



**PERMESSO TORRENTE ALVO  
APENNINE OIL & GAS spa**

**PROGRAMMA GEOLOGICO DEL SONDAGGIO  
STROMBONE 03 Dir  
e  
PROGRAMMA DI PERFORAZIONE**



Apennine Oil&Gas Spa  
Il Responsabile  
Dott. Luigi Cacchioni

## INDICE

<b>1. INFORMAZIONI GENERALI .....</b>	<b>6</b>
1.1. DATI GENERALI .....	6
1.1.1. Ubicazione del Permesso .....	7
1.1.2. Ubicazione Geografica del Sondaggio .....	8
1.1.3. Previsione e Programmi .....	9
1.2. SCOPO DEL SONDAGGIO .....	10
1.3. RACCOMANDAZIONI GENERALI .....	10
1.3.1. Perforazione .....	10
1.3.2. Geologia .....	10
1.4. CARATTERISTICHE IMPIANTO, BOP, DOTAZIONI DI SICUREZZA .....	11
1.4.1. Caratteristiche Generali Dell' Impianto .....	11
1.4.2. B.O.P. Stack e Dotazioni di Sicurezza .....	11
1.5. ELENCO PRINCIPALI SOCIETA' APPALTATRICI .....	11
1.6. FLUSSO IN CASO DI EMERGENZA .....	11
1.7. MANUALISTICA DI RIFERIMENTO .....	12
1.8. UNITÀ DI MISURA .....	12
<b>2. PROGRAMMA GEOLOGICO .....</b>	<b>13</b>
2.1. INQUADRAMENTO GEOLOGICO .....	13
2.1.1. Schema strutturale .....	13
2.1.2. Schema tettonico-stratigrafica .....	13
Bacino Lagonegrese s.l. ed Unità Esterne .....	13
L'Avanfossa Bradanica .....	14
Neogene .....	15
2.1.3. Reservoir in depositi silicoclastici .....	15
2.1.4. Roccia di Copertura .....	16
2.1.5. Trappole .....	17
Trappole nei depositi carbonatici pre-pliocenici .....	17
Trappole in depositi silicoclastici plio-pleistocenici .....	17
2.1.6. Stratigrafia .....	18
2.1.7. Obiettivi della ricerca .....	19
2.2. INTERPRETAZIONE SISMICA .....	20
2.3. SISTEMA PETROLIFERO .....	21
2.3.1. Reservoirs .....	21
2.3.2. Rocce madri .....	21
2.3.3. Coperture .....	21
2.3.4. Trappole .....	21
2.4. OBIETTIVI DEL POZZO .....	21
2.5. PROFILO LITOSTRATIGRAFICO PREVISTO .....	22
2.6. POZZI DI RIFERIMENTO .....	23
2.6.1. Prove di produzione e analisi .....	23
2.6.2. Analisi di composizione .....	26
2.7. FIGURE .....	28
<b>3. PROGRAMMA DI PERFORAZIONE .....</b>	<b>35</b>
3.1. DATI DI BASE DEL POZZO .....	35



3.2. RIASSUNTO DEL POZZO.....	36
3.2.1. Introduzione e Obiettivi del Pozzo.....	36
3.2.2. Riassunto del Progetto di Pozzo.....	36
3.2.3. Schema del Pozzo.....	39
3.2.4. Sito e Accesso.....	40
3.3. SPECIFICHE DELL'IMPIANTO DI PERFORAZIONE.....	41
3.4. ELENCO DELLE PRINCIPALI SOCIETÀ CONTRATTISTE:.....	42
3.5. AMMINISTRAZIONE & COMUNICAZIONE DATI.....	43
3.5.1. Reporting.....	43
3.5.2. Logistica.....	43
3.5.3. Comunicazioni.....	44
3.3 INGEGNERIA DI POZZO.....	45
3.5.4. Dati Raccolti da pozzi Limitrofi.....	45
3.5.5. Gradienti di Pressione.....	45
3.5.6. Temperature.....	47
3.5.7. Anidride Carbonica.....	47
3.5.8. Solfuro di Idrogeno.....	47
3.5.9. Riassunto del Progetto del Casing.....	47
Conductor pipe da 20" fino a +/- 13m MD.....	47
Casing da 13 3/8" fino a +/- 200m MD.....	47
Casing da 9 5/8" fino a 1836 MD - +/- 1710m TVD.....	48
Liner da 7" T.O.L. +/-1686m MD - 1558m TVD Bottom +/- 2017m TMD -1843m TVD.....	48
3.5.10. Progetto del Casing.....	48
3.6. FLUIDI DI PERFORAZIONE.....	49
Foro da 16" dalla superficie fino a +/- 200m MD.....	50
Foro da 12 1/4" intermedio fino a +/- 1836 MD - +/- 1710m TVD.....	50
Foro pilota da 8 1/2" fino a +/- 2044m MD 1918m TVD.....	51
Foro deviato da 8 1/2" fino a +/- 2017m MD 1843m TVD.....	51
Foro orizzontale da 6" fino a +/- 2317m MD 1853m TVD.....	52
3.7. PROBLEMI DI PERFORAZIONE ATTESI.....	52
3.8. ATTREZZATURE DEI BOP E TEST.....	53
3.9. CALCOLI DI RESISTENZA DEL POZZO E TOLLERANZA AD UN KICK.....	55
(ii) Controllo del Pozzo in Caso di Kick alla Scarpa 9 5/8" del Casing con Entrata Improvvisa di Gas.....	56
3.10. VALUTAZIONE DELLA FORMAZIONE.....	57
3.10.1. Obiettivi.....	57
3.10.2. Servizi di Monitoraggio Geologico.....	57
3.10.3. Log Elettrici.....	58
3.10.4. Mud Logging.....	58
Campionamento Geologico.....	58
Intervalli di Prelievo dei Campioni.....	58
Rilevamento e Monitoraggio di Gas nel flusso di ritorno del Fango.....	59
Monitoraggio dei Gas nel flusso di ritorno del Fango Utilizzando Dati Forniti dalle Apparecchiature di Perforazione.....	59
Raccolta Dati di Perforazione Computerizzati.....	59
Preparazione dei Rapporti.....	60
Reporting.....	60
3.10.5. Carotaggi di fondo e di Parete.....	61
3.10.6. Prove di Produzione.....	61
Obiettivo.....	61
Procedura.....	61
3.11. SALUTE E SICUREZZA.....	61
3.12. PROCEDURE OPERATIVE.....	62
3.12.1. Riassunto delle Operazioni.....	62
3.12.2. Grafica Tempi - Profondità.....	63

3.12.3. Commenti generali.....	64
3.12.4. Verifiche Prima della Perforazione.....	65
3.12.5. Tubo Guida 20" (pre-posizionato).....	66
Descrizione Schematica.....	66
3.12.6. Sezione Foro 16".....	66
Descrizione Schematica.....	66
Preparazione.....	66
Esecuzione Foro 16".....	67
Discesa Casing 13 3/8".....	69
Cementazione Casing 13 3/8".....	71
Riempimento dall'alto di cemento (top job).....	72
3.12.7. Installazione Testa Pozzo e BOP.....	72
3.12.8. Sezione Foro 12 1/4".....	73
Descrizione Schematica.....	73
Preparazione.....	73
Esecuzione Foro 12 1/4".....	74
3.12.9. Logs Elettrici nel Foro 12 1/4".....	75
Esecuzione dei Logs.....	75
3.12.10. Discesa Casing 9 5/8".....	75
Cementazione Casing 9 5/8".....	76
Installazione del Tubing Hanger e Montaggio BOP.....	78
3.12.11. Sezione Foro Pilota 8 1/2".....	78
Descrizione Schematica.....	78
Preparazione.....	79
Esecuzione Foro 8 1/2".....	79
3.12.12. Logs Elettrici nel Foro 8 1/2".....	80
Esecuzione dei Logs.....	81
3.12.13. Abbandono Foro Pilota da 8 1/2".....	81
Descrizione Schematica.....	81
Preparazione.....	82
Esecuzione Foro 8 1/2".....	82
Discesa Liner 7".....	83
Posa Liner 7".....	83
Cementazione Liner 7".....	84
3.12.14. Sezione Foro Orizzontale 6".....	86
Descrizione Schematica.....	86
Preparazione.....	86
Esecuzione Foro 6".....	86
3.13. COMPLETAMENTO.....	87
3.13.1. CHIUSURA MINERARIA.....	87
3.14. FIGURE.....	88



## FIGURE ALLEGATE

- Fig. 1 Carta stradale del permesso
- Fig. 2 Ubicazione del cantiere
- Fig. 3 Schema strutturale del permesso e Sezione geologica regionale
- Fig. 4 Database sismico
- Fig. 5 carta strutturale del top dei carbonati
- Fig. 6 Linea sismica 2-MA-10
- Fig. 7 Profilo litostratigrafico previsto
  
- Fig. 8 Profilo del Pozzo
- Fig. 9 Diagramma di Deviazione
- Fig. 10 Tabella cementazione
- Fig. 11 Schema Choke
- Fig. 12 Schema BOP
- Fig. 13 Schema Testa Pozzo
- Fig. 14 Schema Abbandono
- Fig. 15 AFE

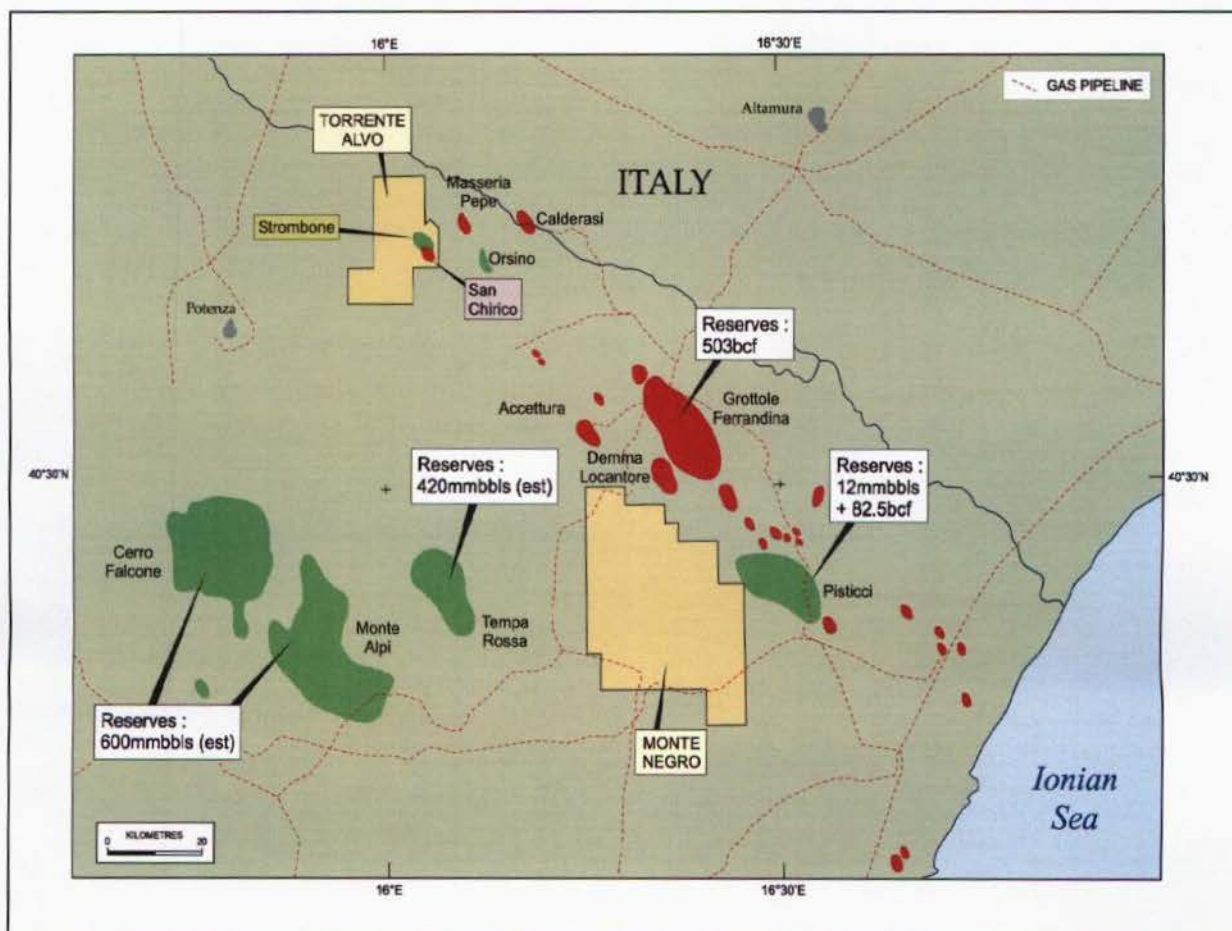
## 1.INFORMAZIONI GENERALI

### 1.1.DATI GENERALI

Permesso	TORRENTE ALVO
Titolarità	Apennine Oil & Gas già Celtique Spa (50% RU) e Apennine Energy (50%)
Pozzo	Strombone 03 Dir
Classificazione	NFW
Coordinate geografiche:	Superficie
	Lat 40° 43' 06,29"
	Long 3° 36' 01,59"
	<u>Fondo pozzo (foro orizzontale)</u>
	Lat 40° 43' 03,05"
	Long 3° 36' 03,95"
Quota piano campagna	343 m slm
Provincia	Potenza
Regione	Basilicata
Comune	Tolve
Obiettivo	Miocene (inferiore-medio)
Profondità finale	1893 TVD
Impianto	HH TB2100S

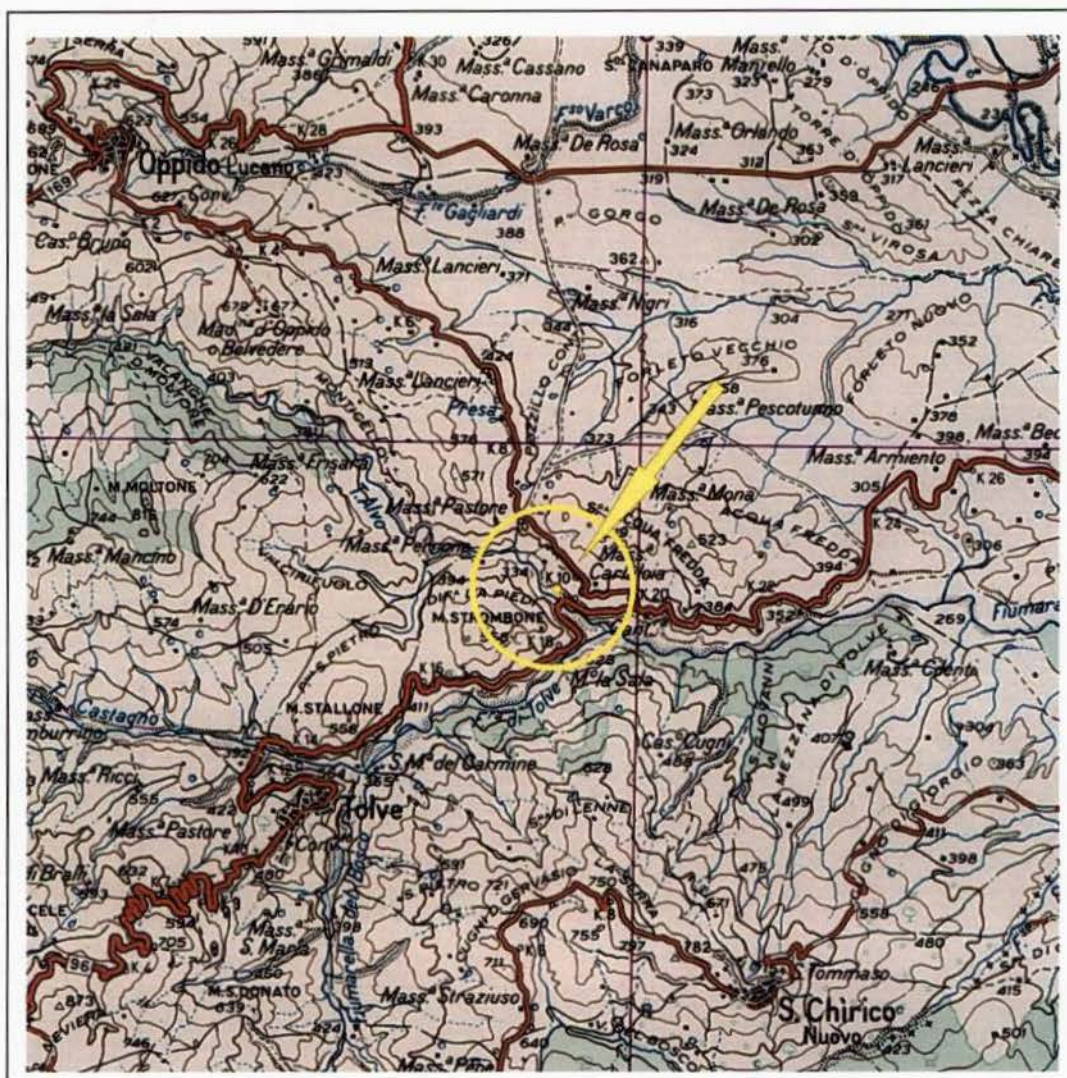


### 1.1.1. Ubicazione del Permesso



Il permesso di ricerca è ubicato in Basilicata, provincia di Potenza, tra il capoluogo ed il fiume Bradano.

### 1.1.2.Ubicazione Geografica del Sondaggio





### 1.1.3.Previsione e Programmi

Il programma prevede la perforazione di un foro pilota che sarà sostanzialmente parallelo al pozzo Strombone 2dir, mantenendosi a distanza minima di 20 m, adeguata per evitare interferenze, che si verticalizzerà prima dell'ingresso nella formazione; da qui saranno prelevate carote e registrati log per determinare il reale pattern di fratturazione. A seguito delle informazioni acquisite e di una conferma degli indizi di mineralizzazione, si prevede la esecuzione di un foro di deviazione ("side-track") che partendo da circa un centinaio di metri prima del "top" della formazione obiettivo, entrerà a basso angolo per una lunghezza massima di 500 m per consentire il drenaggio del giacimento lungo l'asse principale della struttura.

La serie litologica che si prevede di attraversare, per analogia con il pozzo Strombone 2dir, è la seguente

TVD	MD	litologia
	260	sabbie e arenarie
	789	calcareniti e sabbie carbonatiche con intercalazioni marnose
1239,41	1300	argille siltose con intercalazioni sabbiose quarzose e calcarei
1434	1508	argille con livelletti di sabbia quarzosa e rari carbonati
1703,57	1791	sabbie quarzose con intercalazioni argillose e siltose e livelli conglomeratici
1789,98	1946	argilla siltoso sabbiosa
1843,76	2001	calcari miocenici
1893	2429	Fondo foro nei calcari miocenici

## 1.2.SCOPO DEL SONDAGGIO

Il sondaggio Strombone 3 dir ha lo scopo di investigare ulteriormente la struttura di Strombone ubicata all'estremità occidentale del bacino del fiume Bradano. In particolare il sondaggio attraverserà la serie alloctona e le argille plioceniche per centrare la struttura impostata sui carbonati miocenici.

Il pozzo Strombone-2 perforato nel 1977 ha infatti provato l'esistenza di un accumulo ad olio con una serie di prove di produzione e carotaggi eseguiti nella serie carbonatica della piattaforma Apula. Le caratteristiche del pozzo (essenzialmente verticale in corrispondenza degli orizzonti mineralizzati), hanno consentito una verifica della presenza di olio a circa 35 gradi API ma non si è potuto ertificare una scoperta commerciale.

L'obiettivo primario a olio corrisponde al top della Formazione di *Bolognano*, ed evidenzia una struttura alla profondità circa 1893m TVD m costituita da un'anticlinale a direzione NNW-SSE; la struttura è limitata sui fianchi da faglie inverse o meglio da thrust, tra cui i principali hanno vergenza orientale in accordo alla struttura regionale generale. I backthrust a vergenza occidentale per il loro andamento compressivo delimitano così la struttura rispetto all'area circostante, definendo una antifornte definita di *pop-up* interessata da fratturazione assiale.

Il sondaggio prevede un foro pilota che si fermerà alla profondità di 1918 m TVD, da cui si procederà poi in side-track entro la formazione per una lunghezza complessiva di 500 m in modo da intercettare il massimo numero possibile di fratture e consentire così una effettiva verifica delle reali capacità erogative della fomazione e quindi di confermare la scoperta commerciale.

## 1.3.RACCOMANDAZIONI GENERALI

### 1.3.1.Perforazione

Tutte le raccomandazioni per evitare problemi operazionali e di sicurezza sono descritte nel presente programma di perforazione dalla sezione 3.

### 1.3.2.Geologia

Vedere sezione 2 del presente programma.



#### 1.4. CARATTERISTICHE IMPIANTO, BOP, DOTAZIONI DI SICUREZZA

##### 1.4.1. Caratteristiche Generali Dell' Impianto

Vedere sezione 3.3 del presente programma

##### 1.4.2.B.O.P. Stack e Dotazioni di Sicurezza

Vedere sezione 3.8 del presente programma

#### 1.5.ELENCO PRINCIPALI SOCIETA' APPALTATRICI

Vedere sezione 3.4 del presente programma

#### 1.6.FLUSSO IN CASO DI EMERGENZA

Chiamante:	A:	Oggetto della chiamata
Sorvegliante	Responsabile operazioni area pozzo	Informare dell'incidente
Responsabile operazioni area pozzo	Responsabile sicurezza della	Informare dell'incidente ed attivare i soccorsi
Responsabile operazioni area pozzo	Unità logistiche Unità Speciali Subcontrattisti	Attivare i soccorsi
Operation Manager	UNMIG di Napoli Prefettura Potenza Autorità locali Autorità nazionali	Informare dell'incidente
Operation Manager	Managment compagnie Assomineraria (GER) altre	Attivare i soccorsi
Sound Oil	Mass Media	Informare dell'incidente

## 1.7. MANUALISTICA DI RIFERIMENTO

Salute e Sicurezza in loco saranno gestiti come riportato nel DSSC che sarà preparato dal titolare in conformità con il D.Lgs 626/94 e 624/96

## 1.8.UNITÀ DI MISURA

Le unità di misura utilizzate per la compilazione del programma, qualora non specificato diversamente sono le seguenti:

GRANDEZZA	UNITA' DI MISURA
PROFONDITA'	metri
PRESSIONI	bar oppure psi
GRADIENTI DI PRESSIONE	kg/cm <sup>2</sup> /10m
TEMPERATURE	°C
PESI SPECIFICI	kg/lt oppure g/l
LUNGHEZZE	metri
PESI	ton oppure ql
VOLUMI	m <sup>3</sup> oppure lt
DIAMETRI BIT & CASING	Inches
PESO MATERIALE TUBOLARE	lb/ft oppure Kg/m
VOLUME DI GAS	Nmc
PLASTIC VISCOSITY	Centipoise
YELD & GEL	g/100cm <sup>2</sup>
SALINITA'	ppm oppure g/l di NaCl Equival.



## **2.PROGRAMMA GEOLOGICO**

### **2.1.INQUADRAMENTO GEOLOGICO**

#### **2.1.1.Schema strutturale**

Il permesso Torrente Alvo è situato nell'area bradanica, ed è caratterizzato dalla presenza delle coltri alloctone superficiali carreggiate sui terreni plio-pleistocenici che suturano i calcari miocenici della Piattaforma Apula. Tutte le strutture sono NE-vergenti, con direzione appenninica quindi, e sono caratterizzate da piani di sovrascorrimento a basso angolo.

I carbonati della piattaforma Apula sono caratterizzati da una tettonica distensiva primaria, che in fase orogenetica ha subito quasi generalmente inversione con riattivazione dei lineamenti; il raccorciamento è sviluppato su piani a basso angolo con frequenti piani di back-thrust a delimitare strutture domiformi.

#### **2.1.2.Schema tettonico-stratigrafica**

##### **Bacino Lagonegrese s.l. ed Unità Esterne**

Le unità relative al bacino di Lagonegro si depositarono in un'area depocentrale adiacente alle unità di Piattaforma - e rappresentava un bacino Mesozoico conseguente ad un rift Triassico. Queste unità bacinali mostrano caratteristiche deposizionali differenti a seconda della loro posizione paleogeografica e in funzione dell'evoluzione temporale del bacino stesso. Esse risultano affioranti in una posizione intermedia, limitata a ovest dai terreni della Piattaforma Appenninica e ad est dai depositi dell'avampaese Apulo-Garganico.

Le successioni del Bacino Lagonegrese si estendono dal Triassico all'Eocene, e sono composte prevalentemente da torbiditi carbonatiche, calcari con selce, radiolariti e marne silicizzate. Inoltre, torbiditi silico-clastiche compaiono alla fine del Paleogene. I depositi gravitativi carbonatici risultano attribuibili a sistemi deposizionali alimentati direttamente dalle piattaforme adiacenti, probabilmente durante periodi d'intensa produttività in aree prossime alla scarpata deposizionale, oppure di emersione della Piattaforma, oppure ancora di instabilità gravitativa del margine. Le litofacies risultano caratterizzate da calcari selciferi, radiolariti e marne silicizzate corrispondenti ad una normale



sedimentazione da falf-out avvenuta in ambiente pelagico. L'assenza di materiale carbonatico in questi depositi, o perlomeno la sensibile diminuzione degli stessi, è imputabile a eriodi di crisi di produttività carbonatica, con intervalli temporali di anche 10 Ma. Complessivamente, il Bacino Lagonegrese può essere considerato come un sistema sedimentario simile ai cosiddetti bahamian sea bays, cioè del tutto simili ai bacini d'intra-Piattaforma. Nel periodo compreso tra la fine del Paleogene e l'inizio del Neogene, i movimenti compressivi legati alla deformazione appenninica hanno prodotto un ingente carico litostatico il quale ha provocato la formazione di un'area bacinale d'Avanfossa ad est del fronte di sovrascorrimento principale. In questo settore depresso, durante il Miocene, è avvenuta la deposizione dei cosiddetti "flysch esterni" (Flysch Numidico, Formazione di Serrapalazzo e di Castelvetero).

Su questa superficie di trasgressione marina è sviluppata, in particolar modo nel sottosuolo, una successione calcarea pelagica - ricca di fosfati - riferita al Miocene, che rappresenta la sequenza di annegamento della Piattaforma Apula. Questa sequenza è direttamente collegata alla subsidenza dovuta al carico prodotto dall'impilamento lungo il suo margine occidentale, coinvolto nelle deformazioni compressive appenniniche.

### **L'Avanfossa Bradanica**

La formazione della catena appenninica è stata caratterizzata dalla migrazione del fronte compressivo, che ha coinvolto progressivamente fasce da ovest verso est, probabilmente a causa di un meccanismo di subduzione di tipo roll-back. Questo ha portato alla migrazione del sistema catena-Avanfossa nella stessa direzione, e soprattutto al coinvolgimento delle varie avanfosse in catena.

A differenza delle precedenti avanfosse, quella Bradanica risulta solo leggermente deformata dalla tettonica appenninica e comunque nella sua posizione originaria. In questo senso, l'Avanfossa Bradanica è l'elemento intermedio del sistema Catena-Avanfossa-Avampaese.

Da un punto di vista deposizionale, l'Avanfossa Bradanica è caratterizzata da depositi torbiditici intercalati a depositi pelitici di età Plio-Pleistocenica mentre da un punto di vista strutturale l'Avanfossa presenta una debole deformazione che ha provocato la irregolarità la quale bene evidenzia un'evoluzione geologico-deposizionale sempre meno generale e più legata alla singola zona: le aree di sedimentazione infatti sono collegate direttamente alla tettonica locale che le ha generate.



## Neogene

La migrazione del complesso catena-Avanfossa raggiunge il sistema Piattaforma appenninica- Bacino Lagonegrese-Piattaforma Apula a partire dalla fine del Paleogene, probabilmente nell'Oligocene.

L'originale sistema viene deformato in ciò che diverrà il sistema catena appenninica-Avanfossa -avampaese Apulo. Tale processo corrisponde, dal punto di vista sedimentario, alla mancata presenza dei depositi d'età oligocenica al di sopra delle successioni sedimentarie di Piattaforma. Tali evidenze di emersione testimoniano l'intensa instabilità del substrato durante questo periodo e si aggiungono a quella rappresentata dal sovrascorrimento della Piattaforma appenninica sul margine più occidentale del bacino di Lagonegro.

Durante il Miocene (Langhiano) il fronte compressivo raggiunge anche il margine più orientale dell'area precedentemente occupata dal bacino di Lagonegro. In tale regione si sviluppano sovrascorrimenti caratterizzati da geometrie di ramp-flat-ramp, che causano la formazione di bacini satellite alle spalle del fronte dei sovrascorrimenti, sopra le falde sovrascorse. La sedimentazione è prevalentemente torbiditico-terrigena con apporto dei sedimenti principalmente dalle aree più orientali - più rilevate - prossime al fronte di deformazione.

Il dominio Apulo più orientale, durante questo intervallo, si trova ancora in una situazione di stress di tipo generalmente distensivo, spesso associato ad un fenomeno di peripheral buldge e quindi di innalzamento - causato dal carico litostatico prodotto durante la formazione della catena nelle aree adiacenti l'avampaese.

Tale regime distensivo, che riutilizza le vecchie faglie normali d'età mesozoica, cessa nel momento in cui il fronte compressivo raggiunge anche il margine esterno della Piattaforma Apula, nel Pliocene superiore-Pleistocene. Più in dettaglio, durante tale periodo si registra il massimo tasso di trasporto delle unità alloctone che ha provocato il sovrascorrimento di buona parte del bacino di Lagonegro sull'Avanfossa e quindi il coinvolgimento delle unità più esterne, sviluppatasi ad Est del fronte dei sovrascorrimenti nel Pliocene inferiore.

Durante questa fase dell'orogenesi appenninica si realizza anche l'emersione di buona parte dell'Appennino Calabro-Lucano, un'area in cui i fenomeni di uplift hanno mostrato i maggiori tassi di sollevamento.

### 2.1.3. Reservoir in depositi silicoclastici

La roccia serbatoio è rappresentata dai depositi torbiditici Plio-Pleistocenici accumulati nell'Avanfossa. Più in dettaglio gli idrocarburi sono accumulati all'interno delle bancate arenacee, le quali presentano spessori variabili tra qualche metro e qualche decina di metri. La differenziazione degli spessori riflette chiaramente il tipo e l'efficienza del meccanismo di messa in posto di



questi sedimenti. Infatti, il bilancio tra input sedimentario e la successiva distribuzione tramite fenomeni di trasporto, comporta lo sviluppo di corpi sedimentari molto differenziati. Pertanto la distribuzione e il tipo di corpi sedimentari è legata ai punti sorgente, alle correnti deposizionali e all'orientazione dell'asse principale di Avanfossa (NW-SE). Nonostante la continuità dei livelli sabbiosi risulti essere molto variabile, in molti casi è possibile tracciare e correlare i più importanti livelli arenacei. La distribuzione sedimentaria, presenta un'ampia variabilità laterale di facies legata ai normali meccanismi di messa in posto delle correnti di torbida e degli altri fenomeni di flusso. A questa variabilità sia verticale che laterale, corrisponde quella delle proprietà petrofisiche. Pertanto, la porosità media dei livelli sabbiosi risulta compresa entro il 25-30% nelle sabbie pulite (ad esempio nei campi di Locantore-Ferrandina e Reggente-Mezzanelle) e 10-15% nei livelli sabbioso-argillosi (campi di Candela e Torrente Tona).

#### **2.1.4. Roccia di Copertura**

La copertura relativa ai depositi carbonatici della Piattaforma Apula è costituita dai corpi sedimentari Pliocenici di composizione silicoclastica, nonché dai livelli gessiferi del Messiniano che ricoprono completamente il top dei depositi di Piattaforma.

Come detto, i livelli superiori pliocenici sono costituiti da corpi torbiditici caratterizzati da orizzonti pelitici molto estesi e spessi. Proprio la continuità dei livelli argillosi, nonché le brusche variazioni laterali di facies, assicurano una buona copertura per i reservoir sottostanti. Anche le superfici di discontinuità strutturale costituiscono una buona copertura.

Dai log relativi a tre campi ubicati nell'area in istanza denominata "Torrente Alvo" si possono bene osservare le relazioni tra reservoir e coperture, solitamente collegate al sovrascorrimento dell'alloctono sopra i depositi dell'Avanfossa Bradanica e della Piattaforma Apula.

### **2.1.5.Trappole**

Le principali strutture-trappole che caratterizzano i giacimenti a idrocarburi nella zona in istanza si possono distinguere a seconda delle successioni in cui sono state riconosciute. Infatti, i reservoir costituiti in depositi carbonatici sono caratterizzati da trappole strutturali, mentre nei pliocenici sono normalmente associati a trappole strutturali e miste.

#### **Trappole nei depositi carbonatici pre-pliocenici**

I depositi carbonatici del substrato pre-pliocenico, costituiti dai calcari Meso-Cenozoici della Piattaforma Apula, gli idrocarburi si trovano in trappole di tipo strutturale. Queste sono solitamente costituite da blocchi fagliati dall'estensione che caratterizza le aree di avampaese, ovvero, nelle parti più interne, da strutture legate al regime compressivo dell'Avanfossa.

In sostanza, le trappole risultano legate a strutture distensive, a sovrascorrimenti di età appenninica, oppure alla riattivazione di precedenti faglie normali di età pre-appenninica. I reservoir di Pisticci e quello di Grottole-Ferrandina ben rappresentano questo assetto.

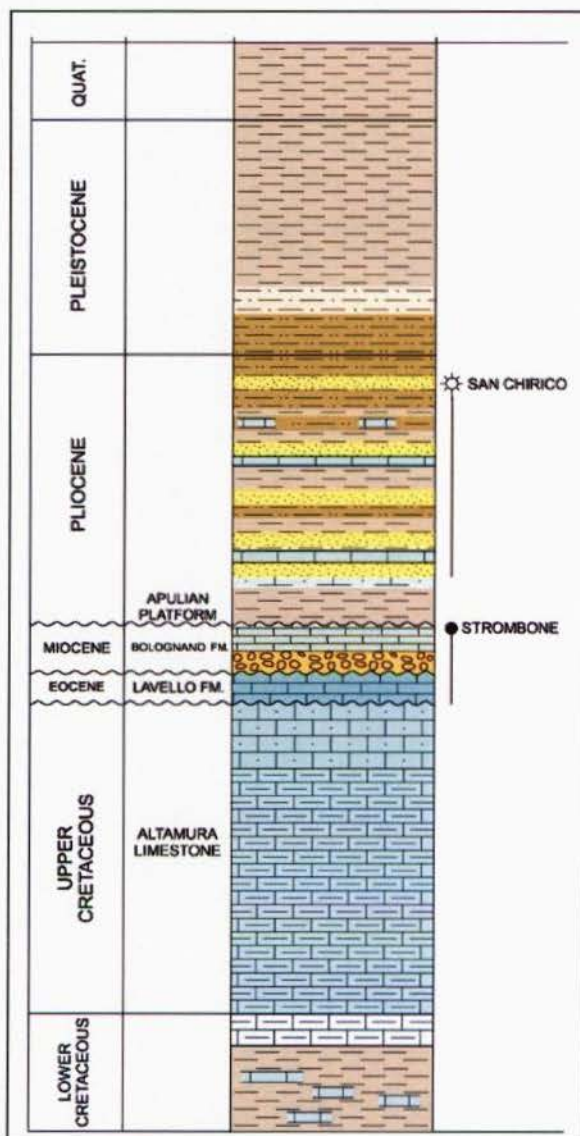
#### **Trappole in depositi silicoclastici plio-pleistocenici**

La maggior parte delle trappole nei depositi pliocenici è tipo misto o strutturale, mentre eventuali trappole stratigrafiche non sono ben individuabili tramite i dati sismici disponibili. Nei depositi torbiditici (arenarie e peliti) le trappole si formano tramite strutture anticlinali, e presentano le scoperte economicamente più interessanti (es. campi di Torrente Tona, Candela-Pallino, Roseto-Montesillo e Grottole-Ferrandina).

Nella porzione stratigraficamente superiore la successione arenaceo-pelitica-pleistocenica è caratterizzata da trappole poste a profondità superficiali (500-600m), in genere stratigrafiche o miste.



## 2.1.6.Stratigrafia



In termini sintetici la stratigrafia attraversata dal pozzo Strombone 2 dir è costituita dalle Unità Alloctone, da alternanze bacinali con apporti anche grossolani pliocenici che suturano la formazione di Bolognano della Piattaforma Apula. Tale successione è sostanzialmente riconosciuta anche negli altri pozzi di riferimento.

### 2.1.7.Obiettivi della ricerca

La ricerca petrolifera nell' area del permesso si è sviluppata perseguendo i temi strutturali nelle serie carbonatiche. L'esplorazione condotta da ENI ha portato alla scoperta del giacimento a olio di Strombone entro le sequenze carbonatiche del Miocene inferiore e medio.. L'area del permesso è stata interessata da diversi rilievi sismici che hanno evidenziato la struttura di Strombone. Dal 1983 sono stati acquisiti circa 300 km di linee sismiche 2D sulla struttura, ed inoltre sono stati eseguiti tre pozzi per un totale di 5797 m perforati: Strombone 1, Strombone 2 dir, San Chirico 3).

Linee sismiche acquisite	
Anno	Lunghezza acquisita
1976	7.819
1978	20.876
1979	2.389
1981	9.256
1985	12.375
1989	5.592
1994	19.900
Totale	78.207

POZZI PERFORATI NEL'AREA				
POZZO	Anno	Profondità (m)	Classe	Esito
Strombone 01	1987	1601	NFW	Dry
Strombone 02 dir	1987	2246	NFW	olio
San Chirico 3	1965	1950	NFW	Gas



Un recente studio ha condotto alla revisione geomineraria del permesso e della struttura di Strombone. L'indagine ha riguardato in modo specifico i carbonati miocenici della Piattaforma Apula, in particolare allivello a tetto della serie in cui è già stata verificata la presenza di olio nel pozzo Strombone 2dir. Per lo studio è stata utilizzata la documentazione riguardante il ritrovamento di Strombone e tutti i dati dei pozzi perforati nell'area circostante.

La società ritiene che la struttura di Strombone abbia ancora un potenziale minerario considerevole, soprattutto in funzione della rivalutazione dell'assetto strutturale, del pattern di fatturazione e delle nuove tecnologie di perforazione e completamento dei pozzi.

## 2.2.INTERPRETAZIONE SISMICA

Sono state interpretate circa 85 km di linee sismiche (Figura 4). I dati sono di qualità variabile ma la presenza di serie clastiche al disotto dell'alloctono a sutura della Piattaforma Apula tende a fornire segnali di difficile interpretazione per la notevole variabilità areale sia in termini di spessori che di litologia.

Gli orizzonti sismici interpretati corrispondono, dal basso verso l'alto:

Probabile tetto del Cretacico (in tempi)

Tetto dei carbonati miocenici (Formazione di Bolognano);

L'orizzonte interpretato in modo più approfondito corrisponde alla *Unconformity* principale a tetto della Piattaforma Apula.

Il contrasto di energia fornisce la chiave per seguire arealmente il top dei carbonati; in alcune linee trasversali ai lineamenti strutturali si assiste a fenomeni di diffrazione con conseguente doppiamento del top individuato (due picchi) rendendo problematica l'interpretazione

La mappa in profondità (Figura 5) rappresenta il Top dei carbonati.

La mappa mette in evidenza una struttura il cui top è a circa 1508 m sl, costituita da un'anticlinale in direzione NNW-SSE, limitata su entrambi i fianchi da faglie

inverse. Entrambe innalzano la struttura rispetto all'area circostante per il loro andamento compressivo. L'area di chiusura strutturale è di circa 0.774 km<sup>2</sup>.

Il culmine della struttura risulta compresso lungo la direzione cosicché la struttura anticlinale risulta sostanzialmente domiforme, come bene evidenziato dalla linea 2-MA-10 (Figura 6).

## **2.3.SISTEMA PETROLIFERO**

### **2.3.1. Reservoirs**

I reservoirs dell' area del permesso sono:

Le sequenze sabbiose entro l'alloctono mineralizzate a gas

I livelli porosi e fratturati entro i calcari miocenici della formazione di Bolognano.

### **2.3.2. Rocce madri**

Vengono considerate rocce madri degli idrocarburi liquidi rinvenuti nelle strutture della fossa Bradanica gli orizzonti argilloso-selciferi dell'Albiano-Cenomaniano ricchi in materia organica, facenti parte della successione del bacino logonegrese, e le unità marnose e argillose deposte nei bacini intrapiattaforma.

### **2.3.3.Coperture**

La copertura del reservoir è costituita dall' ampia presenza di argilla pliocenica al disotto dell'alloctono.

### **2.3.4. Trappole**

Le trappole previste nell'area sono strutturali, legate a faglie inverse e thrust che hanno generato anticlinali di rampa di modesta entità.

## **2.4.OBIETTIVI DEL POZZO**

Il sondaggio Strombone 03 Dir ha lo scopo di investigare la struttura omonima. In particolare il sondaggio pilota attraverserà verticalmente la serie dei carbonati della Formazione di Bolognano, già evidenziata mineralizzata a olio nel pozzo Strombone 02dir; dopo la verifica del sistema di fratturazione il side-track impostato a partire da 100 m di quota al di sopra del top dei carbonati proseguirà in direzione NE con un angolo di circa 70° rispetto al pattern di fratturazione previsto. Si prevede l'attraversamento di una faglia inversa intorno a 2250 m MD

Il sondaggio dopo circa 500 m di deviazione suborizzontale si fermerà alla profondità di 1893 m TVD ossia alla profondità di 2429 m TVD.



## 2.5.PROFILO LITOSTRATIGRAFICO PREVISTO

Il profilo litostratigrafico previsto per il pozzo Strombone 3 Dir (foro pilota) e gli spessori delle diverse formazioni (Figura 7) sono stati desunti sulla base del pozzo Strombone 2 Dir, integrato con dati della sismica interpretata e degli altri pozzi, in particolare il San Chirico 3.

Le profondità misurate (TVD) sono corrette in profondità verticali (TVD), entrambe espresse in metri, per la deviazione e la correzione del livello p.c. = +343 m slm.

Le profondità dei top formazionali hanno una tolleranza verticale di +/-10 m.

TVD	MD		
5	5		Depositi superficiali, facies di versante e alluvionali
260	260		sabbie e arenarie
789	789	Miocene	calcareniti e sabbie carbonatiche con intercalazioni marnose
1239,41	1300	medio	argille siltose con intercalazioni sabbiose quarzose e calcarei
1434	1508		argille con livelletti di sabbia quarzosa e rari carbonati
1703,57	1791		sabbie quarzose con intercalazioni argillose e siltose e livelli conglomeratici
1854,9	1946	Pliocene medio	argilla siltoso sabbiosa
		Miocene	
1908,76	2001	Inferiore e medio	calcari miocenici
2018,15	2112		calcari eocenici
2049,12	2149		marne alternate a calcari
2165,7	2260		calcari eocenici

## 2.6. POZZI DI RIFERIMENTO

Il pozzo di riferimento è senza dubbio il pozzo Strombone 2 dir, ubicato circa 20 m a NW della testa pozzo. Pertanto è stata verificata l'assenza in interferenze tra i profili di deviazione.

### 2.6.1. Prove di produzione e analisi

I dati delle prove di produzione ci consentono di stabilire la pressione statica iniziale del giacimento e la densità dell'olio (pari a 0,860 Kg/cm<sup>2</sup>/10m) e la quantità nel complesso modesta di gas.

Dall'analisi del grafico allegato che riporta i gradienti di pressione di acqua e olio, risulta chiaro che si prevede una pressione di 5 kg/cm<sup>2</sup> a quota piano campagna, pari a 34 kg/cm<sup>2</sup> a livello mare e 164,25 kg/cm<sup>2</sup> all'orizzonte mineralizzato.

I valori misurati in prova, pari a 159 atm o 164 kg/cm<sup>2</sup> a fondo foro (nell'orizzonte mineralizzato) e corrispondenti ad una statica di testa pozzo tra 0 e 2 atm (assunto a 2 kg/cm<sup>2</sup>) sono concordi.

Le due principali conseguenze sono:

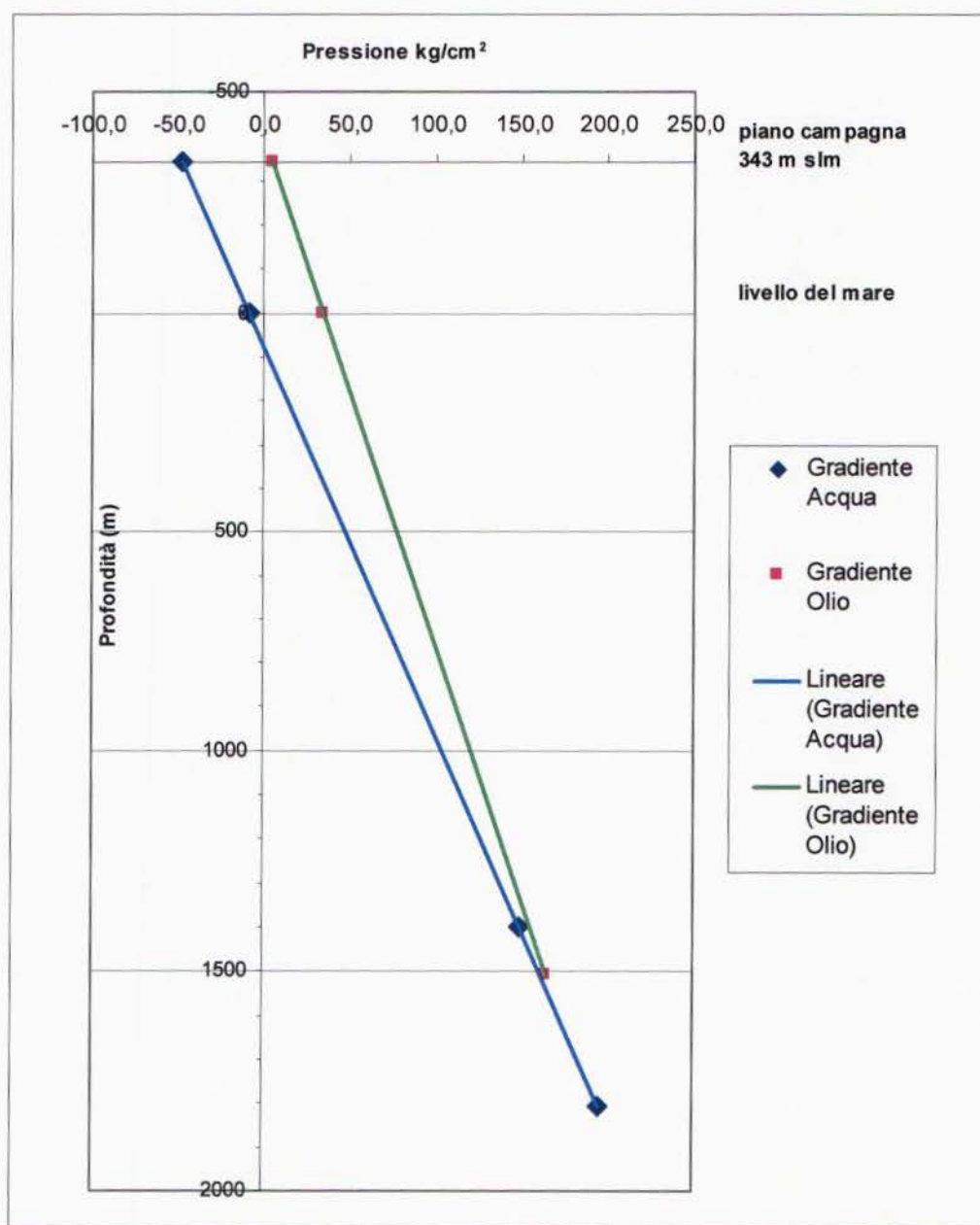
in fase di perforazione non sussistono rischi di blow-out in quanto la pressione del giacimento (minore della idrostatica) non è in grado di contrastare il peso della colonna di fluidi in pozzo. Diventa quindi non significativa la modellizzazione del fenomeno di "blow-out" (eruzione del pozzo), probabilmente non è nemmeno possibile far girare delle simulazioni dei modelli di dispersione atmosferica.

in fase di esecuzione delle possibili prove di produzione non si prevede che il pozzo sarà in grado di erogare in spontanea, dovrà quindi essere previsto un sistema di levantamento artificiale come per esempio il "gas lift".

Dai dati misurati al pozzo Strombone2 nel 1978, risulta inoltre che i volumi di gas associato sono molto modesti (portate di gas di circa 200 Sm<sup>3</sup>/g con portate di olio di 100 m<sup>3</sup>/g e quindi un GOR pari a 2).

Si può eventualmente considerare tali volumi per produzione elettrica ad integrazione dei fabbisogni necessari durante la fase di testing. Questo comporterà anche una valutazione fonometrica del generatore essendo in area agricola e quindi soggetti alla valutazione del differenziale acustico in base alla normativa nazionale.





Si riportano nelle tabelle sottostanti i dati riassuntivi delle prove di produzione effettuate nel pozzo Strombone-2 dir.

<b>1° prova</b>	<b>21-22/1/1978</b>	
Profondità	1946,0-1981,0	
Durata	24h 17'	(7h 52' + 16h 25' risalita)
Duse	Fondo e testa 1/4"	
Risultati	Olio emulsionato a gas	
Fluidi recuperati sotto la valvola di circolazione	Olio I 37 Fango NaCl I 137	D=0,860 kg/l 6,3kg/l
Pressioni	0 atm	FTHP - TESTA POZZO
	14 atm	BT inf - Inizio erogazione
	103 atm	BT inf - Fine erogazione
	159 atm	BT inf - Fine risalita STATICA DI FONDO

<b>2° prova</b>	<b>24-25-26/1/1978</b>	
Profondità	1946,0-1999,0	
Durata	38 h 25'	(34h334+3h51 risalita)
Duse	Fondo e testa 1/4"	
Risultati	Olio con gas disciolto	
Sotto la valvola di circolazione	Olio I 100 Fango NaCl I 100	D=0,860 kg/l 5,5kg/l
Pressioni	Max 2 atm	FTHP - TESTA POZZO
	18 atm	BT inf - Inizio erogazione
	144 atm	BT inf - Fine erogazione
	151 atm	BT inf - Fine risalita STATICA DI FONDO

<b>Acidificazione</b>	<b>8-9/3/1978</b>
-----------------------	-------------------



<b>Prova conclusiva</b>	<b>17-18/3/1978</b>	
Profondità	1946,0-2106,0	
Durata		
Risultati	Olio con gas disciolto	
Duse	9 mm	
Colonna	Fango 2500 l	Pistonato battente
Pressioni	Max 13,5 km/cm <sup>2</sup>	FTHP - TESTA POZZO
Q olio	5208 l/h (125 m <sup>3</sup> /g)	Pari a 786 barili / giorno
Q gas	834,94 Nm <sup>3</sup> /g	

## 2.6.2. Analisi di composizione

Dati di classificazione			
	DST1		DST2
	1946,0	—	1946,0
	1981,0		1999,0
Benzina leggera	4,0		4,0
Benzina totale	22,0		23,0
Cherosene	9,5		9,5
Gasolio	18,0		18,5
Lubrificanti non viscosi	14,0		13,5
Lubrificanti medi viscosi	----		----
Lubrificanti viscosi	7,0		7,5

Analisi centesimale (gas cromatografia)

DST n° 2 (1946,0-1999)

	dopo 4h30' da inizio erogazione	dopo 8h30' da inizio erogazione	dopo 34h30' da inizio erogazione
Metano	43,12	75,80	8,53
Etano	2,94	5,42	0,57
propano	1,22	2,35	0,24
i-butano	0,17	0,33	0,03
n-butano	0,40	0,72	0,08
i-pentano	0,09	0,17	0,02
n-pentano	0,11	0,19	0,02
Esani	0,09	0,14	0,02
Eptani	0,02	0,04	0,01
Ottani	0,01	0,01	-----
Azoto + aria	52,16	14,22	89,05
CO <sub>2</sub>	0,36	0,61	1,13
H <sub>2</sub> S	--	--	--



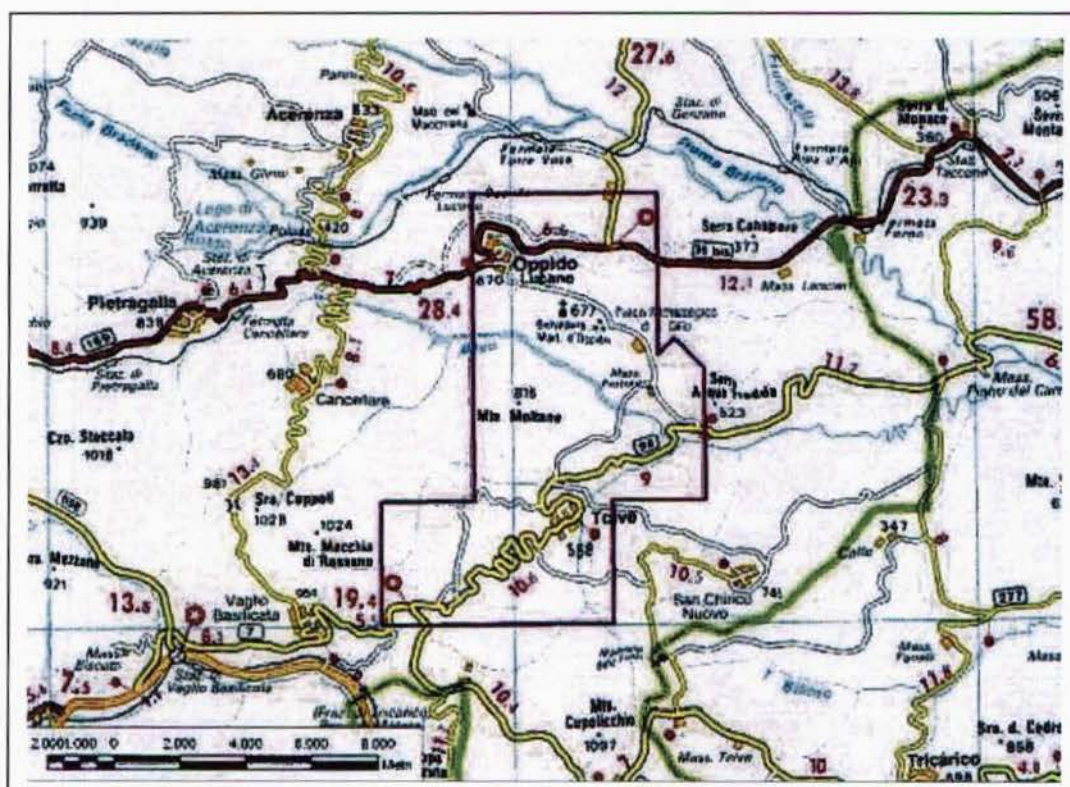


Fig. 2 - Ubicazione

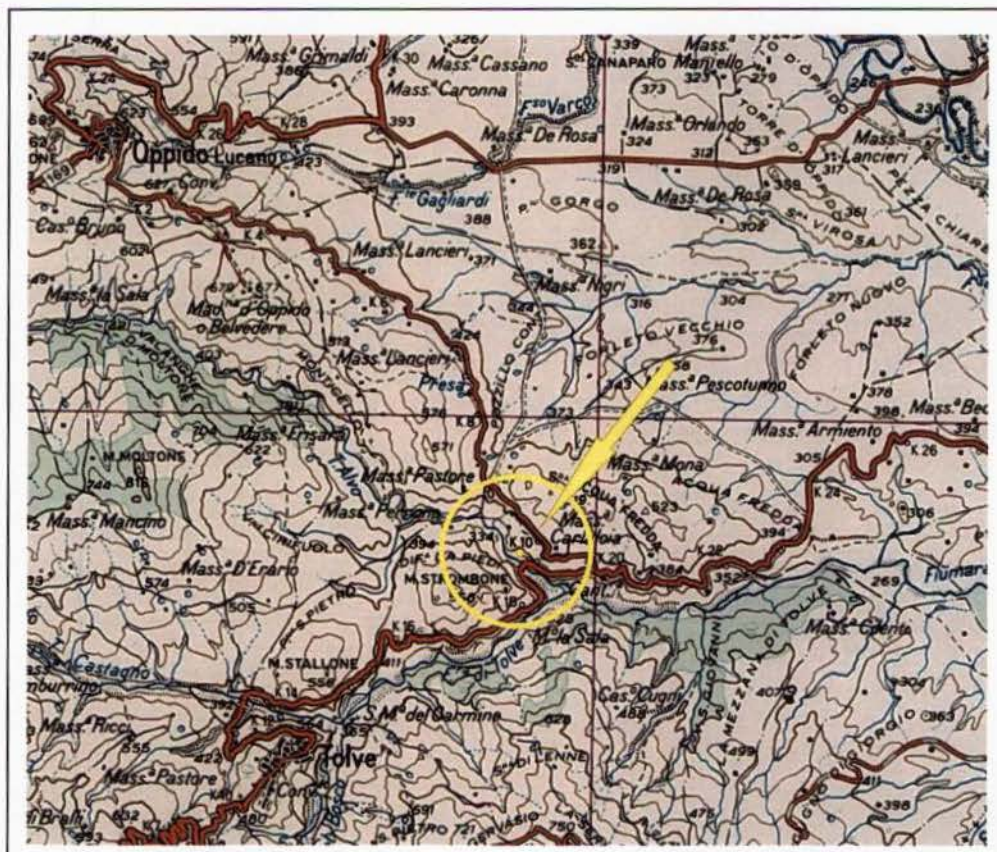




Fig. 3 - Schema strutturale del permesso

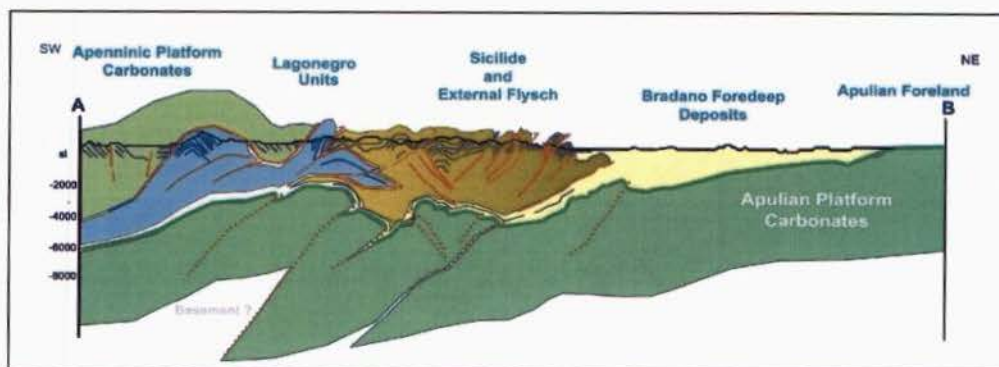
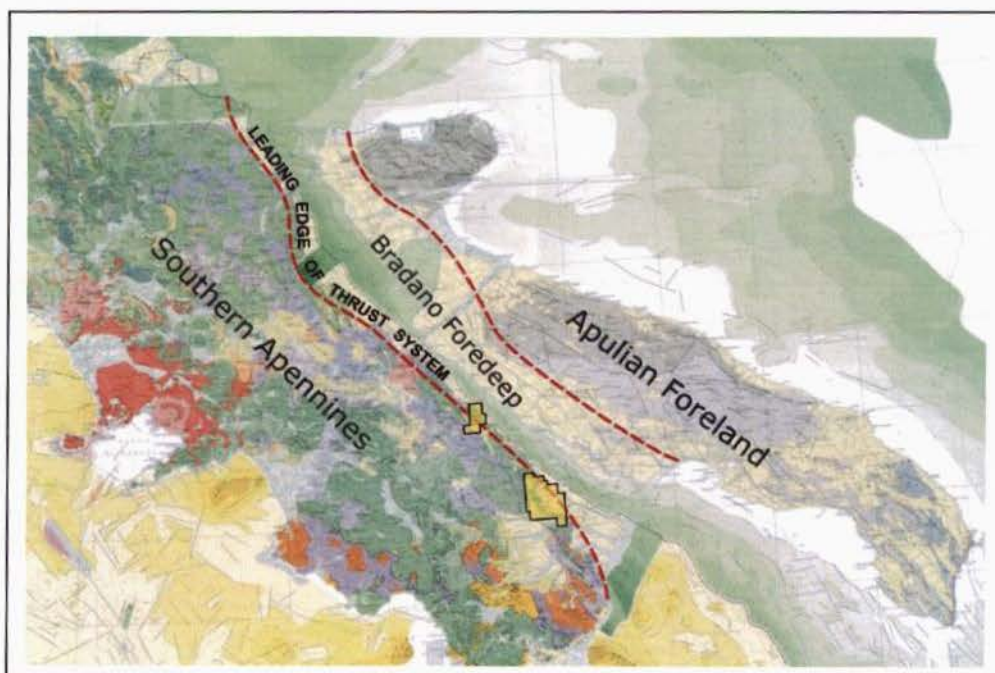
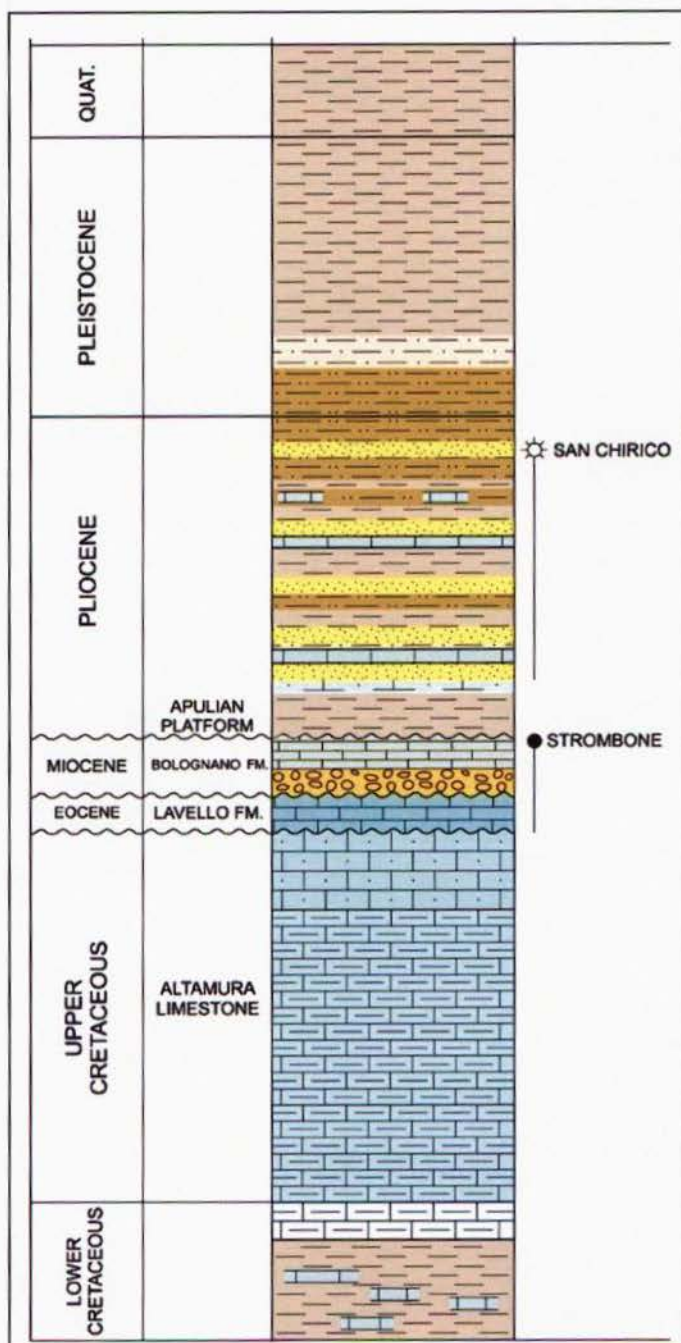


Fig. 7 - Profilo litostratigrafico previsto





### 3.PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

#### 3.1. Dati di base del pozzo

Nome del Permesso esplorativo	Torrente Alvo
Operatore	Apennine Oil&Gas (già Celtique Energy SpA), RU
Interesse Permesso	50%
Societa' Partecipante	Apennine Energy
Interesse Permesso	50%
Sito	Tolve, Potenza, Basilicata, Italia
Nome pozzo	Strombone 3 Dir-H
Tipo pozzo	Appraisal
Data prevista inizio perforazione	Dicembre 2012
Contrattista per la perforazione	LP drilling
Impianto di perforazione	Drilltec
Coordinate di superficie (Sferoide: Int. 1924 - Dato : Roma 1940 Proiezione: Gauss Boaga)	40°43' 06, 29" N 3° 36' 01,59" E
Coordinate di fondo (Sferoide: Int. 1924 Dato : Roma 1940 Proiezione: Gauss Boaga)	40° 42' 55,41" N 3° 35' 45,17" E
Coordinate di fondo a fine orizzontale (Sferoide: Int. 1924 - Dato : Roma 1940 Proiezione: Gauss Boaga)	40° 43' 03,05" N 3° 36' 03,95" E
Elevazione al suolo	+/- 343 m s. l. m.
Elevazione piano sonda	+/- 352 m s. l. m.
Profondità totale di progetto	+/- 1893 m TVD
Tolleranza obiettivo	cerchio 100 m a 1893m profondità verticale l.m.m.
Stato di completamento proposto	Produzione

### 3.2. RIASSUNTO DEL POZZO

#### 3.2.1. Introduzione e Obiettivi del Pozzo.

Il sondaggio Strombone 3 dir ha lo scopo di investigare ulteriormente la struttura di Strombone ubicata all'estremità occidentale del bacino del fiume Bradano. In particolare il sondaggio attraverserà la serie alloctona e le argille plioceniche per centrare la struttura impostata sui carbonati miocenici.

Il pozzo Strombone-2 perforato nel 1977 ha infatti provato l'esistenza di un accumulo ad olio con una serie di prove di produzione e carotaggi eseguiti nella serie carbonatica della piattaforma Apula. Le caratteristiche del pozzo (essenzialmente verticale in corrispondenza degli orizzonti mineralizzati), hanno consentito una verifica della presenza di olio a circa 35 gradi API ma non si è potuto erificare una scoperta commerciale.

L'obiettivo primario a olio corrisponde al top della Formazione di *Bolognano*, ed evidenzia una struttura alla profondità circa 1893m TVD m costituita da un'anticlinale a direzione NNW-SSE; la struttura è limitata sui fianchi da faglie inverse o meglio da thrust, tra cui i principali hanno vergenza orientale in accordo alla struttura regionale generale. I backthrust a vergenza occidentale per il loro andamento compressivo delimitano così la struttura rispetto all'area circostante, definendo una antiformentina definita di *pop-up* interessata da fratturazione assiale.

Il sondaggio prevede un foro pilota che si fermerà alla profondità di 1918 m TVD, da cui si procederà poi in side-track entro la formazione per una lunghezza complessiva di 500 m in modo da intercettare il massimo numero possibile di fratture e consentire così una effettiva verifica delle reali capacità erogative della formazione e quindi di confermare la scoperta commerciale.

#### 3.2.2. Riassunto del Progetto di Pozzo

Il pozzo Strombone-3 Dir - H è un sondaggio che ha lo scopo di perforare, registrare (log) e testare la capacità erogativa dei livelli ad olio scoperti con il pozzo Strombone-2. Si prevede a sua esecuzione nel periodo dicembre 2102 febbraio 2103.

Le operazioni di perforazione e valutazione si possono riassumere come segue:

Come misura di emergenza saranno mescolati 25m<sup>3</sup> di fango per controllo pozzo a base acqua 1.40 sg.





Programma Geologico  
e di Perforazione

Perm. Torrente Alvo  
Strombone 03 dirH

Il pozzo sarà tubato e sarà eseguito un foro verticale da 16" con fango 1.05sg fino a una profondità di +/- 200m MD BRT (profondità misurata sotto la tavola rotary).

Sarà disceso un casing da 13<sup>3/8</sup>" e sarà cementato fino alla cantina.

Sarà installata la sezione 'A' della testa pozzo e saranno montati i BOP (apparecchiature di controllo eruzione) da 13" <sup>5/8</sup> x 5000 psi e testati.

Sarà eseguito un foro da 12<sup>1/4</sup>" deviato dalla quota di 300 con rientro in verticale alla profondità di 1550 m VD 1676 m MD (profondità misurata sotto la tavola di rotazione) proseguendo fino alla quota di 1710 m VD 1836 m MD usando un fango a base d'acqua 1.2 / 1.45 sg

Sarà disceso un casing da 9<sup>5/8</sup>" e cementato fino a +/- 100 m RT

Sarà installata la sezione 'B' della testa pozzo e le BOP (apparecchiature di controllo eruzione) 13" <sup>5/8</sup> x 5000 psi saranno collegate e testate.

Sarà eseguito un foro da 8<sup>1/2</sup>" fino ad una profondità di 1893m TVD - 2021m TVD (al top dei calcari verrà presa una carota direzionata di 9 m) usando un sistema di fango a base acqua (1.15 / 1.25 sg).

Saranno eseguiti i log finali di pozzo.

Finite le analisi e verifiche del pozzo il foro da 8<sup>1/2</sup>" sarà tappato con cemento fino alla quota di 1850 m MD, si freserà il cemento fino alla quota di 1868 m MD 1742 m VD. Un side track del foro verrà effettuato fino ad incontrare il top dei carbonati a 2017 m MD 1843 m VD con una inclinazione di 80° ed una direzione teorica di 62°

Sarà disceso un liner da 7" con il liner hanger fissato all'interno della colonna da 9<sup>5/8</sup>" a circa 1686m MD - 1558 m VD. Esso sarà cementato da fondo pozzo fino a testa liner hanger.

Il pozzo continuerà con un foro di 6", che sulla base dei risultati del foro pilota navigherà alla quota verticale e nella direzione appropriata in modo da



Programma Geologico  
e di Perforazione

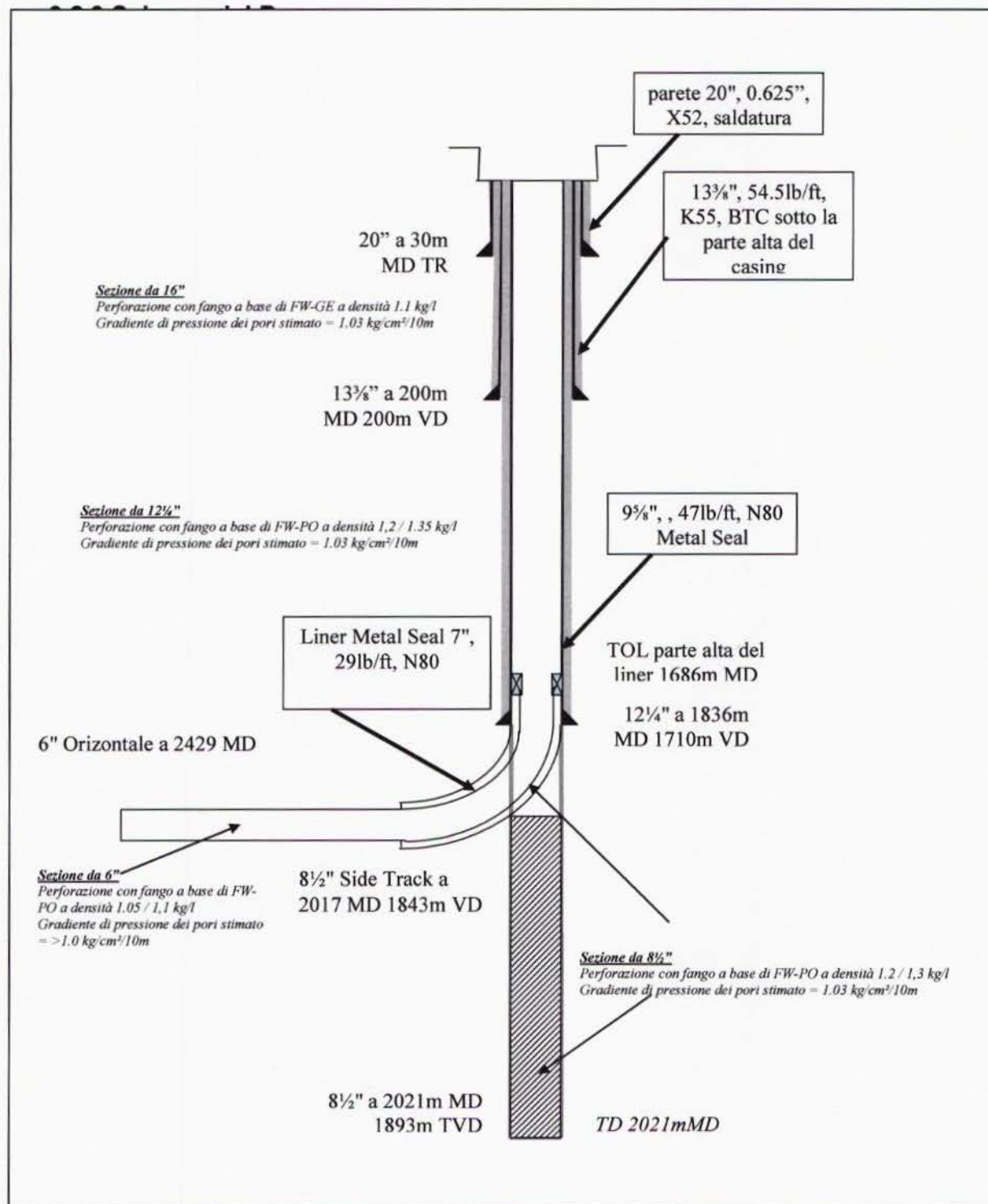
Perm. Torrente Alvo  
Strombone 03 dirH

intersecare il maggior numero di fratture con un angolo di 70°, fino ad una profondità finale di 2429 m MD. Per una lunghezza di foro orizzontale di 300/500 metri.

Il pozzo sarà completato con packer sul liner da 7" lasciando il foro orizzontale non tubato.

Seguiranno le prove di produzione.





### 3.2.4. Sito e Accesso.

Il pozzo sarà ubicato su un terreno in disponibilità di Apennine Oil & Gas srl, che si trova nella stessa area da dove fu perforato il pozzo Strombone 2Dir ed esattamente sul lato esterno di una curva della S.S. 96 Tolve – Irsina. L'area valliva è pianeggiante, distante oltre 100m dal T. Alvo e raggiungibile da una sterrata lunga circa 190 m che si diparte dalla statale; la posizione consente ampio raggio di sterzata e di manovra ai mezzi pesanti.





### 3.3. Specifiche dell'Impianto di Perforazione

VOCE	DESCRIZIONE
Contrattista	LP Drilling
Tipo Impianto	TB 2100S
Potenzialità con DP 5"	12000 ft
Potenzialità con DP3.1/2"	15000 ft
Potenza installata	1200 HP
Tipo di argano	Ideco M 1200
Altezza della torre	38 m
Altezza sottostruttura	6,20m
Tipo di top drive system	DrillTec Top Drive – KDK 220
Capacità top drive system	185 ton
Pressione esercizio testa di iniezione	5000 PSI
Tiro al gancio static	185 ton
Tiro al gancio dinamico	-
Set back capacity	120 ton
Diametro tavola rotary	27 1/2"
Capacità tavola rotary	140
Diametro stand pipe	-
Pressione esercizio stand pipe	-
Tipo di pompe fango	1000 HP (HHF)
Numero di pompe fango	2
Diametro camice disponibili	-
Capacità totale vasche fango	200 mc fango
Numero vibrovagli	3
Tipo vibrovagli	MD 813 – SD – 3P
Capacità stoccaggio acqua industriale	100
Capacità stoccaggio gasolio	23000 litri
Tipo di drill pipe	-

Tipo di heavy water	N/A
Capacità stoccaggio Barite	Service Company
Capacità stoccaggio Bentonite	Service Company
Capacità stoccaggio Cemento	Service Company

### 3.4.Elenco delle Principali Società Contrattiste:

SERVIZIO	SOCIETA' APPALTATRICE
IMPIANTO	LP Drilling
MUD LOGGING	DA DEFINIRE
FANGHI & BRINE	DA DEFINIRE
CEMENTAZIONI	DA DEFINIRE
SLICK LINE	DA DEFINIRE
POWER TONG	DA DEFINIRE
FISHING	DA DEFINIRE
LOG ELETTRICI / SPARI EWL	DA DEFINIRE
TCP EQUIPEMENT	DA DEFINIRE
DST EQUIPEMENT	DA DEFINIRE
WELL TESTING	DA DEFINIRE
GRAVEL PACK	DA DEFINIRE
COILED TUBING	DA DEFINIRE
STIMOLAZIONE	DA DEFINIRE
FACCHINAGGIO	DA DEFINIRE
GRU	DA DEFINIRE
TRATTAMENTO REFLUI	DA DEFINIRE
LAVORI CIVILI / RIF. IDRICO	DA DEFINIRE



### 3.5. AMMINISTRAZIONE & COMUNICAZIONE DATI

#### 3.5.1. Reporting.

I seguenti rapporti saranno utilizzati come mezzi primari di reporting per la perforazione:

Rapporto IADC	Contrattista perforazione	email
Rapporto Giornaliero di Perforazione	Responsabile Perforazione AE	email
Rapporto Geologico Giornaliero	Geologo AE	email
Rapporto Mud Logger	Senior Mudlogger	email
Rapporto Casing/Tubing	Supervisore Perforazione AE	email
Rapporto Cementazione	Responsabile cementazione	email
Rapporto Fanghi	Fanghista	email

I rapporti quotidiani saranno consegnati entro le 07:00.

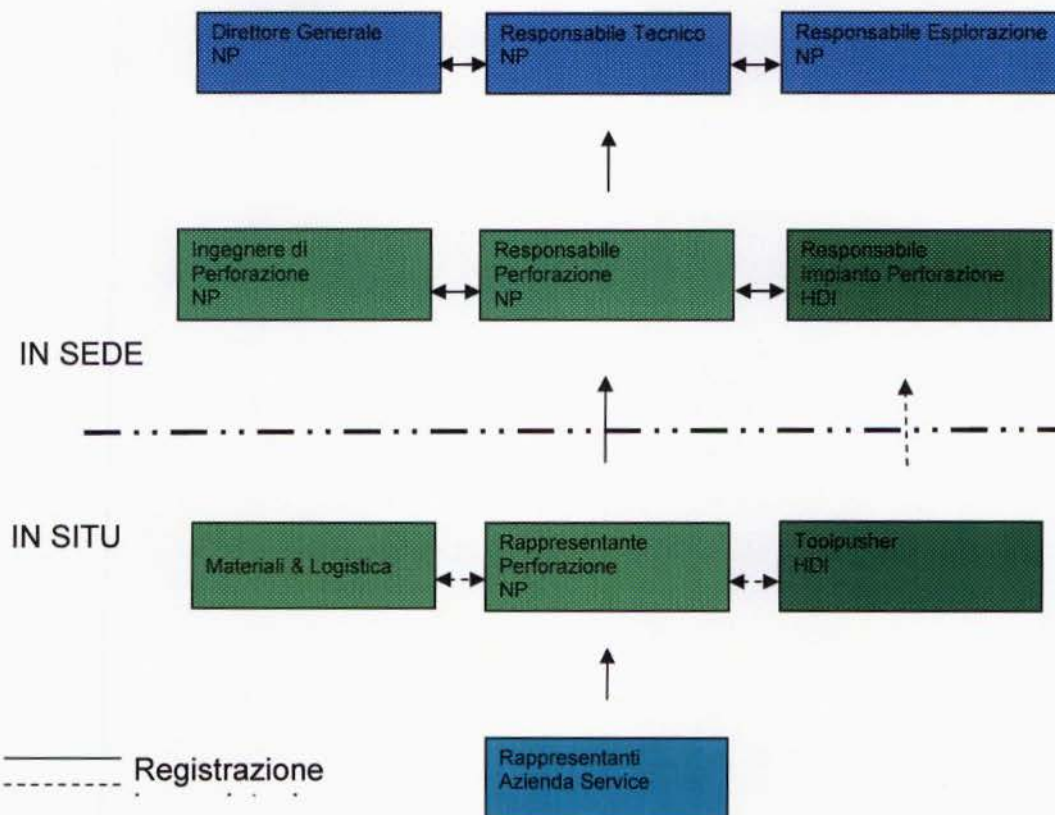
TUTTE LE PROFONDITÀ SARANNO RIPORTATE IN METRI SOTTO LA TAVOLA ROTARY (RT).

#### 3.5.2. Logistica.

Tutta la logistica sarà coordinata dal sito del pozzo.

### 3.5.3. Comunicazioni.

I dettagli delle linee di comunicazione sono indicati qui di seguito:





### 3.3 INGEGNERIA DI POZZO

Prima di cominciare la perforazione saranno confezionati 25m<sup>3</sup> di fango a base di acqua e a densità 1400 g/l. Essi saranno tenuti come sicurezza del pozzo in fase di perforazione per eventuali manifestazioni.

#### 3.5.4. Dati Raccolti da pozzi Limitrofi.

Sono stati raccolti i dati dal pozzo Strombone 2 Dir perforato nel 1978 dall'Agip. Le informazioni ricavate non hanno fornito i dati relativi al test di integrità della formazione ed il pozzo è stato perforato con una densità massima di fango pari a 1.41 sg. nel foro da 12"1/4 dovuto all'instabilità delle argille.

#### 3.5.5. Gradienti di Pressione.

Non vi sono dati di gradienti nella fase di perforazione dell'alloctono, pertanto si perforerà con un peso fango tale da contenere le argille che normalmente sono instabili.

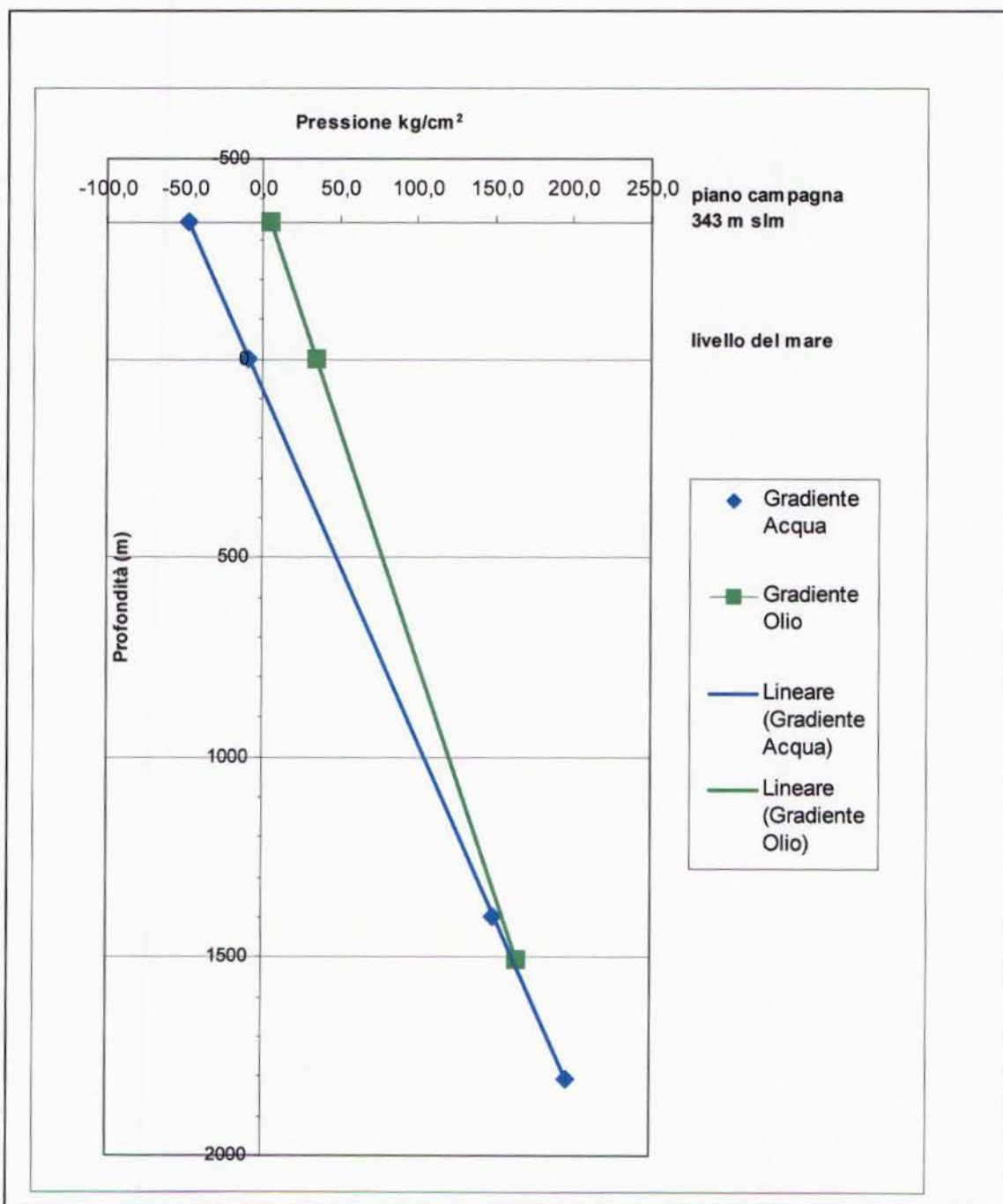
Nella fase calcarea livello produttivo si ha un gradiente di 0,81 kg/10m, che verrà attraversato con un peso fango il più basso possibile almeno nella fase del foro orizzontale.

Nel grafico che segue sono riportate le linee di interpolazione delle misure di pressione effettuate al fondo nel pozzo Strombone 2dir in occasione delle prove di produzione.

Si evidenzia come l'andamento delle pressioni di acqua e olio sia chiaro. Il gradiente acqua è stato misurato a 0,113 085 kg/c m<sup>2</sup> mentre il gradiente olio a 0,085 kg/cm<sup>2</sup>, quindi a livello previsionale viene calcolata una pressione di circa di 5 kg/cm<sup>2</sup> a quota piano campagna, pari a 34 kg/cm<sup>2</sup> a livello mare e 164,25 kg/cm<sup>2</sup> all'orizzonte mineralizzato..

I valori misurati in prova, pari a 159 atm o 164 kg/cm<sup>2</sup> a fondo foro (nell'orizzonte mineralizzato) e corrispondenti ad una statica di testa pozzo tra 0 e 2 atm (assunto a 2 kg/cm<sup>2</sup>) sono concordi.

Non sono quindi presenti fenomeni di sovrappressione.





### **3.5.6.Temperature.**

Il gradiente termico sul pozzo Strombone 3 dir è stata calcolata a 2,3 °C / 100m, pari a circa 40,5°C a fondo pozzo.

### **3.5.7.Anidride Carbonica.**

Non si prevede la presenza di CO<sub>2</sub>; le analisi sul gas disciolto eseguite durante le prove di Strombone 2dir hanno mostrato valori estremamente bassi.

### **3.5.8.Solfuro di Idrogeno.**

Non si prevede la presenza di H<sub>2</sub>S. Durante l'esecuzione del pozzo strombone 2 dir e nelle nalisi sul gas disciolto eseguite durante le prove di Strombone 2dir non ne è stata trovata traccia.

### **3.5.9.Riassunto del Progetto del Casing.**

#### **Conductor pipe da 20" fino a +/- 13m MD.**

Il conductor pipe da 20" verrà cementato fino a 5/6 m dal piano campagna durante la costruzione della piazzola. Lo scopo del conductor pipe è quello di fornire un supporto alla piazzola evitando il lavaggio durante la perforazione del foro superficiale.

#### **Casing da 13<sup>3</sup>/<sub>8</sub>" fino a +/- 200m MD.**

Lo scopo di tale casing è quello di isolare strati superficiali non consolidati, isolare acquiferi superficiali e raggiungere una profondità tale da garantire un'integrità sufficiente per le fasi successive.

Il casing verrà cementato a giorno.

### **Casing da 9½" fino a 1836 MD - +/- 1710m TVD.**

Lo scopo di questo casing è quello di isolare formazioni alloctone con potenziali leggere sovrappressioni.

Idealmente la scarpa del casing dovrà essere discesa fino alla quota di inizio rientro della deviazione alla quota di +/- 1836m MD +/- 1710m VD. Posizionando il casing a tale profondità si permetterà l'investigazione le formazioni mioceniche con un peso del fluido di perforazione inferiore riducendo le possibilità di perdite

### **Liner da 7" T.O.L. +/-1686m MD – 1558m TVD Bottom +/- 2017m TMD - 1843m TVD.**

Il foro da 8½" dopo aver tappato con il cemento il foro pilota si riprenderà il foro da kickoff point a 1868 m MD 1742 VD e proseguirà con un DLS di 17°/30m fino ad incontrare il top dei calcari miocenici a 2017 m MD 1843 m VD con una inclinazione di 80°.

La discesa del liner da 7" serve a isolare la fase di build-up della curva per permettere la navigazione nei calcari riducendo i problemi di presa e permettere di poter completare il pozzo e produrre dal foro scoperto senza problemi.

### **3.5.10.Progetto del Casing.**

I parametri di progetto utilizzati sono la combinazione di raccomandazioni API per i fattori di Cedimento e Collasso, oltre a numerose altre raccomandazioni da parte di autori vari ed aziende operative in materia di Tensione. Inoltre, viene eseguito un controllo per garantire che il casing possa sopportare 50,000 kgf di sovrattiro ed essere ancora il 10% al di sotto del limite di snervamento minimo.

#### **Fattori di Sicurezza del Progetto**

Resistenza allo Schiacciamento	1.11
Resistenza ai Giunti	1.75
Resistenza allo Snervamento	1.75
Resistenza allo Snervamento Interno	1.11



Casing	Modalità dell'Anomalia	Proprietà Meccaniche	Fattore di Sicurezza
13 <sup>3</sup> / <sub>8</sub> ", 54.5#/ft, K55, BTC @ 305m VD 320m MD	Cedimento	18,9 MPa	3,87
	Collasso	7,8 MPa	1,27
	Tensione	380.000 daN	4,91
9 <sup>5</sup> / <sub>8</sub> ", 47#/ft, N80, Metal seal @ 1230m VD 1341 MD	Cedimento	47,3 MPa	1,67
	Collasso	32,8 MPa	1,18
	Tensione	483.000 daN	2,67
7", 29#/ft, N80, Metal seal Liner @ 1924m VD 2035 MD TOL @ 1094m VD 1200 MD	Cedimento	56,3 MPa	2,92
	Collasso	48,4 MPa	2,32
	Tensione	301.000 daN	2,45

Né i calcoli relativi al cedimento né i calcoli relativi al collasso tengono conto di carichi di backup.

I calcoli relativi al cedimento presuppongono una colonna piena di fango nel casing e l'intercapedine piena d'aria.

I calcoli relativi al collasso presuppongono una colonna piena di fango nell'intercapedine e il casing pieno d'aria.

I calcoli relativi alla tensione presuppongono il peso totale in sospensione del casing sul giunto superiore in aria, carico da colpo e pressione di prova tenuta.

Per i casing 9<sup>5</sup>/<sub>8</sub>" e 7" i calcoli sono stati eseguiti considerandoli di produzione

### 3.6. Fluidi di Perforazione.

Verrà utilizzato un fango inibitore a base di polimeri, in quanto presenta i seguenti vantaggi in rapporto ad altri fanghi a base d'acqua:

Proprietà inibitorie migliori in argille molto reattive

La copertura di glicole dell'acciaio previene l'imbollamento dello scalpello

Più elevate performance con PDC bits

Migliore stabilità del foro

Migliore potere lubrificante

**Foro da 16" dalla superficie fino a +/- 200m MD.**

Tipo di fango	<b>FW-GE</b>
Densita'	1,100 kg/lt
Viscosita' Marsh	50 – 60 sec/lt
Viscosità Plastica	10 – 12 cP
Yield Point	14-18 gr/100cm <sup>2</sup>
Gel 10"	4 – 6 gr/100cm <sup>2</sup>
Gel 10'	10 – 14 gr/100cm <sup>2</sup>
Filtrati API	<10 cc
Ph	9.5 – 10

Note:

Miscelare 25 m<sup>3</sup> di kill mud a 1.4 kg/l

Utilizzo di vibrovagli con reti a maglia fine ed una centrifugazione a basso volume per la pulizia del fango

Tenere 3-4 ton di mica/granular LCM disponibili in sito.

Tenere 4 barili di tensioattivi disponibili in sito

**Foro da 12¼" intermedio fino a +/- 1836 MD - +/- 1710m TVD.**

Tipo di fango	<b>FW-PO</b>
Densita'	1,250-1,45 kg/lt
Viscosita' Marsh	50 – 60 sec/lt
Viscosita' Plastica	16 – 22 cps
Yield Value	12 – 16 g/100cm <sup>2</sup>



Gels 10 "	4 – 6 g/100cm <sup>2</sup>
Gels 10 '	6 – 8 g/100cm <sup>2</sup>
Filtrato API	< 5 cc
Ph	9,5 – 10
Solidi	12 – 18 % in vol

Note:

Utilizzo di vibrovagli con reti a maglia fine e centrifugazione a basso volume per la pulizia del fango.

Tenere 6 barili di tensioattivi disponibili in sito

**Foro pilota da 8½" fino a +/- 2044m MD 1918m TVD.**

Tipo di fango	<b>FW-PO</b>
Densita'	1,200-1,350 kg/lt
Viscosita' Marsh	50 – 60 sec/lt
Viscosita' Plastica	16 – 22 cps
Yield Value	10 – 14 g/100cm <sup>2</sup>
Gels 10 "	4 – 6 g/100cm <sup>2</sup>
Gels 10 '	6 – 8 g/100cm <sup>2</sup>
Filtrato API	< 5 cc
Ph	9,5 – 10
Solidi	8 – 14 % in vol

**Foro deviato da 8½" fino a +/- 2017m MD 1843m TVD.**

Tipo di fango	<b>FW-PO</b>
Densita'	1,200-1,350 kg/lt
Viscosita' Marsh	50 – 60 sec/lt
Viscosita' Plastica	16 – 22 cps
Yield Value	10 – 14 g/100cm <sup>2</sup>
Gels 10 "	4 – 6 g/100cm <sup>2</sup>

Gels 10'	6 – 8 g/100cm <sup>2</sup>
Filtrato API	< 5 cc
Ph	9,5 – 10
Solidi	8 – 14 % in vol

**Foro orizzontale da 6" fino a +/- 2317m MD 1853m TVD.**

Tipo di fango	<b>FW-PO</b>
Densita'	1,100-1,150 kg/lt
Viscosita' Marsh	50 – 60 sec/lt
Viscosita' Plastica	16 – 22 cps
Yield Value	10 – 14 g/100cm <sup>2</sup>
Gels 10"	4 – 6 g/100cm <sup>2</sup>
Gels 10'	6 – 8 g/100cm <sup>2</sup>
Filtrato API	< 5 cc
Ph	9,5 – 10
Solidi	5 – 10 % in vol

**Note:**

Utilizzo di vibrovagli con reti a maglia fine ed una centrifugazione a basso volume per la pulizia del fango

Tenere 6 barili di tensioattivi disponibili in sito

Un programma fango dettagliato verrà fatto dalla società contrattista fanghi prescelta. Sarà poi approvato dal responsabile della perforazione della società committente (Apennine Oil & Gas SpA)

**3.7. Problemi di perforazione attesi.**

Non sono previsti particolari problemi di perforazione, eccetto possibili perdite parziali nella fase da 16" che sarà da perforare con avanzamento controllato.

Problemi di sovrattiri e di frane potrebbero essere attesi durante la fase deviata da 12"1/4 dovuto alla deviazione e all'instabilità delle argille delle formazioni alloctone.



### 3.8. Attrezzature dei BOP e Test.

Il sistema BOP include le seguenti attrezzature di controllo pozzo:

VOCE	DESCRIZIONE
B.O.P. (type)	Xinde or similar
B.O.P. (size & working pressure)	13 <sup>5</sup> / <sub>8</sub> - 5M
B.O.P. (type)	Xinde or similar Doppio Ram
B.O.P. (size & working pressure)	13 <sup>5</sup> / <sub>8</sub> - 10M
Choke Manifold (size & working pressure)	3" 1/16" - 10000 psi
Kill Lines (size & working pressure)	2 " - 5000 psi
Choke Lines (size & working pressure)	3" - 5000 psi coflexip
Pannello Controllo B.O.P. n. 1	Ubicato sull'accumulatore: T3 or similar
Pannello Controllo B.O.P. n. 2	Ubicato dal piano sonda :
Inside B.O.P. (type)	Upper & Lower Kelly Cocks 10000 psi W.P.
Inside B.O.P. (ubicazione)	Installati su asta motrice
Inside B.O.P. (type)	Testina di Circolazione
Inside B.O.P. (ubicazione)	Piano Sonda
Inside B.O.P. (type)	VAM Drilling
Inside B.O.P. (ubicazione)	Piano Sonda
Inside B.O.P. (type)	NA
Inside B.O.P. (ubicazione)	NA

Il sistema di BOP verrà provato (test di pressione e funzionamento) nelle seguenti situazioni:

- dopo l'installazione della testa pozzo e del sistema BOP dopo la discesa del casing prima di perforare fuori scarpa;
- ogni 14 giorni;
- prima di perforare in zone in cui ci si attende presenza di idrocarburi e di sovrappressioni;
- prima delle prove di produzione in cui i BOP restano in posizione sopra la testa pozzo;
- in qualsiasi momento in cui si valuta possibile una compromissione dell'integrità dello stack (es. a seguito di riparazioni, ecc).



### 3.9. Calcoli Di Resistenza Del Pozzo e Tolleranza ad un Kick.

(i) Controllo del Pozzo in Caso di Kick alla Quota della Scarpa da 13 3/8" del Casing con Entrata Improvvisa di Gas

13" shoe depth		646	ft
<b>KICK TOLERANCE WORKSHEET</b>			<b>Well Name :</b> Strombone 3
			<b>Report No :</b> 1
			<b>Date :</b> 30/05/2012
<b>WEAK POINT</b>	(present casing shoe depth)	<b>SOLUTION</b>	
TVD WP	646 ft	Height of Influx (HOI)	1200 ft
Leak off (EQM)	12,0 ppg	Volume of Influx @ BHL	125,2 bbl
Leak off (gradient)	0,624 psi/ft		
Leak off (pressure)	403 psi	Volume of Influx @ Weak Point	145,8 bbl
Safety margin	0 psi	Vol. of Influx at BHL conditions	21,3 bbl
Pmax (EQM)	12,0 ppg		
Pmax (gradient)	0,624 psi/ft	<b>Max Kick Tolerance:</b>	<b>21,3 bbl</b>
Pmax (pressure)	403 psi		<b>3,4 m3</b>
<b>GENERAL</b>	(next casing / OH depth)	<b>ppge</b>	<b>K.T.</b>
TVD BHL	5523 ft	8,6	49,3
Mud weight	11,7 ppg	8,8	39,7
Mud weight (gradient)	0,608 psi/ft	9	30,6
Mud Hydrostatic	3356 psi	9,2	21,8
BHL (pressure)	2757 psi	9,4	13,4
BHL (EQM)	9,6 ppg	9,6	5,4
BHL (gradient)	0,499 psi/ft	9,8	
Gradient of Influx (GOI)	0,100 psi/ft	10	
Casing ID	12,70 in	10,2	
Hole ID	12,25 in	10,4	
DC OD	9,25 in	10,6	
DC Length	350 ft	10,8	
DC - Open hole capacity	0,0627 bbl/ft		
DP OD	5 in		
DP Length below WP	4527 ft		
DP - Open hole capacity	0,1215 bbl/ft		
<b>COMMENTS</b>			

(ii) Controllo del Pozzo in Caso di Kick alla Scarpa 9 5/8" del Casing con Entrata Improvvisa di Gas

KICK TOLERANCE WORKSHEET		Well Name :	Strombone 3
		Report No :	1
		Date :	30/05/2012
<b>WEAK POINT</b>	(present casing shoe depth)	<b>SOLUTION</b>	
TVD WP	5523 ft	Height of Influx (HOI)	1993 ft
Leak off (EQM)	13,5 ppg	Volume of Influx @ BHL	64,2 bbl
Leak off (gradient)	0,702 psi/ft		
Leak off (pressure)	3877 psi	Volume of Influx @ Weak Point	64,2 bbl
Safety margin	0 psi	Vol. of Influx at BHL conditions	69,6 bbl
Pmax (EQM)	13,5 ppg		
Pmax (gradient)	0,702 psi/ft	<b>Max Kick Tolerance:</b>	<b>64,2 bbl</b>
Pmax (pressure)	3877 psi		<b>10,2 m3</b>
<b>GENERAL</b>	(next casing / OH depth)	<b>ppge</b>	<b>K.T.</b>
TVD BHL	6602 ft	8,6	49,3
Mud weight	10,4 ppg	8,8	39,7
Mud weight (gradient)	0,542 psi/ft	9	30,6
Mud Hydrostatic	3581 psi	9,2	21,8
BHL (pressure)	3581 psi	9,4	13,4
BHL (EQM)	10,4 ppg	9,6	5,4
BHL (gradient)	0,542 psi/ft	9,8	
Gradient of Influx (GOI)	0,100 psi/ft	10	
Casing ID	8,54 in	10,2	
Hole ID	8,50 in	10,4	
DC OD	6,25 in	10,6	
DC Length	590 ft	10,8	
DC - Open hole capacity	0,0322 bbl/ft		
DP OD	5 in		
DP Length below WP	489 ft		
DP - Open hole capacity	0,0322 bbl/ft		
<b>COMMENTS</b>			



### **3.10. VALUTAZIONE DELLA FORMAZIONE**

#### **3.10.1. Obiettivi.**

Gli obiettivi del programma di valutazione della formazione sono:

- determinare la presenza di idrocarburi e la reale saturazione negli intervalli di reservoir;
- determinare la natura e l'età della sezione perforata;
- monitorare i parametri essenziali per il funzionamento in sicurezza del pozzo, specificamente le pressioni della formazione;
- determinare il legame tra dati sismici e dati del pozzo

#### **3.10.2. Servizi di Monitoraggio Geologico.**

Un geologo della Apennine O&G sarà presente in loco nei punti critici del pozzo.

Si tratta di:

- valutazione del punto di casing 9 $\frac{5}{8}$ ";
- profondità totale;
- valutazione del punto della scarpa del liner 7"

### 3.10.3. Log Elettrici.

Sezione	Log	Commenti
12 <sup>1/4"</sup>	GR / Sonic / Resistività di tipo induttivo	Per correlazione con il pozzo Strombone 2dir
8 <sup>1/2"</sup>	Gammma-Ray Spectrometry Array Laterolog, Array Sonic, Density Neutron Log di immagine elettrica, Checkshot Survey, CBL-VDL casing 9 5/8"	Interpretazione dei log di immagine per la caratterizzazione delle fratture da richiedere alla contrattista in tempo reale.

### 3.10.4. Mud Logging.

Il servizio mud logging sarà presente sul sito per tutta la durata delle operazioni di perforazione del pozzo Strombone 03 dir dalla superficie alla profondità totale e comprenderà la raccolta di dati e la trasmissione quotidiana all'operatore, come qui di seguito riportati.

#### Campionamento Geologico.

Analisi e descrizione dei detriti di perforazione compreso l'esame per luminescenza utilizzando solventi adatti al rilevamento di idrocarburi.

Confezionamento ed etichettatura dei campioni. Deve essere tenuto un registro accurato della trasmissione di tutti i campioni spediti dal sito del pozzo.

#### Intervalli di Prelievo dei Campioni.

Si richiede il seguente programma di campionamento dei detriti di perforazione:



intervallo campioni	campione umido	campione secco
foro 16"	2 campioni ogni 10m	5 campioni ogni 15m
foro 12¼"	2 campioni ogni 10m	5 campioni ogni 15m
foro 8½"	2 campioni ogni 5m	5 campioni ogni 5m

La frequenza di campionamento durante la fase da 8½" potrà essere temporaneamente aumentata in seguito a manifestazioni di idrocarburi significative, a discrezione del geologo dell'Apennine Oil & Gas.

#### **Rilevamento e Monitoraggio di Gas nel flusso di ritorno del Fango.**

Analisi cromatografica dei gas dal Metano (C1) al Pentano (C5).

#### **Monitoraggio dei Gas nel flusso di ritorno del Fango Utilizzando Dati Forniti dalle Apparecchiature di Perforazione.**

Monitoraggio dei gas idrocarburi totali

#### **Raccolta Dati di Perforazione Computerizzati**

Utilizzando i dati digitali forniti dal sistema di sensori delle apparecchiature di perforazione:

- monitoraggio continuo dei dati del pozzo e di perforazione;
- registrazione e memorizzazione dei dati;
- monitor di visualizzazione nell'unità diagrafia fanghi, nell'ufficio del Supervisore della Perforazione, nell'ufficio del Responsabile dell'Impianto di Perforazione HDI; un monitor a prova di esplosione nella console del Perforatore;
- stampa delle registrazioni in ordine di tempo;
- stampa delle registrazioni in ordine di profondità;
- recupero e utilizzo dei dati;
- idraulica on line (Bingham & Power Law);
- calcolo del ritardo on line.

### **Preparazione dei Rapporti.**

Preparazione di una diagrafia dei fanghi (mud log) in scala utilizzando unità specificate da Apennine Oil & Gas, includendo le seguenti informazioni:

- velocità di avanzamento.
- litologia dei detriti di perforazione in percentuale.
- litologia della formazione interpretata.
- gas idrocarburi totali.
- risultati dell'analisi cromatografica.
- descrizione dei detriti di perforazione, litologia e commenti.
- dati dello scalpello.
- parametri di perforazione rilevanti.
- dati di deviazione.
- dati sul fluido di perforazione.
- intervalli di formation test e carotaggio.

### **Reporting**

L'azienda che si occupa della diagrafia dei fanghi (mud log) fornirà i seguenti rapporti:

- Log Litologico quotidiano;
- descrizione e analisi dei detriti di perforazione, compreso l'esame per luminescenza;
- monitoraggio, registrazione e reporting continuo dei gas contenuti nel flusso di ritorno del fango, inclusi gas idrocarburi e analisi dei gas da C1 a C5;
- monitoraggio, analisi, registrazione e reporting continuo dei volumi dei fanghi e dei parametri di perforazione, inclusa la segnalazione di eventi e tendenze anomale;
- correlazione di litologia, detriti di perforazione, analisi delle registrazioni e valutazione degli idrocarburi con i dati dei pozzi limitrofi rilevanti forniti dall'Operatore;
- preparazione e invio di rapporti giornalieri come richiesto dal personale Apennine Oil & Gas sul sito del pozzo;



- completamento del registro generale del pozzo, utilizzando il formato di presentazione indicato da Apennine Oil & Gas;
- fornitura di servizi di valutazione dei dati di perforazione computerizzati;
- preparazione di rapporti post-perforazione del pozzo.

### **3.10.5. Carotaggi di fondo e di Parete.**

Una carotaggio di fondo orientato di 9 m è previsto in reservoir una volta verificata con certezza l'entrata negli obiettivi porosi, a fronte di mineralizzazione.

Non è previsto il prelievo di carote di parete per questo pozzo.

### **3.10.6. Prove di Produzione.**

Se saranno identificate delle formazioni contenenti idrocarburi, saranno eseguite delle prove di produzione. Prima dell'inizio delle prove l'impianto di perforazione sarà smontato.

Poiché non si prevede erogazione spontanea, deve essere previsto gas lift.

#### **Obiettivo.**

Gli obiettivi del test saranno:

- raccogliere campioni rappresentativi degli idrocarburi prodotti;
- determinare l'erogabilità immediata del pozzo;
- calcolare le caratteristiche della formazione del reservoir in termini di permeabilità e danneggiamento.

#### **Procedura**

La procedura per l'esecuzione del test sarà stilata in un documento a parte.

### **3.11. SALUTE E SICUREZZA**

Salute e Sicurezza saranno gestiti in loco e descritti nel DSSC che sarà preparato dal titolare in conformità con il D.Lgs 626/94 e 624/96.

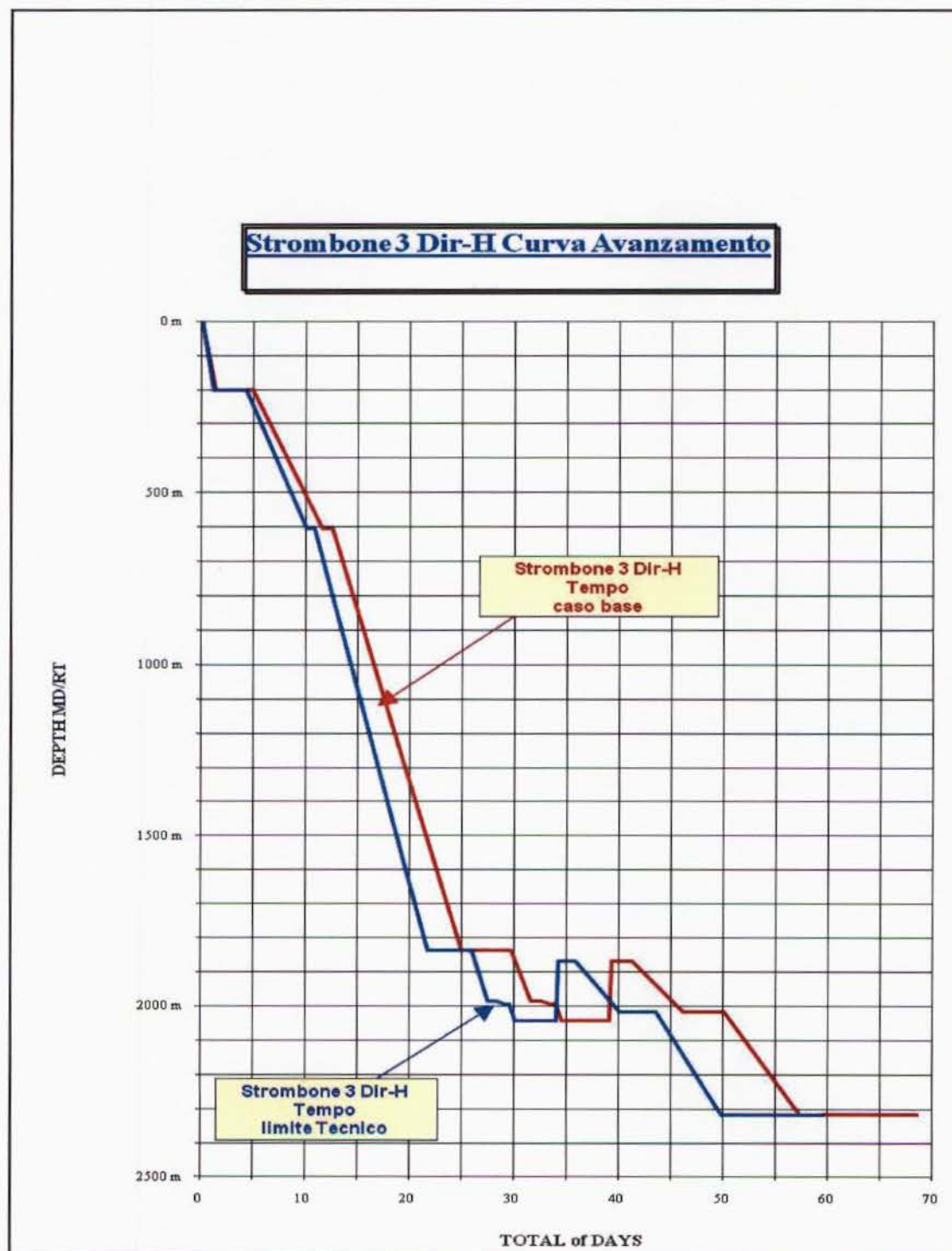
### 3.12. PROCEDURE OPERATIVE

#### 3.12.1. Riassunto delle Operazioni

Strombone 3 Dir stima tempo					
Pozzo	Strombone 3 Dri-H		Terra	Expl/Appr	
Data:					
Preparato da:	Tripone M.		Test senza Rig		
Pozzo					
TD (mMDRT)			2317		
TD (mTVDRT)			1860		
PROFONDITA' CASING					
Conductor Pipe			13		
13 3/8"			200		
9 5/8"			1836		
7" liner			2017		
Avanzamento presunto					
Foro 16" avanzamento (m/hr)	Media		7,0		
Foro 12 1/4" avanzamento (m/hr)	Media		5,0		
Foro pilota 8 1/2" avanzamento (m/hr)	Media		4,0		
Foro deviato 8 1/2" avanzamento (m/hr)	Media		2,0		
Foro orizzontale 6" avanzamento (m/h)	Media		2,0		
STIMA TEMPI				media Cum. Giorni	Profondità
Rig Move				12	0
PERFORAZIONE					12 Rig Move
R/U to Spud		0,00	0,00	0	
P/U 16" bit, Perforare fino a 200 m, Circ., POOH		1,74	1,74	200	
Disceso 13 3/8" casing, ultimo giunto in circolazione. Set shoe & circ.		0,27	2,01	200	
Cementato 13 3/8" casing, montato testa pozzo e BOP		2,65	4,65	200	4,7 Fase 16"
Disceso bit 12 1/4" perforato cmt e 5 m in formazione eseguito FIT		0,43	5,08	200	
Perforato foro deviato 12 1/4" fino a 1500 m		20,58	25,66	205	
Disceso casing 9 5/8" ultimo giunto in circolazione, circolato		1,47	27,13	605	
Cementato 9 5/8" casing, montato testa pozzo e test BOP		1,52	28,65	605	24,0 Fase 12 1/4"
Disceso bit 8 1/2" perf. Cemento e 5 m di formazione, FIT		1,18	29,84	1841	
Perforato foro 8 1/2" fino a 1864 m MD cutting 9 m of core		4,82	34,65	2044	
Electrical Logs		3,98	38,64	2044	10,0 Fase 8 1/2" V
Plug back hole from bottom to 1750 m		2,72	41,35	1868	
Perforato foro 8 1/2" fino 80° di inclinazione top calcari		4,84	46,19	2017	
Disceso 7" liner		1,43	47,63	1985	
Cementato liner 7" e test BOP		0,99	48,62	1985	10,0 Fase 8 1/2" D
Perforato foro 6" in orizzontale fino a 2317 m TD		9,41	58,03	2317	
Disceo scraper 7" circolato spazzato brine e sdoppiato aste		1,46	59,49	2044	
CBL VDL liner 7"		0,43	59,92	2317	11,3 Fase 6" D
Stima tempi "Dry Hole"			59,9	Metri/Giorno	0,00
Pozzo completato, 5 giorni testing/ Rig Release			8,7	8,7	
Stima tempo completamento			8,7		
Tempo totale stimato per la perforazione e completamento			68,58		



### 3.12.2. Grafica Tempi – Profondità.



### 3.12.3. Commenti generali

Prima dell'inizio della perforazione, alla presenza di tutti i contrattisti, verrà tenuto un incontro per trattare i seguenti argomenti:

- Verifica e discussione dettagliata del programma;
- Salute e sicurezza e altri argomenti specifici del sito;
- Punti sensibili per quanto riguarda sicurezza e questione ambientale.

Dopo il montaggio, il Responsabile della Perforazione, il Supervisore alla Perforazione, entrambi di Apennine Oil & Gas insieme al Responsabile della Perforazione della Società Contrattista ispezioneranno fisicamente il sito per assicurarsi che tutti gli aspetti legati a sicurezza e ambiente siano stati trattati adeguatamente. Le operazioni non inizieranno fino a quando tale ispezione non sarà stata eseguita.

Il Supervisore alla Perforazione terrà regolarmente un incontro giornaliero con tutti i Responsabili delle varie società impiegate al fine di verificare e discutere delle operazioni programmate per le 24 ore successive.

Il tiro massimo consentito sulla batteria di perforazione sarà limitato all'80% della resistenza allo snervamento della batteria in uso. In nessun caso tali limiti devono essere superati senza l'approvazione del Responsabile della Perforazione.

La conformità con le pratiche raccomandate dal protocollo API 53 è obbligatoria. I rapporti dei test BOP devono mostrare tutti i risultati (alte e basse pressioni) e devono essere accompagnati da un grafico pressione - tempi. Tutti i test BOP devono essere condotti con acqua dolce pulita per evitare situazioni in cui particelle di fango possano ostruire piccole perdite. Il test in alta pressione sarà condotto per 10 minuti. Entrambi devono essere etichettati correttamente e firmati da:

- Supervisore alla Perforazione;
- Toolpusher del Contrattista;
- Operatore della Pompa.

Le ore di rotazione dei jar non dovranno eccedere il valore di 200.

Le batterie di perforazione saranno dotate di adeguate valvole di non ritorno, ove richiesto.

In tutte le flange della testa pozzo saranno utilizzate guarnizioni ad anello nuove in acciaio inossidabile.



Annotare le dimensioni di tutti gli utensili e tubolari prima che gli oggetti entrino nel pozzo. Devono essere redatti diagrammi di pescaggio per tutte le batterie di perforazione (BHA).

La velocità di avanzamento non deve mai eccedere un valore per cui tutti i detriti di perforazione possano essere eliminati in modo efficiente dal foro.

#### 3.12.4. Verifiche Prima della Perforazione

Prima di iniziare la perforazione il Supervisore della Perforazione, come da lista di controllo di Apennine Oil & Gas, condurrà un'ispezione dell'impianto. Quando avrà firmato l'accettazione dell'impianto di perforazione, le operazioni potranno cominciare. L'ispezione dell'impianto deve includere quanto segue:

1. Tutte le apparecchiature di controllo eruzioni BOP (diverter 21¼" e BOP 13⅝"), adattatori di testa, raccordi a campana ecc. devono essere calibrati con gli appositi manicotti di protezione dall'usura.
2. Tutto l'equipaggiamento di comando del pozzo compresi stack BOP, Unità Koomey, valvola HCR, choke manifold, pannello per il comando in remoto, ecc.
3. Sistema fanghi in alta pressione, compresi collettore colonna montante, rotary hose (tubo flessibile tra collettore di sonda e testa d'iniezione) e tutte le relative valvole.
4. Sistema fanghi di superficie, compreso il sistema miscelatore del fango, apparecchiature di controllo fango e tutte le valvole.
5. Tutte le apparecchiature in noleggio devono essere consegnate complete di certificati di controllo. Il Supervisore alla Perforazione deve controllare i certificati di controllo di tutte le apparecchiature.
6. Le apparecchiature di terzi devono essere controllate e confermate con riferimento agli elenchi di carico. La funzionalità di tutte le apparecchiature deve essere controllata.
7. Assicurarsi che i sensori gas del contrattista di perforazione e del Mud Logger (se applicabile) siano installati correttamente nelle posizioni concordate, e che ogni sistema sia stato calibrato e testato funzionalmente.

### 3.12.5. Tubo Guida 20" (pre-posizionato)

#### Descrizione Schematica

Un conductor pipe da 20" con pareti di spessore 0.635" sarà preinstallato durante la costruzione della piazzola a +/- 7m piano campagna.

### 3.12.6. Sezione Foro 16"

#### Descrizione Schematica

1. L'obiettivo è posizionare un casing 13 $\frac{3}{8}$ " ad una profondità sufficiente da fornire un controllo adeguato del pozzo nella sezione foro 12 $\frac{1}{4}$ ".
2. la profondità totale TD della sezione è programmata a 200m TD;
3. la sezione sarà perforata verticalmente fino a TD fase non si prevede la presenza di gas superficiale;
4. la sezione sarà perforata con un sistema di fanghi a base d'acqua (si veda il Programma Fluidi di Perforazione per i dettagli);
5. il casing 13 $\frac{3}{8}$ " sarà cementato alla superficie per fornire supporto strutturale a testa pozzo e BOP. Se si dovessero verificare perdite, sarà eseguito il riempimento dall'alto con cemento.

#### Preparazione

1. Pre-miscelare 25m<sup>3</sup> di fango per controllo pozzo (1.40 kg/l);
2. assicurarsi che una valvola di sicurezza (per ogni tipo di collegamento da inserire nel foro) sia disponibile, in ogni momento, nell'impianto di perforazione;
3. controllare fisicamente che tutte le apparecchiature dettagliate in un elenco siano presenti in loco, in buone condizioni e perfettamente funzionanti;
4. controllare che il casing 13 $\frac{3}{8}$ ", presente in loco, sia sufficiente;
5. pulire ed effettuare il controllo visivo di tutti i filetti. Tutto il casing deve essere liberato da detriti interni, calibrato, controllato per verificare eventuali danni strutturali ed etichettato. Le misurazioni devono essere controllate in modo indipendente;
6. Installare anelli di arresto sul casing come da programma dei centralizzatori. Il casing da 13 $\frac{3}{8}$ " sarà equipaggiato con scarpa di cementazione di tipo "sting-in", e con tutti i centralizzatori (come numero e come tipo) ritenuti necessari alla fine della perforazione della fase da 16";



7. I primi tre giunti di casing saranno bloccati utilizzando un composto tipo Thread-lock sui filetti prima del serraggio;
8. assicurarsi che sia disponibile una serie di tubi da 1,9" per eventuale cementazione dell'intercapedine 13"  $\frac{3}{8}$ " X 20" dall'alto, qualora non si verifichi il ritorno di cemento a giorno;
9. assicurarsi che in loco siano disponibili quantità sufficienti di cemento e di additivi per cemento, anche nel caso in cui si dovessero rendere necessari eventuali riempimenti dall'alto
10. preparare composti ad alta viscosità adatti, per aiutare nella pulizia del foro, se necessario;
11. essere pronti a pompare miscele colmatanti (LCM) se si verificano perdite
12. assicurarsi che il sistema di monitoraggio del gas e del flusso del fango siano perfettamente funzionanti. Il personale del contrattista di Mud Logging dovrà controllare tali sensori ogni ora durante la perforazione.

#### Esecuzione Foro 16"

1. Per la perforazione della fase verticale da 16" la batteria sarà composta come da tabella sotto riportata:

BHA	Connessione
Scalpello da 16"	6 $\frac{5}{8}$ " Reg Pin
Ner Bit Stabilizzatore dia ext 15.91" con ring Totco	6 $\frac{5}{8}$ " Reg Box x Box
1 x asta pesante 8" Non-Magnetica	6 $\frac{5}{8}$ " Reg Pin x Box
1 x Stabilizzatore dia ext 15.91"	6 $\frac{5}{8}$ " Reg Pin x Box
2 x aste pesanti 8"	6 $\frac{5}{8}$ " Reg Pin x Box
1 x Stabilizzatore dia ext 15.91"	6 $\frac{5}{8}$ " Reg Pin x Box
7 x asta pesante 8"	6 $\frac{5}{8}$ " Reg Pin x Box
Jar idraulico 8"	6 $\frac{5}{8}$ " Reg Pin x Box

1 x asta pesante 8"	6 <sup>5</sup> / <sub>8</sub> " Reg Pin x Box
Xover sub	6 <sup>5</sup> / <sub>8</sub> " Reg Pin x 4 <sup>1</sup> / <sub>2</sub> " IF Box
12 HWDP 5"	4 <sup>1</sup> / <sub>2</sub> " IF Pin x Box
aste di perforazione 5" – 19.5 lb/ft	4 <sup>1</sup> / <sub>2</sub> " IF Pin x Box

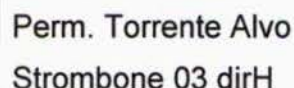
- Una valvola di non ritorno **deve** essere inserita nella batteria nel raccordo dello scalpello.
- Con scalpello da 16" ripulire l'interno del conductor pipe fino alla scarpa dello stesso e controllare la deviazione del foro.
- Mantenere peso sullo scalpello, portate di fango e giri della batteria bassi per i primi 20 m sotto la scarpa da 20", per minimizzare il rischio di dilavamento della formazione. In seguito aumentare gradualmente le portate
- Perforare un foro 16" a +/- 200m BRT. Pompare fluido ad alta viscosità se necessario per mantenere la pulizia del foro.
- Se si incontrano formazioni a rapida perforazione, controllare la velocità di avanzamento ROP per impedire l'accumulo di detriti nell'intercapedine. Se necessario, sollevare la batteria dal fondo pozzo e circolare per pulire il foro
- Alla profondità totale prevista per la sezione, circolare abbondantemente il volume del foro.
- Estrarre batteria.



### Discesa Casing 13 $\frac{3}{8}$ ".

Dimensione	Tipo	Intervallo m BRT	Coppia serraggio daN.m	di
13 $\frac{3}{8}$ "	54.5 lb/ft K55 BTC	Superficie 200 m MD RT	–	vedere nota sottostante
	Tipo centralizzatore	Centralizzatori		
	A molle elicoidali	2 per giunto sui primi 3 + 1 ogni due fino a 60 mi		
	Rigido	a 3m sotto la testa pozzo		

1. Il casing BTC deve essere serrato fino alla base del triangolo. Per migliorare le prestazioni durante la discesa, la coppia di serraggio media deve essere osservata durante la posa dei primi dieci giunti del casing serrati correttamente alla base del triangolo (escludere i giunti serrati con composto sigillante Thread-lock). Questa coppia di serraggio media può poi essere utilizzata per la discesa della restante parte del casing .
2. Se necessario una cravatta di sicurezza deve essere utilizzata sul casing fino a che non viene esercitato un peso sufficiente sui cunei di tenuta per garantire la presa corretta.
3. Registrare il peso ogni 5 giunti durante la discesa in pozzo.
4. Una riunione del personale coinvolto nelle seguenti attività sarà tenuta per pianificare le operazioni e discutere della sicurezza e delle procedure.
5. Preparare le attrezzature per la discesa del casing da 13 $\frac{3}{8}$ ". Controllare che una testa di circolazione sia disponibile sul piano sonda e pronta all'uso nel caso in cui sia necessario circolare durante la discesa del casing.





**Cementazione Casing 13<sup>3/8</sup>" .**

Dimensione	Tipo		Intervallo m RT	Eccesso Foro Scoperto
13 <sup>3/8</sup> "	54.5 lb/ft K55 BTC		Superficie 200m MD RT	100%
	Malta	Volum e	Sg	Composizione
	Primo cuscino	8m <sup>3</sup>	1.0	Acqua pulita
	Cemento	17m <sup>3</sup>	1.5	API Classe G + gel preidratato 3%
	Cemento	8m <sup>3</sup>	1.9	Pura API Classe G
	Spiazzament o	2.8m <sup>3</sup>	1.0	Acqua pulita

1. Montare testa di cementazione sull'asta di perforazione.
2. Montare le linee del cemento.
3. Sottoporre a test di pressione le condotte del cemento a 500psi (34 bar) x 10min e 2000psi (138 bar) x 10min. Iniziare la circolazione.
4. Circolare il fondo del foro a giorno. Controllare i ritorni e verificare eventuali perdite. Stabilire la portata ottimale.
5. Pompate 8m<sup>3</sup> di acqua dolce come primo cuscino.
6. Miscelare e pompare la malta di cemento secondo il Programma di Cementazione.
7. Monitorare il ritorno dei fluidi durante lo spiazzamento. Se in superficie si vedono buoni ritorni di cemento, è possibile ridurre il solo volume della malta di testa. Registrare eventuali perdite.
8. Spiazzare il cemento con 1,m<sup>3</sup> di acqua dolce.
9. Registrare la pressione di pompaggio finale (utilizzare questa per stimare il TOC se non c'è ritorno di cemento a giorno).
10. Rilasciare la pressione. Verificare eventuale ritorno.

11. Sollevare e attendere che l'eventuale eccesso di malta cada dall'asta pesante.
12. Circolare per pulire lo stinger e la batteria. Estrarre batteria di cementazione.
13. Durante l'attesa presa cemento (campioni di superficie siano induriti) preparare per il taglio delle colonne.
14. Tagliare il conductor pipe 20" e il casing 13<sup>3/8</sup>" ad altezza giusta per installare la sezione "A" della testa pozzo, smontare il sistema diverter

#### **Riempimento dall'alto di cemento (top job)**

Se non si è verificato il ritorno della malta a giorno, sarà necessario procedere al riempimento dall'alto. È importante eseguire un buon riempimento dall'alto per fornire supporto strutturale alla testa pozzo e conseguentemente alle colonne del casing. Il riempimento dall'alto sarà eseguito nell'intercapedine 20" x 13<sup>3/8</sup>" a cuscinetti di malta, fino quando ci sarà cemento a giorno. Sarà utilizzata una malta a presa rapida come da Programma di Cementazione.

#### **3.12.7. Installazione Testa Pozzo e BOP.**

1. Installare la sezione A della testa pozzo secondo la procedura descritta nel documento Wellhead Running Procedure.
2. Chiudere l'intercapedine 20" x 13<sup>3/8</sup>" tramite saldatura di due semicorone, di cui una equipaggiata con un connettore da 1/2" che permetta l'installazione di un misuratore di pressione e di una valvola.
3. Montare stack BOP 13<sup>5/8</sup>" x 5000/10000 psi come da disegno allegato con inserite le **ganasse trancianti**, le linee choke e kill, provare le funzionalità.
4. Installare il tappo di prova (test plug) aprendo la valvola laterale della sezione "A" della testa pozzo (utilizzare il cup-tester se non c'è il test plug).
5. Provare il preventer anulare a 250 psi per 5 minuti e a 1400 psi per 10 minuti, pipe shear rams a 250 psi per 5 minuti e a 1500 psi per 10 minuti. Nota: la massima pressione applicabile al casing 13<sup>3/8</sup>" è di 2370 psi.
6. Eseguire test di tutte le linee di superficie, della Kelly cocks, delle linee choke e kill a 250 psi per 5 minuti e a 2000 psi per 10 minuti (1500 psi se si usa il cup tester).
7. Estrarre il tappo di prova.
8. Tutti i test vanno registrati su relativo grafico e sul modulo di Prova BOP.



### 3.12.8. Sezione Foro 12 1/4".

#### Descrizione Schematica

L'obiettivo è posizionare il casing 9 5/8" al top della formazione in modo da eliminare i problemi che potrebbero venire dalle formazioni alloctone per il prosieguo della perforazione delle fasi successive.

la profondità totale TD della sezione è programmata a +/- 1710m TVD - 1836m MD.

la sezione sarà perforata deviata con il KOP a 300 m e un incremento d'angolo di 2,5° x 30m fino al massimo di 33° che verrà raggiunto alla profondità di 695m con azimut di 229.33° e mantenuto fino a 1083m VD - 1182m MD, a tale quota si comincerà a decrementare l'angolo di 2° x 30 m fino 0° alla profondità 1550 VD 1676 m MD.

La fase proseguirà in verticale fino a TD.

la sezione sarà perforata con scalpelli ad inserti o con PDC (Polycrystalline Diamond Compact).

#### Preparazione

1. Assicurarsi che una valvola di sicurezza per ogni tipo di connessione da utilizzare nel foro sia disponibile in ogni momento sull'impianto di perforazione.
2. controllare fisicamente che tutte le attrezzature/apparecchiature dettagliate nell'elenco delle apparecchiature siano presenti in loco, in buone condizioni e perfettamente funzionanti.
3. controllare che il casing 9 5/8" in loco sia sufficiente.
4. pulire ed effettuare il controllo visivo di tutti i filetti. Tutto il casing deve essere liberato da detriti interni, calibrato, controllato per verificare eventuali danni strutturali ed etichettato. Le misurazioni devono essere controllate in modo indipendente.
5. installare anelli di arresto sul casing come da programma centralizzatori.
6. installare la scarpa del casing con doppia valvola di non ritorno. Sigillare i giunti al serraggio utilizzando composto Thread-lock sui primi due giunti da scendere in pozzo.
7. assicurarsi che la testa di cementazione sia controllata e verificata.
8. assicurarsi che in loco siano disponibili quantità sufficienti di cemento e di additivi per cemento.

9. preparare cuscini ad alta viscosità in quantità adeguata da circolare per aiutare nella pulizia del foro, se necessario.

#### **Esecuzione Foro 12¼" .**

1. Lo scalpello 12¼" è disceso con la batteria per la deviazione.
2. Scendere in foro e fare attenzione nel toccare il top del cemento.
3. Fresare cemento, float collar e meta' del cemento tra quest'ultimo e la scarpa del casing. Chiudere BOP anulare e sottoporre a test di pressione il casing 13⅝" a 1000 psi (140 bar). Registrare i volumi e le pressioni per confronto con il successivo test FIT (Test di Integrità della Formazione).
4. Fresare il resto della scarpa da 13⅝", pulire il foro da 16" sotto la scarpa e perforare almeno 5 m di nuovo foro.
5. Circolare e condizionare i fanghi. Continuare a circolare fino a che il fango avrà densità costante.
6. Ritirare lo scalpello nel casing da 13" ⅜
7. Eseguire il Test di Integrità della Formazione (FIT). Pompate a incrementi di 0.5 bbls. Registrare e plottare la pressione stabilizzata dopo ogni incremento. Comunicare il gradiente di Leak Off (se raggiunto) al Responsabile della Perforazione.
8. Il gradiente di fratturazione deve essere segnalato sul Rapporto Giornaliero di perforazione. Deve essere preparato un rapporto dettagliato sul test FIT, che includa dettagli di profondità foro, dimensioni, pressioni, volumi pompati, ecc. ed il grafico di pressione superficiale - volume pompato.
9. Ricalcolare la tolleranza al kick.
10. Perforare il foro da 12¼" fino alla profondità totale della sezione a +/- 1710m VD - 1836m MD RT. Il foro sarà eseguito deviato con un angolo massimo di 33°.
11. Alla profondità totale TD della sezione, circolare 2 volte il volume del foro ed eseguire una manovra corta (5 lunghezze) per verificare la presenza di eventuali detriti a fondo foro, di sovrattiri e assorbimenti.
12. Discendere a fondo pozzo. Annotare eventuali assorbimenti. Circolare. Registrare la deviazione del foro.
13. Estrarre batteria di perforazione misurando ciascuna lunghezza per riferimento



### 3.12.9. Logs Elettrici nel Foro 12¼"

I dettagli operativi del programma di acquisizione logs dipendono dalle manifestazioni incontrate durante la perforazione. In ogni caso si procederà come segue:

- Assicurarsi che il contrattista per la registrazione dei logs abbia a disposizione le attrezzature di pescaggio adatte a tutti gli strumenti da scendere in foro.
- Una manovra di pulizia dovrà essere effettuata tra le varie registrazioni se le condizioni del foro lo richiederanno.

#### Esecuzione dei Logs

1. Montare le attrezzature di superficie ed eseguire i logs.
2. Eseguire le misurazioni come segue:
3. GR / Sonic / Resistività di tipo induttivo

Terminati i logs eseguire discesa con scalpello da 12¼" per controllo foro. Circolare e condizionare fango. Estrarre batteria.

### 3.12.10. Discesa Casing 9⅝" .

Dimensione	Tipo	Intervallo M MD RT	Coppia serraggio da N.m	di
9⅝"	47 lb/ft N80 Metal seal	0-1836m RT	MD	
	Tipo centralizzatore	Centralizzatori		
	A molle elicoidali Rigido Rigido	Un calcolo di stand-off verrà eseguito per decidere il numero di centralizzatori necessari.		

1. Il casing Metal seal deve essere serrato ad una coppia raccomandata per il tipo di filetto.

2. Una cravatta di sicurezza deve essere utilizzata sul casing fino a che non viene esercitato un peso sufficiente sui cunei di tenuta per garantire la presa corretta.
3. Registrare il peso ogni 5 giunti durante la discesa in pozzo.
4. Una riunione del personale coinvolto nelle seguenti attività sarà tenuta per pianificare le operazioni e discutere la sicurezza delle procedure.
5. Preparare una testina di sicurezza prima di eseguire l'operazione.
6. Montare l'attrezzatura per la discesa del casing 9 $\frac{5}{8}$ ".
7. Discendere il giunto con la scarpa. Assicurarsi che la scarpa sia funzionante e che sia possibile la circolazione attraverso la stessa. Installare un centralizzatore tra gli anelli di arresto.
8. Sigillare i primi 3 giunti con composto Thread-lock. Installare i centralizzatori tra gli anelli di arresto come da schema precedente, montare il float collar.
9. Eseguire un test di circolazione dopo 5 giunti a 3 diverse portate per verificare il flusso e la relativa caduta di pressione dovuti alla valvola di non ritorno e alla scarpa.
10. Continuare la discesa del casing 9 $\frac{5}{8}$ ", riempire ogni giunto durante la discesa. Installare i centralizzatori come da schema sovrastante.
11. Installare il giunto finale (landing joint).
12. Circolare durante il posizionamento finale del casing se le condizioni del foro lo richiedono.
13. Eseguire circolazione completa dei volumi dell'intercapedine più il 20%. Muovere leggermente il casing verticalmente durante la circolazione fin quando non si vi sono sovrattiri.
14. Ripetere il test di circolazione con le stesse portate usate in precedenza e calcolare la caduta di pressione nell'intercapedine che sarà applicata alla formazione durante lo spiazzamento del cemento. Confrontare le pressioni di spiazzamento con il gradiente di fratturazione.
15. Condizionare il fango in preparazione della cementazione.

**Cementazione Casing 9 $\frac{5}{8}$ " .**

Dimensione	Tipo	Intervallo m RT	Eccesso Foro Scoperto
9 $\frac{5}{8}$ "	47 lb/ft, N80 Metal seal	Superficie – 1836m MD RT	10% in più del caliper



Dimensione	Tipo		Intervallo m RT		Eccesso Foro Scoperto
9 <sup>5</sup> / <sub>8</sub> "	47 lb/ft, N80 Metal seal		Superficie – 1836m MD RT		10% in più del caliper
	Malta	Volume	Sg	Composizione	
	Cuscino	10m <sup>3</sup>	1	Acqua pulita	
	Cemento	24m <sup>3</sup>	1.5	API Classe G + gel preidratato 3%	
	Cemento	12,7m <sup>3</sup>	1.9	Pura API Classe G	
	Spiazzament o	49.6m <sup>3</sup>	1,15	Fanghi	

1. Montare la testa di cementazione con i tappi superiore e inferiore installati.
2. Montare le linee del cemento.
3. Sottoporre a test di pressione le linee del cemento a 500psi (34 bar) x 10min e 3000psi (207 bar) x 10min. Iniziare la circolazione.
4. Circolare il fondo a giorno, controllare il flusso di ritorno e verificare eventuali assorbimenti. Stabilire la portata ottimale.
5. Pompare 10 m<sup>3</sup> di cuscino di acqua pulita. Rilasciare il tappo di cementazione inferiore.
6. Pompare malta di cemento secondo il Programma di Cementazione.
7. Monitorare il ritorno durante la cementazione. Registrare eventuali assorbimenti. Se si osservano assorbimenti durante la fase di spiazzamento ridurre le portate.
8. Rilasciare il tappo di cementazione superiore e spiazzare il cemento con 49,6m<sup>3</sup> di fango.
9. Registrare la pressione finale di pompaggio (da usare per stimare la posizione del top del cemento nel caso in cui non si abbia cemento a giorno).
10. Ridurre la portata di spiazzamento a 0.5 bbl/min prima di avere il contatto tappi. Eseguire contatto tappi. Aumentare la pressione a 2000 psi. Mantenerla per 10 minuti.
11. Rilasciare lentamente la pressione e verificare il flusso di ritorno per controllare la tenuta delle valvole.

12. Attesa presa cemento per 4 – 6 ore dopo il contatto tappi o finché i campioni di superficie non si siano induriti.
13. Svitare il tubo di manovra del casing (landing joint).

#### **Installazione del Tubing Hanger e Montaggio BOP.**

1. Scollegare e sollevare lo stack BOP, monitorare l'intercapedine.
2. Posizionare i cunei di tenuta del casing 9 $\frac{5}{8}$ " e procedere al suo taglio.
3. Installare la sezione B come procedura di installazione testa pozzo, si veda il documento Wellhead Running Procedure. Testare la guarnizione a 1000 psi.
4. Rimontare lo stack BOP 13 $\frac{5}{8}$ "x 5000/10000 psi, completo di linee choke e kill ed eseguire test funzionale.
5. Installare il tappo di prova (test plug) aprendo la valvola laterale della sezione "A" della testa pozzo (utilizzare il cup-tester se non c'è il test plug).
6. Eseguire test di pressione delle pipe e delle shear rams a 250 psi per 5 minuti e a 3000 psi per 10 minuti. Nota: la massima pressione applicabile al casing 9 $\frac{5}{8}$ " e' di 6870 psi.
7. Eseguire test di tutte le linee di superficie, della Kelly cocks, delle linee choke e kill a 250 psi per 5 minuti e a 3000 psi per 10 minuti.
8. Estrarre il tappo di prova.
9. Discendere con la batteria di perforazione e testare il BOP anulare a 250 psi per 5 minuti e a 3000 psi per 10 minuti.
10. Tutti i test devono essere registrati su un grafico e riportati su un modulo di test BOP.

#### **3.12.11. Sezione Foro Pilota 8 $\frac{1}{2}$ ".**

##### **Descrizione Schematica.**

1. L'obiettivo è penetrare le sabbie delle formazioni del Miocene in situazione di trappola.
2. Il foro sarà perforato in verticale fino a TD 1918m VD 2044m MD.
3. Questa sezione sarà perforata con uno o più scalpelli ad inserti o PDC.
4. Una carota di fondo orientata di 9 m sarà presa al top dei calcari miocenici.



5. sarà utilizzato un fluido di perforazione per minimizzare l'invasione di formazioni potenzialmente produttive in modo da ridurre il danneggiamento
6. I log elettrici ed un Checkshot Survey saranno registrati una volta raggiunta la profondità finale.

#### **Preparazione.**

1. Assicurarsi che una valvola di sicurezza, adeguata ad ogni tipo di connessione, sia disponibile in ogni momento sull'impianto di perforazione.
2. Controllare fisicamente che tutte le apparecchiature dettagliate in un elenco siano presenti in loco, in buone condizioni e perfettamente funzionanti.
3. Assicurarsi che i vibrovagli siano dotati delle reti corrette.
4. Preparare composti ad alta viscosità utili se necessario per pulire il foro.

#### **Esecuzione Foro 8½" .**

Montare scalpello da 8½" al BHA come segue.

Gruppo batteria di perforazione	Connessioni
Scalpello PDC 8½"	4½" Reg
Raccordo & Totco Ring	4½" Reg Box x 4" IF Box
1 x Non Magnetic Drill Collar 6½"	4" IF Pin x Box
1 x Stabilizzatore – dia est 8½"	4" IF Pin x Box
2 x Drill Collar - dia est 6½"	4" IF Pin x Box
1 x Stabilizzatore – dia est 8½"	4" IF Pin x Box
2 x Drill Collar 6½"	4" IF Pin x Box
Jar idraulico 6½"	4" IF Pin x Box
4 x Drill Collar 6½"	4" IF Pin x Box
Xover sub	4" IF Pin x 4½" IF Box
8 x Aste di perforazione	4½" IF Pin x Box

pesanti 5"	
Aste di perforazione 5" – 19.5 lb/ft E	4½" IF Pin x Box

1. Scendere in pozzo la batteria di perforazione con aste da 5", registrare la profondità del top del cemento.
2. Fresare collare, cemento e scarpa, pulire il foro da 12¼" sotto la scarpa e perforare circa 5m di nuovo foro.
3. Circolare e condizionare fango fino a che la densità sia uniforme.
4. Ritirare lo scalpello dentro la scarpa da 9⅝".
5. Eseguire il Test di Integrità della Formazione (FIT). Pompate a incrementi di 0.5 bbls. Registrare e plottare la pressione stabilizzata dopo ogni incremento.
6. Il gradiente di fatturazione deve essere segnalato sul Rapporto Giornaliero di Perforazione. Deve essere preparato un rapporto dettagliato sul test FIT che includa dettagli di profondità foro, dimensioni, pressioni, volumi pompati, ecc. e il grafico di pressione superficiale - volume pompato.
7. Perforare in verticale fino al top dei calcari miocenici a 1985m MD-1859 m TVD – estrarre bit.
8. Montare e discendere un carotiere di 9m e prendere una carota orientata
9. Riprendere la perforazione fino a TD fase alla quota di 2044m TMD 1918 TVD.
10. Alla profondità totale della sezione, circolare 2 volte il volume del foro e eseguire uno short trip di 5 lunghezze controllando eventuali riempimenti, sovrattiri e assorbimenti.
11. Circolare per pulire il foro, pompare al fondo un cuscino di fango ad alta viscosità.
12. Estrarre batteria di perforazione misurando ciascuna lunghezza.

### 3.12.12. Logs Elettrici nel Foro 8½".

1. I dettagli operativi del programma di acquisizione logs dipendono dalle manifestazioni incontrate durante la perforazione. In ogni caso si procederà come segue:
2. Assicurarsi che il contrattista per la registrazione dei logs abbia a disposizione le attrezzature di pescaggio adatte a tutti gli strumenti da scendere in foro.



3. Una manovra di pulizia dovrà essere effettuata tra le varie registrazioni se le condizioni del foro lo richiederanno.

#### **Esecuzione dei Logs**

1. Montare le attrezzature di superficie ed eseguire i logs.
2. Eseguire le misurazioni come segue:
3. Gamma-Ray Spectrometry Array Laterolog,
4. Array Sonic,
5. Density Neutron
6. Log di immagine elettrica,
7. Checkshot Survey,
8. CBL-VDL casing 9 5/8"

Terminati i logs eseguire discesa con scalpello da 8"½ per controllo foro. Circolare e condizionare fango. Estrarre batteria.

#### **3.12.13. Abbandono Foro Pilota da 8 ½".**

1. Scendere in pozzo 200 m di tubing da 2"3/8 fino a TD con aste da 5".
2. Montare testa di cementazione.
3. Iniziare la circolazione e pulire bene il foro uniformando la densità del fango.
4. Montare le linee del cemento.
5. Sottoporre a test di pressione le linee del cemento a 500psi (34 bar) x 10min e a 3000psi (207 bar) x 10min.
6. Pompate cemento (teorico) perappare il foro fino alla quota di 1850 MD secondo le procedure e con un volume calcolato dal caliper
7. Spiazzare il cemento in modo da posizionarlo nel tratto di foro voluto..
8. Estrarre e smontare i tubing da 2"3/8.

#### **Descrizione Schematica.**

1. Scendere in pozzo lo scalpello con la BHA secondo gli accordi con la compagnia di deviazione.

2. Il cemento sarà fresato fino alla quota 1868m MD 1742m VD quindi il foro proseguirà con DLS di 17°/30m fino a 80° che sarà raggiunto alla profondità di 2017m MD 1843m VD quota top calcari miocenici
3. Questa sezione sarà perforata con uno o più scalpelli ad inserti o PDC
4. sarà utilizzato un fluido di perforazione per minimizzare i problemi dovuti alla deviazione e alle argille.

#### **Preparazione.**

1. Assicurarsi che una valvola di sicurezza, adeguata ad ogni tipo di connessione, sia disponibile in ogni momento sull'impianto di perforazione.
2. Controllare fisicamente che tutte le apparecchiature dettagliate in un elenco siano presenti in loco, in buone condizioni e perfettamente funzionanti
3. Assicurarsi che i vibrovagli siano dotati delle reti corrette.
4. Controllare che il casing 7" in loco sia sufficiente
5. Verificare che il liner hanger con la sua attrezzatura di fissaggio siano stati preassemblati e pronti per essere inviati in loco.
6. Pulire ed effettuare il controllo visivo di tutti i filetti. Tutti i giunti di casing devono essere puliti da detriti, calibrati e controllati per eventuali danni strutturali ed ai filetti e registrati. Le misurazioni devono essere controllate in maniera indipendente.
7. Il casing va equipaggiato con scarpa, collare e i vari centralizzatori programmati.
8. Installare float shoe, float collar e landing collar. Utilizzare un composto Thread-lock per sigillare i filetti dei primi tre giunti da scendere in pozzo.
9. Assicurarsi che la testina di cementazione sia disponibile e funzionante. Il Responsabile della Perforazione dovrà assistere al posizionamento della "hanger setting ball" e del "drill pipe pump down plug".
10. Assicurarsi che in loco siano disponibili quantità sufficienti di cemento e di additivi per cemento.
11. Preparare composti ad alta viscosità utili se necessario a pulire il foro

#### **Esecuzione Foro 8½" .**

1. Montare scalpello da 8½" al BHA per la deviazione secondo gli accordi con la Società di deviazione.
2. Scendere in pozzo la batteria di perforazione con aste da 5", registrare la profondità del top del cemento.



3. Fresare il cemento fino alla quota di Kick-off.
4. Perforare in deviato con DLS di 17°/30m fino a 80° che sarà raggiunto alla profondità di 2017m MD 1843m VD quota top calcari miocenici
5. Alla profondità totale della sezione, circolare 2 volte il volume del foro e eseguire uno short trip di 5 lunghezze controllando eventuali riempimenti, sovrattiri e assorbimenti.
6. Circolare per pulire il foro, pompare al fondo un cuscino di fango ad alta viscosità.
7. Estrarre batteria di perforazione misurando ciascuna lunghezza.

### Discesa Liner 7".

### Posa Liner 7".

Dimensione	Tipo	Intervallo ft BRT	Coppia Serraggio daN.m
7"	29 lb/ft N80 Metal seal	2017-1683m MD BRT	
	Tipo centralizzatore	Centralizzatori	
	A molle elicoidali	2 per giunto sui primi 2 giunti posati	
	A molle elicoidali Rigido	1 su ogni giunto all'interno della scarpa 9 $\frac{5}{8}$ "	

1. Il casing metal seal deve essere serrato alla coppia raccomandata dal tipo di filettatura.
2. Una cravatta di sicurezza deve essere utilizzata sul casing fino a che non viene esercitato un peso sufficiente sui cunei di tenuta per garantire la presa corretta.
3. Registrare il peso ogni 5 giunti nel discendere nel pozzo.
4. Una riunione del personale coinvolto nelle attività sarà tenuta per pianificare le operazioni e discutere la sicurezza delle procedure
5. Tenere sul piano sonda una valvola di sicurezza sempre pronta per eventuale circolazione.

6. Montare l'attrezzatura per la discesa del liner 7".
7. Preparare il giunto di scarpa. Assicurarsi che la valvola di non ritorno sia funzionante e che la circolazione attraverso la scarpa sia possibile. Installare i centralizzatori tra gli anelli di arresto come da schema sovrastante.
8. Discendere il liner come segue:
  - Float shoe.
  - 3 giunti di casing 7".
  - landing collar
  - giunti di casing 7" sufficienti a posizionare il liner hanger +/-150 m all'interno della scarpa del casing 9/58".
  - liner hanger completo di packer integrale.
  - Sigillare i filetti delle prime tre connessioni con composto Therad-lock. Installare i centralizzatori tra gli anelli di arresto.
9. Eseguire un test di circolazione dopo 5 giunti a 3 diverse portate per verificare la circolazione e le corrispondenti pressioni.
10. Continuare la discesa del casing 7", riempiendo ogni giunto durante la discesa stessa. Installare i centralizzatori come indicato nello schema sovrastante.
11. Montare il liner hanger, il packer del liner e la batteria di installazione del liner.
12. Ripetere quanto fatto al punto 7.
13. Continuare discesa del liner con aste da 5", fino a fondo pozzo, controllando che l'interno delle aste sia libero con un calibro.
14. Circolare durante la discesa dell'ultimo giunto secondo le condizioni del foro.
15. Circolare il volume interno del liner 7" + 20%. Muovere verticalmente il liner durante la circolazione fino a che non ci siano più sovrattiri.
16. Ripetere il test di circolazione alle stesse portate usate in precedenza e calcolare la caduta di pressione nell'intercapedine, che sarà esercitata sulle formazioni durante lo spiazzamento del cemento. Confrontare le pressioni di spiazzamento con il gradiente di fratturazione.
17. Condizionare il fango in preparazione per la cementazione.

**Cementazione Liner 7" .**



Dimensione	Tipo		Intervallo m RT	Eccesso Scoperto	foro
7"	29 lb/ft N80 Metal seal		2017-1683m MD RT	20% risultato caliper	del del
	Malta	Volume	sg	Composizione	
	Cuscino	6m <sup>3</sup>	1.5	Acqua pulita + mud flush	
	Cemento	10,3m <sup>3</sup>	1.85	API Classe G + gasblock +antischiuma + disperdente + ritardante	
	Spiazzamento Liner	15,2m <sup>3</sup>	1.2	Fanghi	
	Spiazzamento DP	10.9m <sup>3</sup>	1.2	Fanghi	

I volumi e il tipo di malta definitivi verranno calcolati e definiti dopo i logs elettrici.

1. Montare testa di cementazione con sfera di settaggio e wiper dart installati.
2. Iniziare la circolazione e posizionare il liner in modo che la sua parte alta sia +/-150 m sopra la scarpa 9%".
3. Montare le linee del cemento.
4. Sottoporre a test di pressione le linee del cemento a 500psi (34 bar) x 10min e a 3000psi (207 bar) x 10min.
5. Posizionare il liner hanger come da istruzioni del responsabile del servizio e fissarlo. Nota: se vi dovessero essere ritardi nell'inizio della cementazione, continuare a circolare.
6. Pompate 3m<sup>3</sup> di acqua cuscino più 3m<sup>3</sup> di mud flush. Rilasciare il tappo di cementazione inferiore.
7. Confezionare e pompare la quantità di malta programmata.
8. Rilasciare il tappo superiore e spiazzare il cemento. Monitorare il ritorno dei fluidi. Registrare eventuali assorbimenti. Se si osservano assorbimenti ridurre la portata di spiazzamento.

9. Registrare la pressione finale di pompaggio. (Utilizzare questa per stimare il TOC se non c'è ritorno di cemento in superficie.)
10. Ridurre la portata a 0.5 bbl/min prima del contatto tappi. Eseguire contatto tappi. Aumentare la pressione a 2000 psi. Mantenerla per 10 minuti.
11. Rilasciare lentamente la pressione. Controllare il flusso di ritorno.
12. Svincolare il setting tool del liner hanger. Fissare il packer superiore del liner come indicato dal responsabile del servizio.
13. Eseguire circolazione inversa del contenuto delle aste + 20%, monitorando eventuali ritorni di cemento. Scartare eventuale cemento circolato.
14. Estrarre setting tool controllando che lo stesso sia in ordine.

### **3.12.14. Sezione Foro Orizzontale 6".**

#### **Descrizione Schematica.**

- L'obiettivo è navigare all'interno dei calcari miocenici ad una profondità verticale ed una lunghezza che saranno stabilite dopo i log del foro pilota.
- Il foro sarà perforato in in orizzontale per una lunghezza di +/- 300 m fino alla profondità misurata di 2317..
- Questa sezione sarà perforata con uno o più scalpelli ad inserti o PDC.
- Sarà utilizzato un fluido di perforazione per minimizzare l'invasione di formazioni in modo da ridurre il danneggiamento

#### **Preparazione.**

- Assicurarsi che una valvola di sicurezza, adeguata ad ogni tipo di connessione, sia disponibile in ogni momento sull'impianto di perforazione.
- Controllare fisicamente che tutte le apparecchiature dettagliate in un elenco siano presenti in loco, in buone condizioni e perfettamente funzionanti.
- Assicurarsi che i vibrovagli siano dotati delle reti corrette.
- Preparare composti ad alta viscosità utili se necessario per pulire il foro.

#### **Esecuzione Foro 6"**

1. Montare scalpello da 6" al BHA come suggerito dalla Società di deviazione.



2. Scendere in pozzo la batteria di perforazione con aste da 3"½-5".registrare la profondità del top del cemento
3. Fresare collare, cemento e scarpa, pulire il foro da 8½" sotto la scarpa e perforare.
4. Perforare in orizzontale fino TD avendo l'accortezza di controllare che non vi siano sovrattiri e controllare la venuta cutting al vibrovaglio in modo da essere sicuri della pulizia foro – estrarre bit.
5. Alla profondità totale della sezione, circolare 2 volte il volume del foro e eseguire uno short trip per la lunghezza del foro orizzontale controllando eventuali riempimenti, sovrattiri e assorbimenti.
6. Circolare per pulire il foro, pompare al fondo un cuscino di fango ad alta viscosità.
7. Estrarre batteria di perforazione misurando ciascuna lunghezza.
8. Discendere scraper per il casing da 7" fino alla profondità di +/- 1900m MD
9. Spiazzare il fango con brine di completamento. Controllare che il livello del fluido in pozzo sia statico.
10. Estrarre la batteria sdoppiando le aste di perforazione.

### **3.13. Completamento.**

Qualora il pozzo sia positivo si procederà alla redazione di un Programma di Completamento.

#### **3.13.1. Chiusura Mineraria.**

In caso di esito negativo si procederà alla sua chiusura mineraria.

### 3.14.FIGURE

Fig. 8 – Profilo del pozzo

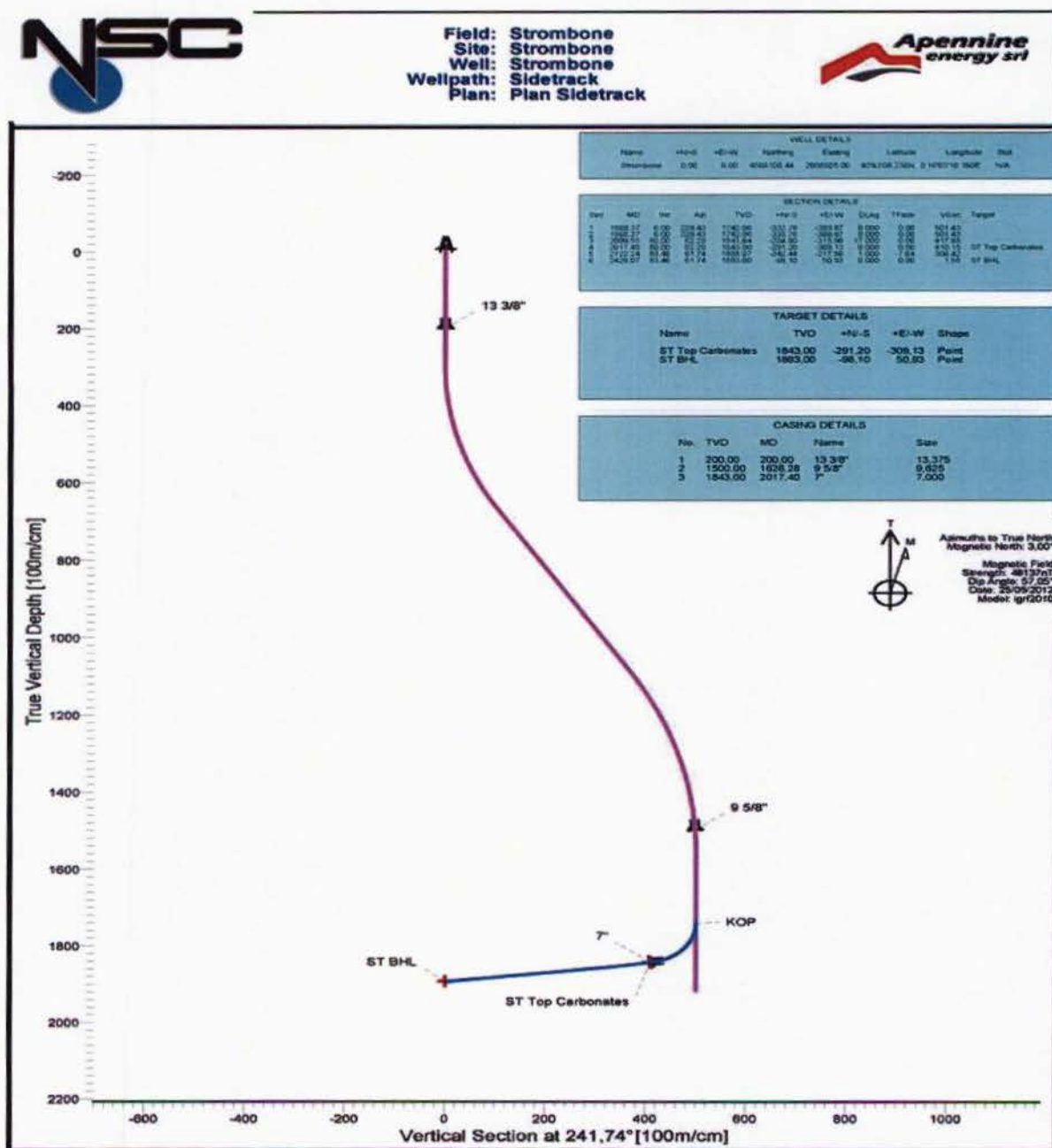
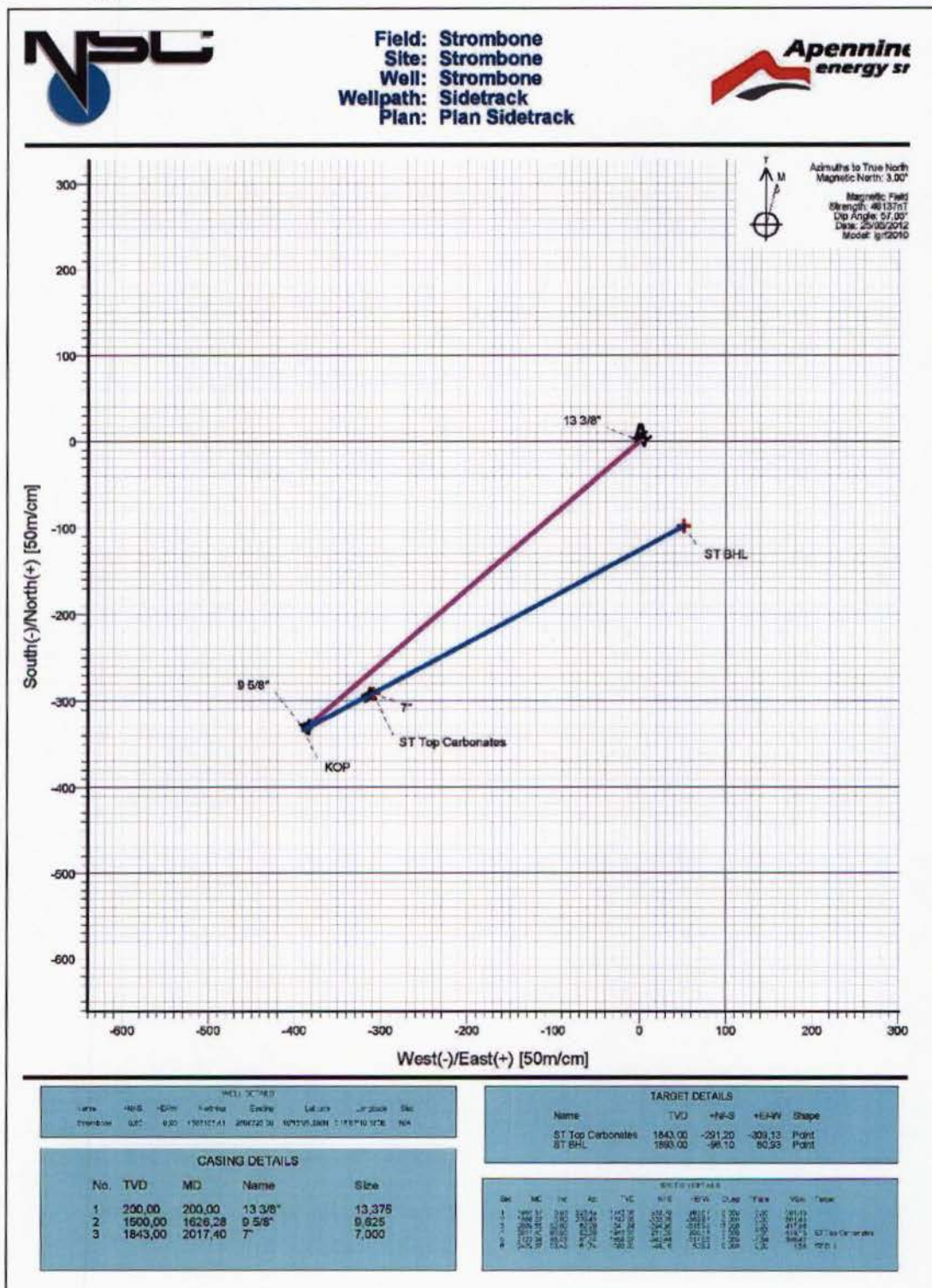




Fig. 9 – diagramma di deviazione



Schema Fondo Pozzo	Foro	Casing	Prof. (m BRT)	BHT (Deg C)	TOC ( m )	Cemento		Ecce sso	Tip o Fan go	Peso Fang o
	in.	in.	MD	TVD		BHC T	Tes ta	Cod a	( % )	(sg)
	20	13					Battuto			
	16	13 <sup>3</sup> / <sub>8</sub>	200	30	Superficie	23	1.50 sg	1.92 sg	100 %	FW - GE
	12 <sup>1</sup> / <sub>4</sub>	9 <sup>5</sup> / <sub>8</sub>	1846	56	100	55	1.50 sg	1.92 sg	50 %	Polimero
	8 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	7	2017	65	1683	63	n/a	1.85 sg	40 %	Polimero
	6"	Foro scoperto	1846	56		55				Polimero



Fig. 11 - Choke manifold

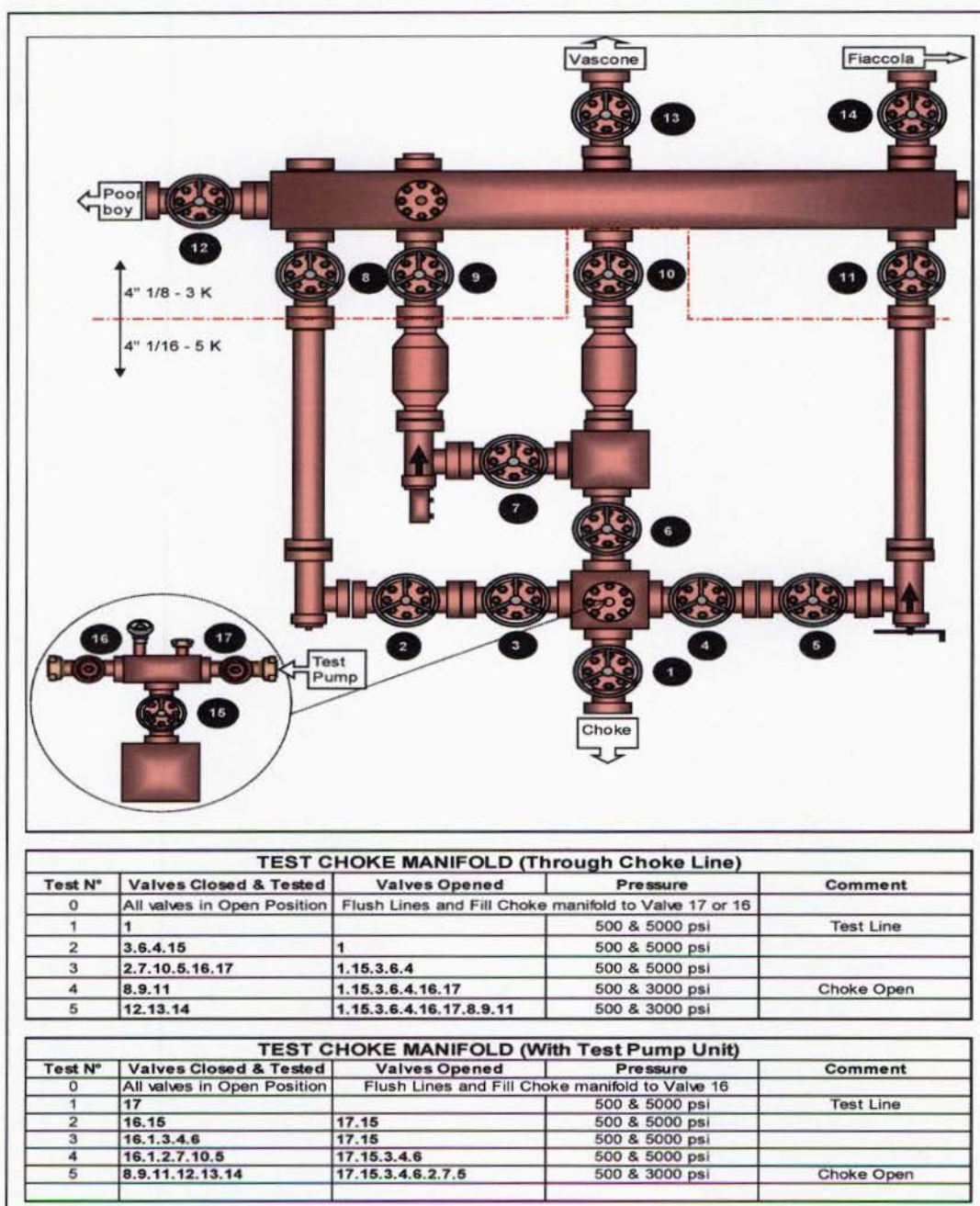
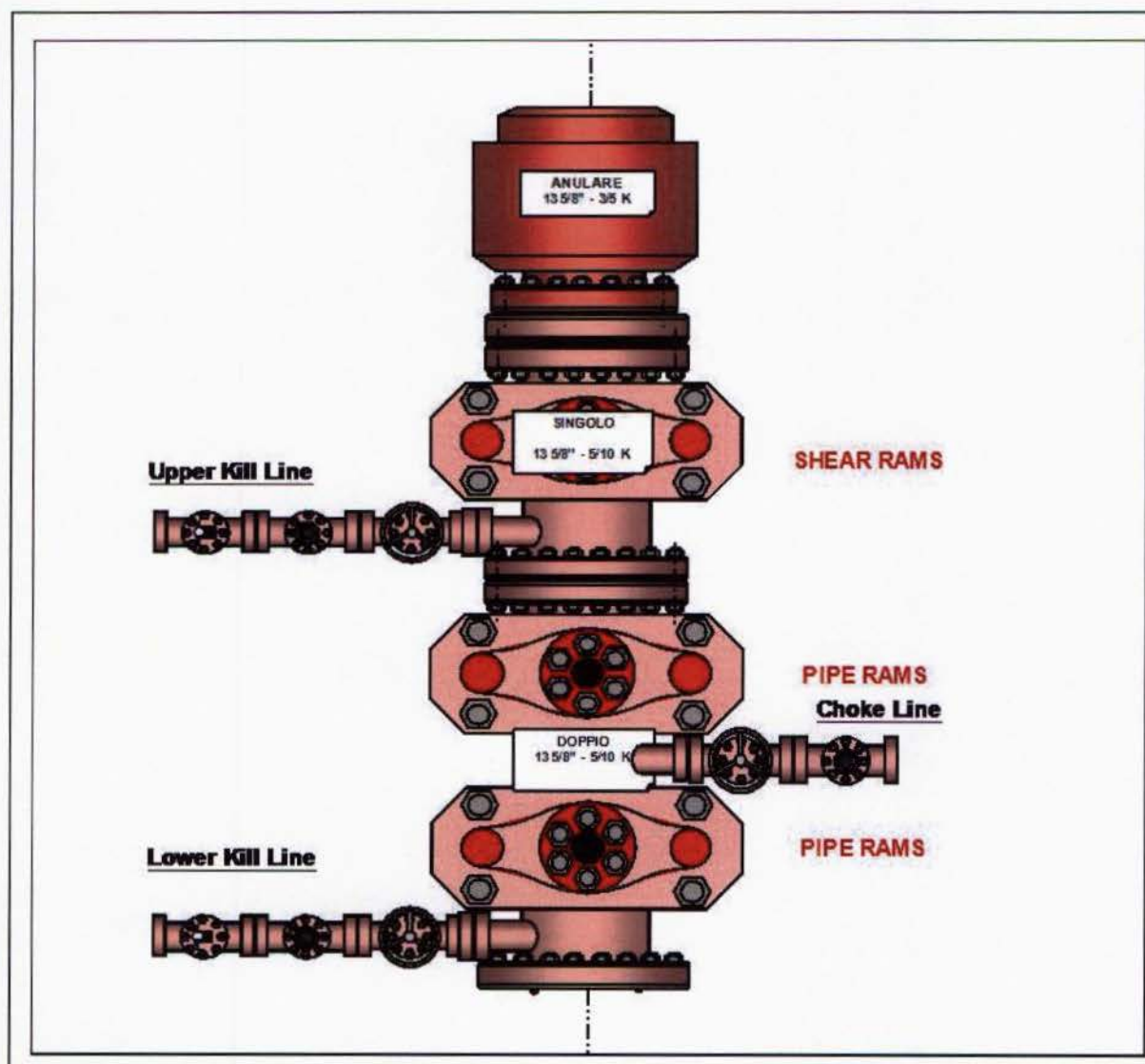


Fig. 12 - Schema BOP





WELLHEAD AND X'MAS TREE ASSEMBLY  
13 5/8-3000 X 11-5000 X 3 1/8-5000  
13 5/8 SQW X 9 5/8 X 3 1/2 TENERIS BLUE

**FMC Technologies**

**Dimensions are given for reference only.**

**Components and Labels:**

- 3 1/8-5000
- 2 9/16-5000
- 3 1/8-5000
- 3 1/8-5000
- 11-5000
- 1/2 API LP MONITOR PORT (QTY: 1)
- 1/2 API LP TEST PORT (QTY: 2)
- CONTINUOUS CONTROL LINE (QTY: 2)
- 2 1/16-5000
- 13 5/8-3000
- 1/2 API LP MONITOR PORT (QTY: 1)
- 1/2 API LP TEST PORT (QTY: 2)
- 2 1/16-3000
- 1/2 API LP TEST PORT (1 OFF)
- 13 3/8-SLIP-ON
- 9 5/8
- 3 1/2 TENERIS BLUE (9.2 LBS/FT)
- CONTINUOUS CONTROL LINES (QTY: 2)

**Dimensions:**

- 1942.4mm / 76.47in
- 3241.8mm / 127.63in
- 203.2mm / 8in
- 365.0mm / 14.37in
- 678.5mm / 26.71in
- 210.0mm / 8.27in
- 397.0mm / 15.63in

**APENNINE ENERGY SRL, ITALY**

DATE	REVISED
APPROVED BY	DATE
PROJECT	17A1008
PRIVATE AND CONFIDENTIAL	
THIS DOCUMENT AND ITS CONTENTS ARE THE PROPERTY OF FMC TECHNOLOGIES, INC. AND ARE NOT TO BE REPRODUCED OR TRANSMITTED IN ANY FORM OR BY ANY MEANS, ELECTRONIC OR MECHANICAL, INCLUDING PHOTOCOPYING, RECORDING, OR BY ANY INFORMATION STORAGE AND RETRIEVAL SYSTEM. THIS DOCUMENT IS TO BE USED ONLY FOR THE PROJECT AND IS NOT TO BE REPRODUCED OR TRANSMITTED IN ANY FORM OR BY ANY MEANS, ELECTRONIC OR MECHANICAL, INCLUDING PHOTOCOPYING, RECORDING, OR BY ANY INFORMATION STORAGE AND RETRIEVAL SYSTEM.	
REVISED 1-2008	
CM200067299	
REVISIONS	1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 25 26 27 28 29 30 31 32 33 34 35 36 37 38 39 40 41 42 43 44 45 46 47 48 49 50 51 52 53 54 55 56 57 58 59 60 61 62 63 64 65 66 67 68 69 70 71 72 73 74 75 76 77 78 79 80 81 82 83 84 85 86 87 88 89 90 91 92 93 94 95 96 97 98 99 100

Fig. 14 – Schema abbandono

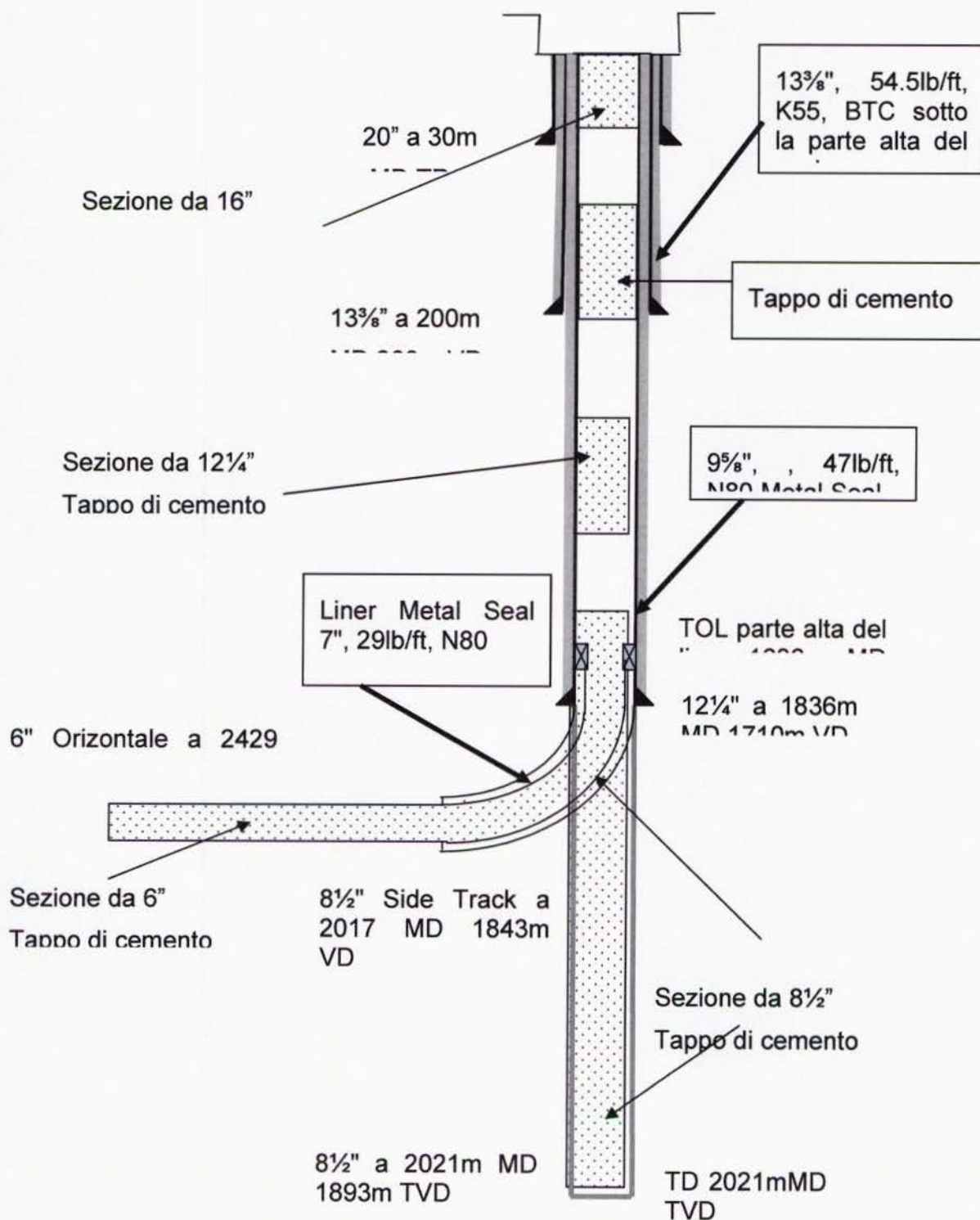




Fig. 15 – AFE

FIELD:  
WELLNAME: Strombone -3 Dir  
ESTIMATOR: Tripone  
Last Revision Date: 3-02-201  
AFE Number:  
RIG:

DETAIL OF CONTRACT SERVICES/EQUIPMENT PROVIDED	Detailed Cost Estimate / AFE				
	Pre-Start 12,0 Days	Drill & Suspend 51,3 Days	Completion 8,7 Days	Abandon	Total 82,0 Days
TOTAL COST MOBILISATION	300.000	-	-	-	300.000
TOTAL RIG DAYRATE	1.900	1.250.520	177.480	-	1.428.900
TOTAL COST MUD LOGGING	6.000	98.000	8.700	-	112.700
TOTAL COST MUD ENGINEERING	3.900	72.947	16.437	-	93.384
TOTAL COST CEMENTING SERVICES	-	62.046	-	-	62.046
TOTAL COMMUNICATIONS	600	3.065	435	-	4.100
TOTAL SOLID CONTROL	2.500	56.170	-	-	58.670
TOTAL COST WATER SUPPLY	7.000	48.560	-	-	55.560
TOTAL COST DRILLING BASE	155.000	-	-	-	155.000
TOTAL COST OTHER CONTRACTS	2.100	11.034	1.560	-	14.700
TOTAL COST AIRCRAFT	-	-	-	-	-
TOTAL COST RIG SUPERVISION	27.200	341.645	30.885	-	399.830
TOTAL COST DIRECTIONAL DRILLING	-	735.370	-	-	735.370
TOTAL COST CUSTOM AND TRANSIT AGENCY	-	-	-	-	-
TOTAL COST WASTE MANAGEMENT	-	230.889	27.750	-	258.639
TOTAL COST CIVIL WORKS	314.000	-	-	-	314.000
TOTAL COST TEMP; WAREHOUSE AND STORAGE	30.000	-	-	-	30.000
TOTAL COST SITE RESTORATION	-	-	92.000	-	92.000
TOTAL COST SECURITY/MILITARY	-	-	-	-	-
TOTAL COST HSE SERVICES	-	-	-	-	-
TOTAL COST DRILLING MANAGEMENT	6.000	30.650	4.350	-	41.000
TOTAL COST MUD & CHEMICALS	-	176.823	-	-	176.823
TOTAL COST FUEL	-	260.000	15.000	-	275.000
TOTAL COST CASING, TUBING AND ACCESSORIES	5.100	312.630	44.370	-	362.100
TOTAL COST CEMENT & ADDITIVES	6.204	368.217	45.580	-	424.191
TOTAL COST WELL HEAD & XMAS TREE	-	103.805	-	-	103.805
TOTAL COST OTHER MATERIALS	-	18.832	57.843	-	76.675
TOTAL COST COMPLETION EQUIPMENT	-	-	-	-	-
TOTAL COST ELECTRIC LOGGING SERVICES	-	300.842	45.020	-	345.862
TOTAL COST RUNNING CASING & TUBING	-	80.450	32.750	-	113.200
TOTAL COST INSPECTION & REPAIRS	-	-	-	-	-
TOTAL COSTS TRANSPORT AND CRANES	-	42.250	8.450	-	50.700
TOTAL COST DOWNHOLE RENTAL TOOLS	-	88.147	1.330	-	89.477
TOTAL COST FISHING SERVICES & EQUIPMENT	-	-	-	-	-
TOTAL COST ABANDON PLUGS	-	-	-	-	-
TOTAL COSTS OTHER SERVICES	-	-	-	-	-
TOTAL COST ENGINEERING SERVICES	-	14.200	14.000	-	28.200
TOTAL COST CORING	-	16.151	-	-	16.151
TOTAL COST HEADQUARTERS	-	-	-	-	-
10% Contingency	867.994,00	4.726.203,63	642.305,21	-	6.236.502,75
Total Cumulative	867.994,00	472.630,36	642.305,21	-	6.236.502,75
	954.793,40	5.198.823,69	706.535,74	-	6.860.152,82