprattutto per quanto riguarda la disponibilità di queste tipologie di impianti:

- TAD; non sono disponibili nel Mediterraneo o aree prossime essendo il loro impiego prevalentemente in Estremo Oriente e America Latina, quindi con rilevanti costi di mobilitazione e demobilitazione; inoltre si possono ragionevolmente assumere rilevanti costi per modifiche strutturali e di adeguamento degli equipaggiamenti alle normative Italiane. Per contro possono operare in alti fondali.
- Jack-up; dato il fondale di ca. 130 m d'acqua e considerando l'elevazione richiesta per il posizionamento sopra il piano superiore della piattaforma è necessario ricorrere ad impianti definiti di classe "high specification", tipicamente utilizzati nel Mare del Nord o nel Golfo del Messico. Inoltre, la disponibilità di tali impianti è molto limitata ed è influenzata da livello di attività E&P "worldwide". Tuttavia, qualora fosse disponibile un jack-up di tale classe, sarebbe la scelta preferibile in quanto offrirebbe maggiori garanzie di operabilità essendo meno influenzato dalle condizioni meteo-marine rispetto ad un TAD.

In conclusione, la scelta tra TAD e Jack-up dovrà essere fatta a tempo debito in funzione della disponibilità e delle condizioni di mercato per le due tipologie di impianti.

Va rilevato che il dimensionamento della piattaforma è adeguato per l'installazione del "Deck Set Package" (DSP) del TAD. Tale dimensionamento è stato inoltre calcolato per poter installare un impianto tipo "fast move" del tipo "Adriatic 1", attualmente operante in Adriatico sulle piattaforme Eni, onde poter sopperire ad eventuali necessità di work over nel corso della vita produttiva dei pozzi, nonché per le operazioni di chiusura mineraria dei pozzi nella fase di decommissioning della piattaforma alla fine della vita produttiva del campo.



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



Fig. 3

## 2. Programma di Perforazione Preliminare

### 2.1 UBICAZIONE

La piattaforma Vega B è previsto essere ubicata, in ca. 130 m di profondità d'acqua, alle seguenti coordinate:

Latitudine Nord WGS84	Longitudine Est WGS84	X (Nord) WGS84-UTM33N	X (Est) WGS84-UTM33N
36° 33' 20,0"	14° 34' 22,0"	4.045.655	461.767

La distanza dall'esistente piattaforma Vega A sarebbe di ca. 5.2 km in direzione 290°N.

La distanza dal porto di Pozzallo sarebbe di circa 33 km.

La Fig. 4 indica la prevista posizione dei pozzi citati sulla culminazione B del campo di Vega al punto di ingresso (entry point) nella Formazione Siracusa rispetto alla prevista posizione della piattaforma Vega "B".

Le frecce indicano il previsto orientamento dei pozzi nella Formazione Siracusa (i.e. del dreno orizzontale o sub-orizzontale).

La nomenclatura indicata così come la posizione dei dreni nel reservoir "Siracusa" potranno subire variazioni in sede di ingegneria di dettaglio.

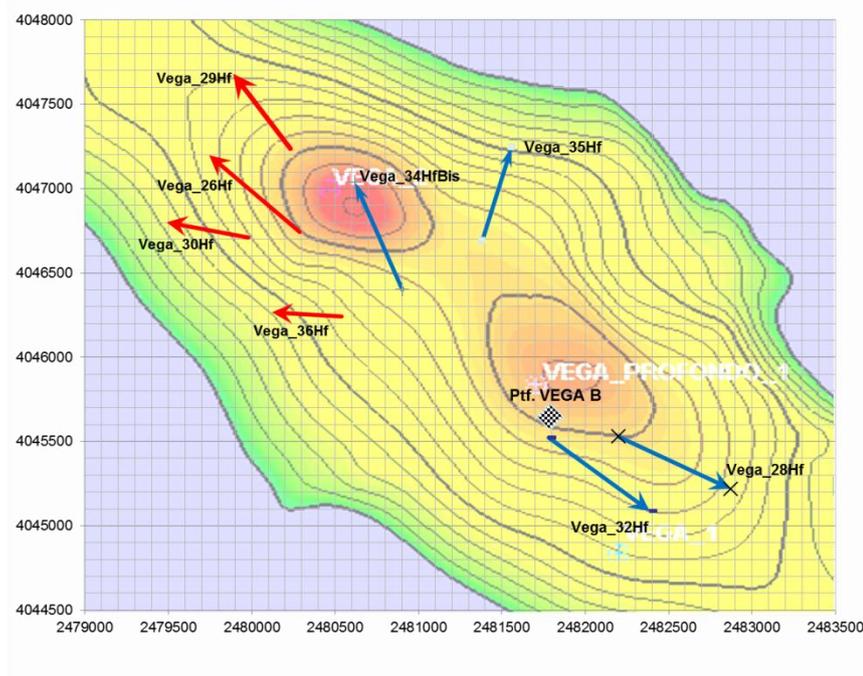


Fig. 4

	<b>VEGA "B" – PROGRAMMA PRELIMINARE DI PERFORAZIONE E COMPLETAMENTO</b>	Pagina 8 di 36
		Rev. 0 – Ottobre 2015
		Doc.: WO-HQ-VB-S-014-0

## 2.2 IMPIANTO DI PERFORAZIONE

Come già accennato, le tipologie di impianto (drilling rig) utilizzabili per la perforazione dei pozzi dalla piattaforma Vega "B" sono "Tender Assisted Drilling (TAD) o Jack-up (classe High Specification).

La tipologia di impianto, TAD o Jack-up, è ininfluenza ai fini dei processi di perforazione e completamento dei pozzi in quanto le differenze sono solo relative all'operabilità degli impianti dato l'ambiente off-shore, come accennato in precedenza.

La scelta definitiva tra TAD e Jack-up sarà fatta a tempo debito in funzione della disponibilità e delle condizioni di mercato per le due tipologie di impianti. Tuttavia, a parità di condizioni, la scelta preferibile sarebbe quella del Jack-up in quanto operativamente più familiare e meno soggetto a fermate per avverse condizioni meteo-marine.

Di seguito sono indicate le principali caratteristiche sia di un impianto TAD che di un Jack-up adeguati per le operazioni su Vega B.

Gli impianti TAD, sebbene utilizzati negli anni '80 per operazioni in Adriatico (e.g. Rospo Mare), nel recente passato non sono stati utilizzati nel Mediterraneo e di conseguenza le loro caratteristiche sono meno conosciute rispetto a quelle dei jack-up.

L'Allegato "A" illustra in maggior dettaglio le caratteristiche di questi impianti.

## 2.2.1 Principali Caratteristiche di un TAD



Vessel name:

# SKD BERANI

A purpose built semi-submersible self-erecting tender assisted drilling (TAD) rig featuring dual BOP system (21 1/4" 2k & 13 5/8" 10k), offline pipe handling, stand building and designed to work on TLPs and SPARs in up to 6,000 ft of water with pre-laid mooring.

### GENERAL

Design	KFELS SSOT3000-GOM-C42
Built/year	Keppel FELS Singapore / 2008
Rig type	Semi-submersible Self-erecting TAD Rig
Major Upgrades	Nil
Flag	Panama
Classification	ABS
Class notations	-A1 Column Stabilized Unit - Drilling Tender

### MAIN DIMENSIONS / TECHNICAL

Length x breadth	306 ft x 118 ft x 67 ft
Max. water depth	800 ft with conventional mooring system / 6,000 ft with pre-laid mooring system
Min. water depth	32 ft
Drilling depth	30,000 ft
Variable load	3,600 mt
Helideck	861N / 892
Helideck compliance	CAP437
Accommodation	140 persons

### DRILLING EQUIPMENT

Derrick	MH-Pyramid Bootstrap Mast, quadruple
Hookload / Setback	1,000 kips / 1,200 kips
Drawworks	Lawco LDW 3000 - 3,000 HP
Racking capacity	31,800 ft 5-7/8" DP
Top drive	NOV TDS-88 AC, 750 tons, 62,250 ft-lbs cont torque
Pipe handling	PH-100
Iron Roughneck	Power Tong Model ROT 8.5
Rotary table	LEWCO L406 with 49 1/2" table opening
Power slips	B-V Type PS-600
Drilling line	5,000 ft x 1 1/2" OD
DES dry weight	953 mt
DES number of lifts	16
Max. Platform height	110 ft

### STORAGE CAPACITIES

Fuel	10,546 bbls
Drill water	11,893 bbls
Potable water	6,544 bbls
Liquid mud	5,980 bbls
Base oil	2,800 bbls
Brine	2,507 bbls
Bartite / Bentonite	5,200 cu ft / 1,800 cu ft
Cement	8,400 cu ft
Sack storage	9,000 sacks on pallets or 6,000 sacks plus 100 drums of chemical

### POWER

Main engines	6 x Cat 3516BTA
Main generators	6 x Kato AC 8P7 @ 1,600 kW
Total power	7,800 kW
Emergency power	1 x Cat 3512 BTA, Kato 6P6 @ 1000 kW

### WELL CONTROL

Diverter	20 1/2" Hydril MSR 500 psi
BOP	21 1/2" Hydril MSR, 2k ABOP
	21 1/2" Hydril, 2k 2 x SRBOP
	13-1/4" Cameron, 5k ABOP
	13-1/4" Cameron, 10k 1 x SRBOP & 1 x DRBOP
	10k psi
C&K manifold	10k psi
BOP hoist	55 tons

### MUD SYSTEM

Mud pumps	3 x Lawco W-1712, triplex, 1600 HP
Pressure rating	7,500 psi
Shale shakers	4 x Brandt VSM 300
Mud gas separator	30" OD x 22-ft high with 8" OD ventline
Degasser	Swaco CD - 1400 Hurricane

### LIFTING EQUIPMENT

Main crane	Favalle Favco FC250 with 170-ft boom
Main crane rating	200 mt @ 20 m radius (DF=2.0)
Deck crane	Favalle Favco 7.5/10K with 140-ft boom
Deck crane rating	44 mt @ 5 m radius (DF=2.0)
Master Skid cranes	2 x CraneSafe Knuckle joint cranes
Master Skid crane rating	7,500 lbs SWL

### TUBULARS

Drill pipe	5-1/2" DP
------------	-----------

### OFFLINE ACTIVITY CAPABILITY

OAC crane	X-Y gantry crane @ monkey board, 12000 lbs SWL
OAC power tong	Hawk/Jaw Senior, Model 100K-2GSR
URF activity cantilever	Nil

### STATION KEEPING

Anchor wire	8 x 3" OD x 5,000 ft, galvanized steel wire ropes
Anchors	8 x 12 mt Delta Flipper + 1 x 12 mt spare anchor
Mooring winches	4 x Skagit Smatco Model TMW-300 dual drum, electric, Anchor Traction Winches.

### OTHER FEATURES

Lifboats	4 x 70-persons, Norsafe JYN86F survival crafts
----------	--

## 2.2.2 Principali Caratteristiche di un Jack-up (High Spec's)




LeTourneau Technologies Gorilla Class Jack-Up
Year in Service: 1986
Life Enhancement: 2009

### ■ CAPACITIES

Maximum Drilling Payload:  
8,470,500 lbs.

Rotary Load:  
2,000,000 lbs.

Setback Load:  
1,000,000 lbs.

Liquid Mud:  
2,474 bbls

Sand Traps:  
618 bbls

Bulk Cement:  
7,770 cu. ft.

Bulk Barite:  
7,770 cu. ft.

### ■ DRILLING EQUIPMENT

Derrick:  
170 ft. Lee C Moore 30 ft. X 30 ft. base

Travelling Block:  
National A-750, Capacity: 750 tons

Drawworks:  
National 1625-DE

Drill Line:  
1-5/8" IWRC

Prime Movers:  
(6) Caterpillar D-399PC @ 1,325 hp

Cementing Equipment:  
Schlumberger 15K psi

Cranes:  
(3) LeTourneau PCM350 and (1) LeTourneau PCM120 Pedestal Cranes

### ■ WELL CONTROL

Diverter:  
30" 1K psi MSP annular

Annular:  
13-5/8" Hydril GX 10k

BOP:  
(2) 13-5/8" 15k Cameron double

Choke Manifold:  
(20) Doyles 3-1/16" type FC manual 15k psi, (2) Doyles 3-1/16" type FC manual 10k psi

Control Unit:  
CAD 3K psi BOP control unit (36) 11 gal. bottles w/reservoir tank 540 gals.

Pipe Storage (Main):  
4,180 sq. ft. x 7 ft. high

Pipe Storage (Cantilever):  
2,880 sq. ft. x 7 ft. high

Covered Sack Storage:  
7,500 sq. ft.

Potable Water:  
1,455 bbls

Drill Water:  
17,135 bbls (incl. combo tanks)

Diesel Fuel:  
4,779 bbls

Base Oil:  
970 bbls

Top Drive/Power Swivel:  
National PS-2 750, Max cont. torque 47,870 ft. lbs.

Crown Block:  
National 860J, Capacity: 743 tons

Auxiliary Brake:  
Elmago 150-50

Rotary:  
National D495 49-1/2"

Emergency Generator  
(1) Caterpillar D-399 @ 1,325 hp

Torque Wrench/Spinner:  
(1) Varco TW-60 torque wrench (1) SSW30 pipe spinner

### ■ PRIMARY RIG CHARACTERISTICS

Maximum Water Depth:  
450 ft.

Leg Length:  
638 ft.

Hull Length:  
297 ft.

Hull Width:  
292 ft.

Hull Depth:  
30 ft.

Gear Unit Height:  
45 ft.

Maximum Drilling Depth:  
30,000 ft.

Longitudinal Leg Centers:  
189 ft.

Transverse Leg Centers:  
210 ft.

Hook Load:  
\*up to 2,000,000 lbs.

Cantilever Skid Out:  
75 ft. aft of transom

Substructure Travel:  
12 ft. transverse to port or starboard

Mud System Max. Pressure:  
7,500 psi

Quarters Accommodations:  
86 persons

Hellport - can accommodate:  
Boeing BV234 LR Chinook

### ■ MUD SYSTEMS

Mud Pumps:  
(3) Lewco W-2215 Triplex, driven by (2) GE 752, 2,200 hp

Mud Pits:  
2,474 bbls total active mud pits (4) mud pits + (1) slugging pit

Mud Mixing Pumps:  
(2) Mission Magnum, 2,200 gpm

Shale Shakers:  
(5) Derrick FLO-Line Cleaners FLC 513/514, (4) Brandt King Cobra M 12444

Desanders:  
Derrick DSV-10-3, (3) x 12" cones

Desilters:  
Derrick 420-T (20) x 4" cones

Degasser:  
Derrick Vacu-Flow 1200

Mud Processing Pumps:  
(5) Demco Series XD

Maximum Pressure:  
7,500 psi

## 2.3 REALIZZAZIONE DEI POZZI

Secondo le indicazioni, le profondità si intendono verticali riferite a livello mare (TVD-ssl) o misurate (MD) e riferite al Piano Tavola Rotary (RT), la cui elevazione è assunta a 50 m m.s.l.

### 2.3.1 Geo-pressioni

Dall'esperienza derivata dalla perforazione dei pozzi di Vega A, si può ragionevolmente prevedere un gradiente di pressione dei pori normale (idrostatico) lungo tutto il profilo del pozzo; i gradienti stimati (dei pori, di fratturazione e dei sedimenti) sono riportati nella seguente Fig. 5 (rif Vega 7 Dir verticalizzato).

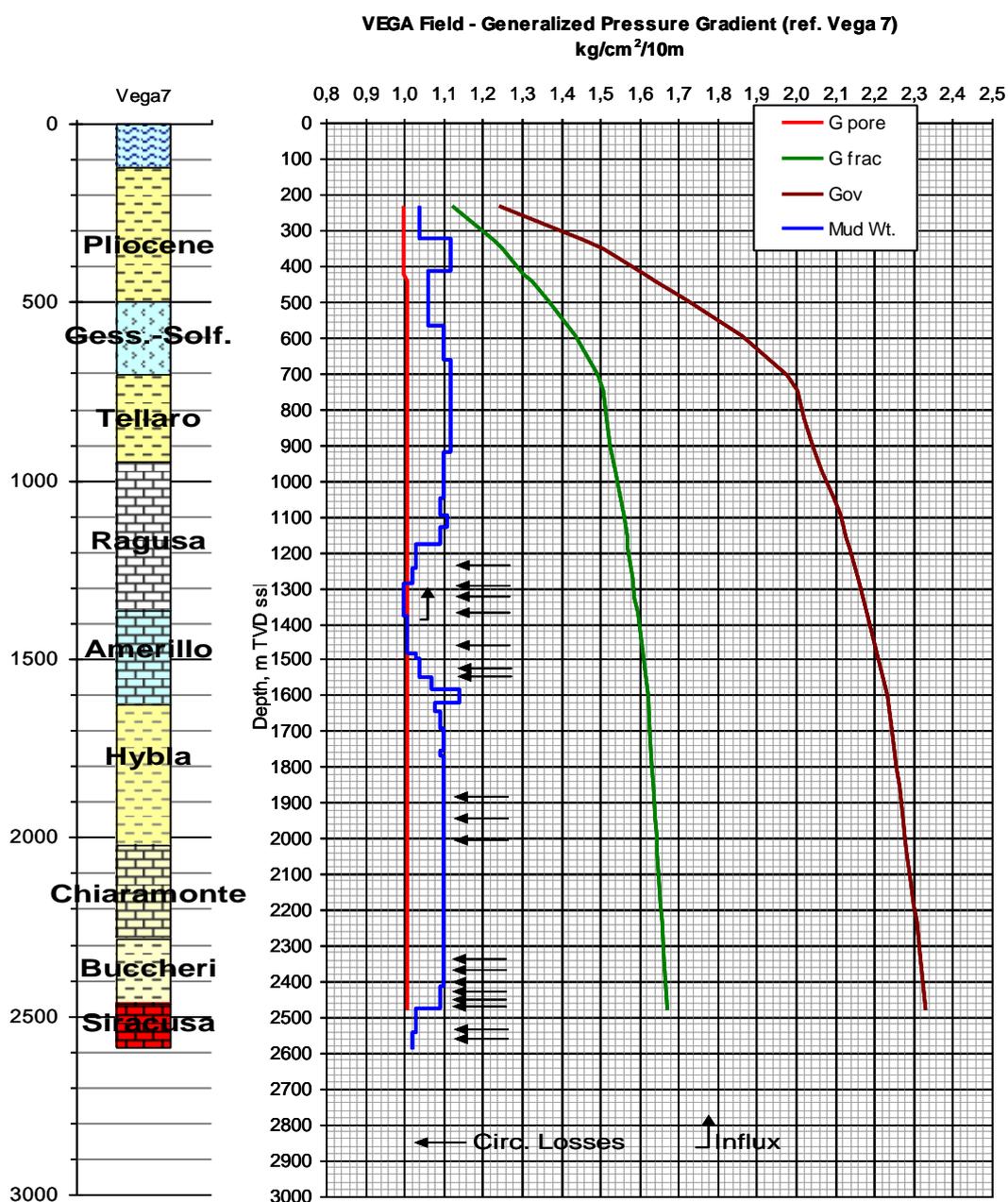


Fig. 5

	<b>VEGA "B" – PROGRAMMA PRELIMINARE DI PERFORAZIONE E COMPLETAMENTO</b>	Pagina 12 di 36
		Rev. 0 – Ottobre 2015
		Doc.: WO-HQ-VB-S-014-0

### 2.3.2 Temperature

La temperatura di fondo pozzo (ca 2600 m ssl) è di 101°C; il gradiente termico si può assumere pari a 3°C/100m

### 2.3.3 Pressioni e Problemi di Perforazione

La pressione di pori è normale idrostatica (cioè 1,03-1,07 kg/cm<sup>2</sup>/10m, riferita al livello del mare) lungo l'intero profilo dei pozzi.

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

I possibili problemi di perforazione possono essere sintetizzati come segue:

**Fino a circa 1000 m TVD:** Le principali problematiche risiedono nella reattività delle argille, soprattutto nei tratti più superficiali, che tendono a formare tappi di difficoltoso smaltimento in superficie. La perforazione è caratterizzata da prolungate circolazioni dettate dalla necessità di smaltire i tappi, pulire i vibrovagli e la flow line. Riveste notevole importanza l'efficienza del sistema di circolazione e rimozione solidi al fine di contenere i tempi morti. Non si sono riscontrate perdite di circolazione nelle sezioni di foro fino a ca. 1000 m VD.

**Da ca. 1000 m al top della F.ne Siracusa (reservoir):** La perforazione di questa sezione interessa alternanze di formazioni clastiche e calcaree. Nei pozzi di riferimento si sono evidenziati problemi di stabilità formazionali di pulizia del foro (in modo particolare per i pozzi maggiormente inclinati e di perdite di circolazioni parziali).

**Nel reservoir (F.ne Siracusa):** si attendono perdite di circolazione da parziali a totali; in questo secondo caso potrà essere richiesto di perforare con acqua di mare senza ritorno.

### 2.3.4 Architettura dei Pozzi

Tutti i pozzi saranno strutturalmente simili, con i seguenti profili di tubaggio (Fig. 6):

- Conductor pipe da 30" (o 26") infisso a circa 50-60 m sotto il fondale marino
- Casing superficiale da 18 5/8", fissato a circa 300-350 m da livello mare
- Casing intermedio da 13 3/8", fissato a circa 1100-1150 m da livello mare
- Casing di produzione da 9 5/8" al top della F.ne Siracusa, indicativamente a 2450-2500 m da livello mare.
- Foro scoperto da 8 1/2" nella parte produttiva a olio della Formazione Siracusa fino alla profondità finale, che sarà definita in base alle reali condizioni in sede di realizzazione.

**Conductor pipe da 30" (o 26")** infisso a circa 50-60 m sotto il fondo mare (da predisporre durante i lavori di installazione della piattaforma).

**Foro da 24" per Casing Superficiale da 18 5/8"** a circa 300-350 m TVD-ssl, con lo scopo di isolare le formazioni superficiali, potenzialmente instabili e di fissare la scarpa del casing in un appropriato livello argilloso onde consentire il prosieguo della perforazione con maggiore sicurezza.

**Foro da 17 1/2" per Casing Intermedio da 13 3/8"** a circa 1100-1150 m TVD-ssl con lo scopo di isolare le formazioni potenzialmente instabili del Quaternario e raggiungere, alla scarpa, un gradiente di fatturazione più appropriato, prima di proseguire con la perforazione della successiva fase da 12 1/4".

**Foro da 12 1/4" per Casing di Produzione da 9 5/8"** a circa 2480-2500 m TVD-ssl. L'effettiva profondità di tubaggio del casing dipenderà dalle correlazioni geologiche atte ad individuare il top

della formazione Siracusa. Scopo di questo casing è quello di isolare la sequenza di formazioni sovrastanti il reservoir carbonatico per consentirne la perforazione nel giacimento con scalpello da 8½" del .

**Foro scoperto da 8½" alla profondità finale.** Il foro da 8½" interesserà la formazione Siracusa, obiettivo minerario dei pozzi. Il foro da 8 ½" sarà perforato nella parte superiore del giacimento con triettoria orizzontale o sub-orizzontale. Sono previste perdite di circolazione, anche totali, nella perforazione di questo foro.

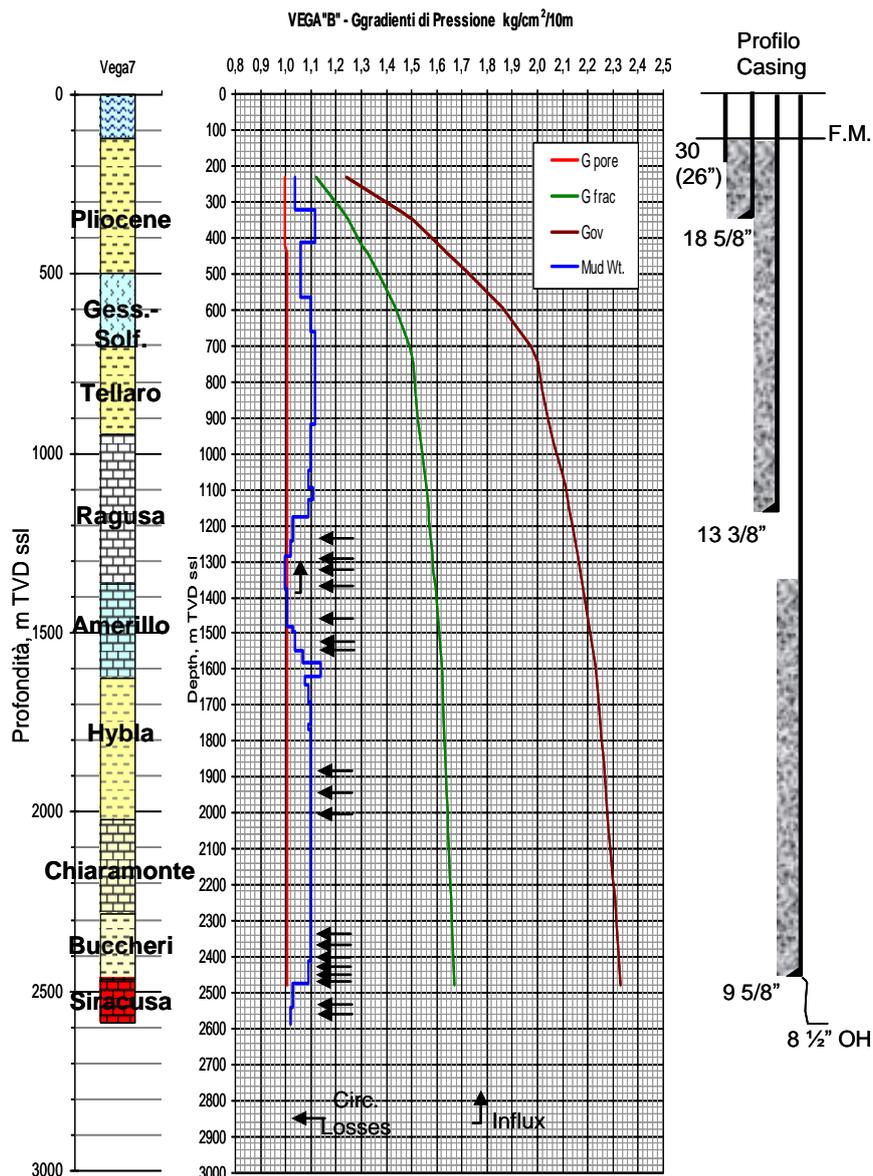


Fig. 6

	<b>VEGA "B" – PROGRAMMA PRELIMINARE DI PERFORAZIONE E COMPLETAMENTO</b>	Pagina 14 di 36
		Rev. 0 – Ottobre 2015
		Doc.: WO-HQ-VB-S-014-0

### 2.3.5 Sequenza Operativa

Facendo seguito alle operazioni di approccio alla piattaforma e installazione degli impianti "in location", la sequenza operativa di perforazione e completamento sarà la seguente:

#### 2.3.5.1 Perforazione

1. Accettazione impianto in piattaforma e preparativi per la perforazione: confezionamento dello spud mud, kill mud, etc.
2. Installare e testare il diverter 29 ½" x 500 psi sul C.P. già predisposti durante l'installazione della piattaforma.
3. Perforare con scalpello 24" da fondo mare a circa 300-350 m TVD-ssl con "spud mud" (vedasi al capitolo fanghi per le caratteristiche e la composizione del fango di perforazione).
4. Tubare il casing 18 5/8" a ca. 350 m TVD-ssl e cementarlo con risalita a fondo mare.
5. Sollevare il diverter e tagliare il C.P. ed il casing 18 5/8" a misura per l'installazione della flangia base da 21 ¼" 2000 psi.
6. Installare e provare a pressione la flangia base 21 ¼" x 2000 psi, Installare e testare il BOP stack da 21 ¼" 2000 psi.
7. Comporre la batteria di perforazione per il foro da 17 ½" e discendere in pozzo per il fresaggio del collare e della scarpa del casing 18 5/8"
8. Riprendere la perforazione con lo scalpello da 17 ½"; nel corso della perforazione di questa sezione di foro verrà la deviazione dei pozzi.
9. Il fango di perforazione potrà essere a base acqua o, alternativamente a base olio Low Toxic (vedasi al capitolo fanghi per le caratteristiche e la composizione del fango di perforazione) con proprietà inibenti all'idratazione delle argille e con buona capacità di trasporto dei detriti perforati.
10. Perforare il foro da 17 ½" fino alla prevista profondità finale di circa 1100-1150 m TVD-ssl. Potranno verificarsi perdite di circolazione, anche severe, durante la perforazione delle formazioni "Ragusa" e/o "Amerillo". Predisporre per il loro controllo.
11. Al fondo circolare condizionando il fango per l'esecuzione dei log elettrici (se previsti).
12. Tubare il casing 13 3/8" a ca. 1100-1150 m TVD-ssl e cementarlo con risalita a fondo mare o entro la scarpa del casing precestrate.
13. Sollevare il BOP stack da 21 ¼" e tagliare il casing a misura per l'installazione del casing spool 21 ¼" 2000 x 13 5/8" 3000 psi eseguendo i test di tenuta.
14. Installare e provare a pressione il BOP stack da 13 5/8" 5000 psi (o superiore, secondo la dotazione dell'impianto).
15. Comporre la batteria di perforazione per il foro da 12 ¼" e discendere in pozzo per il fresaggio del collare e della scarpa del casing 13 3/8".
16. Riprendere la perforazione con lo scalpello da 12 ¼"; in genere, nel corso della perforazione di questa sezione di foro sarà completata la prima fase di deviazione dei pozzi che proseguirà ad inclinazione costante fino al punto in cui si aumenterà l'inclinazione onde consentire, con la successiva sezione di foro da 8 ½", di entrare nella Formazione Siracusa con una inclinazione tale da poter proseguire con traiettoria orizzontale o sub orizzontale (si faccia riferimento al capitolo Profili di Deviazione per maggiori ragguagli).
17. Il fango di perforazione potrà essere a base acqua o, alternativamente a base olio Low Toxic (vedasi al capitolo fanghi per le caratteristiche e la composizione del fango di

	<b>VEGA "B" – PROGRAMMA PRELIMINARE DI PERFORAZIONE E COMPLETAMENTO</b>	Pagina 15 di 36
		Rev. 0 – Ottobre 2015
		Doc.: WO-HQ-VB-S-014-0

perforazione) con proprietà inibenti dell'idratazione delle argille e con buona capacità di trasporto dei detriti perforati.

18. Perforare il foro da 12 ¼" fino alla prevista profondità per il casing 9 5/8", a circa 2480 m TVD-ssl. L'effettiva profondità per il casing da 9 5/8" sarà definita sulla base delle correlazioni geologiche, tese a definire con esattezza il top della formazione "Siracusa".
19. Potranno verificarsi perdite di circolazione, anche severe, durante la perforazione delle formazioni "Buccheri" ed al top della F.ne "Ragusa". Predisporre per il loro controllo.
20. Al fondo circolare condizionando il fango per l'esecuzione dei log elettrici (se previsti).
21. Tubare il casing 9 5/8" e cementarlo con risalita del cemento adeguata ad assicurare il buon isolamento della scarpa del casing al di sopra della formazione Siracusa.
22. Sollevare il BOP stack da 13 5/8" e tagliare il casing a misura per l'installazione del Tuging spool 13 5/8" 3000 x 11" 3000 psi eseguendo i test di tenuta.
23. Installare nuovamente e provare a pressione il BOP stack da 13 5/8".
24. Comporre la batteria di perforazione per il foro da 8 ½" e discendere in pozzo per il fresaggio del collare e della scarpa del casing 9 5/8".
25. Riprendere la perforazione con lo scalpello da 8 ½" con lo stesso fango utilizzato per il precedente foro nel caso si utilizzasse fango a base acqua, oppure sostituendo il fango a base olio Low Toxic con un fango a base acqua. Sono attese perdite totali di circolazione nella perforazione della formazione Siracusa; in tal caso si procederà a perforare in perdita con acqua di mare.
26. Perforare il foro da 8 1/2" fino alla profondità finale del pozzo; la perforazione di questa sezione attraverserà la parte superiore della formazione Siracusa in orizzontale o con andamento sub-orizzontale. L'effettiva profondità finale sarà definita sulla base delle correlazioni geologiche e sulle effettive condizioni del reservoir carbonatico.
27. Registrare i log elettrici, se richiesto dal programma geologico.
28. Procedere con il completamento del pozzo.

### 2.3.5.2 Completamento

Il completamento sarà di tipo singolo senza sollevamento artificiale, con il packer di produzione Fissato nel casing di produzione da 9 5/8" alla profondità che sarà definita sulla base delle risultanze dello studio di flow assurance (schema in Fig. 7).

Sarà dotato di valvola di sicurezza posta circa 50 m sotto il fondo mare.

1. Eseguire la pulizia del casing 9 5/8" e registrare il log di valutazione della cementazione.
2. Eseguire il lavaggio acido del foro scoperto (se richiesto)
3. Comporre la batteria di completamento costituita da tubing da 5 ½", packer di produzione per il casing 9 5/8".e SCSSSV a circa 50 m sotto il fondo mare, come da schema in Fig. 7.
4. Calibrare la string con gauge cutter; continua discesa completamento e collegare le control line eseguendo il test a pressione.
5. Montare il Tubing Hanger e discenderlo nella propria sede.
6. Eseguire il fissaggio del packer di produzione.
7. Montare la croce di produzione ed effettuare tutti i test di tenuta a pressione
8. Flussare con gasolio il tubing 5 ½" fino ad ottenere l'erogazione spontanea dell'olio di giacimento.

Nota: Per alcuni pozzi potrà essere richiesta una breve prova di produzione prima di procedere con il completamento.

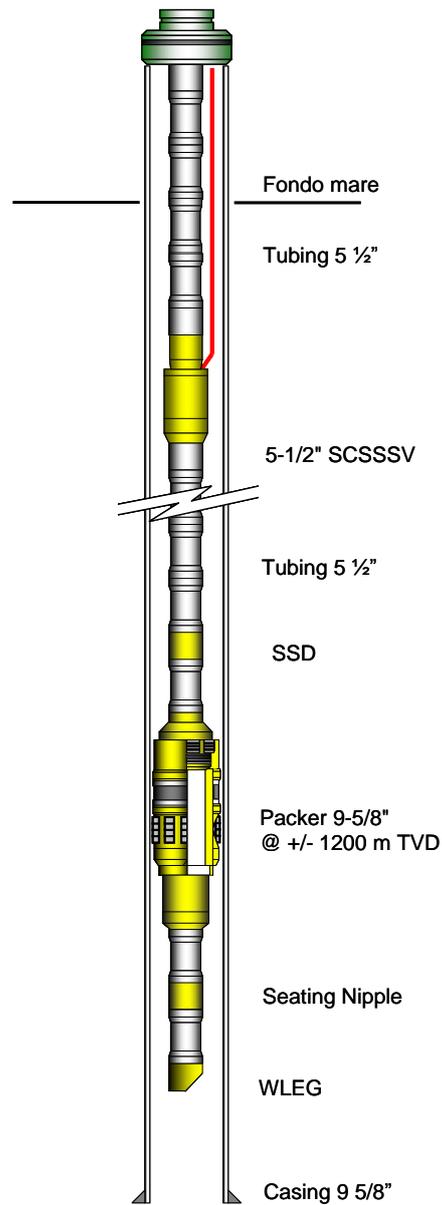


Fig. 7

### 2.3.6 Fluidi di Perforazione e Completamento

La tipologia di fango di perforazione da utilizzarsi sarà dettata dalle problematiche prevedibili per l'attraversamento delle formazioni e, soprattutto dal profilo di deviazione dei pozzi.

Per le valutazioni relative a volumi di fango e reflui si è considerato un pozzo "tipo" medio, risultante dalle profondità misurate delle diverse sezioni di foro attualmente previste per gli 8 pozzi.

Per contenere i prevedibili problemi di perforazione legati alle elevate inclinazioni dei fori, potrà essere richiesto l'impiego di fanghi a base olio.

Il fango con base Low Toxic oil è stato, ed è tuttora, utilizzato in Italia sia nelle operazioni di perforazione a terra sia per quelle off-shore.

In tutti i casi le caratteristiche dei fanghi di perforazione dovranno essere tali da:

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

Prima dello spud-in confezionare e tenere a disposizione circa 40 m<sup>3</sup> di kill mud a D=1,40 kg/l.

#### 2.3.6.1 Sommario fanghi di Perforazione (Base Acqua)

Foro (inches)	Profondità (m MD-RT)	Densità (S.G.)	Tipo Fango (m)	Notes
24"	400	1,05-1,10	Spud Mud – FW-GE (*)	Utilizzare acqua di mare e frequenti cuscini viscosi per la pulizia foro. Attenzione a non scavare. Tenere a disposizione il kill mud.
17 ½"	1230	1,10 - 1,15	Inibente a base acqua (*)	Confezionare il fango di perforazione. Potenziali problemi di pulizia foro se portata di circolazione insufficiente; Potenziali rischi di prese di batteria (pack-off).
12 ¼"	3283	1,10 – 1,15	Inibente a base acqua (*)	Utilizzare il fango recuperato dalla fase precedente; Possibili perdite anche di rilevante entità. Stabilità foro in funzione della deviazione prevista in questa fase. Potenziali problemi di pulizia foro e prese di batteria per pack-off
8 ½"	3870 (media di 580 m dreno sub orizzontale)	Acqua di mare(**)	Inibente a base acqua Acqua di mare e Cuscini Viscosi	Perforazione nel reservoir "Siracusa". Utilizzare fango dalla fase precedente; Attese perdite totali della circolazione: in tal caso proseguire la perforazione con acqua di mare e cuscini viscosi.

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

(\*\*)Prevista perdita totale di circolazione

### 2.3.6.2 Sommario fanghi di Perforazione (Base Olio LT)

Foro (inches)	Profondità (m MD-RT)	Densità (S.G.)	Tipo Fango (m)	Notes
24"	400	1,05-1,10	Spud Mud – FW-GE	Utilizzare acqua di mare e frequenti cuscini viscosi per la pulizia foro. Attenzione a non scavare. Tenere a disposizione il kill mud.
17 ½"	1230	1,10 - 1,15	LTOBM(*)	Confezionare il fango di perforazione utilizzando la base Low Toxix Oil (e.g. Lamix). Potenziali problemi di pulizia foro se portata di circolazione insufficiente e alte inclinazioni del foro.
12 ¼"	3283	1,10 – 1,15	LTOBM(*)	Utilizzare il fango recuperato dalla fase precedente; Possibili perdite anche di rilevante entità. Stabilità foro in funzione della deviazione prevista in questa fase. Potenziali problemi di pulizia foro e prese di batteria per pack-off.
8 ½"	3870 (media di 580 m dreno sub orizzontale)	1.05 o Acqua di mare(**)	FW-GE-PO Acqua di mare e Cuscini Viscosi	Perforazione nel reservoir "Siracusa". Spiazzare il fango a base olio con fango a base acqua prima di iniziare la perforazione in giacimento; Attese perdite totali della circolazione: in tal caso proseguire la perforazione con acqua di mare e cuscini viscosi.

(\*) FW-GE-PO=Fresh Water-Gel-Polimero (Acqua industriale, bentonite polimero biodegradabile); LTOBM=Low Toxic Oil Base Mud. In Italia viene normalmente utilizzato il LAMIX 30; si tratta di un prodotto dell'Agip Petroli che costituisce la base per il confezionamento dei fanghi di perforazione a base olio. E' inoltre impiegato nell'industria per la laminazione dell'alluminio e per la produzione di confezioni per prodotti alimentari. E' da classificarsi tra i prodotti a bassa tossicità in quanto costituito da una miscela ben definita di **idrocarburi paraffinici non aromatici**.

(\*\*)Prevista perdita totale di circolazione

### 2.3.6.3 Caratteristiche Reologiche

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

	Fase 24"	Fase 17 1/2"	Fase 17 1/2"	Fase 12 1/4"	Fase 12 1/4"	Fase 8 1/2"
Frofondità media (MD-RT)	400	1230	1230	3283	3283	3870
Tipo di fango	FW-GE	(WBM)	(LTOBM)	(WBM)	(LTOBM)	SW-PO
Densità kg/l	1.05-1.10	1.10-1.15	1.10-1.15	1.10-1.15	1.10-1.15	1.05
Viscosità Marsh sec/l	70-100	55-65	55-65	50-55	50-60	45-50
Viscosità Plastica cP		12-16	16-20	16-18	12-16	ALAP
Yield Point gr/100cm2		14-18	14-18	12-14	12-14	8-12
Gel 10" gr/100cm2		4-6	4-6	4-6	3-5	4-6
Gel 10' gr/100cm2		8-12	8-12	10-12	6-10	10-12
Filtrato API (cc/30')		4-6	<4	4-6	<4	3-4
pH	9 – 9,5	9,5-10,5	9,5-10,5	9,5-10,5	9,5-10,5	9-9.5
Pf (ml H2SO4 N/50)		0,2-0,3	0,2-0,3	0,2-0,3	0,2-0,3	
Pm (ml H2SO4 N/50)		0,6-0,8	0,6-0,8	0,6-0,8	0,6-0,8	
Xcess Lime (kg/m3)			4-5	4-5	4-5	
Solidi % vol.		8-10	14-16	8-10	14-16	8-10
MBT kg/m3		<40		<40		
Papporto Olio/Acqua, %			75/25		75/25	
Stabilità Elettrica (V)			>600		>600	
CaCl2 %			18-20		18-20	

### 2.3.6.4 Volumi Fango e Reflui

	Perforazione				Compl.
	24	17 1/2	12 1/4	8 1/2	
Open Hole dia, in	24	17 1/2	12 1/4	8 1/2	
Profondità media MD-RT	400	1230	3283	3870	
Xss on OH, %	50	30	20	15	
OH Section length, m	220(*)	830	2053	587	
Cased section length, m	220(**)	400	1230	3283	1200
Open Hole, m <sup>3</sup>	50	129	156	21	0
Csg volume, m <sup>3</sup>	95	73	96	127	46
Xss on OH, m <sup>3</sup>	50	38	31	3	0
Surface syst., m <sup>3</sup>	150	120	120	120	104
Dilution, m <sup>3</sup>	60	300	357	49	0
Recovered, m <sup>3</sup>	0	0	170	50	0
Kill mud, m <sup>3</sup>	40	0	0	0	0
Total Mixing, m <sup>3</sup>	445	660	590	270	150
Rock Volume, m <sup>3</sup>	155	168	187	24	0
Total Drlg Wastes, m <sup>3</sup>	<b>410</b>	<b>490</b>	<b>540</b>	<b>270</b>	<b>50</b>

(\*) incluso lavaggio del CP per ca. 50 m

(\*\*) assunto CP 30" infisso per ca. 50 m sotto il fondo mare (220 m da RT)

I volumi indicati in tabella si intendono **per un pozzo medio**.

Per il completamento il volume di scarto si riferisce al fango recuperato dopo aver effettuato lo spiazzamento del fango presente nell'annulus Tbg.-Casing con gasolio.

### 2.3.6.5 Consumi Stimati dei Principali Prodotti Fango

Le quantità totali dei prodotti chimici previsti per la perforazione di 1 pozzo, con un generico fango a base acqua come da 2.3.6.1, sono i seguenti:

Prodotto	Funzione	u.m.	Q.tà
Anticorrosivo	Anticorrosivo per fluido di completamento	t/pozzo	<b>2.5</b>
Barite	Agente di appesantimento	t/pozzo	<b>300</b>
Bentonite	Viscosizzante	t/pozzo	<b>20</b>
Carbonato di Calcio	LCM e materiale appesantimento rimovibile per fluido non danneggiante	t/pozzo	<b>20</b>
Deoxi SS	Sequestrante di ossigeno		<b>1.2</b>
Alcol polivinilico	Stabilizzante e inibitore argille	t/pozzo	<b>55</b>
Avasil	Antischiuma siliconico		<b>2.5</b>
Gomma di Xantano	Viscosizzante	t/pozzo	<b>10</b>
Lignosulfonato senza cromo	Regolatore della reologia a basso impatto ambientale	t/pozzo	<b>0.8</b>
Lubrificante	Lubrificante ecologico per fanghi a base acqua	t/pozzo	<b>20</b>
Ossido di Magnesio	Regolatore del Ph	t/pozzo	<b>2</b>
Polimero Cellulosico	Viscosizzante	t/pozzo	<b>2</b>
Cellulosa poliannionica a catena corta	Riduttore di filtrato	t/pozzo	<b>5</b>
Potassio Cloruro (KCl)	Inibitore delle argille	t/pozzo	<b>63</b>
Soda Ash	Abbattitore di calcio	t/pozzo	<b>1</b>
Soda Caustica	Regolatore del Ph	t/pozzo	<b>2</b>
Surfattante	Detergente per fanghi ad acqua	t/pozzo	<b>1.5</b>

Qualora si utilizzasse fango a base olio, per la miscelazione di 1 m<sup>3</sup> di fango saranno indicativamente utilizzati i seguenti prodotti:

Prodotto	Funzione	u.m.	Quantità
Olio non tossico LAMIX 30	Fase oleosa del fluido di base	l/m <sup>3</sup>	<b>641</b>
Acqua industriale	Fase acquosa del fluido di base	l/m <sup>3</sup>	<b>215</b>
CaCl <sub>2</sub> 77-80%	Sorgente salina	Kg/m <sup>3</sup>	<b>72</b>
Barite	Agente di appesantimento	Kg/m <sup>3</sup>	<b>265</b>
Calce idrata	Sorgente alcalina	Kg/m <sup>3</sup>	<b>20</b>
Argilla organofila	Viscosizzante	Kg/m <sup>3</sup>	<b>18</b>
AVOIL PE/LT	Emulsionante primario	Kg/m <sup>3</sup>	<b>15</b>
AVOIL SE/LT	Emulsionante secondario	Kg/m <sup>3</sup>	<b>15</b>
AVOIL FC	Riduttore di filtrato	Kg/m <sup>3</sup>	<b>12</b>
AVOIL VS/LT	Viscosizzante	Kg/m <sup>3</sup>	<b>2</b>
AVOIL WA/LT	Agente bagnante	Kg/m <sup>3</sup>	<b>1</b>

	<b>VEGA "B" – PROGRAMMA PRELIMINARE DI PERFORAZIONE E COMPLETAMENTO</b>	Pagina 21 di 36
		Rev. 0 – Ottobre 2015
		Doc.: WO-HQ-VB-S-014-0

Nota:

- Nelle tabelle precedenti vengono elencati alcuni prodotti utilizzati per il confezionamento di generici fanghi ad acqua: gli studi di dettaglio definiranno l'impiego di prodotti specifici per superare le problematiche della perforazione.
- Per alcuni prodotti si è utilizzato il quanto normalmente fornito dalla Società Milpark-AVA. Non essendo ancora definito il fornitore del Servizio/prodotti, alcuni prodotti, ed i relativi quantitativi, potranno variare sebbene mantengano la funzione indicata.

**Tutti i prodotti necessari al confezionamento del fango di perforazione e dei cuscini di intervento saranno accompagnati in cantiere dalle relative schede di sicurezza.**

Di seguito viene discussa in maggior dettaglio la funzione dei fanghi di perforazione per ciascuna fase di foro. Tale funzione è la medesima sia per i fanghi a base acqua che per quelli a base olio.

#### **2.3.6.6 Discussione Fase 24" a ca. 400 m MD-RT**

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

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

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

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

#### **2.3.6.7 Discussione Fase 17 ½" a ca. 1230 m MD-RT**

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

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

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

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

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

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

#### **2.3.6.8 Discussione Fase 12 ¼" a ca. 3283 m MD-RT**

La perforazione della fase da 12 ¼" prevede l'attraversamento delle formazioni: Ragusa, prevalentemente costituita da calcareniti con intercalazioni di calcare; Amerillo, prevalentemente calcarea; Hybla, prevalentemente costituita da marne ed argille con intercalazioni di calcari;

	<b>VEGA "B" – PROGRAMMA PRELIMINARE DI PERFORAZIONE E COMPLETAMENTO</b>	Pagina 22 di 36
		Rev. 0 – Ottobre 2015
		Doc.: WO-HQ-VB-S-014-0

Chiaromonte, costituita prevalentemente da calcare con livelli marnosi, Buccheri, costituita da alternanze di marne e calcari, costituente la copertura del reservoir della F.ne Siracusa.

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

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

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

### **2.3.6.9 Discussione Fase 8 1/2" a ca. 3870 m MD-RT**

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

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

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

### **2.3.6.10 Completamento/Packer Fluid**

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

### **2.3.6.11 Gestione dei Fluidi di Perforazione**

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

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

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

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

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

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

	<b>VEGA "B" – PROGRAMMA PRELIMINARE DI PERFORAZIONE E COMPLETAMENTO</b>	Pagina 23 di 36
		Rev. 0 – Ottobre 2015
		Doc.: WO-HQ-VB-S-014-0

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

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

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

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

#### **2.3.6.12 Stock Minimi di Sicurezza**

- Kill mud (Da confezione prima dello spud-in): 40 m<sup>3</sup> a D=1,40 kg/l.
- Materiale di appesantimento (barite): 100 t per tutta la durata dei pozzi.
- Cemento: minimo 50 t per tutta la durata dei pozzi.
- Prodotti antipresa: per il confezionamento di almeno 4 cuscini di intervento, a seconda della sezione di foro.

#### **2.3.6.13 Perdite di Circolazione**

- Perdite di circolazione di minore entità (0,5-2 m<sup>3</sup>/hr), specialmente se configurabili come seepage losses, normalmente non richiedono particolari interventi di contenimento. Tra gli elementi che contribuiscono al loro contenimento c'è la riduzione dell'ECD, ottenibile con l'ottimizzazione delle caratteristiche reologiche del fango.
- Perdite di circolazione da lievi a moderate (3-6 m<sup>3</sup>/hr) potrebbero richiedere l'aggiunta di materiali intasanti fini (mica-fibrosi) in circolazione, oltre che intervenire sulla reologia del fango e, se possibile, sulla portata.
- Perdite di circolazione di maggiore entità (7-15 m<sup>3</sup>/hr) richiedono l'aggiunta di LCM al sistema fango e, nei casi più gravi, l'intervento con appositi cuscini intasanti confezionati con diversi tipi di LCM in ragione di circa 50-80 kg/m<sup>3</sup>. Se possibile si potrà intervenire sul fango, riducendone la densità e migliorandone le caratteristiche. Sempre se possibile si potrà valutare l'effetto della riduzione della portata. E' sconsigliabile, per i motivi di cui sopra, by-passare il vibrovaglio in quanto ciò comporterebbe un incremento della concentrazione di solidi nel fango.
- Fatta eccezione per la sezione di foro da 8 ½" nel reservoir carbonatico, perdite di circolazione da gravi (>20 m<sup>3</sup>/hr) fino a totali potranno richiedere interventi ad hoc, compreso l'impiego di speciali cuscini intasanti e/o tappi di cemento. Il tipo di intervento più opportuno sarà valutato caso per caso.

### 2.3.7 Cementazioni

I casing saranno cementati con malte di densità differenziata, ca. 1.54 kg/l per la malta "Lead" e 1.90 kg/l per la malta "Tail", miscelate con acqua dolce industriale. Risalite del cemento (TOC), volumi di malta e quantitativo di cemento Classe "G" per il pozzo medio sono come dalla seguente tabella:

Casing Size in	Shoe depth m	O.H. Size in	Last csg id in	Last csg shoe @ m	Xss on OH %	TOC lead m	TOC tail m	Vol Lead Slurry m <sup>3</sup>	Vol Tail Slurry m <sup>3</sup>	Cmt Class "G" ton
18 5/8	400	24	28	240	200	180(m.l.)	300	39,6	34,8	76,5
13 3/8	1230	17 1/2	17,655	400	100	250	1000	73,7	22,3	86,1
9 5/8	3283	12 1/4	12,415	1230	50	2500	3000	23,2	12,4	34,2

## 2.3.8 Testa Pozzo e Apparecchiature di Sicurezza (BOP)

### 2.3.8.1 Testa Pozzo e Croce di Produzione

La testa pozzo prevista per i pozzi della piattaforma Vega B è illustrata nella seguente figura 8:

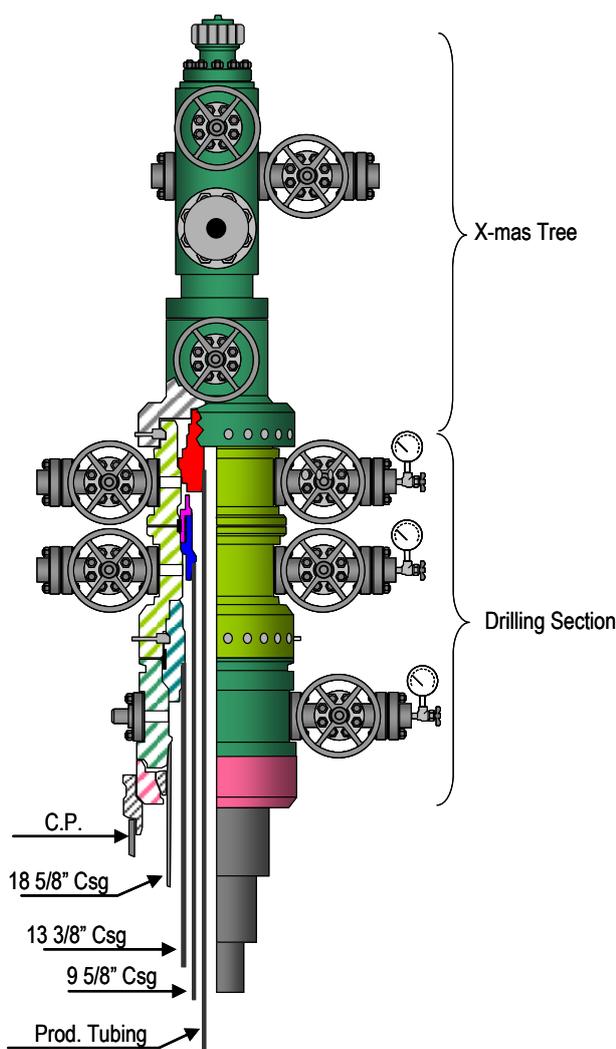


Fig. 8

La figura 8 illustra una configurazione di testa pozzo tipo "Split-Compact". In alternativa potrebbe essere utilizzata una testa pozzo di tipo "API" flangiata. La "split-compact" presenta alcuni vantaggi operativi mentre dal punto di vista funzionale entrambe le tipologie sono assimilabili.

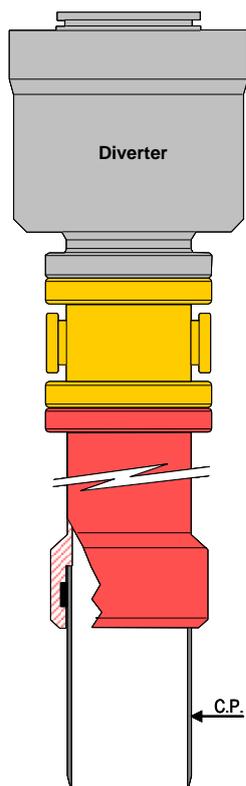
In sostanza si compone di una "Drilling Section", dove sono alloggiati i casing che compongono il profilo del pozzo, e di una croce di produzione ("X-mas Tree") che, con il Tubing di Produzione, ha la funzione di convogliare a giorno i fluidi di strato prodotti.

La pressione di esercizio nominale sia della testa pozzo che della croce di produzione sarà di 3000 psi (in alternativa 5000 psi).

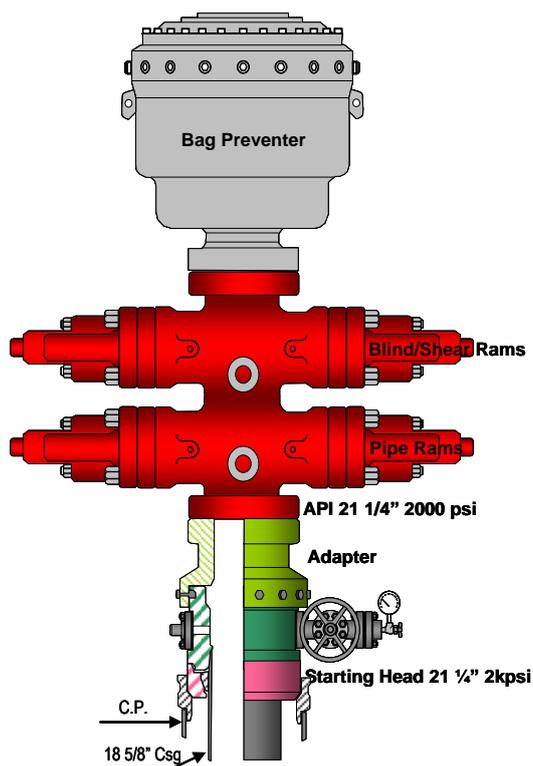
### 2.3.8.2 BOP's

Le diverse configurazioni delle apparecchiature di sicurezza che verranno installate sulla testa pozzo durante le varie fasi di perforazione sono illustrate nella seguente figura 9.

**Divterter 29 1/2" x 500 psi  
per foro da 24"**



**BOP Stack 21 1/4" x 2000 psi  
per foro da 17 1/2"**



**BOP Stack 13 5/8" x 10000 psi  
per fori da 12 1/4" e 8 1/2"**

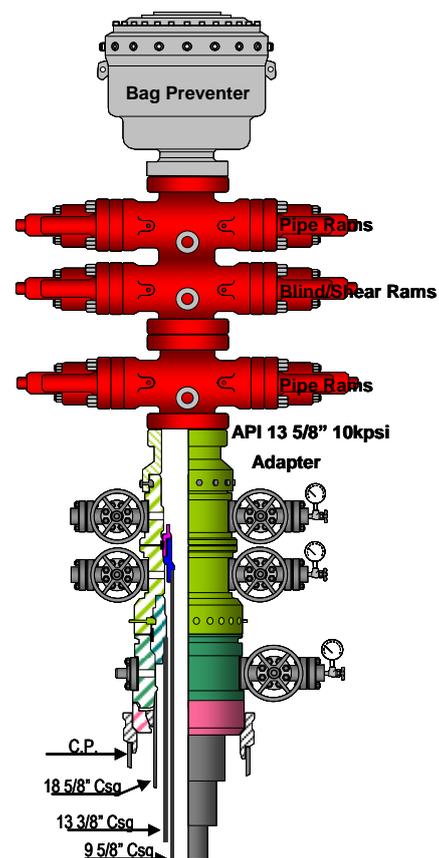


Fig. 9

	<b>VEGA "B" – PROGRAMMA PRELIMINARE DI PERFORAZIONE E COMPLETAMENTO</b>	Pagina 27 di 36
		Rev. 0 – Ottobre 2015
		Doc.: WO-HQ-VB-S-014-0

### 2.3.9 Deviazione Pozzi

Tutti i pozzi saranno perforati in deviazione a partire dalla testa pozzo sulla prevista piattaforma Vega B.

I profili di deviazione saranno essenzialmente di tipo "slanted" (Fig. 10) con dreno sub orizzontale nel reservoir carbonatico "Siracusa".

La traiettoria di deviazione sarà definita in modo da raggiungere i target nel reservoir, come da indicazioni della Funzione competente, onde consentire l'ottimale drenaggio dei fluidi dal giacimento.

Indicativamente, il profilo di deviazione verrà iniziato nella sezione di foro da 17 ½" con il primo build-up che verrà ultimato nel corso della perforazione della sezione da 12 ¼" dopo aver tubato il casing da 13 3/8".

In questa sezione di foro verrà mantenuta la deviazione raggiunta alla fine del primo build-up fino al punto di inizio del secondo build up, che dovrà consentire il corretto posizionamento del casing 9 5/8" al top della formazione "Siracusa" e contemporaneamente permettere di raggiungere la parte produttiva del reservoir "Siracusa" con il successivo dreno sub-orizzontale, perforato con scalpello da 8 ½", alla profondità verticale stabilita (secondo build-up).

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

La fig. 10 è in questo senso rappresentativa del profilo di deviazione previsto.

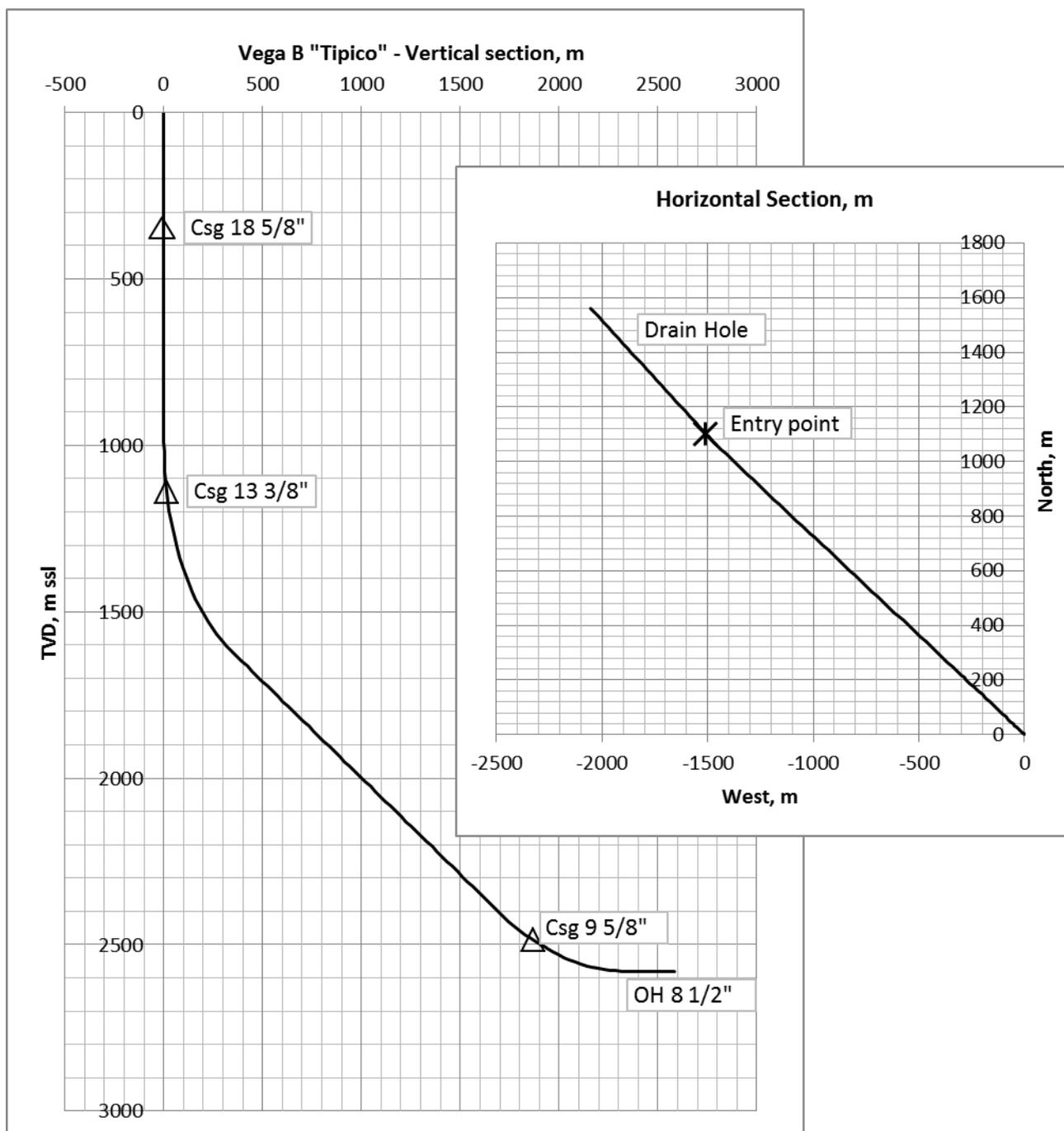


Fig. 10

	<b>VEGA "B" – PROGRAMMA PRELIMINARE DI PERFORAZIONE E COMPLETAMENTO</b>	Pagina 29 di 36
		Rev. 0 – Ottobre 2015
		Doc.: WO-HQ-VB-S-014-0

## 2.4 HSE

Le operazioni di pozzo saranno condotte nel pieno rispetto delle leggi e norme vigenti in materia di sicurezza, salute e ambiente.

In particolare, per quanto riguarda la realizzazione dei pozzi si adotteranno le seguenti misure principali:

- L'impianto di perforazione, sia che sia un tad quanto un Jack-up, verrà configurato come "zero discharge", cioè sarà dotato di strutture atte al contenimento dei fluidi utilizzati durante le attività di perforazione e completamento anche in caso di sversamenti accidentali, oltre che raccogliere le acque meteoriche.
- Tutti i fluidi reflui ed i solidi di perforazione saranno trasferiti a terra in appositi contenitori stagni e qui trattati fino a rientrare nei parametri di legge per il conferimento in discariche autorizzate. Il ciclo di trasporto, trattamento e conferimento in discarica sarà effettuato da società certificate.
- Nel caso di un improbabile sversamento accidentale in mare, la piattaforma ed i mezzi marittimi di supporto saranno dotati di appositi mezzi di contenimento e di solventi approvati.
- Tutti i prodotti chimici e le attrezzature che lo richiedono, inviate sull'impianto di perforazione, saranno corredati dei rispettivi "safety data sheet". Il trasporto di chimici sarà effettuato con appositi contenitori (container, mini container).
- Gli organi e le attrezzature di sollevamento saranno corredati di certificati in corso di validità.
- Lavori diversi effettuati simultaneamente saranno regolati con apposita procedura (permessi di lavoro – PTW system).
- L'accesso alle aree di lavoro sarà consentito al solo personale autorizzato ed in possesso delle necessarie certificazioni. Per ogni operazione non routinaria o che preveda la partecipazione di più competenze, saranno effettuate, a cura del responsabile Edison, apposite riunioni di sicurezza (PJSM).
- Nel corso di tutta la durata delle operazioni sarà assicurata l'evacuazione sanitaria a mezzo elicottero.

## 2.5 TEMPI OPERATIVI STIMATI

Per la perforazione ed il completamento degli 8 pozzi oggetto di questo studio preliminare si stimano complessivi ca. 630 giorni, suddivisi come segue: secondo quanto illustrato in precedenza, sono stimati come segue:

	Giorni			
	Vari	Drilling	Test/Compl.	Totale
Installazione Impianto (*)	10			10,00
Perforazione e completamento		<b>522,28</b>	<b>75,20</b>	597,48
Disinstallazione Impianto (**)	10			10,00
Contingent (WOW) (***)	9			9,00
<b>Totali</b>	<b>29</b>	<b>522,28</b>	<b>75,20</b>	<b>626,48</b>

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

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

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

### Nota:

- ✓ I tempi stimati sono dalla presa in carico dell'impianto a 500 m dalla piattaforma fino al suo rilascio sempre a 500 m. Non sono considerati i tempi di mobilitazione fino alla presa in carico, eventuali tempi relativi a "italianizzazione" e/o adeguamento impianto, demobilitazione dopo il rilascio.
- ✓ I tempi sono basati sulle seguenti assunzioni:
  - Tutti i pozzi perforati e completati singolarmente (no batch drilling/completion).
  - No coring
  - Full logging (i.e. fori da 17 ½"+12 ¼"+8 ½") solo per il primo pozzo; Pozzi successivi "minimum logging program" per i fori da 12 ¼" e 8 ½" .
  - Lavaggio acido del foro scoperto da 8 ½".
  - Breve test per i Max. 3 pozzi
  - Tutti i pozzi spazzati con gasolio e pronti per lo spurgo.
- ✓ Tutti i tempi si considerano "trouble-free". No re-drill per eventuali junked hole.

 EDISON	<i>VEGA "B" – PROGRAMMA PRELIMINARE DI PERFORAZIONE E COMPLETAMENTO</i>	Pagina 31 di 36
		Rev. 0 – Ottobre 2015
		Doc.: WO-HQ-VB-S-014-0

Questa pagina è lasciata intenzionalmente vuota.

	<b>VEGA “B” – PROGRAMMA PRELIMINARE DI PERFORAZIONE E COMPLETAMENTO</b>	Pagina 32 di 36
		Rev. 0 – Ottobre 2015
		Doc.: WO-HQ-VB-S-014-0

## Allegato “A” – Impianto TAD

### TENDER ASSISTED DRILLING (TAD) RIG

L’acronimo “TAD” sta per Tender Assisted Drilling e definisce una tipologia di impianti atti a soddisfare particolari esigenze di perforazione di pozzi da piattaforme, sia fisse che galleggianti (e.g. SPAR, TLP, etc.), nella fase di sviluppo di campi off-shore.

L’impiego di TAD è particolarmente richiesto in quei casi dove lo sviluppo è da realizzarsi con teste pozzo in superficie (dry wellheads) pur in presenza di profondità d’acqua rilevanti, tali da non consentire l’impiego di jack up. Esso trova luogo in ambienti caratterizzati da profondità d’acqua compresi tra ca. 120 e 2000 m.

Nel confronto con un impianto di pari potenzialità installato sulla piattaforma il TAD offre i seguenti vantaggi:

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

Sostanzialmente i TAD sono formati da un’unità galleggiante (il TAD stesso) e dal Drilling Equipment Set (DES); solo quest’ultimo è installato sulla piattaforma da dove saranno perforati i pozzi.

### TAD

I TAD si suddividono sostanzialmente in due categorie:

- “Barge”, cioè con scafo galleggiante, generalmente a fondo piatto (Fig. 1A).
- “Semi-submersible”, costituito da pontoni e colonne che sostengono il ponte principale (Fig. 1B).

Le “Barge” sono generalmente impiegate in ambienti non particolarmente severi e per profondità d’acqua limitata (entro ca. 150 m), sebbene quelli di ultima generazione possano arrivare fino a 2000 m se appositamente ancorati (pre laid mooring system).

I “Semi-submersible” sono impiegati in ambienti dove le condizioni meteo-marine possono essere severe, in quanto offrono una maggiore stabilità. Possono operare in profondità d’acqua da 10 a 2000 m. Al di là di una migliore reazione ad avverse condizioni meteo-marine, i semi-sommersibili offrono ulteriori significativi vantaggi rispetto alle barge, specialmente nella fase di installazione del DES e per piattaforme con il deck molto alto sul livello mare.

Per ulteriori informazioni, tipiche delle due tipologie di impianti, si faccia riferimento alle Fig. 2 e 3. (informazioni derivate da impianti della Società “Seadrill”).

A bordo del TAD sono ubicati:

- Helideck, living quarters e uffici
- Tutti gli stoccaggi (diesel, acqua, vasche fango, prodotti sfusi e pallettizzati, ecc.)
- Generazione di potenza (motori e generatori elettrici)
- Pompe fango e parte dell’equipaggiamento di trattamento solidi
- Gru
- Sistemi di ancoraggio

	<b>VEGA "B" – PROGRAMMA PRELIMINARE DI PERFORAZIONE E COMPLETAMENTO</b>	Pagina 33 di 36
		Rev. 0 – Ottobre 2015
		Doc.: WO-HQ-VB-S-014-0

## DES (Drilling Equipment Set)

Del DES fanno parte:

- Torre di perforazione e sottostrutture con sistema di skid
- Piano sonda e choke manifold
- Argano
- Top drive
- Tavola rotary
- Vibrovagli (se non installati sul TAD)
- BOP stack

La potenza richiesta dalle attrezzature del DES è generata sul TAD e fornita con cavi elettrici.

Allo stesso modo, tramite collegamenti sia ad alta pressione che a bassa pressione, avviene la circolazione ed il ritorno del fango di perforazione.

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

## Modalità Operative

Il TAD viene generalmente rimorchiato (wet towing) o trasportato (dry towing) in postazione ed ancorato vicino alla piattaforma da dove saranno perforati i pozzi.

La distanza dalla piattaforma è generalmente di circa 10 m, con limite operativo fino a circa 15 m.

Per profondità d'acqua fino a ca. 450 m il TAD utilizza le proprie ancore (generalmente 8) con linee costituite da catene e/o cavi di acciaio. Per profondità superiori, fino a 2000 m, occorre predisporre un sistema di pre-ancoraggi (preset taut line system).

Dopo aver effettuato l'ancoraggio, il TAD provvede al sollevamento ed al posizionamento dei moduli DES sulla piattaforma con la propria gru. Questi moduli sono trasportati dal TAD stesso.

Completato il montaggio ed eseguiti i collegamenti, l'impianto è pronto ad operare. Le attività di perforazione vengono svolte come per qualsiasi impianto; i materiali necessari (e.g. casing, drill pipe, ecc.) sono trasferiti con le gru di bordo fino al piano sonda.

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

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

Come detto, la distanza tra TAD e piattaforma fissa è normalmente di ca. 10 m. In caso condizioni meteo-marine particolarmente avverse lo richiedessero, il TAD può spostarsi sulle ancore fino ad una distanza di circa 300 m, in funzione del sistema di ancoraggio utilizzato.

Il personale è alloggiato nel modulo alloggi del TAD, normalmente dimensionato per oltre 100 posti letto. Nello stesso modulo alloggi si trovano i locali comuni quali cucine, mensa, lavanderia, servizi, ecc.).

Il movimento del personale dal TAD alla piattaforma avviene attraverso scale e passerelle (come evidente in Fig. 1B).

Le dotazioni di sicurezza sono quelle previste dai codici applicabili ai natanti (MODU) ed alle installazioni off-shore.

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



Fig. 1A



Fig 1B

## TAD – Tipo "Barge"



### GENERAL

Design	Self-erecting TAD barge
Built/year	Robin Shipyard, S'pore / 1981
Modified	Widened to 90-ft beam in 2003
Flag	Panama
Classification	ABS <sup>®</sup>
Class notations	+A1 Barge & 'Statement-of-Fact' for MODU Code 1979

### MAIN DIMENSIONS/TECHNICAL

Length	87 m
Breadth	27 m
Max water depth	122 m
Min water depth	10 m
Drilling depth	6096 m
Variable deck load	6570 MT
Min Tow Required	60 - 80 MT Bollard Pull
Transit speed	5 knots
Helideck	Sikorsky <sup>®</sup> S61N
Accommodation	140 persons

### STORAGE CAPACITIES

Fuel	783 m <sup>3</sup>
Drill water	2424 m <sup>3</sup>
Potable water	173 m <sup>3</sup>
Liquid mud	699 m <sup>3</sup>
Base oil	398 m <sup>3</sup>
Brine	140 m <sup>3</sup>
Barite/Bentonite	240 m <sup>3</sup>
Cement	149 m <sup>3</sup>
Sack storage	7300 sacks

### DRILLING EQUIPMENT

Derrick	Pyramid <sup>®</sup> 152-ft telescopic
Drawworks	National <sup>®</sup> 1320-UE 2000 HP
Drill pipe capacity	6000 m x 5" S135 NC-50
Top drive	Varco <sup>®</sup> TDS-4S 1100 HP
Rotary table	Oilwell <sup>®</sup> C-375 with 37 1/2"
Power tong	Hawkjaw <sup>®</sup> 65K-2GJR
Drilling line	35 mm OD x 2285 m
Hookload/ Setback	340 MT/ 227 MT
DES dry weight	693 MT
DES number of lifts	15
Platform height	27.4 m above msl

### OFFLINE ACTIVITY CAPABILITY

OAC crane	X-Y Gantry, 5000 lbs SWL
OAC power tong	Hawkjaw <sup>®</sup> 65K-2GJR
Offline electric log	available
Offline CTU	available
Offline cementing	available

### WELL CONTROL

BOP (Surface)	Hydriil <sup>®</sup> 13 5/8" 5K ABOP GK Q.O.P. <sup>®</sup> 13 5/8" 5K 1xSRBOP Q.O.P. <sup>®</sup> 13 5/8" 5K 1xDRBOP
BOP handling	BOP Handling Trolley System SWL 60 MT
Mud gas separator C&K manifold	30" OD with 15-ft, mud seal 3" 10K API Spec 6A

### MUD SYSTEM

Mud pumps	2 x National <sup>®</sup> 12-P-160 Triplex
Pressure rating	7500 psi WP
Shale shakers	4 x Derrick <sup>®</sup> High / Super G
Degasser	Burgess <sup>®</sup> Magna-Vac Mdl 1000
Mud Centrifuge	Operator supplied

### POWER

Main engines	7 x Caterpillar <sup>®</sup> Model D399 TA
Main generators	7 x Kato <sup>®</sup> Brushless 1287.5 kVA
Total power	6500 KW
Emergency power	1 x Caterpillar <sup>®</sup> 3408TA

### STATION KEEPING

Anchor wire	8 x 914 m - 51 mm
Anchors	8 x Stato <sup>®</sup> & Moorfast <sup>®</sup> 5.4 MT
Mooring winches	4 x Skagit <sup>®</sup> Model DMW-150 double drums

### LIFTING EQUIPMENT

Main crane	Favelle Favco <sup>®</sup> PC200-30/10K
Main crane rating	150 MT SWL at 15.5 m radius
Deck crane	Favelle Favco <sup>®</sup> PC20-6/10K
Deck crane rating	11.1 MT SWL at 10.7 m radius
M/Skid cranes	2 x CraneSafe <sup>®</sup> Knuckle Joint
M/Skid crane rating	7500 lbs SWL

### OPERATING CONDITIONS

Wave height, Hs	3.7 m
Wave period, Tz	6 - 8 second
Surface current, Vc	3.0 knots
Wind speed, Vw	74 kph

### SURVIVAL CONDITIONS

Max. Wave height	7.6 m
Wave period, Tz	9.0 second
Surface current	3.0 knots
Wind speed	130 kph

Fig. 2

## TAD – Tipo "Semi-Submersible"



### GENERAL

Design	KFELS SSDT3600-GOM-C42
Built/year	Keppel FELS / 2005
Flag	Panama
Classification	ABS
Class notations	+A1 Column Stabilized Unit - Drilling Tender

### MAIN DIMENSIONS/TECHNICAL

Length	94 m
Breadth	36 m
Max water depth	2000m with pre-laid mooring
Min water depth	9.8 m
Drilling depth	9000 m
Variable deck load	3800 MT
Min Tow Required	100-120 MT Bollard Pull
Transit speed	5 knots
Helideck	Sikorsky S-61N
Accommodation	140 persons

### STORAGE CAPACITIES

Fuel	1676 m <sup>3</sup>
Drill water	1905 m <sup>3</sup>
Potable water	1040 m <sup>3</sup>
Liquid mud	820 m <sup>3</sup>
Base oil	538 m <sup>3</sup>
Brine	398 m <sup>3</sup>
Barite/Bentonite	197 m <sup>3</sup>
Cement	180 m <sup>3</sup>

### DRILLING EQUIPMENT

Derrick	MH-Pyramid 182-ft quadruple
Drawworks	LEWCO 3000 HP disc brakes
Drill pipe capacity	6000 m x 5-7/8" S135 DP
Top drive	Varco TDS-8S (AC) 1150 HP
Rotary table	LEWCO L-495 with 49 1/2"
Power Tong	Hawkjaw M100K-2GSR
Drilling Line	38 mm OD x 1524 m
Hookload/ Setback	454 MT/ 544 MT
DES dry weight	714 MT
DES number of lifts	16
Platform height	27.5 m above msl

### OFFLINE ACTIVITY CAPABILITY

OAC crane	X-Y Gantry, 12000 lbs SWL
OAC power tong	Hawkjaw <sup>®</sup> M100K-2GSR
Offline electric log	available
Offline CTU	available
Offline cementing	available

### WELL CONTROL

BOP (Surface)	Hydriil 21 1/4" 2K 1xABOP 'MSP' Hydriil <sup>®</sup> 21 1/4" 2K 2xSRBOP Hydriil <sup>®</sup> 13 5/8" 5K 1xABOP 'GL' Hydriil <sup>®</sup> 13 5/8" 10K 1xSRBOP Hydriil <sup>®</sup> 13 5/8" 10K 1xDRBOP
BOP handling	BOP Lifting & Trolley System SWL 50MT
Mud gas separator C&K manifold	30" OD with 6-ft, mud seal Pemac 3" 10K API Spec 6A

### MUD SYSTEM

Mud pumps	3 x LEWCO <sup>®</sup> W-1712
Pressure rating	7500 psi WP
Shale shakers	4 x Brandt <sup>®</sup> VSM-300
Degasser	Swaco <sup>®</sup> CD-1400 Hurricane
Mud Centrifuge	Operator supplied

### POWER

Main engines	6 x Caterpillar <sup>®</sup> 3516BTA
Main generators	6 x Kato <sup>®</sup> 2000 KVA
Total power	7800 KW
Emergency power	1 x Caterpillar <sup>®</sup> 3512BTA

### STATION KEEPING

Anchor wire	8 x 1524 m - 76 mm
Anchors	8 x Delta Flipper 12 MT
Mooring winches	4 x Skagit Smatco Traction TMW-300 double drums

### LIFTING EQUIPMENT

Main crane	Favelle Favco <sup>®</sup> PC 250
Main crane rating	200 MT SWL at 20 m radius
Deck crane	Favelle Favco <sup>®</sup> 7.5/10K
Deck crane rating	44 MT SWL at 7.5 m radius
M/Skid cranes	2 x CraneSafe <sup>®</sup> Knuckle
M/Skid crane rating	7500 lbs SWL

### OPERATING CONDITIONS (SEA)

Range of draft	9.75m to 15.24m
Wave height, Hs	6.23m to 2.74m
Peak period, Tp	12.4 seconds to 7.6 seconds
Surface current, Vc	2.0 knots to 2.0 knots
Wind speed, Vw	70.0 knots to 70.0 knots

### OPERATING CONDITIONS (GOM/WA)

Range of draft	9.75m to 12.19m
Wave height, Hs	8.2m to 5.0m
Peak period, Tp	12.6 seconds to 8.3 seconds
Surface current, Vc	2.1 knots to 1.0 knots
Wind speed, Vw	64.2 knots to 35.0 knots

Fig. 3