

Doc. Title:

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

Doc. Ref. N.

WO-HQ-VB-S-001-0

Abstract:

Questo programma illustra, nei tratti generali, le modalità di perforazione e completamento dei nuovi pozzi previsti per la 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.

2	Emissione finale per SIA	24/11/11	Basilico	Uboldi	Bellasio
1	Emissione per SIA		Basilico	Uboldi	
0	Emissione per SIA	13/07/11	Basilico	Uboldi	
	<i>Revisions</i>	<i>Date</i>	<i>Prepared</i>	<i>Controlled</i>	<i>Approved</i>

	VEGA “B” – PROGRAMMA PRELIMINARE DI PERFORAZIONE E COMPLETAMENTO	Pagina 2 di 34
		Rev. 2 – novembre 2011
		Doc.: WO-HQ-VB-S-001-0

Sommario

1. INTRODUZIONE	3
1.1 MANAGEMENT SUMMARY.....	3
1.1.1 <i>Scopo del Lavoro e BOD</i>	3
2. PROGRAMMA DI PERFORAZIONE PRELIMINARE.....	5
2.1 UBICAZIONE	5
2.2 IMPIANTO DI PERFORAZIONE.....	5
2.2.1 <i>Principali Caratteristiche dell’Impianto di Perforazione</i>	6
2.3 REALIZZAZIONE DEI POZZI	7
2.3.1 <i>Geo-pressioni</i>	7
2.3.2 <i>Temperature</i>	8
2.3.3 <i>Pressioni e Problemi di Perforazione</i>	8
2.3.4 <i>Architettura dei Pozzi</i>	8
2.3.5 <i>Sequenza Operativa</i>	10
2.3.6 <i>Fluidi di Perforazione e Completamento</i>	13
2.3.7 <i>Testa Pozzo e Apparecchiature di Sicurezza (BOP)</i>	20
2.3.8 <i>Profili di Deviazione</i>	22
2.4 HSE	26
2.5 TEMPI OPERATIVI STIMATI.....	27
2.5.1 <i>Diagramma Tempo vs. Profondità Misurata</i>	28
ALLEGATO “A” – IMPIANTO TAD	30
TENDER ASSISTED DRILLING (TAD) RIG.....	30

	VEGA "B" – PROGRAMMA PRELIMINARE DI PERFORAZIONE E COMPLETAMENTO	Pagina 3 di 34
		Rev. 2 – novembre 2011
		Doc.: WO-HQ-VB-S-001-0

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 di Pozzallo-Marina di Ragusa, in circa 124 m di profondità d'acqua.

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. 1).

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 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, ecc.

Quest'ultimo scenario è risultato quello più plausibile dal punto di vista tecnico-economico.

1.1.1 Scopo del Lavoro e BOD

Scopo di questo studio preliminare è quello di fornire le valutazioni essenziali per una campagna di perforazioni di 4 pozzi di sviluppo sulla culminazione "B" di Vega a partire da una drilling platform installata in posizione opportuna su detta culminazione.

Per gli scopi di questo studio si assume la perforazione di 4 pozzi direzionati, di tipo "slanted", con inclinazione massima compresa tra 30 e 40°, tali da consentire uno scostamento al target di circa 1000-1200 m rispetto alla testa pozzo di superficie.

Relativamente alle Bases Of Design (BOD) del progetto, le assunzioni sono le seguenti:

- L'obiettivo è la F.ne "Siracusa" a 2448 m TVD ssl, che sarà interessata dal foro scoperto da 8 ½" per circa 100 m.
- I pozzi, come accennato, saranno tutti direzionati con profilo tipo "J"; per lo scopo di questo studio sono assunti: 1 pozzo con scostamento al target di circa 650 m; 3 pozzi con scostamento al target di ca. 1150 m.
- Il profilo di tubaggio, comune a tutti i pozzi, sarà quello tipico dei pozzi Vega, cioè. Conductor pipe da 30" (o 26"), Casing superficiale da 18 5/8", casing intermedio da 13 3/8" e casing di produzione da 9 5/8" al top della F.ne Siracusa. Quindi, il foro da 8 ½" attraverserà la formazione produttiva e sarà lasciato non tubato.
- Il completamento sarà quello tipico dei pozzi Vega, cioè da open hole, con packer di produzione fissato a circa 1200 m TVD nel casing da 9 5/8", senza sollevamento artificiale.

Lo studio valuterà i dati relativi alla perforazione dei pozzi, in particolare per quanto riguarda i carichi stimati, la sequenza operativa e la stima dei tempi operativi.

Per quanto riguarda la scelta dell'impianto di perforazione, data la profondità d'acqua che non permette l'impiego di un impianto tipo "jack-up", si è effettuato uno screening mettendo a confronto le ipotesi di un impianto tipo "packaged" (fig.2A) da installare sulla piattaforma vs. un

impianto tipo Tender Assisted Drilling (TAD, Fig. 2B). Questo al fine di definire il dimensionamento della piattaforma con le conseguenti implicazioni economiche.

Va detto che la scelta dell'impianto, "packaged" o "TAD", influisce in modo praticamente irrilevante sul processo di perforazione/completamento.

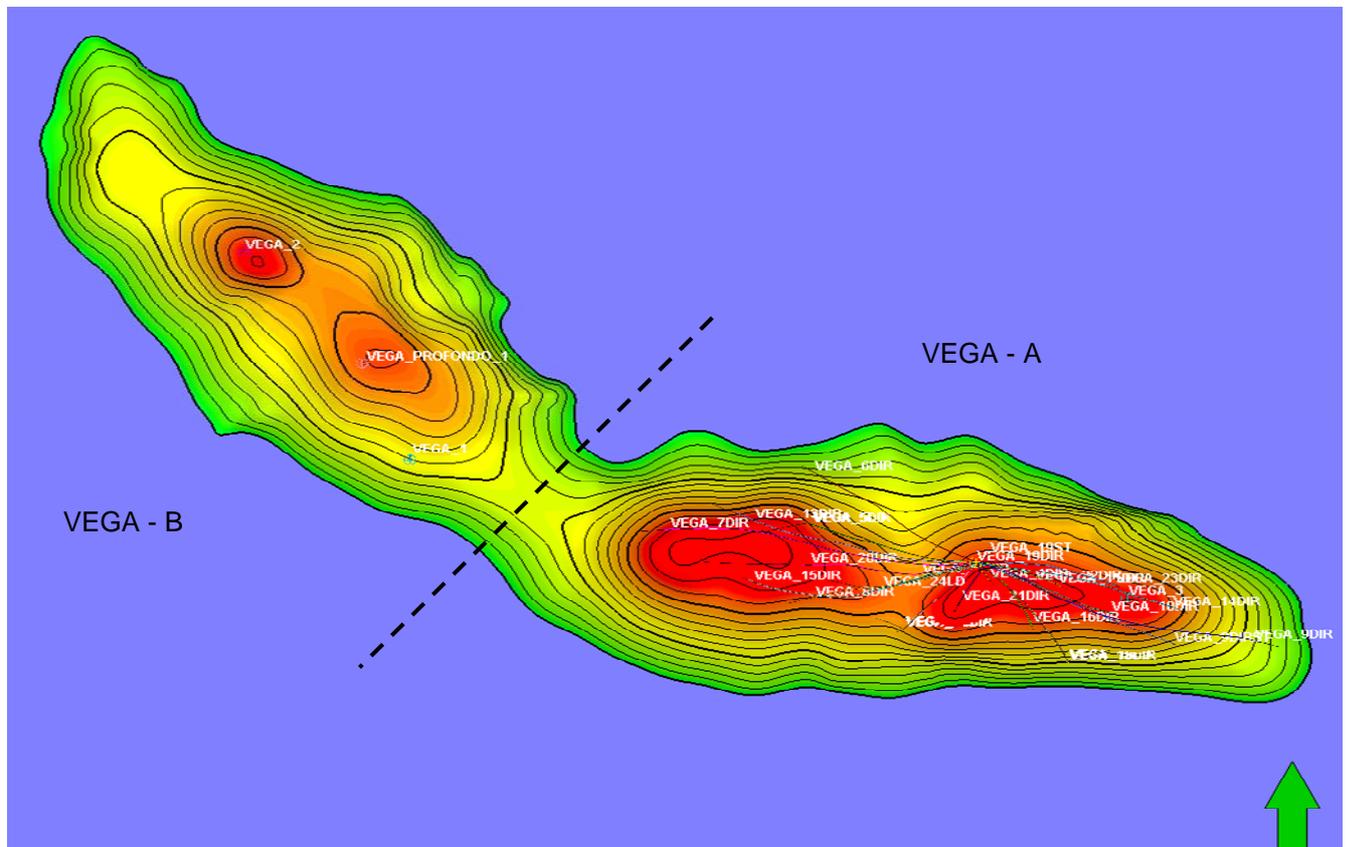


Fig. 1



Fig. 2A



Fig. 2B

	VEGA "B" – PROGRAMMA PRELIMINARE DI PERFORAZIONE E COMPLETAMENTO	Pagina 5 di 34
		Rev. 2 – novembre 2011
		Doc.: WO-HQ-VB-S-001-0

2. Programma di Perforazione Preliminare

2.1 UBICAZIONE

L'ubicazione della piattaforma, così come la denominazione dei pozzi non è ancora definita; Per uniformità di comprensione, in questo studio i pozzi saranno definiti come:

Vega B-1Dir; Vega B-2Dir, Vega B-3Dir e Vega B-4Dir

2.2 IMPIANTO DI PERFORAZIONE

Per gli scopi di questo studio viene assunto l'impiego di un impianto di perforazione TAD (vedi fig. 2B e Allegato "A").

Come già accennato, ai fini delle metodologie di perforazione e completamento la scelta dell'impianto, "packaged" o "TAD", è praticamente influente.

Per quanto riguarda le caratteristiche generali di un impianto TAD per le operazioni su Vega B, esse sono elencate di seguito, mentre la descrizione di questa tipologia di impianti è riportata in Allegato "A":

E' stato preferito un impianto tipo TAD in quanto l'installazione di drilling rig "packaged" full size avrebbe richiesto un maggior dimensionamento della piattaforma, con ovvi costi aggiuntivi; inoltre l'installazione di un packaged richiederebbe, per il sollevamento dei moduli di cui è composto, l'impiego di una crane barge.

Va però rilevato che il dimensionamento della piattaforma per l'impianto TAD è stato verificato anche per l'eventuale installazione di un impianto tipo "fast move" (sundowner) del tipo "Adriatic 1" (di proprietà Atwood ma gestito in Italia da Hydro Drilling) utilizzato attualmente per le piattaforme Eni in Adriatico. Questo essenzialmente per poter sopperire ad eventuali necessità di work over nella vita produttiva dei pozzi.

Questo impianto, oltre che eseguire lavori di work-over, può anche perforare seppure con alcuni limiti operativi. E' attualmente in corso la verifica dell'operatività di questo impianto per la perforazione dei pozzi di Vega B.

Ovviamente molto dipenderà dalla severità del profilo dei pozzi che si perforeranno da questa piattaforma, in quanto la profondità misurata dei pozzi devianti determinerà la necessaria potenzialità dell'impianto di perforazione.

Attualmente non sono ancora definiti con un'accettabile sicurezza gli obiettivi dei pozzi e quindi le rispettive caratteristiche geometriche.

Qualora le verifiche che saranno effettuate sulla base di dati realistici di ubicazione e profilo dei pozzi dovessero portare a verificare che la potenzialità dell'impianto "Adriatic 1" è adeguata per lo scopo dei lavori, si potrà rivedere la scelta dell'impianto su tali basi.

Nel caso che la positiva verifica di quanto sopra portasse effettivamente verso la scelta di un tale impianto, va rilevato che il relativo impatto ambientale in termini di emissioni è sicuramente inferiore a quelle previste per un impianto TAD. A questo si aggiungerebbe anche un costo giornaliero sensibilmente inferiore.

Per contro, è ipotizzabile un aumento dei tempi di perforazione rispetto ad un impianto sicuramente più performante quale il TAD; Tale aumento è quantificabile in circa il 20% in più del tempo previsto per i pozzi perforati con TAD.

L'impianto fast move "Adriatic 1" non richiede crane barge per la sua installazione in quanto dotato di una propria gru di sollevamento. La piattaforma deve tuttavia disporre di una propria

	VEGA "B" – PROGRAMMA PRELIMINARE DI PERFORAZIONE E COMPLETAMENTO	Pagina 6 di 34
		Rev. 2 – novembre 2011
		Doc.: WO-HQ-VB-S-001-0

gru. Allo stesso modo il trasferimento dei moduli richiede solo l'impiego di supply vessels normalmente in uso a supporto delle operazioni off-shore.

2.2.1 Principali Caratteristiche dell'Impianto di Perforazione

Tender Unit		
Tender Unit		Semi-submersible, self erecting, Tender Assisted Drilling (TAD) rig (*); Zero Discharge configuration.
Class	:	+A1 Column Stabilized Unit
Design	:	TBD
Flag	:	TBD
Year of Construction	:	TBD
Length	:	ca. 95 m
Breadth	:	ca. 36 m
Platform height (above msl)	:	Ca. 27m
Station keeping	:	Anchored (ca. 125 m of WD)
Av. Fuel consum. (Drilling Op's)	m ³ /d	ca. 14
Operating Water Depth	m	> 130 m
Helideck	:	Per "Sikorsky S61"
Accommodation	n.	120-140
Diesel fuel storage capacity	m ³	Ca. 1000
Drilling water storage capacity	m ³	Ca. 1700
Potable water storage capacity	m ³	Ca. 500
Total mud capacity	m ³	Ca. 500
Mud pumps	:	Optimum 3 pumps x 1600 HP each
HP circulation system	psi	5000
Silos for bulk barite (n. & tot cap.)	m ³	Ca. 180
Silos for bulk cem. (n. & tot cap.)	m ³	Ca. 180
Total Power installed	KW	Ca. 6500
Deck Set Package (DSP)		
Derrick Static HL cap.	t	Min 450 t (1000 kips)
Nominal drlg. Capacity w/ 5" DPs	m	6000
Top Drive		Yes (TDS-4 equivalent), min 1000 HP
Drawworks	HP	Min. 2000 HP
Rotary type & Static load	inch-t	37 1/2" 726 t
Stand Pipe size & rated press.		4 1/16" – 5000 psi
Shakers		No 4, Cap. For 850-900 gpm
Diverter		29 1/2" x 500 psi (c/w overshot installation)
21 1/4" BOP Stack		1 x annular 21 1/4" – 2000 psi
		2 x rams 21 1/4" – 2000 psi (w/ shearing capacity)
13 5/8 BOP Stack		1 x annular 13 5/8" – 5000 psi
		1 x single rams 13 5/8" – 10000 psi
		1 x dual rams 13 5/8" – 10000 psi (one set of rams w/ shearing capacity)
BOP Control System		Main unit, remote panel on platform, remote panel on tender
Choke & Kill Manifold		4 1/16", 10000 psi WP
Number of DSP lifts		12-16
Max DSP lift weight	t	TBD (ca. 700 t)

(*) Si faccia riferimento all'Allegato "A" per maggiori informazioni circa questa tipologia di impianti.

2.3 REALIZZAZIONE DEI POZZI

Se non diversamente indicato, le profondità si intendono riferite a Piano Tavola Rotary (p.t.r.) ipotizzata a 30 m sul livello mare.

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. 3 (rif Vega 7 Dir verticalizzato).

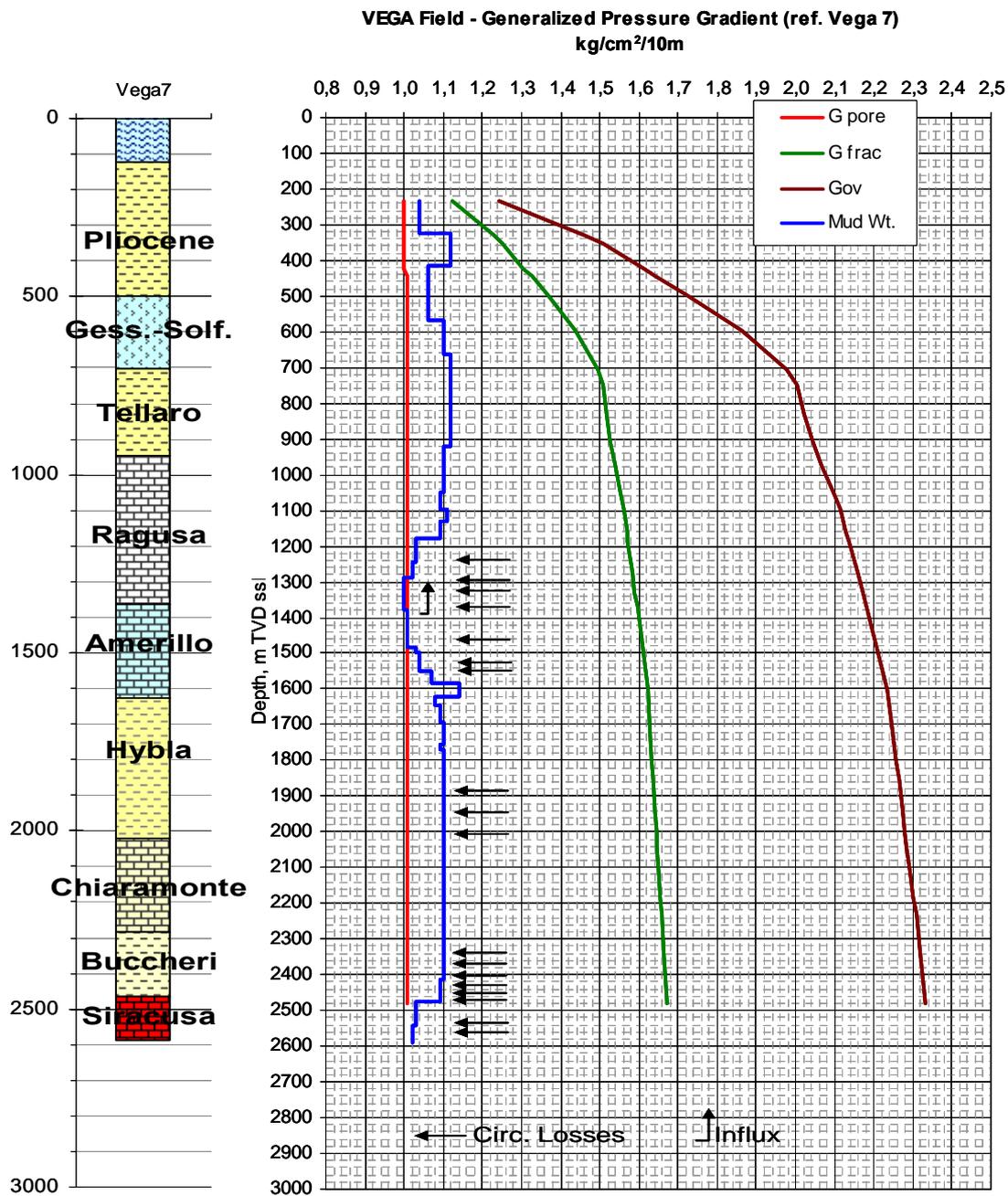


Fig. 3

	VEGA "B" – PROGRAMMA PRELIMINARE DI PERFORAZIONE E COMPLETAMENTO	Pagina 8 di 34
		Rev. 2 – novembre 2011
		Doc.: WO-HQ-VB-S-001-0

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/cm²/10m, 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. 4):

30" (o 26") Conductor Pipe @ ca. 60 m sotto il fondo mare

18 5/8" @ 350 m TVD ssl (casing superficiale)

13 3/8" @ ca 1150 m TVD ssl (casing intermedio)

9 5/8" @ ca 2480-2500 m TVD ssl (casing di produzione @ top Siracusa)

Open Hole 8 1/2 to T.D., ca 2550-2600 m TVD ssl

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

Foro da 24" per Casing Superficiale da 18 5/8" a circa 350 m 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 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 poi la perforazione con scalpello da 8½”.

Foro scoperto da 8½” alla profondità finale. Il foro da 8½” interesserà l’obiettivo minerario per circa 150 m misurati. Sono previste perdite di circolazione, anche totali, nella perforazione di questo foro.

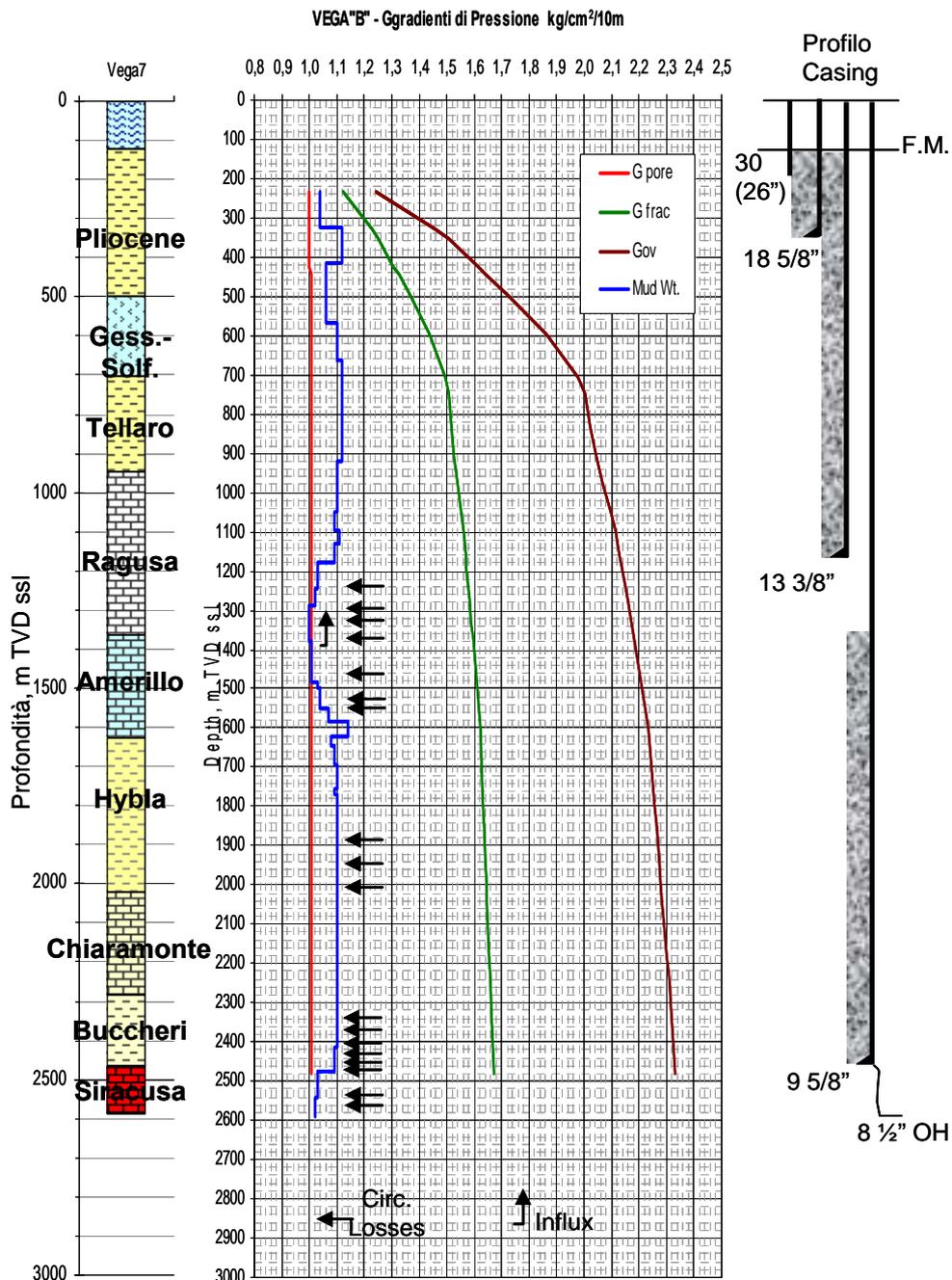


Fig. 4

	VEGA "B" – PROGRAMMA PRELIMINARE DI PERFORAZIONE E COMPLETAMENTO	Pagina 10 di 34
		Rev. 2 – novembre 2011
		Doc.: WO-HQ-VB-S-001-0

2.3.5 Sequenza Operativa

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 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"; per i pozzi con inclinazione di circa 40° verrà richiesta l'impostazione della deviazione durante la perforazione di questa sezione di foro.
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 1150-1200 m TVD-ssl. Per scostamenti al target di circa 650 m, questa profondità sarà raggiunta in verticale; Per i pozzi scostamenti al target di 1100-1150 m questa profondità sarà raggiunta con un'inclinazione del foro alla scarpa di circa 30°.
11. Potranno verificarsi perdite di circolazione, anche severe, durante la perforazione delle formazioni "Ragusa" e/o "Amerillo". Predisporre per il loro controllo.
12. Al fondo circolare condizionando il fango per l'esecuzione dei log elettrici (se previsti).
13. Tubare il casing 13 3/8" a ca. 1150-1200 m TVD-ssl e cementarlo con risalita a fondo mare.
14. 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.
15. Installare e provare a pressione il BOP stack da 13 5/8" 5000 psi (o 10,000 psi).
16. 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".
17. Riprendere la perforazione con lo scalpello da 12 ¼"; per i pozzi con inclinazione finale di circa 30° verrà richiesta l'impostazione ed il mantenimento della deviazione durante la perforazione di questa sezione di foro. Per i pozzi con inclinazione finale di circa 40°, sarà richiesto di completare il "build-up" fino all'inclinazione finale ed il suo mantenimento fino a casing point.
18. 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

	VEGA "B" – PROGRAMMA PRELIMINARE DI PERFORAZIONE E COMPLETAMENTO	Pagina 11 di 34
		Rev. 2 – novembre 2011
		Doc.: WO-HQ-VB-S-001-0

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

19. Perforare il foro da 12 ¼" fino alla prevista profondità finale di 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".
20. 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.
21. Al fondo circolare condizionando il fango per l'esecuzione dei log elettrici (se previsti).
22. Tubare il casing 9 5/8" alla profondità finale e cementarlo con risalita del cemento adeguata ad assicurare il buon isolamento della scarpa del casing al di sopra della formazione Siracusa.
23. 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.
24. Installare nuovamente e provare a pressione il BOP stack da 13 5/8" 5000 psi (o 10,000 psi).
25. 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".
26. 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.
27. Perforare il foro da 8 1/2" fino alla profondità finale del pozzo, prevista per circa 100-120 m entro la formazione Siracusa; L'effettiva profondità finale sarà definita sulla base delle correlazioni geologiche e sulla natura del reservoir carbonatico.
28. Registrare i log elettrici come e dove richiesto dal programma geologico.
29. 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 alla profondità di circa 1200 m TVD-ssl (schema in Fig. 5).

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. 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. 6.
3. Calibrare la string con gauge cutter; continua discesa completamento e collegare le control line eseguendo il test a pressione.
4. Montare il Tubing Hanger e discenderlo nella propria sede.
5. Eseguire il fissaggio del packer di produzione.
6. Montare la croce di produzione ed effettuare tutti i test di tenuta a pressione
7. Flussare con gasolio il tubing 5 ½" fino ad erogazione spontanea.

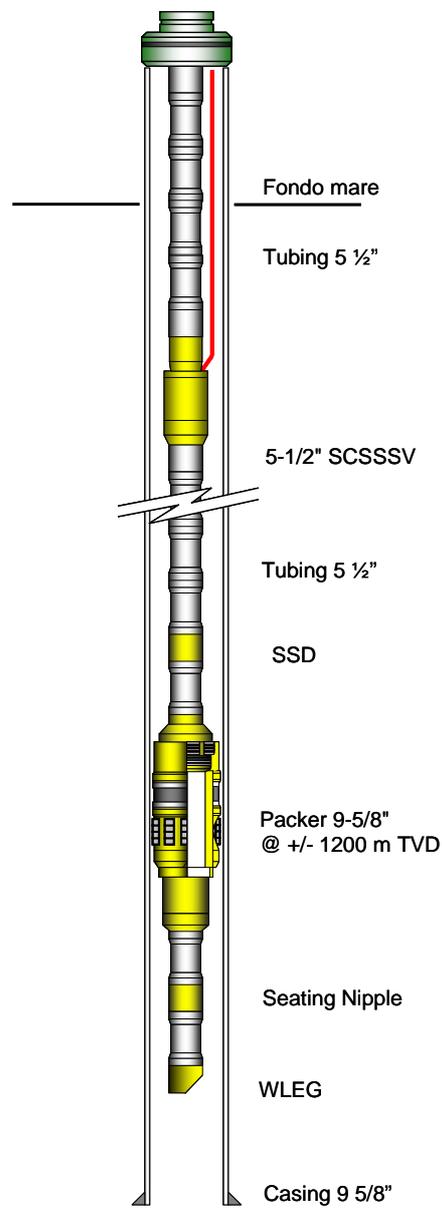


Fig. 5

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.

Attualmente non sono ancora definite sia l'ubicazione della piattaforma sia gli obiettivi dei pozzi nel giacimento, di conseguenza non è possibile valutarne lo scostamento e la massima inclinazione.

Pozzi deviati potranno richiedere l'impiego di fanghi a base olio. Il fango con base Low Toxic oil è stato, ed è tuttora, utilizzato in Italia sia nelle operazioni di perforazione a terra sia per quelle off-shore.

In 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 m³ di kill mud a D=1,40 kg/l.

2.3.6.1 Sommario fanghi di Perforazione (Base Acqua)

Foro (inches)	Profondità (m TVD)	Densità (S.G.)	Tipo Fango (m)	Notes
24"	350	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"	1150	1,10 - 1,15	FW-K-PO-LU (*)	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"	2500	1,10 – 1,15	FW-K-PO-LU (*)	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"	2600	Acqua di mare(*)	FW-PO (cuscini)	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); FW-K-PO-LU=Fresh Water-KCl-Polymer-Lubricant (Acqua industriale, Cloruro di Potassio; Polimero, Lubrificante Ecologico)

(**) Prevista perdita totale di circolazione

2.3.6.2 Sommario fanghi di Perforazione (Base Olio LT)

Foro (inches)	Profondità (m TVD)	Densità (S.G.)	Tipo Fango (m)	Notes
24"	350	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"	1150	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"	2500	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"	2600	Acqua di mare(**)	FW-PO (cuscini)	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); 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 sia dei fanghi a base acqua (WB) che di quelli a base LTO (OBM) sono simili. Per i fanghi a base LTO saranno controllate anche le caratteristiche riportate in fondo alla tabella.

	Fase 24"	Fase 17 1/2"	Fase 12 1/4"	Fase 8 1/2"
Tipo di fango	FW-GE	(WB – OBM)	(WB – OBM)	SW-PO
Densità' kg/l	1.05-1.10	1.10-1.15	1.10-1.15	1.05
Viscosità' Marsh sec/l	70-100	50-55	50-55	45-50
Viscosità Plastica cP		16-18	16-18	ALAP
Yield Point gr/100cm ²		12-14	12-14	8-10
Gel 10" gr/100cm ²		4-6	4-6	4-6
Gel 10' gr/100cm ²		10-12	10-12	10-12
Filtrato API (cc/30')		4-6	4-6	3-4
pH	9 – 9,5	9,5-10,5	9,5-10,5	9-9,5
Pf (ml H ₂ SO ₄ N/50)		0,2-0,3	0,2-0,3	
Pm (ml H ₂ SO ₄ N/50)		0,6-0,8	0,6-0,8	
Xcess Lime (kg/m ³)		4-5	4-5	
Solidi % vol.		8-10	8-10	8-10
MBT kg/m ³		<40	<40	
Papporto Olio/Acqua, %		70/30	70/30	
Stabilità Elettrica (V)		>400	>400	
CaCl ₂ %		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	
Xss on OH, %	50	30	20	15	
Cased hole dia, in	25	17,6	12,5	8,7	8,7
OH Section length, m	225	800	1350	100	
Cased section length, m	190	350	1150	2500	1200
Open Hole, m ³	66	124	103	4	0
Csg volume, m ³	60	55	91	96	46
Xss on OH, m ³	33	37	21	1	0
Surface syst., m ³	100	100	100	100	50
Dilution, m ³	200	150	100	50	0
Recovered, m ³	0	0	170	50	0
Kill mud, m ³	40	0	0	0	0
Total Mixing. m ³	499	466	244	200	96
Rock Volume, m ³	99	161	123	4	0
Total Drlg Wastes, m ³	557	628	367	204	50

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

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 fango previsti per la perforazione dei 4 pozzi, con fanghi a base acqua, sono i seguenti:

Prodotto	Funzione	u.m.	Q.tà
Amido	Riduttore di filtrato	t	8
Anticorrosivo	Anticorrosivo per fluido di completamento	t	2,4
Asfaltene	Stabilizzante, inibitore e inibitore argille	t	28,4
Barite	Agente di appesantimento	t	766
Bentonite	Viscosizzante	t	76
Carbonato di Calcio	LCM e materiale appesantimento rimovibile per fluido non danneggiante	t	66
Glicole	Stabilizzante, inibitore e inibitore argille	t	85
Gomma di Xantano	Viscosizzante	t	10
Lignosulfonato	Regolatore della reologia	t	6
Lubrificante	Lubrificante ecologico per fanghi a base acqua	t	72,8
Materiale Anfoterico a basso peso molecolare	Stabilizzante, inibitore e inibitore argille	t	45
Ossido di Magnesio	Regolatore del pH	t	2,4
Polimero Cellulosico	Riduttore di filtrato	t	4
Polimero Polianionico	Riduttore di filtrato	t	22
Potassa Caustica	Regolatore del pH	t	1,5
Potassio Cloruro (KCl)	Inibitore delle argille	t	229
Soda Ash	Abbattitore di calcio	t	2,5
Soda Caustica	Regolatore del pH	t	2
Surfattante	Detergente per fanghi ad acqua	t	1,6

Qualora si dovesse utilizzare fango a base olio, per la miscelazione di 1 m³ 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 ³	610
Acqua industriale	Fase acquosa del fluido di base	l/m ³	270
CaCl ₂ 77-80%	Sorgente salina	Kg/m ³	120
Barite	Agente di appesantimento	Kg/m ³	50
Calce	Sorgente alcalina	Kg/m ³	25
Argilla organofila	Viscosizzante	Kg/m ³	30
Miscele di grassi acidi	Regolatore della reologia	Kg/m ³	2,5

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.

	VEGA "B" – PROGRAMMA PRELIMINARE DI PERFORAZIONE E COMPLETAMENTO	Pagina 17 di 34
		Rev. 2 – novembre 2011
		Doc.: WO-HQ-VB-S-001-0

2.3.6.6 Discussione Fase 24" a ca. 350 m

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

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. 1150 m TVD-ssl

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 Solfifera (Miocene Sup.), le marne prevalenti della F.ne Tellaro fino ad interessare la parte sommitale della F.ne Ragusa (calcareniti).

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

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

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

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

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

2.3.6.8 Discussione Fase 12 ¼" a ca. 2500 m TVD-ssl

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

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

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

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

2.3.6.9 Discussione Fase 8 1/2" a ca. 2600 m TVD-ssl

	VEGA "B" – PROGRAMMA PRELIMINARE DI PERFORAZIONE E COMPLETAMENTO	Pagina 18 di 34
		Rev. 2 – novembre 2011
		Doc.: WO-HQ-VB-S-001-0

Il foro da 8 ½" interesserà la parte sommitale della formazione Siracusa, obiettivo dei pozzi di Vega "B". Questa formazione è costituita da dolomie con intercalazioni di calcare.

Con la perforazione della fase da 8 ½" sarà raggiunta la profondità finale dei pozzi.

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

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.

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 FW-K-PO-LU 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.

	VEGA "B" – PROGRAMMA PRELIMINARE DI PERFORAZIONE E COMPLETAMENTO	Pagina 19 di 34
		Rev. 2 – novembre 2011
		Doc.: WO-HQ-VB-S-001-0

2.3.6.12 Stock Minimi di Sicurezza

- Kill mud (Da confezione prima dello spud-in): 40 m³ 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.

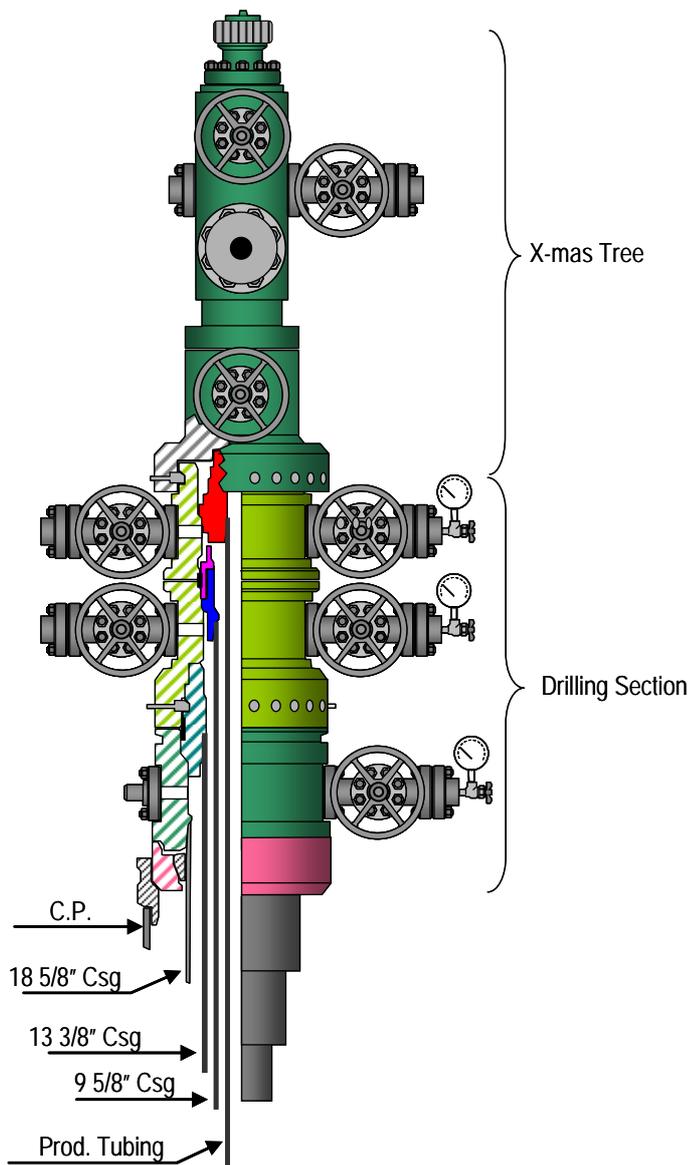
2.3.6.13 Perdite di Circolazione

- Perdite di circolazione di minore entità (0,5-2 m³/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 m³/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 m³/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/m³. 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 m³/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 Testa Pozzo e Apparecchiature di Sicurezza (BOP)

2.3.7.1 Testa Pozzo e Croce di Produzione

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



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

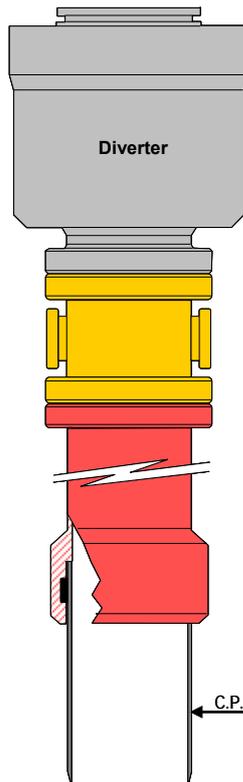
In sostanza si compone di una "Drilling Section", dove sono alloggiati i casing che compongono il profilo del pozzo, e di una croce di produzione ("X-mas Tree") che, con il Tubing di Produzione, ha la funzione di convogliare a giorno i fluidi di strato prodotti.

La pressione di esercizio nominale sia della testa pozzo che della croce di produzione sarà di 5000 psi.

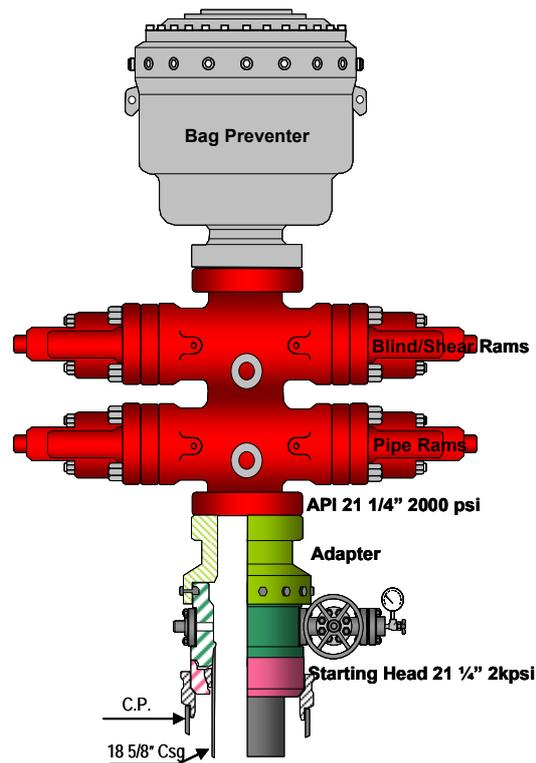
2.3.7.2 BOP's

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

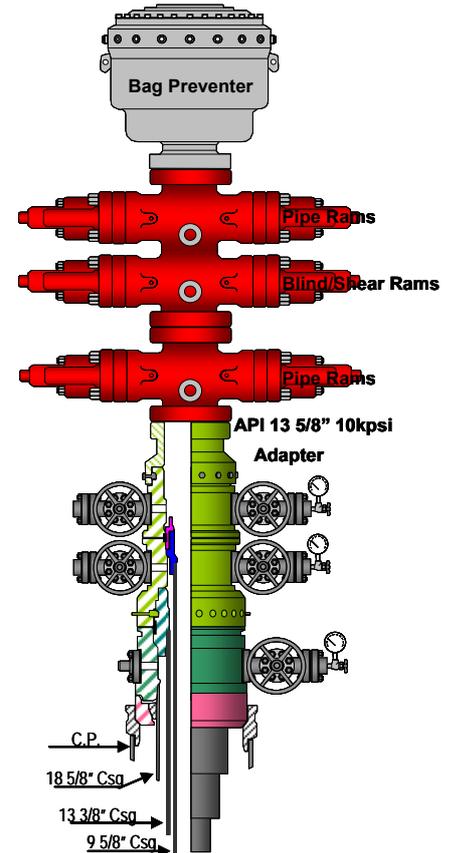
**Diverter 29 1/2" x 500 psi
per foro da 24"**



**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"**



2.3.8 Profili di Deviazione

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

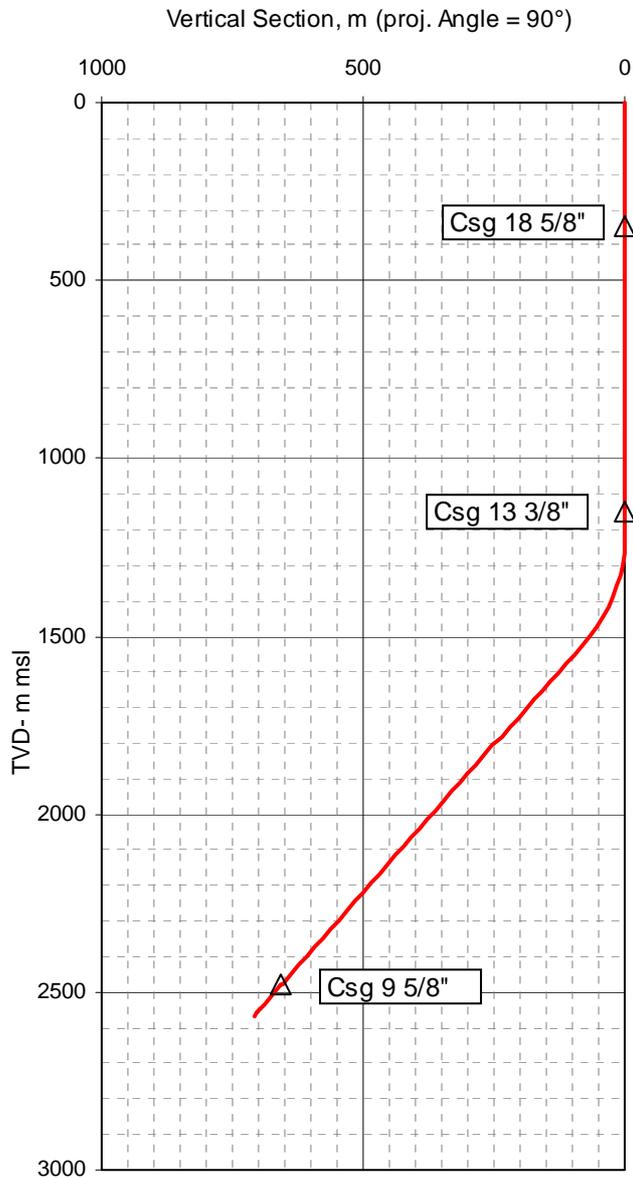
- 1 pozzo con scostamento al target di ca. 650 m (con target a 2480 m TVD-ssl)
- 3 pozzi con scostamento al target di ca. 1150 m (con target a 2480 m TVD-ssl)

2.3.8.1 Pozzo Scostamento 650 m al Target

Casing	MD m-ssl	TVD m-ssl	Displ m
26" (30")	190	190	0
18 5/8"	350	350	0
13 3/8"	1150,0	1150,0	0,0
9 5/8"	2655,0	2480,8	656,3
Top Tgt.	2655,0	2480,8	656,3
T.D.	2755,0	2566,6	707,8

		MD	TVD
KOP	m	1240	1240
BUR	deg/30m	3,0	
EOB	m	1540,0	1525,1
Incl. @ EOB	deg.	31,0	
Hold to	m	2755,0	2566,6

VEGA B - "J - 650 m VS"



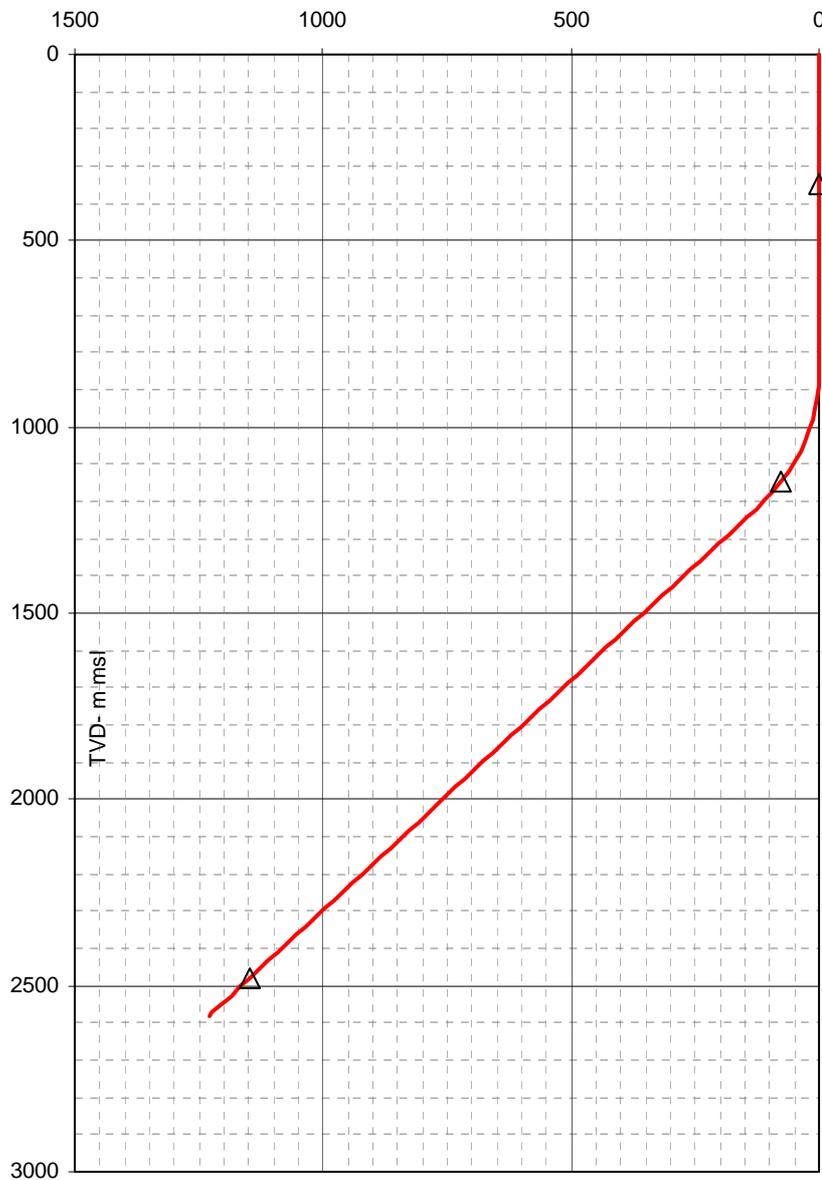
2.3.8.2 Pozzo Scostamento 1150 m al Target

Casing	MD m-ssl	TVD m-ssl	Displ m
26" (30")	190	190	0
18 5/8"	350	350	0
13 3/8"	1160,0	1146,5	76,8
9 5/8"	2870,0	2479,6	1147,2
Top Tgt.	2870,0	2479,6	1147,2
T.D.	3000,0	2580,6	1229,0

		MD	TVD
KOP	m	860	860
BUR	deg/30m	3,0	
EOB	m	1250	1220,60
Incl. @ EOB	deg.	39,0	
Hold to	m	3000,00	2580,60

VEGA B - "J-1150 m VS"

Vertical Section, m (proj. Angle = 90°)



	VEGA “B” – PROGRAMMA PRELIMINARE DI PERFORAZIONE E COMPLETAMENTO	Pagina 26 di 34
		Rev. 2 – novembre 2011
		Doc.: WO-HQ-VB-S-001-0

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 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.
- 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

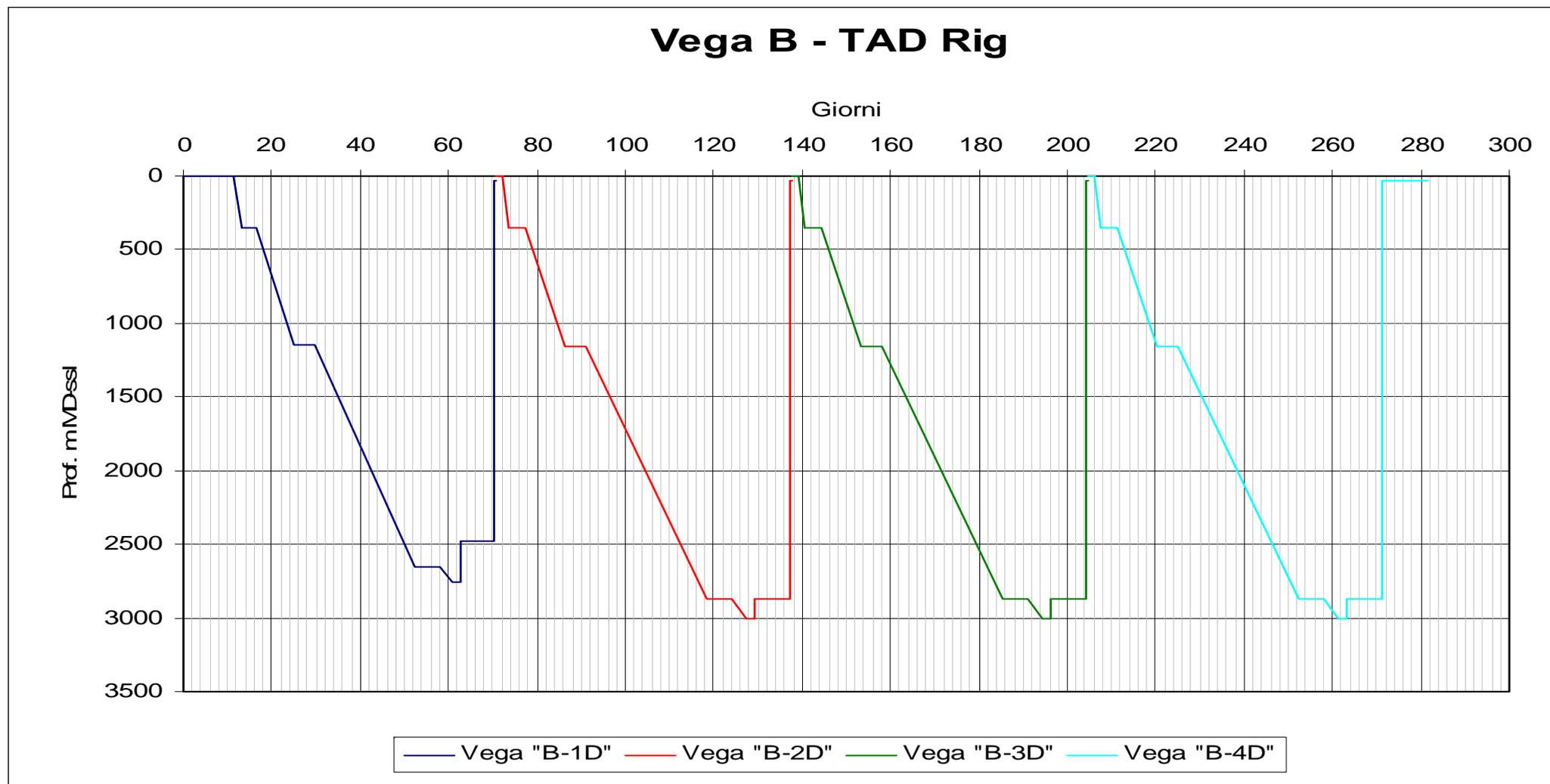
I tempi di realizzazione dei quattro pozzi, secondo i criteri descritti al Par. 2.3.7 sono stimati come segue:

	Giorni			Totale
	Vari	Drilling	Completion	
Ancoraggio TAD & Upload Derrick Set	10,0			10,0
Pozzo 1 (30° Incl.)		50,5	7,7	58,2
Pozzo 2 (40° incl.)		56,5	8,2	64,7
Pozzo 3 (40° incl.)		56,5	8,2	64,7
Pozzo 4 (40° incl.)		56,5	8,2	64,7
R/D Derrick Set, Secure eq. & move off TAD	10,0			10,0
Contingent (WOW)	9,0			9,0
Totali	29,0	220,0	32,3	281,3

Nota:

- ✓ I tempi sono basati sulle seguenti assunzioni:
 - Tutti i pozzi perforati e completati singolarmente.
 - 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" .
 - Nessuna stimolazione/acidificazione.
 - Pozzi spurgati con olio a giorno; No well testing
- ✓ Tutti i tempi si considerano "trouble-free". No redrill per eventuali junked hole.
- ✓ I tempi stimati sono compresi tra l'arrivo del TAD "on location" fino al suo rilascio "on location"; Non sono considerati i tempi di mobilitazione nell'area del Canale di Sicilia, tempi relativi a "italianizzazione" e/o adeguamento impianto, demobilitazione.

2.5.1 Diagramma Tempo vs. Profondità Misurata



	<i>VEGA "B" – PROGRAMMA PRELIMINARE DI PERFORAZIONE E COMPLETAMENTO</i>	Pagina 29 di 34
		Rev. 0 – Luglio 2011
		Doc.: WO-HQ-VB-S-001-0

Questa pagina è lasciata intenzionalmente vuota.

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

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®
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® S61N
Accommodation	140 persons

STORAGE CAPACITIES

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

DRILLING EQUIPMENT

Derrick	Pyramid® 152-ft telescopic
Drawworks	National® 1320-UE 2000 HP
Drill pipe capacity	6000 m x 5" S135 NC-50
Top drive	Varco® TDS-4S 1100 HP
Rotary table	Oilwell® C-375 with 37 ½"
Power tong	Hawkjaw® 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® 65K-2GJR
Offline electric log	available
Offline CTU	available
Offline cementing	available

WELL CONTROL

BOP (Surface)	Hydril® 13 5/8" 5K ABOP GK Q.O.P.® 13 5/8" 5K 1xSRBOP Q.O.P.® 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® 12-P-160 Triplex
Pressure rating	7500 psi WP
Shale shakers	4 x Derrick® High / Super G
Degasser	Burgess® Magna-Vac Mdl 1000
Mud Centrifuge	Operator supplied

POWER

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

STATION KEEPING

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

LIFTING EQUIPMENT

Main crane	Favelle Favco® PC200-30/10K
Main crane rating	150 MT SWL at 15.5 m radius
Deck crane	Favelle Favco® PC20-6/10K
Deck crane rating	11.1 MT SWL at 10.7 m radius
M/Skid cranes	2 x CraneSafe® 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 ³
Drill water	1905 m ³
Potable water	1040 m ³
Liquid mud	820 m ³
Base oil	538 m ³
Brine	398 m ³
Barite/Bentonite	197 m ³
Cement	180 m ³

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 [®] M100K-2GSR
Offline electric log	available
Offline CTU	available
Offline cementing	available

WELL CONTROL

BOP (Surface)	Hydriil 21 1/4" 2K 1xABOP 'MSP' Hydriil [®] 21 1/4" 2K 2xSRBOP Hydriil [®] 13 5/8" 5K 1xABOP 'GL' Hydriil [®] 13 5/8" 10K 1xSRBOP Hydriil [®] 13 5/8" 10K 1xDRBOP BOP Lifting & Trolley System SWL 50MT
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 [®] W-1712
Pressure rating	7500 psi WP
Shale shakers	4 x Brandt [®] VSM-300
Degasser	Swaco [®] CD-1400 Hurricane Operator supplied
Mud Centrifuge	

POWER

Main engines	6 x Caterpillar [®] 3516BTA
Main generators	6 x Kato [®] 2000 KVA
Total power	7800 KW
Emergency power	1 x Caterpillar [®] 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 [®] PC 250
Main crane rating	200 MT SWL at 20 m radius
Deck crane	Favelle Favco [®] 7.5/10K
Deck crane rating	44 MT SWL at 7.5 m radius
M/Skid cranes	2 x CraneSafe [®] 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/VA)

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