

NORTHERN PETROLEUM (UK) LTD

SULLA TERRAFERMA IN ITALIA
Permesso Savio



Pozzo di Esplorazione **Savio-1x**

Programma di Perforazione

Documento : 00.00.00
Nr. Revisione : 1.05
Data Revisione: 29 ottobre 2007
Controllato : No

| Fase | Titolo | Firmato | Data |
|-----------------|---|---------|------|
| preparato da : | <i>Responsabile Geologico</i> <i>Northern Petroleum Ltd</i> | | |
| verificato da : | <i>Responsabile Perforazione</i> <i>Northern Petroleum Ltd</i> | | |
| approvato da : | <i>Responsabile Tecnico</i> <i>Northern Petroleum Ltd</i> | | |

[1]

lista di distribuzione

| Distribuzione | copia nr. |
|--|------------------|
| Direttore Generale (Northern Petroleum Plc) | 1 |
| Responsabile Tecnico(Northern Petroleum Plc) | 1 |
| Responsabile Perforazione (Northern Petroleum Plc) | 1 |
| Responsabile Geologico [sito] | 1 |
| Responsabile Impianto di Perforazione [sito] | 1 |
| Tool Pusher [sito] | 1 |
| Mud Logger [sito] | 1 |

| | | |
|----------|--|-----------|
| 1 | Lista di distribuzione..... | 2 |
| 2 | Indice..... | 3 |
| 3 | Dati di Base Pozzo..... | 5 |
| 4 | Riassunto Pozzo..... | 6 |
| 4.1 | Introduzione e Obiettivi Pozzo | 6 |
| 4.2 | Riassunto del Progetto del Pozzo..... | 6 |
| 4.3 | Schema del Pozzo..... | 8 |
| 4.4 | Sito & Accesso..... | 9 |
| 4.5 | Specifiche dell'Impianto di Perforazione..... | 10 |
| 5 | Amministrazione & Comunicazione Dati | 11 |
| 5.1 | Reporting..... | 11 |
| 5.2 | Logistica..... | 11 |
| 5.3 | Comunicazioni..... | 11 |
| 6 | Programma Geologico..... | 12 |
| 6.1 | Struttura | 12 |
| 6.2 | Stratigrafia Prevista..... | 14 |
| 6.3 | Litostratigrafia | 15 |
| 6.4 | Fluidi del Reservoir | 15 |
| 7 | Ingegneria del Pozzo..... | 16 |
| 7.1 | Dati raccolti da pozzi nell'area..... | 16 |
| 7.2 | Gradienti di Pressione | 17 |
| 7.3 | Temperature..... | 19 |
| 7.4 | Anidride Carbonica | 19 |
| 7.5 | Solfuro di Idrogeno | 19 |
| 7.6 | Riassunto del Progetto del Casing..... | 20 |
| 7.7 | Fluidi di perforazione..... | 22 |
| 7.8 | Problemi di perforazione attesi..... | 23 |
| 7.9 | Attrezzature dei BOP e tests..... | 23 |
| 7.10 | Calcoli di Resistenza del Pozzo e Tolleranza ad un kick | 25 |
| 7.10.1 | <i>Controllo del Pozzo in Caso di Kick alla Quota della Scarpa da 13^{3/8}" del Casing con Entrata Improvvisa di Gas della Formazione Santerno</i> | |
| 7.10.2 | <i>Controllo del Pozzo in Caso di Kick alla Scarpa 9^{5/8}" del Casing con Entrata Improvvisa di Gas della Formazione Porto Corsini</i> | |
| 8 | Valutazione della Formazione..... | 27 |
| 8.1 | Obiettivi..... | 27 |
| 8.2 | Servizi di Monitoraggio Geologico..... | 27 |
| 8.3 | Logs Elettrici..... | 27 |
| 8.4 | Mud Logging..... | 28 |
| 8.4.1 | <i>Campionamento Geologico</i> | |
| 8.4.2 | <i>Intervalli di Prelievo dei Campioni</i> | |
| 8.4.3 | <i>Rilevamento e Monitoraggio di Gas nel Getto del Fango</i> | |
| 8.4.4 | <i>Monitoraggio dei Gas nel Getto di Fango Utilizzando Dati Forniti dalle Apparecchiature di Perforazione</i> | |
| 8.4.5 | <i>Raccolta Dati di Perforazione Computerizzati</i> | |
| 8.4.6 | <i>Preparazione dei Rapporti</i> | |
| 8.4.7 | <i>Reporting</i> | |
| 8.5 | Carotaggio & Campionatura Pareti Laterali..... | 30 |
| 8.6 | Test sul Pozzo..... | 30 |
| 8.6.1 | <i>Obiettivo</i> | |
| 8.6.2 | <i>Procedura</i> | |

| | | |
|-----------|---|-----------|
| 9 | Salute & Sicurezza | 31 |
| 10 | Procedure Operative | 32 |
| 10.1 | Riassunto delle Operazioni | 32 |
| 10.2 | Grafico Tempo vs. Profondità..... | 34 |
| 10.3 | Commenti Generali | 35 |
| 10.4 | Verifiche prima della Perforazione..... | 36 |
| 10.5 | Tubo Guida 20" (pre-posizionato)..... | 36 |
| | 10.5.1 <i>Descrizione Schematica</i> | |
| 10.6 | Sezione Foro 16" | 37 |
| | 10.6.1 <i>Descrizione Schematica</i> | |
| | 10.6.2 <i>Preparazione</i> | |
| | 10.6.3 <i>Esecuzione del Foro da 16"</i> | |
| | 10.6.4 <i>Discesa Casing 13⁵/₈"</i> | |
| | 10.6.5 <i>Cementare Casing 13⁵/₈"</i> | |
| | 10.6.6 <i>Installazione Testa Pozzo e BOP</i> | |
| 10.7 | Sezione Foro 12 ¹ / ₄ " | 41 |
| | 10.7.1 <i>Descrizione Schematica</i> | |
| | 10.7.2 <i>Preparazione</i> | |
| | 10.7.3 <i>Esecuzione del Foro da 12¹/₄"</i> | |
| | 10.7.4 <i>Discesa Casing 9⁵/₈"</i> | |
| | 10.7.5 <i>Cementare Casing 9⁵/₈"</i> | |
| | 10.7.6 <i>Incuneamento Casing e Montaggio BOP</i> | |
| 10.8 | Sezione Foro 8 ¹ / ₂ " | 45 |
| | 10.8.1 <i>Descrizione Schematica</i> | |
| | 10.8.2 <i>Preparazione</i> | |
| | 10.8.3 <i>Esecuzione del Foro da 8¹/₂"</i> | |
| 10.9 | Logs Elettrici nel Foro 8 ¹ / ₂ "..... | 47 |
| | 10.9.1 <i>Esecuzione Logs</i> | |
| 10.10 | Discesa Liner da 7" | 48 |
| | 10.10.1 <i>Posare Liner da 7"</i> | |
| | 10.10.2 <i>Cementare Liner da 7"</i> | |
| 10.11 | Completamento..... | 50 |
| 10.12 | Chiusura Mineraria..... | 50 |

SCHEMI

| | |
|---------------------------|----|
| Tabella Cementazione..... | 51 |
| Schema Diverter..... | 52 |
| Schema BOP..... | 53 |
| Schema Testa Pozzo..... | 54 |
| Schema Abbaddono..... | 55 |
| Schema Sito..... | 56 |

Allegati

Lay-out generale impianto
 Accesso alla postazione

**[3]****Dati di Base Pozzo**

| | | |
|--|---|--|
| <i>Numero Licenza</i> | : | Permesso Savio |
| <i>Operatore</i> | : | Northern Petroleum (UK) Ltd |
| <i>Interesse licenza</i> | : | 100% |
| <i>Sito</i> | : | San Pietro in Vincoli, Ravenna, Emilia Romagna, Italia |
| <i>Nome pozzo</i> | : | Savio-1x |
| <i>Tipo pozzo</i> | : | Esplorativo |
| <i>Data prevista inizio trivellazione</i> | : | 1° Luglio 2008 |
| <i>Contraente per la trivellazione</i> | : | Hydro Drilling International S.p.A. |
| <i>Impianto di perforazione</i> | : | Ideco M1200 |
| <i>Coordinate di superficie (Sferoide: Int. 1924 Dato : Roma 1940 Proiezione: Gauss Boaga)</i> | : | 44° 18' 23.93" N 12° 08' 24.67" E |
| <i>Coordinate di fondo (Sferoide: Int. 1924 Dato : Roma 1940 Proiezione: Gauss Boaga)</i> | : | 44° 18' 23.93" N 12° 08' 24.67" E |
| <i>Elevazione al suolo</i> | : | +/-5 m s.l.m.m. |
| <i>Elevazione piano sonda</i> | : | +/- 7m s.l.m.m. |
| <i>Profondità totale di progetto</i> | : | 3720m l.m.m. |
| <i>Tolleranza obiettivo</i> | : | cerchio 50m a 3720m profondità verticale reale l.m.m. |
| <i>Stato di completamento proposto</i> | : | Produzione Gas |

**[4]****Riassunto Pozzo****[4.1] Introduzione e Obiettivi Pozzo**

Il pozzo di esplorazione *Savio-1x* si colloca nella parte nord occidentale della Licenza Savio e a circa 12 km a nord est della città di Forlì. La posizione superficiale è circa 2.7 km a est del confine (occidentale) della licenza, vicino alla città di San Pietro in Vincoli (RA).

Il pozzo interesserà reservoir del Pliocene inferiore. Le formazioni di Porto Garibaldi e Porto Corsini rappresentano gli obiettivi primari nell'ambito della sezione Pliocene e sono produttive in bacini nelle vicinanze. I reservoir sono generalmente di origine torbidaica e si verificano all'interno di una sequenza monotona di sabbia e silt interstratificati, con letti argillosi alternati. L'idrocarburo atteso è il metano.

I dati sul pozzo sia locali che regionali suggeriscono che le unità reservoir dovrebbero avere porosità nell'ordine del 20 - 30% e saturazioni d'acqua nell'ordine del 30 - 45%. Le sabbie dovrebbero quindi possedere caratteristiche eccellenti di porosità-permeabilità per la produzione di gas.

Il pozzo proposto, *Savio-1x*, è destinato a testare gli obiettivi più profondi all'interno dell'anticlinale relativo al sovrascorrimento.

[4.2] Riassunto del Progetto del Pozzo

Il pozzo *Savio-1x* è un pozzo di esplorazione, da perforare, registrare (log) e testare intorno a Luglio 2008.

Perforazione e valutazione si possono riassumere come segue:

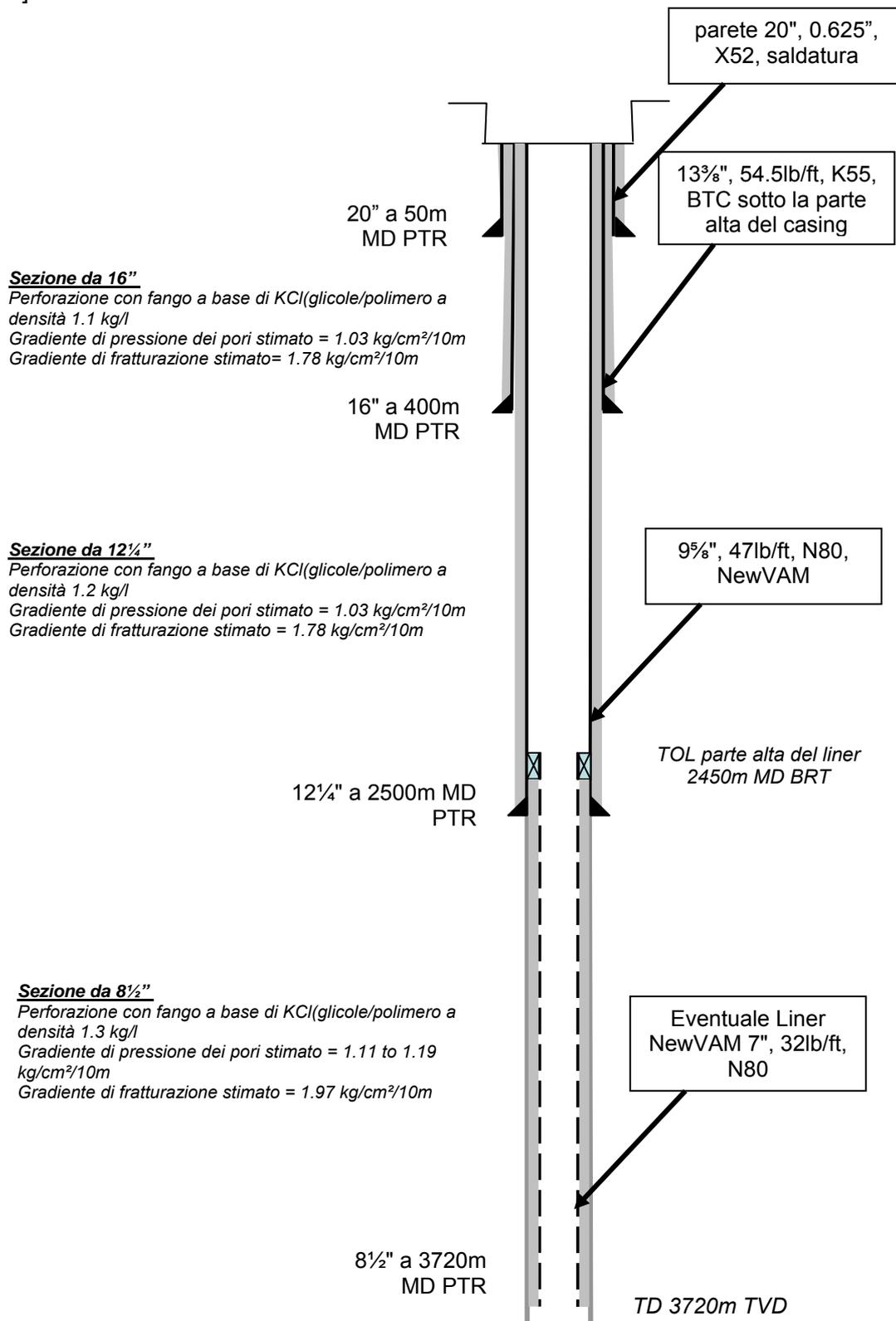
1. Un tubo guida da 20 pollici battuto sarà posizionato a +/- 50m MD BRT (profondità misurata sotto la tavola di rotazione).
2. Sarà installato un diverter da 21¼"x 2000 psi sul tubo 20" e sarà testata la funzionalità.
3. Come misura di emergenza saranno mescolati 25m³ di fango per controllo pozzo a base acqua 1.40 sg.
4. Il pozzo sarà intubato e sarà eseguito un foro da 16" con fango 1.1sg fino a una profondità di +/- 400m MD BRT (profondità misurata sotto la tavola di rotazione).
5. Sarà steso un casing da 13⅝" e cementato alla cantina.
6. Sarà installata la sezione 'A' della testa pozzo e le BOP (apparecchiature di controllo eruzione) 13" ⅝ x 10000 psi saranno collegate e testate.
7. Sarà eseguito un foro da 12¼" verticalmente sulla parte alta del Pliocene Superiore ad una profondità di +/- 2500m MD BRT (profondità misurata sotto la tavola di rotazione) usando un sistema di fango a base acqua 1.2 sg.



8. Sarà disceso un casing da 9 $\frac{5}{8}$ " e cementato a giorno a minimum of 15m inside the 13 $\frac{3}{8}$ " casing..
9. Sarà installata la sezione 'B' della testa pozzo e le BOP (apparecchiature di controllo eruzione) 13" $\frac{5}{8}$ x 10000 psi saranno collegate e testate.
10. Sarà eseguito un foro pilota da 8 $\frac{1}{2}$ " verticalmente su discordanza/ involuppo di sovrascorrimento ad una profondità di +/- 3720m MD BRT (profondità misurata sotto la tavola di rotazione) usando un sistema di fango a base acqua 1.3 sg.
11. Saranno eseguiti i log di fine pozzo.
12. Sulla base dei risultati di mud logging e delle analisi delle registrazioni elettriche, sarà disceso un liner da 7" con il liner hanger fissato all'interno della colonna da 9" $\frac{5}{8}$ a circa 2450m MD BRT. Esso sarà cementato da fondo pozzo (3720 m.) fino a testa liner hanger.
13. Dopo la pulizia e i test del liner da 7" e del casing da 9 $\frac{5}{8}$ ", il fango nel foro sarà sostituito da un fluido di completamento a base di cloruro di calcio.
14. Il pozzo sarà completato in funzione dei risultati dei log. A fine completamento l'impianto sarà smontato.
15. Seguiranno le prove di produzione.



[4.3] Schema del Pozzo

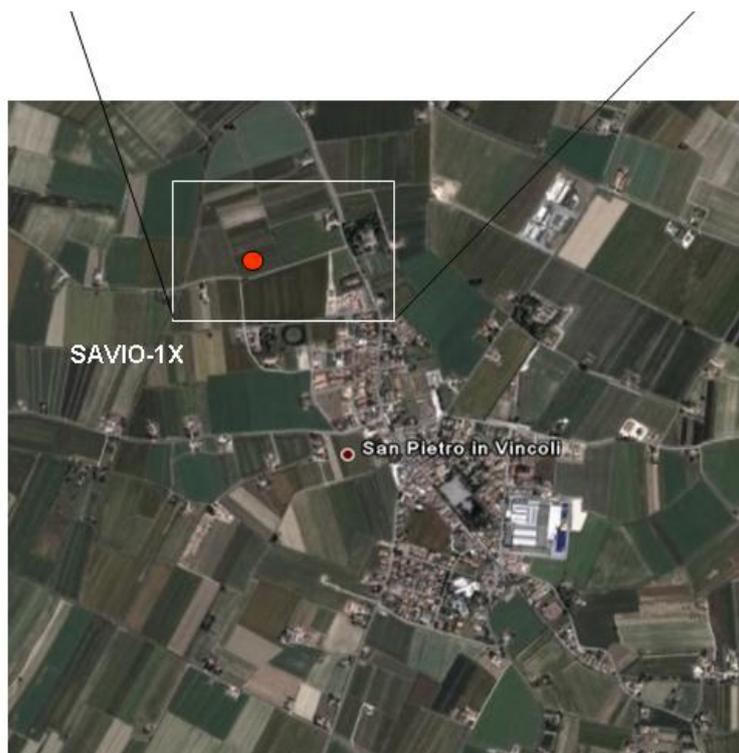


Non è previsto il prelievo di carote dal pozzo



[4.4] **Sito e Accesso**

Il pozzo sarà collocato su terreno preso in affitto da Northern Petroleum a circa 0,5 km a nord ovest della città di San Pietro in Vincoli. La postazione si trova a circa 400 m. a nord ovest dal culmine della linea sismica RA-367-86,





[4.5] **Specifiche dell’Impianto di Perforazione**

| | |
|--|---|
| Contraente | Hydro Drilling International S.p.A. |
| Impianto di perforazione | Ideco M-1200 |
| Organi di sollevamento | Ideco M-1200 |
| Pompe Fanghi | 1 x National 9P100 1 x Massarenti 1000 |
| Capacità di Carico Gancio | statico: 630.000 lbs |
| Sottostruttura | Capacità di rotazione: 600.000 lbs Capacità di arretramento: 450.000 lbs |
| Capacità dell’impianto di perforazione | 12.000 ft (3660m) con 5” DP 15.000 ft (4575m) con 3½” DP |
| Top Drive | Bowen TD350 P Capacità Idraulica ; 695,000 LBS |
| Capacità di Stoccaggio | Fanghi: 1150 bbls (180m³) Acqua di perforazione: 300 bbls (48 m³) Carburante Diesel: 138 bbls (22 m³) |
| Vibrovaghi | Brandt Dual Deck Retrofine |
| Apparecchiature di perforazione | 5”, 19.5 #/ft, Grado E, DP 3½”, 15.5 #/ft, Grado E, DP |
| Apparecchiature di Sicurezza | |
| Diverter | Hydril MSP 21¼" x 2000psi |
| BOP Stack | Shaffer Sferico 13⅝" x 5000 psi Cameron Double Ram 13⅝" x 10000 psi Cameron Single Ram 13⅝" x 10000 psi |
| Collettore di duse | 3⅝"x 5000 psi |
| Comando BOP | Koomey 120 gals – 8 stazioni di comando |



[5] Amministrazione & Comunicazione dati

[5.1] Reporting

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

| | | |
|--|------------------------------------|-------|
| ➤ Rapporto IADC | Hydro Drilling International | email |
| ➤ Rapporto Giornaliero di Trivellazione | Responsabile Perforazione NorthPet | email |
| ➤ Rapporto Geologico Giornaliero | Geologo NorthPet | email |
| ➤ Rapporto Mud Logger | tba | email |
| ➤ Piastrine Casing / Tubing (ove richiesto) | Supervisore Perforazione NorthPet | email |
| ➤ Rapporto Cementazione (ove richiesto) | tba | email |
| ➤ Rapporto Ingegnerizzazione Fanghi | tba | email |

I rapporti quotidiani saranno consegnati entro le 8:00.

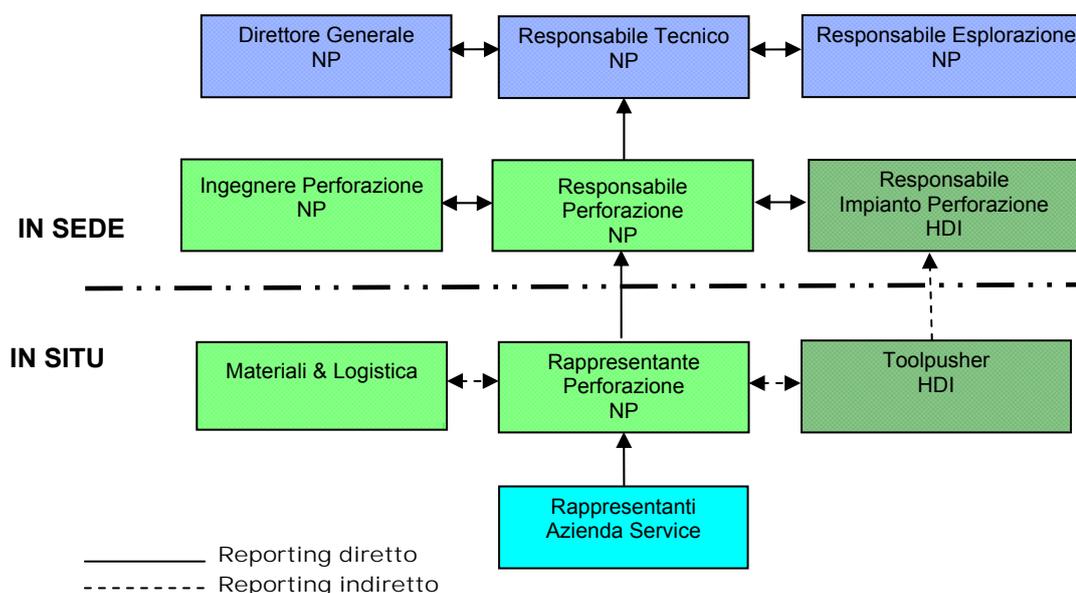
TUTTE LE PROFONDITÀ SARANNO RIPORTATE IN METRI SOTTO TAVOLA DI ROTAZIONE (BRT).

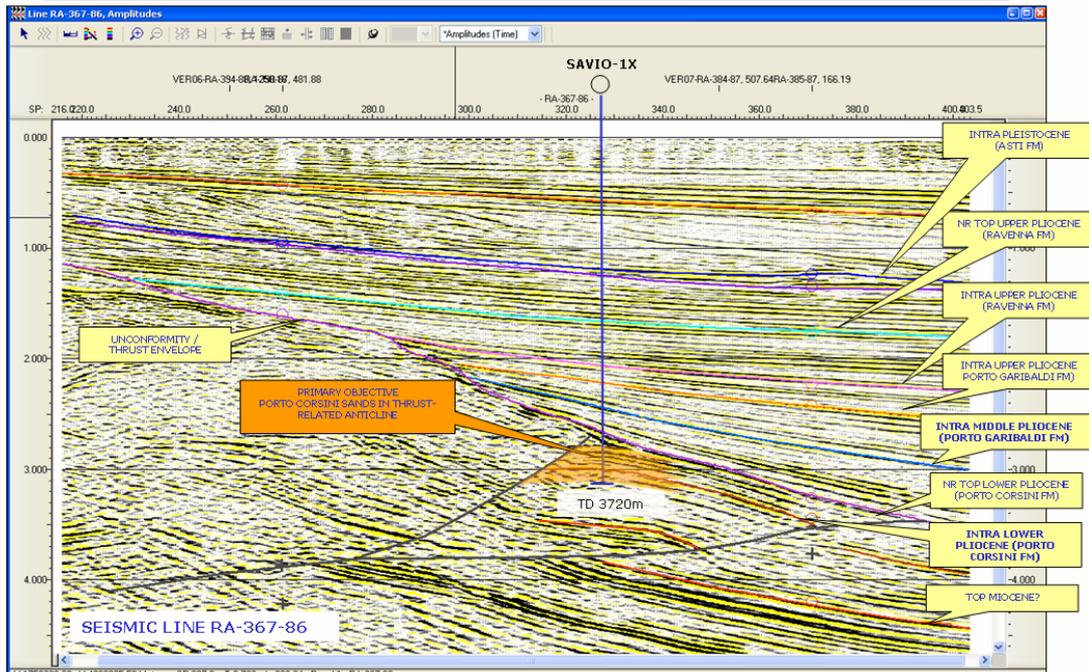
[5.2] Logistica

Tutta la logistica sarà coordinata dal sito del pozzo.

[5.3] Comunicazioni

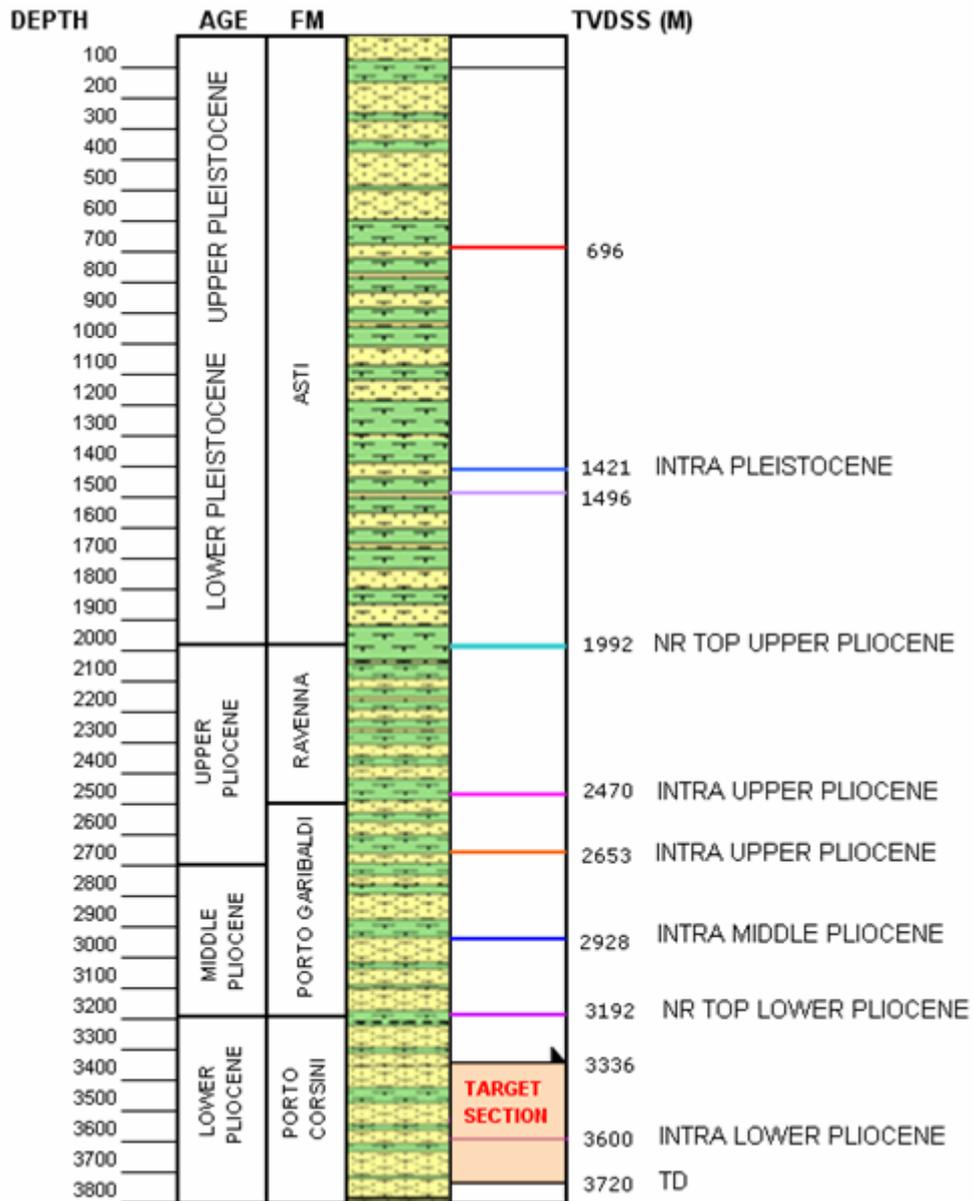
I dettagli delle linee di comunicazione sono indicati nel seguito:







[6.2] **Stratigrafia Prevista**





[6.3] **Litostratigrafia**

Pleistocene (Dalla superficie a 1992m MD MSL profondità misurata l.m.m.)

Il Pleistocene (Formazione di Asti) è composto da una spessa sequenza di argilla sabbiosa, fluviodeltaica, interstratificata depositata durante la fase finale di riempimento del bacino della valle del Po. Una importante trasgressione marina separa la successione Pleistocenica iniziale da una sezione più giovane di unità progradazionali. I reservoir nell'ambito del Pleistocene si sono sviluppati come sabbie di derivazione nel centro del bacino, con argille sviluppatesi in modo preferenziale lungo i margini del bacino. Le sabbie diventano generalmente più grossolane verso l'alto e a livelli più superficiali sono generalmente sciolte.

Pliocene da Medio a Superiore (da 1992m a 3192m MD MSL profondità misurata l.m.m.)

Pliocene Medio e Superiore (Formazioni di Ravenna e Porto Garibaldi) sono formati da una sequenza di argilla sabbiosa interstratificata scesa dal fronte di sovrascorrimento appenninico emergente. Le sabbie torbiditiche della Formazione di Porto Garibaldi rappresentano un obiettivo primario di reservoir. Falde sabbiose singole spesse fino a 40m sono separate da intercalazioni di argilla di 5-10m di spessore. Le intercalazioni di argilla tendono ad essere più frequenti nella parte basale della formazione. Le porosità tipiche dell'arenaria sono il 25%.

Pliocene Inferiore (da 3192m a TD profondità totale)

Il Pliocene Inferiore (Formazione Porto Garibaldi) è composto da una sequenza di argilla sabbiosa interstratificata depositata su un versante del bacino all'interno dell'avanfossa davanti al fronte di sovrascorrimento appenninico. Le sabbie sono di natura torbiditica e sono composta da una sequenza monotona di fanghi e sabbie, alternati a falde di argilla di diversi metri di spessore. Le sabbie sono generalmente a grana fine e si tramutano in limo nella parte superiore di ogni sequenza. C'è una abbondante matrice argillosa. Le porosità dell'arenaria sono tipicamente superiori al 20%.

[6.4] **Fluidi del Reservoir**

Si prevede che il pozzo incontri un gas biogenico ricco di metano.



[7] Ingegneria del Pozzo

Sarà installato un diverter 21¼" x 2000 psi sul conductor pipe da 20" già precedentemente battuto. Saranno confezionati 30m³ di fango a densità 1400 g/l a base acqua, tenuti come sicurezza del pozzo in fase di perforazione per eventuali improvvisi assorbimenti e/o manifestazioni.

[7.1] Dati raccolti da pozzi nell'area

Sono stati raccolti un numero limitato di dati dal pozzo Abbadese #1, circa 20 km a NO del pozzo Savio-1x, e dal pozzo Fusignano #1, circa 26 km a NO dei Savio-1x. Le informazioni raccolte da Abbadese 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 1.3 sg – non vi sono indicazioni che lascino presagire regimi di pressione anormali.

Il pozzo Fusignano #1 aveva come obiettivo il Miocene alla profondità di 5664m MD. Un casing da 13¾" è stato disceso nel Pliocene superiore a 2008m ed il pozzo è stato perforato attraverso l'intera sezione del Pliocene ed all'interno del Miocene fino a 4148m, dove è stato disceso il casing da 9½" . L'intera sezione corrispondente al Pliocene è stata perforata con fango avente peso massimo di 1.26 sg - non vi sono indicazioni che lascino presagire regimi di pressione anormali. (Nota: fango a densità tra 1.4 e 1.78 sg è stato usato per attraversare la sezione del Miocene fino a TD pari a 5664m MD).

Ulteriori dati a supporto sono disponibili dal pozzo Russi #1 (15km a NO del pozzo Savio-1x) perforato nel 1992 dalla SPI fino a 2226m. Il pozzo ha attraversato l'intera sezione del Pliocene ed all'interno del Miocene superiore. Non vi sono indicazioni di possibili sovrapressioni. Il pozzo è stato perforato con fango a densità massima di 1.26 sg.

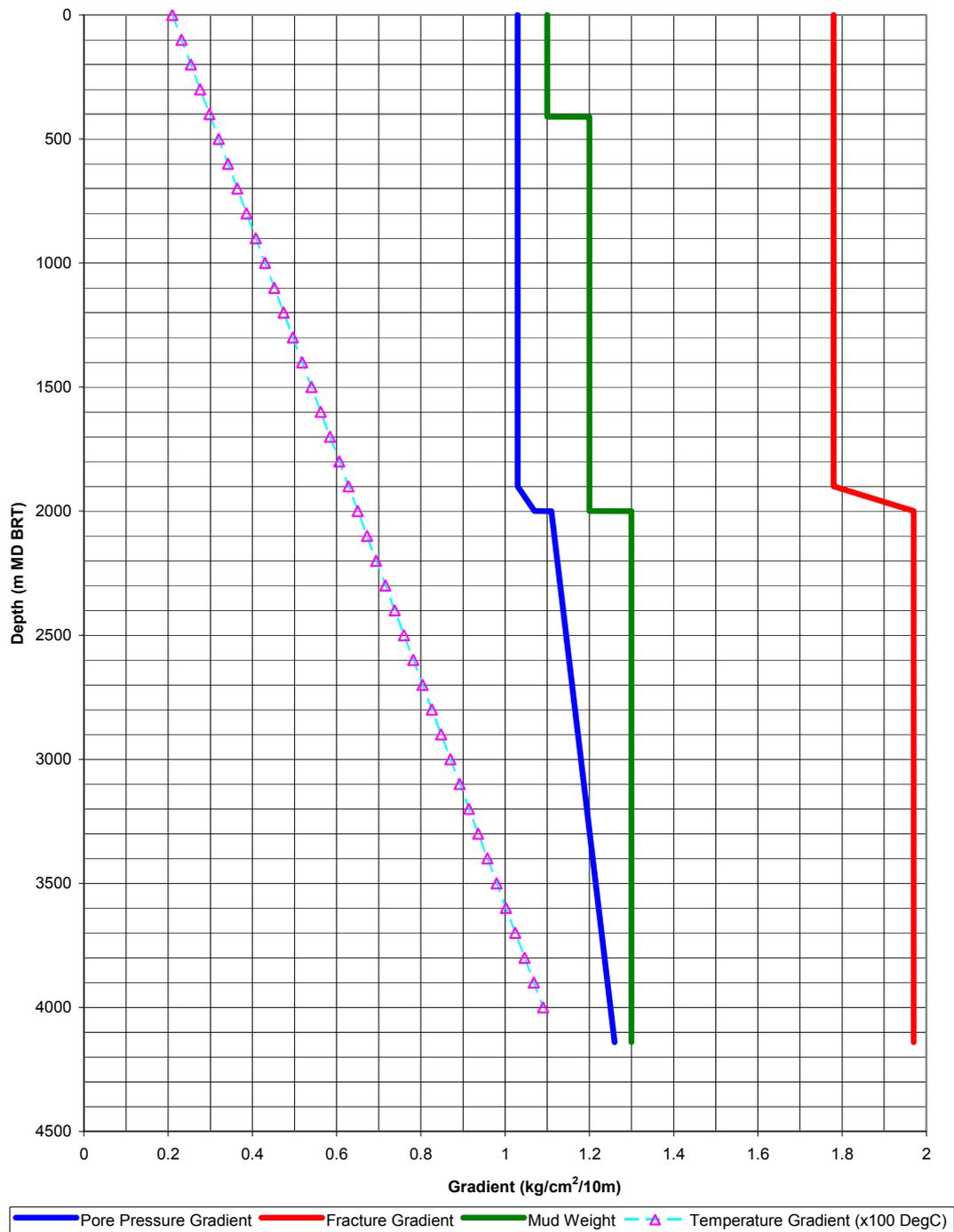
Il pozzo Pisignano#1 (circa 15km a SE di Savio-1x) è stato perforato nel 1964 da ENI alla profondità di 2698m. Questo pozzo è penetrato completamente nella sezione del Pliocene senza evidenze di sovrapressioni. Il peso del fango è variato tra 1.3 e 1.6 sg.

Nota: a scopo progettuale, il peggiore dei casi possibili (worst case), assume un leggero aumento del gradiente di pressione dei pori nel Pliocene Superiore (Argille Santerno 1.07 – 1.11 kg/cm²/10m) con tale gradiente in ascesa lungo la sezione del Pliocene fino a raggiungere un massimo di 1.26 sg alla TD.



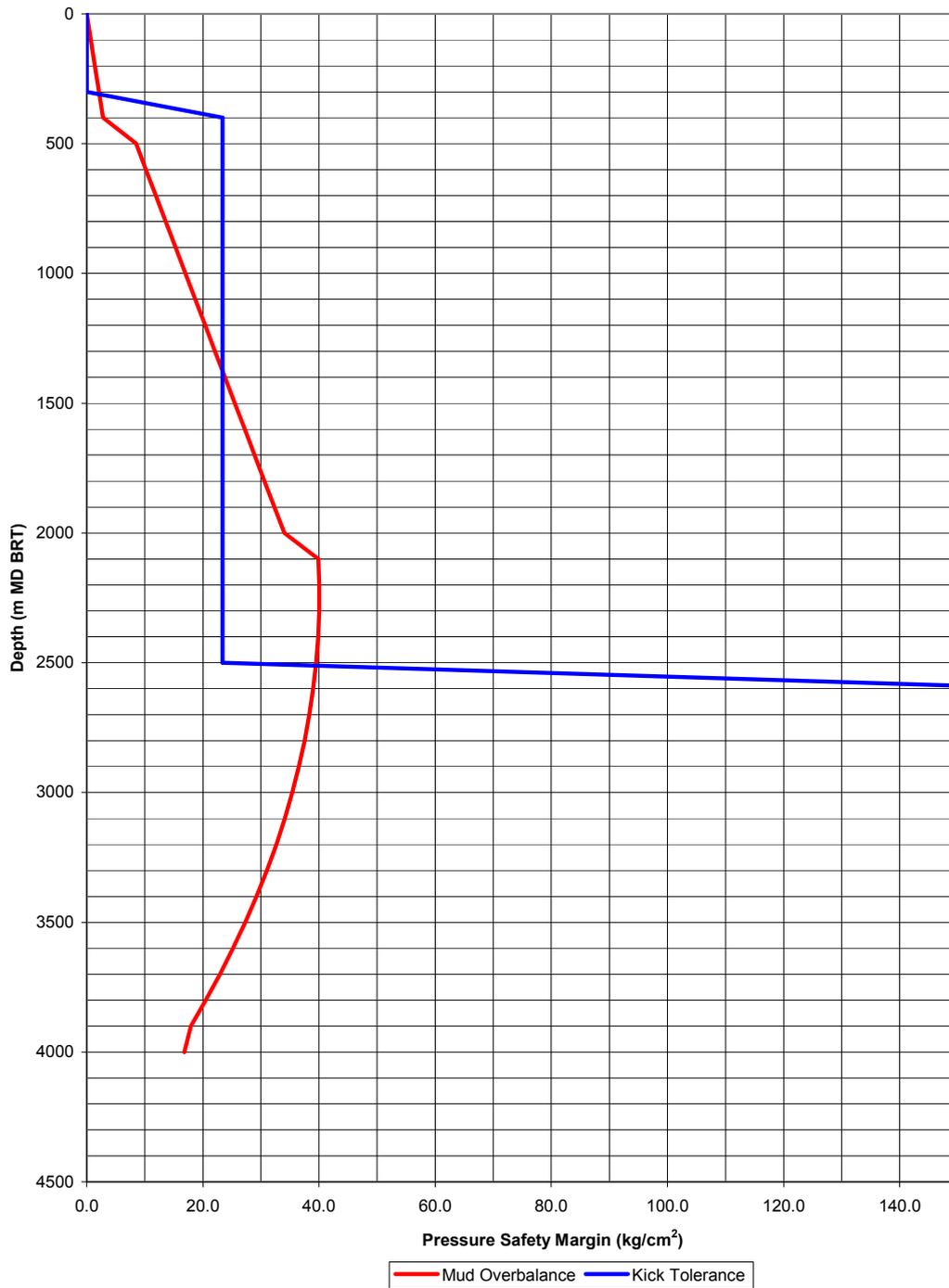
[7.2] **Gradienti di Pressione**

Savio-1x Pressure Gradients





Savio-1x Pressure Safety Margin





Savio-1x Grafico dei gradienti di pressione

| Depth Measured True Vert | | Estimated Pore Fracture Pressure Gradient | | Drilling Mud Gradient | Choke Margin | Kick Tolerance | SBHT | Notes: |
|-----------------------------|---------|---|---------------------------|-----------------------------|-----------------|-------------------|-------|---------------------|
| (m PTR) | (m PTR) | (kg/cm ² /10m) | (kg/cm ² /10m) | | | | | |
| 0 | 0 | 1.03 | 1.78 | 1.10 | 0.0 | 0.0 | 21.0 | |
| 100 | 100 | 1.03 | 1.78 | 1.10 | 0.7 | 0.0 | 23.2 | |
| 200 | 200 | 1.03 | 1.78 | 1.10 | 1.4 | 0.0 | 25.4 | |
| 300 | 300 | 1.03 | 1.78 | 1.10 | 2.1 | 0.0 | 27.6 | |
| 400 | 400 | 1.03 | 1.78 | 1.10 | 2.8 | 23.4 | 29.8 | 13 3/4" Casing Shoe |
| 500 | 500 | 1.03 | 1.78 | 1.20 | 8.5 | 23.4 | 32.0 | |
| 600 | 600 | 1.03 | 1.78 | 1.20 | 10.2 | 23.4 | 34.2 | |
| 700 | 700 | 1.03 | 1.78 | 1.20 | 11.9 | 23.4 | 36.4 | |
| 800 | 800 | 1.03 | 1.78 | 1.20 | 13.6 | 23.4 | 38.6 | |
| 900 | 900 | 1.03 | 1.78 | 1.20 | 15.3 | 23.4 | 40.8 | |
| 1000 | 1000 | 1.03 | 1.78 | 1.20 | 17.0 | 23.4 | 43.0 | |
| 1100 | 1100 | 1.03 | 1.78 | 1.20 | 18.7 | 23.4 | 45.2 | |
| 1200 | 1200 | 1.03 | 1.78 | 1.20 | 20.4 | 23.4 | 47.4 | |
| 1300 | 1300 | 1.03 | 1.78 | 1.20 | 22.1 | 23.4 | 49.6 | |
| 1400 | 1400 | 1.03 | 1.78 | 1.20 | 23.8 | 23.4 | 51.8 | |
| 1500 | 1500 | 1.03 | 1.78 | 1.20 | 25.5 | 23.4 | 54.0 | |
| 1600 | 1600 | 1.03 | 1.78 | 1.20 | 27.2 | 23.4 | 56.2 | |
| 1700 | 1700 | 1.03 | 1.78 | 1.20 | 28.9 | 23.4 | 58.4 | |
| 1800 | 1800 | 1.03 | 1.78 | 1.20 | 30.6 | 23.4 | 60.6 | |
| 1900 | 1900 | 1.03 | 1.78 | 1.20 | 32.3 | 23.4 | 62.8 | |
| 2000 | 2000 | 1.03 | 1.97 | 1.20 | 34.0 | 23.4 | 65.0 | 9 5/8" Casing Shoe |
| 2100 | 2100 | 1.11 | 1.97 | 1.30 | 39.9 | 23.4 | 67.2 | |
| 2200 | 2200 | 1.12 | 1.97 | 1.30 | 40.0 | 23.4 | 69.4 | |
| 2300 | 2300 | 1.13 | 1.97 | 1.30 | 40.0 | 23.4 | 71.6 | |
| 2400 | 2400 | 1.13 | 1.97 | 1.30 | 39.8 | 23.4 | 73.8 | |
| 2500 | 2500 | 1.14 | 1.97 | 1.30 | 39.5 | 23.4 | 76.0 | |
| 2600 | 2600 | 1.15 | 1.97 | 1.30 | 39.0 | 166.4 | 78.2 | |
| 2700 | 2700 | 1.16 | 1.97 | 1.30 | 38.3 | 166.4 | 80.4 | |
| 2800 | 2800 | 1.17 | 1.97 | 1.30 | 37.5 | 166.4 | 82.6 | |
| 2900 | 2900 | 1.17 | 1.97 | 1.30 | 36.5 | 166.4 | 84.8 | |
| 3000 | 3000 | 1.18 | 1.97 | 1.30 | 35.4 | 166.4 | 87.0 | |
| 3100 | 3100 | 1.19 | 1.97 | 1.30 | 34.1 | 166.4 | 89.2 | |
| 3200 | 3200 | 1.20 | 1.97 | 1.30 | 32.6 | 166.4 | 91.4 | |
| 3300 | 3300 | 1.21 | 1.97 | 1.30 | 31.0 | 166.4 | 93.6 | |
| 3400 | 3400 | 1.21 | 1.97 | 1.30 | 29.2 | 166.4 | 95.8 | |
| 3500 | 3500 | 1.22 | 1.97 | 1.30 | 27.3 | 166.4 | 98.0 | |
| 3600 | 3600 | 1.23 | 1.97 | 1.30 | 25.2 | 166.4 | 100.2 | |
| 3700 | 3700 | 1.24 | 1.97 | 1.30 | 22.9 | 166.4 | 102.4 | 7" Liner Shoe |
| 3800 | 3800 | 1.25 | 1.97 | 1.30 | 20.5 | 166.4 | 104.6 | |
| 3900 | 3900 | 1.25 | 1.97 | 1.30 | 17.9 | 166.4 | 106.8 | |
| 4000 | 4000 | 1.26 | 1.97 | 1.30 | 16.8 | 166.4 | 109.0 | |

[7.3] Temperature

I gradienti termici sulla Valle del Po variano da 1.9 a 2.5 °C / 100m.

Assumendo un gradiente termico di : 2.20°C / 100m

$$BHST = 2.20^{\circ}\text{C} / 100\text{m} \times \text{TVD} + 21^{\circ}\text{C} = 103^{\circ}\text{C}$$

dove: BHST=: Bottom hole shut in temperature - Temperatura d fondo pozzo

[7.4] Anidride Carbonica

Non si prevede la presenza di CO₂.

[7.5] Solfuro di Idrogeno

Non si prevede la presenza di H₂S.



[7.6] **Riassunto del Progetto del Casing**

[7.6.1] **Conductor pipe da 20" fino a +/- 50m**

Il conductor pipe da 20" verrà disceso fino a 50 m dal piano campagna oppure fino a rifiuto pari a 1-2mm per colpo. Lo scopo del conductor pipe è quello di fornire un supporto al diverter e le attrezzature connesse alla deviazione di un kick di gas di superficie al di sotto dell'impianto.

[7.6.2] **Casing da 13³/₈" fino a +/- 400m**

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

Il casing verrà cementato a giorno.

[7.6.3] **Casing da 9⁵/₈" fino a +/- 2500m**

Lo scopo di questo casing è quello di isolare formazioni intermedie e di raggiungere una formazione con integrità sufficiente per garantire la perforazione delle formazioni del Pliocene nella fase da 8¹/₂" con potenziali leggere sovrappressioni.

Idealmente la scarpa del casing dovrà essere discesa fino al fondo delle argille del Santerno nel Pliocene superiore. Posizionando il casing a tale profondità permetterà l'investigazione dell'intera sezione di Porto Garibaldi e Porto Corsini le quali hanno mostrato manifestazioni di gas in pozzi vicini.

Il casing verrà cementato a giorno.

[7.6.4] **Liner da 7" liner da +/- 3720m a +/-2450m**

Il foro da 8¹/₂" intersecherà tutti gli obiettivi del pozzo.

La discesa del liner da 7" sarà connessa ai risultati del mud logging ed a quelli dei logs elettrici. Il liner verrà disceso solamente qualora si evidenziasse interesse ad eseguire delle prove di produzione in un qualsiasi orizzonte produttivo individuato nel foro tubato.

Il liner verrà disceso con una sovrapposizione di circa 50 m nella scarpa del casing da 9⁵/₈" e verrà cementato completamente fino al punto più elevato del liner..



[7.6.5] Progetto **casing**

I fattori di progetto utilizzati sono la combinazione di raccomandazioni API per i fattori di Cedimento e Crollo, 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 sovratiro ed essere ancora il 10% sotto al 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 ³ / ₈ ", 54.5#/ft, K55, BTC @ 400m MD BRT | Cedimento | 18,9 MPa | 4.01 |
| | Crollo | 7,8 MPa | 1.66 |
| | Tensione | 380.000 daN | 11.95 |
| 9 ⁵ / ₈ ", 47#/ft, N80, NewVAM @ 2500m MD BRT | Cedimento | 47,3 MPa | 1.62 |
| | Crollo | 32,8 MPa | 1.12 |
| | Tensione | 483.000 daN | 2.87 |
| 7", 32#/ft, N80, NewVAM, Liner @ 3720m MD BRT | Cedimento | 62,5 MPa | 1.32 |
| | Crollo | 59,3 MPa | 1.25 |
| | Tensione | 323.000 daN | 5.45 |

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

I calcoli relativi al cedimento presuppongono una colonna piena di fanghi nel casing e l'intercapedine evacuata con aria.

I calcoli relativi al crollo presuppongono una colonna piena di fanghi nell'intercapedine e il casing evacuato con air.

I calcoli relativi alla tensione presuppongono il peso totale in sospensione del casing sul giunto superiore in aria.



[7.7] Fluidi di perforazione

Verrà utilizzato un fango inibitore a base di KCl Polimero Glicole 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'impballamento della trivella
- Più elevate performance con PDC bits
- Migliore stabilità del foro
- Migliore potere lubrificante

[7.7.1] Foro da 16" dalla superficie fino a 400m

| | |
|--------------------|-------------------------------|
| Mud Type | Inhibitive KCl Polymer Glycol |
| Density | 1.10 kg/l |
| Marsh Viscosity | 45-55 sec/l |
| PV | 15-25 cps |
| Yield Point | 8-12 g/100cm ² |
| Gels 10" | 2-4 g/100cm ² |
| Gels 10' | 3-6 g/100cm ² |
| API Water Loss | 3-5 ccs/30 min @100 psi |
| pH | 9-10 |
| Low gravity Solids | 9 % |
| MBT | 20-30 kg/m ³ |

Note:

- Miscelare 40 m³ 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 sul sito.
- Tenere 4 barili di tensioattivi sul sito

[7.7.2] Foro da 12¼" intermedio da 400m a 2500m

| | |
|--------------------|-------------------------------|
| Mud Type | Inhibitive KCl Polymer Glycol |
| Density | 1.20 kg/l |
| Marsh Viscosity | 45-55 sec/l |
| PV | 15-25 cps |
| Yield Point | 8-12 g/100cm ² |
| Gels 10" | 3-5 g/100cm ² |
| Gels 10' | 4-8 g/100cm ² |
| API Water Loss | 3-5 ccs/30 min @100 psi |
| pH | 10-11 |
| Low gravity Solids | 8-9 % |
| MBT | 20-30 kg/m ³ |

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 sul sito



[7.7.3] **Foro finale da 8½" da 2500m a 3720m**

| | |
|--------------------|-------------------------------|
| Mud Type | Inhibitive KCl Polymer Glycol |
| Density | 1.30 kg/l |
| Marsh Viscosity | 55-65 sec/l |
| PV | 15-25 cps |
| Yield Point | 12-16 g/100cm ² |
| Gels 10" | 3-7 g/100cm ² |
| Gels 10' | 4-8 g/100cm ² |
| API Water Loss | 3-5 ccs/30 min @100 psi |
| pH | 10-11 |
| Low gravity Solids | 5-8 % |
| MBT | 20-40 kg/m ³ |

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 sul sito

[7.8] **Problemi di perforazione attesi**

- Possibile gas di superficie durante le fasi iniziali
- Probabile incontrare problemi legati ad argille plastiche durante l'attraversamento delle formazioni delle sabbie Asti inferiori e di Porto Garibaldi superiore
- Possibili sovrappressioni durante la fase da 8½" che richiederà un monitoraggio attento delle sovrappressioni (Sigmalog, connection gas, trip gas, aumento cloruri, ecc)

[7.9] **Attrezzature dei BOP e test**

Un disegno del diverter e dello stack dei BOP sono illustrati alle pagine 53 e 54.

Il sistema BOP include le seguenti attrezzature di controllo pozzo:

- Hydril MSP 21¼" x 2000psi Diverter
- Shaffer Spherical 13⅝" x 1000psi Annular Preventer
- Cameron Single Ram 13⅝" x 1000psi Preventer fitted with shear rams
- Cameron Double Ram 13⅝" x 1000psi Preventer fitted with pipe and blind rams
- 3¹/₁₆" x 10000psi choke manifold with 1 power choke and 2 manual chokes
- Koomey 120 GLS unit with 8 control stations
- 2¹/₁₆" x 10000psi valves on the kill lines
- 2 Lower kelly cocks for 5" DP



- 2 Lower kelly cocks for 3½" DP
- 1 Gray valve for 5" DP
- 1 Gray valve for 3½" DP
- 1 Drop in check valve for 5" DP
- 1 Drop in check valve for 3½" DP
- 1 Hydril choke valve for 3½" DP
- 1 Float valve for 8" DC
- 1 Float Valve for 6½" DC
- 1 Float Valve for 4¾" DC

Sul sistema di BOP verranno eseguiti i seguenti tests:

- Dopo l'installazione della testa pozzo e del sistema BOP dopo la discesa del casing e 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)



[7.10] Calcoli di Resistenza del Pozzo e Tolleranza ad un kick

[7.10.1] Controllo del Pozzo in Caso di Kick alla Quota della Scarpa da 13³/₈" del Casing con Entrata Improvvisa di Gas della Formazione Santerno

Formation Integrity Test Data

| | | | |
|---|--|-------------|-------------|
| Surface Pressure | | 400 psi | 2758 kPa |
| 13 ³ / ₈ " casing shoe at | | 1345 ft TVD | 410 m TVD |
| Mud Weight | | 9,18 ppg | 1,10 sg mud |
| Leakoff | | ? | ? |

Well and Kick Data

| | | | |
|--|-------------------|--------------|-----------------------------|
| Formation Fracture Pressure Gradient (Minimum) | | 0,774 psi/ft | 17,5 kPa/m |
| Vertical Depth at Weak Zone or shoe | Z _s | 1312 ft | 400 m |
| Fracture Pressure at Weak Zone or Shoe | P _{frac} | 1015 psi | 7006 kPa |
| Mud Specific Gravity | P ₁ | 10,01 ppg | 1,200 sg |
| Kick Depth | h _{kick} | 6562 ft | 2000 m |
| Pore Pressure Gradient | | 0,481 psi/ft | 0,111 kg/cm ² /m |
| Formation Pressure | P _f | 3051 psi | 21773 kPa |
| Gas Density | d _g | 1,50 ppg | 0,180 sg |
| Downhole Annulus Volume (5" Drillpipe) | V _{ab} | 0,046 bbl/ft | 23,94 l/m |
| Maximum Safe casing Pressure | P _{max} | 3974 psi | 27400 kPa |
| K Factor | K | 1,65 | 1,65 |

Well Strength Calculations

| | | | |
|---|-----------------------|-----------|---------------------|
| Max Allowable Annular Surface Pressure | MAASP | 333 psi | 2297 kPa |
| Fracturing Specific Gravity | d _{frac} | 14,90 ppg | 1,785 sg |
| Max allowable gain at shut -in to avoid fraccing weak zone | G _{max weak} | 33 bbls | 5,2 m ³ |
| Max allowable gain at shut -in to avoid exceeding max pressure of well | G _{max well} | 285 bbls | 45,2 m ³ |
| Maximum Annulus Pressure well shut in and filled with gas | P _{afg} | 2646 psi | 18241 kPa |

Kick Tolerance Calculations

| | | | |
|--|-------|----------|--------------------|
| Max Allowable Annular Surface Pressure | MAASP | 333 psi | 2297 kPa |
| Max height of Gas Influx | | 1571 ft | 406 m |
| Influx Volume | | 72 bbls | 9,7 m ³ |
| Kick Tolerance | Kt | 0,98 ppg | 0,12 sg |



[7.10.2] Controllo del Pozzo in Caso di Kick alla Scarpa 9⁵/₈" del Casing con Entrata Improvvisa di Gas della Formazione Porto Corsini

Formation Integrity Test Data

| | | |
|--|-------------|-------------|
| Surface Pressure | 1978 psi | 13636 kPa |
| 9 ⁵ / ₈ " casing shoe at | 5659 ft TVD | 1725 m TVD |
| Mud Weight | 9.68 ppg | 1.16 sg mud |
| Leakoff | ? | ? |

Well and Kick Data

| | | | |
|--|-------------------|--------------|-----------------------------|
| Formation Fracture Pressure Gradient (Minimum) | | 0.852 psi/ft | 19.3 kPa/m |
| Vertical Depth at Weak Zone or shoe | Z _s | 8202 ft | 2500 m |
| Fracture Pressure at Weak Zone or Shoe | P _{frac} | 6987 psi | 48206 kPa |
| Mud Specific Gravity | P ₁ | 10.85 ppg | 1.300 sg |
| Kick Depth | h _{kick} | 12185 ft | 3714 m |
| Pore Pressure Gradient | | 0.516 psi/ft | 0.119 kg/cm ² /m |
| Formation Pressure | P _f | 5666 psi | 43346 kPa |
| Gas Density | d _g | 2.170 ppg | 0.260 sg |
| Downhole Annulus Volume (5" Drillpipe) | V _{ab} | 0.046 bbl/ft | 23.94 l/m |
| Maximum Safe Casing Pressure | P _{max} | 5000 psi | 34470 kPa |
| K Factor | K | 0.76 | 0.76 |

Well Strength Calculations

| | | | |
|---|-----------------------|-----------|---------------------|
| Max Allowable Annular Surface Pressure | MAASP | 2368 psi | 16324 kPa |
| Fracturing Specific Gravity | d _{frac} | 16.40 ppg | 1.966 sg |
| Max allowable gain at shut -in to avoid fracturing weak zone | G _{max weak} | 102 bbls | 16.2 m ³ |
| Max allowable gain at shut -in to avoid exceeding max pressure of well | G _{max well} | 476 bbls | 75.6 m ³ |
| Maximum Annulus Pressure well shut in and filled with gas | P _{afg} | 4913 psi | 33873 kPa |

Kick Tolerance Calculations

| | | | |
|--|-------|----------|---------------------|
| Max Allowable Annular Surface Pressure | MAASP | 2368 psi | 16324 kPa |
| Max height of Gas Influx | | 7908 ft | 1994 m |
| Influx Volume | | 363 bbls | 47.7 m ³ |
| Kick Tolerance | Kt | 3.74 ppg | 0.45 sg |



[8] Valutazione della Formazione

[8.1] Obiettivi

Gli obiettivi del programma di valutazione della formazione sono:

- determinare la presenza di idrocarburi e la saturazione negli intervallo di reservoir
- determinare la natura e l'epoca della sezione trivellata
- monitorare i parametri essenziali per il funzionamento in sicurezza del pozzo, specificamente pressioni della formazione
- determinare il legame tra dati sismici e dati del pozzo

[8.2] Servizi di Monitoraggio Geologico

Un geologo della Northern Petroleum sarà presente in loco nei punti critici del pozzo.

Si tratta di:

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

[8.3] Log Elettrici

| Sezione | Log | Commenti |
|-------------------|---|----------|
| 8 $\frac{1}{2}$ " | <u>Definitivo (Registrazione alla profondità totale)</u> GR / Sonico / Densità / Neutrone / Resistività Checkshot Survey Attrezzo di prova delle formazioni wireline | |



[8.4] **Mud Logging**

Il servizio mud logging sarà presente sul sito per tutta la durata delle operazioni di perforazione e carotaggio del *Savio-1x* dalla superficie alla profondità totale e comprenderanno la raccolta di dati e la trasmissione quotidiana all'operatore, come sotto descritto :

[8.4.1] 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

[8.4.2] 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 5m | 5 campioni ogni 5m |
| foro 12¼" | 2 campioni ogni 5m | 5 campioni ogni 5m |
| foro 8½" | 2 campioni ogni 2.5m | 5 campioni ogni 2.5m |

[8.4.3] Rilevamento e Monitoraggi di Gas nel Getto di Fango

- analisi cromatografica dei gas dal Metano al Pentano

[8.4.4] Monitoraggio dei Gas nel Getto di Fango Utilizzando Dati Forniti dalle Apparecchiature di Perforazione

- monitoraggio dei gas idrocarburi totali

[8.4.5] Raccolta Dati di Perforazione Computerizzati

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

- monitoraggio continuo dei dati del pozzo e di trivellazione
- registrazione e memorizzazione dei dati
- monitor di visualizzazione nell'unità diagrafia fanghi, nell'ufficio del Supervisore della Trivellazione, 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

[8.4.6] Preparazione dei Rapporti

Preparazione di una diagrafia dei fanghi su scala utilizzando unità specificate da Northern Petroleum, includendo le seguenti informazioni:

- percentuale di penetrazione
- litologia percentuale dei detriti di perforazione
- litologia della formazione interpretata e valutata
- gas idrocarburi totali
- risultati dell'analisi cromatografica
- descrizione dei detriti di perforazione, litologia e commenti
- dati della trivella
- dati di ingegnerizzazione rilevanti
- dati della misura di deviazione
- dati sul fluido di perforazione
- intervalli di test su formazione e carotaggio

[8.4.7] Reporting

L'azienda che si occupa della diagrafia dei fanghi fornirà i seguenti rapporti:

- Log Litologico quotidiano
- descrizione e analisi dei detriti di perforazione, comprese l'esame per luminescenza
- monitoraggio, registrazione e reporting continuo dei gas contenuti nel getto di 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 trivellazione, inclusa la segnalazione di eventi e tendenze anomali
- correlazione di litologia dei detriti di perforazione, analisi delle registrazioni e valutazione degli idrocarburi con dati di scostamento rilevanti forniti dall'Operatore
- preparazione e invio di rapporti giornalieri come richiesto dal personale Northern Petroleum sul sito del pozzo
- completamento del registro generale del pozzo, utilizzando il formato di presentazione indicato da Northern Petroleum



- fornitura di servizi di valutazione dei dati di perforazione computerizzati
- preparazione di rapporti post-perforazione del pozzo sullo sfruttamento

[8.5] **Carotaggio & Campionatura Pareti Laterali**

Non saranno prelevati carotaggi.

Non è previsto il prelievo di campioni dalle pareti laterali per questo pozzo.

[8.6] **Prove del Pozzo**

A seguito della identificazione positiva di formazioni contenenti idrocarburi, saranno eseguite prove di produzione una volta smontato e trasferito l'impianto di perforazione.

[8.6.1] 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 ed effetto parete

[8.6.2] Procedura

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



[9]

Salute & Sicurezza

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

**[10]**

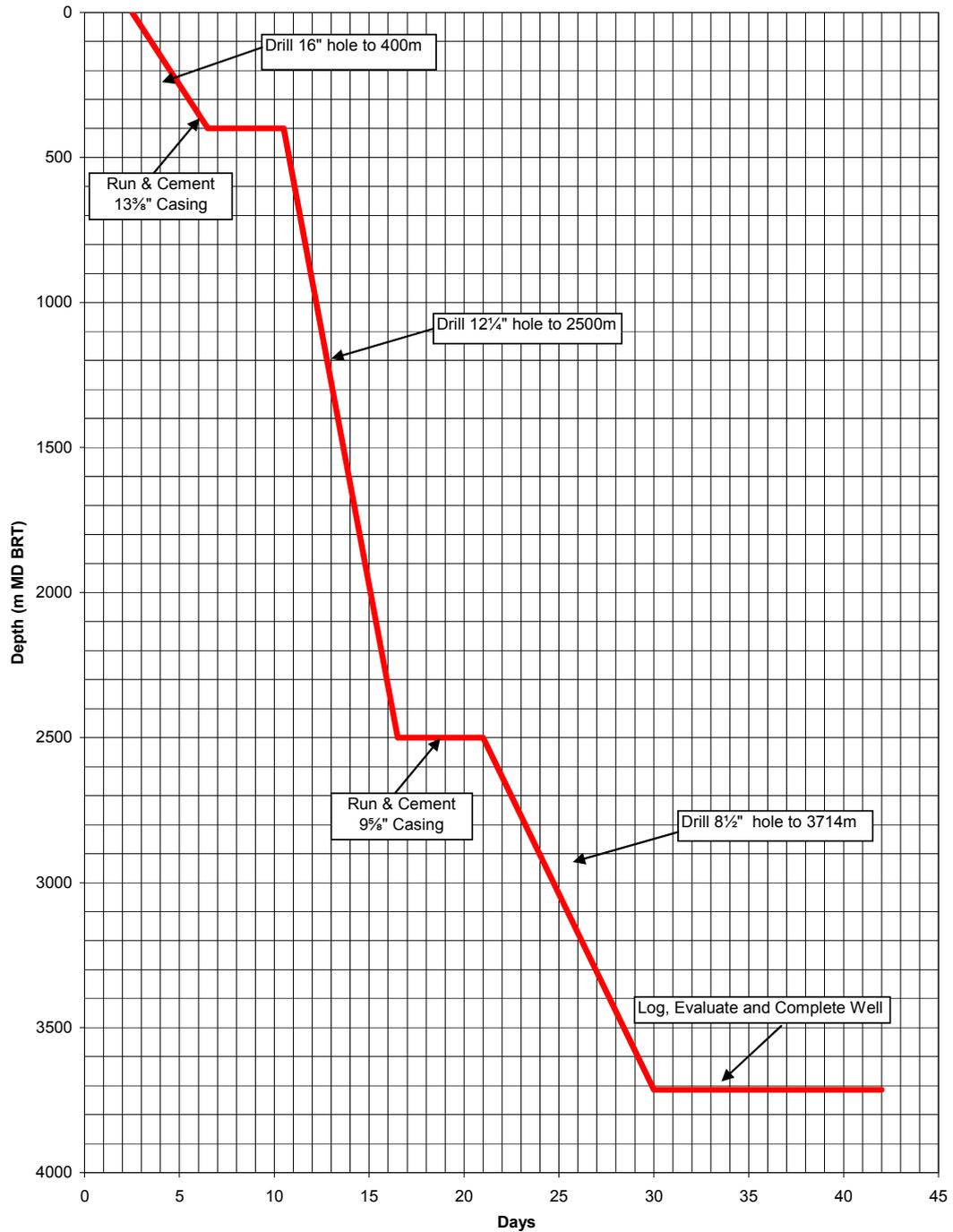
Procedure Operative

[10.1] Riassunto delle Operazioni

| Giorno | Attività | cum. time (days) | depth (m BRT) |
|--------|---|------------------|---------------|
| 1 | Rig Up | 2.5 | 0 |
| 2 | | | |
| 3 | | | |
| 4 | Installazione Diverter system e P/U 16" bit e BHA e perforazione fino a 400m | 4.0 | 50 to 400 |
| 5 | | | |
| 6 | | | |
| 7 | Discesa e cementazione casing 13%" | 1.0 | 400 |
| 8 | | | |
| 9 | Installazione e prove di tenutatesti pozzo e BOPs | 2.0 | 400 |
| 10 | | | |
| 11 | Con scalpello da 12¼" fresare scarpa da 13" % e seguire leak off test in scarpa | 1.0 | 405 |
| 12 | | | |
| 13 | | | |
| 14 | Perforazione verticale 12¼" fino a 2500m | 6.0 | 405 to 2500 |
| 15 | | | |
| 16 | | | |
| 17 | | | |
| 18 | Discesa casing 9%" | 1.0 | 2500 |
| 18 | Cementazione casing 9%" | 0.5 | |
| 19 | Installare BOP da 13" % 10000 psi ed eseguire test BOP | 2.0 | |
| 20 | | | |
| 21 | Con scalpello da 8½" fresare scarpa da 13" % e seguire leak off test in scarpa | 1.0 | 2505 |
| 22 | Perforazione verticale fino a TD (3720m) | 9 | 2505 to 3720 |
| 23 | | | |
| 24 | | | |



| Giorno | Attività | cum. time (days) | depth (m BRT) |
|--------------------------------------|--|-------------------------|----------------------|
| 25 | Perforazione verticale fino a TD (3720m) | 9 | 2505 to 3720 |
| 26 | | | |
| 27 | | | |
| 28 | | | |
| 29 | | | |
| 30 | | | |
| 31 | Rig up Wireline Logging Contractor ed effettuare Logs elettrici e Checkshot Survey | 1.0 | 3720 |
| 32 | Trip fino a TD per condizionare il foro | 1.5 | 3720 |
| 33 | | | |
| 34 | Discesa e cementazione liner 7" | 1.5 | 3720 |
| 35 | Valutazione pozzo e completamento | 5 | 3720 |
| 36 | | | |
| 37 | | | |
| 38 | | | |
| 39 | Sospensione | 1.0 | 3720 |
| 40 | | | |
| 41 | | | |
| 42 | Rig Down | 2.0 | 3720 |
| Totale giorni di perforazione | | 20.0 | |
| Giorni totali | | 42.0 | |

[10.2] **Grafico Tempo vs. Profondità****Savio-1x - Deviated Exploration Well
Depth vs Time**



[10.3] **Commenti Generali**

1. Si terrà un incontro prima dell'inizio della perforazione alla presenza di tutti i contraenti, per trattare i seguenti argomenti:
 - Verifica dettagliata del programma
 - Salute e sicurezza specifici del sito e altri argomenti specifici del sito
 - Punti sensibili per quanto riguarda sicurezza e questione ambientale
2. Dopo il montaggio, il Responsabile della Trivellazione Northern Petroleum, il Supervisore alla Trivellazione Northern Petroleum e il Toolpusher del Contraente per la Trivellazione 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.
3. Il Supervisore alla Trivellazione terrà regolarmente un incontro giornaliero con il Contraente per la Trivellazione e tutto il personale di terzi al fine di verificare le operazioni programmate per le 24 ore successive. Questo progetto rappresenta uno sforzo di squadra, e ci si aspetta che tutto il personale partecipi su questa base, essendo stato incoraggiato in tal senso.
4. Idee su come migliorare le procedure che si trasformeranno in un impianto più sicuro ed efficiente sono ben accette in ogni momento per il Supervisore alla Trivellazione.
5. 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.
6. La conformità con API 53, pratiche consigliate è obbligatoria. I rapporti dei test BOP devono mostrare risultati alti e bassi e devono essere accompagnati da un grafico pressione vs. tempo. Tutti i test BOP devono essere condotti con Acqua Pulita per evitare situazioni in cui particelle di fango chiudono 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 Contraente
 - Operatore della Pompa
7. In tutte le flange della testa pozzo saranno utilizzate nuove guarnizioni ad anello in acciaio inossidabile.
8. Annotare le dimensioni di tutti gli utensili e tubolari prima che gli oggetti entrino nel pozzo. Devono essere redatti diagrammi di pescaggio per tutti i gruppi fondo pozzo BHA.
9. La velocità di avanzamento non deve mai eccedere un avanzamento in cui tutti i detriti di perforazione possono essere eliminati in modo efficiente dal foro del pozzo.



[10.4] **Verifiche Prima della Perforazione**

Prima della perforazione il Supervisore alla Perforazione, come da 'Checklist' Northern Petroleum, condurrà un'ispezione dell'impianto. Quando il Supervisore alla Perforazione avrà firmato la checklist di accettazione dell'impianto di perforazione, potranno cominciare le operazioni di perforazione. 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 all'usura.
2. Tutto l'equipaggiamento di comando del pozzo compresi stack BOP, Unità Koomey, valvola HCR, manifold, pannello per il comando in remoto, ecc.
3. Sistema fanghi in alta pressione, compresi collettore colonna montante, rotary hose (tubo flessibile di fango di perforazione 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 al raccordo a campana sotto l'impianto di perforazione e che ogni sistema sia stato calibrato e testato funzionalmente.

[10.5] **Tubo Guida 20" (pre-posizionato)**

[10.5.1] Descrizione Schematica

Un conductor pipe da 20" con pareti di spessore 0.635" sarà battuto a +/- 50m MD o fino al rifiuto di 1-2mm per colpo.

Saldare una flangia 21¼" dotata di uscita 8" verso la linea di derivazione e di ingresso 2" dalla linea di iniezione fango.

Raccordare un Diverter 21¼" x 2000 psi (136 atm) e controllare e registrare i tempi di apertura e di chiusura.

Installare Diverter e linea di iniezione fango ed eseguire un test funzionale.

Sottoporre a test di pressione tutte le condutture di superficie, valvole dell'asta motrice e linee di iniezione del fango a 2000 psi (136 atm) per 10 minuti e registrare il test su un grafico pressione vs. tempo.



[10.6] **Sezione Foro 16"**

[10.6.1] Descrizione Schematica

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 $\frac{1}{4}$ ".

- la profondità totale TD della sezione è programmata a 400m BRT
- la sezione sarà perforata verticalmente
- si prevede la presenza di gas superficiale
- la sezione sarà perforata con un sistema di fanghi a base acqua
- in caso di formazione di eventuali deviazioni, la parte finale della batteria di perforazione sarà oscillante
- il casing 13 $\frac{3}{8}$ " sarà cementato alla superficie per fornire supporto strutturale a testa del pozzo, diverter e BOP. Se si verificano perdite, sarà eseguito il riempimento dall'alto con cemento
- sarà utilizzato uno strumento di verifica delle deviazioni per verificare questa sezione del foro

[10.6.2] Preparazione

- pre-miscelare 25m³ di fango per controllo pozzo 1.40 kg/l
- assicurarsi che una valvola di sicurezza (per ogni tipo di collegamento da inserire nel foro) sia disponibile in ogni momento nell'impianto di perforazione
- controllare fisicamente che tutte le apparecchiature dettagliate nell'elenco delle apparecchiature siano presenti in loco, in buone condizioni e perfettamente funzionanti
- controllare che il casing 13 $\frac{3}{8}$ " in loco sia sufficiente
- 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 in targhetta devono essere controllate in modo indipendente
- installare anelli di arresto sul casing come da programma centratore
- sarà equipaggiato il casing da 13" $\frac{3}{8}$ con scarpa di cementazione collare e tutti i centralizzatori (come numero e come tipo) ritenuti necessari alla fine della perforazione della fase da 16"
- assicurarsi che sia disponibile una serie di tubi da 1,9" per eventuale cementazione dell'intercapedine 13" $\frac{3}{8}$ X 20" qualora la cementazione non fosse arrivata in superficie
- 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



- preparare composti ad alta viscosità adatti, da distribuire per aiutare nella pulizia del foro, se necessario
- essere pronti a pompare composti colmatanti se si verificano perdite

[10.6.3] Esecuzione di un Foro 16"

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

| Gruppo batteria di perforazione | Collegamento |
|--|---|
| scalpello da 16" | 6 ⁵ / ₈ " Reg Pin |
| Raccordo | 6 ⁵ / ₈ " Reg Box x 6 ⁵ / ₈ " Reg Box |
| Stabilizzatore fondo pozzo – dia ext 15.91" con ring Totco | 6 ⁵ / ₈ " Reg Pin x Box |
| 1 x asta pesante 8" NM | 6 ⁵ / ₈ " Reg Pin x Box |
| 1 x Stabilizzatore – dia ext 15.91" | 6 ⁵ / ₈ " Reg Pin x Box |
| 2 x aste pesanti 8" | 6 ⁵ / ₈ " Reg Pin x Box |
| 1 x Stabilizzatore – dia ext 15.91" | 6 ⁵ / ₈ " Reg Pin x Box |
| 1 x asta pesante 8" | 6 ⁵ / ₈ " Reg Pin x Box |
| Ganasce idrauliche Dailey 8" | 6 ⁵ / ₈ " Reg Pin x Box |
| 1 x asta pesante 8" | 6 ⁵ / ₈ " Reg Pin x Box |
| Xover sub | 6 ⁵ / ₈ " Reg Pin x 4 ¹ / ₂ " IF Box |
| asta di perforazione pesante 8" 1/2 | 4 ¹ / ₂ " IF Pin x Box |
| asta di perforazione pesante 5" – 19.5 lb/ft | 4 ¹ / ₂ " IF Pin x Box |

2. Una valvola di contro **deve** essere inserita nella batteria nel raccordo dello scalpello.
3. Con scalpello da 16" ripulire l'interno del conductor pipe fino alla scarpa dello stesso.
4. Fresare la scarpa a basso regime di pressione, portata e giri del top drive.
5. Mantenere GPM bassi per i primi 20m sotto scarpa da 20".
6. Perforare un foro 16" a +/- 400m BRT. Pompare fluido ad alta viscosità se necessario per mantenere la pulizia del foro.
 - se si incontrano formazioni a rapida perforazione, può essere necessario controllare la velocità di avanzamento ROP per impedire l'accumulo di detriti nell'intercapedine. Se necessario, sollevare l'attrezzo dal fondo pozzo e lavare per pulire il foro



7. Alla profondità totale TD della sezione, circolare abbondantemente il volume del foro ripassando lo stesso per eseguire una pulizia completa. Controllare la deviazione.
8. Estrarre batteria.

[10.6.4] Discesa Casing 13 $\frac{3}{8}$ "

| Dimensione | Tipo | Intervallo ft BRT | Coppia di serraggio daN.m |
|--------------------|--|---|------------------------------|
| 13 $\frac{3}{8}$ " | 54.5 lb/ft K55 BTC | Superficie – 400m MD BRT | vedere nota sottostante |
| | Tipo centratore | Centratori | |
| | A molle elicoidali Rigido Rigido | 2 per giunto sulla posa dei primi 3 giunti 1 a 30m MD BRT 1 a 3m sotto la testa pozzo | |

- il casing BTC deve essere realizzato fino alla base del triangolo. Per migliorare le prestazioni di funzionamento, 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 frenafletti). Questa coppia di serraggio media può poi essere utilizzata per la posa della restante parte del casing
 - 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
 - registrare il peso ogni 5 giunti nel discendere nel pozzo
1. Tenere pronta una testina di sicurezza.
 2. Equipaggiare la colonna di scarpa collare e relativi centralizzatori.
 3. Eseguire discesa casing da 7" come segue :
 - i. 1 giunto con due centratori installati tra gli anelli di arresto
 - ii. imboccare il collare di galleggiamento con filetto
 - iii. 1 giunto con due centratori installati tra gli anelli di arresto
 - iv. tanti giunti per il casing 13 $\frac{3}{8}$ " quanti sono necessari per raggiungere la profondità di posa richiesta
 - v. riempire il casing con ogni giunto durante la posa
 - vi. installare un centratore rigido a 30m e 3m sotto il fondo della cantina
 - vii. montare testa di cementazione. Circolare volume dell'intercapedine + 20%
 - viii. Smontare la testa di cementazione
 - ix. Discendere nel pozzo con stinger a imbocco filettato e centratore 13 $\frac{3}{8}$ " x 5" 1.5m sopra lo stinger con asta di perforazione pesante



[10.6.5] Cementare il Casing 13^{3/8}"

| Dimensione | Tipo | | Intervallo ft BRT | Eccesso Foro Scoperto |
|---------------------|--------------------|-------------------|-----------------------------|-----------------------------------|
| 13 ^{3/8} " | 54.5 lb/ft K55 BTC | | Superficie – 400m MD BRT | 100% |
| | Malta | Volume | sg | Composizione |
| | Primo cuscino | 8m ³ | 1.0 | Acqua pulita |
| | Cemento | 20m ³ | 1.5 | API Classe G + gel preidratato 3% |
| | Cemento | 13m ³ | 1.9 | Pura API Classe G |
| | Spiazzamento | 3.4m ³ | 1.0 | Acqua pulita |

1. Montare testa di cementazione sull'asta di perforazione.
2. Montare le condotte del cemento.
3. Sottoporre a test di pressione le condotte del cemento a 500psi (34 atm) x 10min e 2000psi (136 atm) x 10min. Stabilire la circolazione
4. Circolare BU. Il monitor ritorna e verifica eventuali perdite. Stabilire un tasso di flusso ottimale.
5. Pompate 8m³ di acqua come primo cuscino.
6. Miscelare e pompare 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 3.4m³ di acqua.
9. Registrare la pressione di pompaggio finale. (Utilizzare questa per stimare il TOC se non c'è ritorno di cemento in superficie.) Pressurizzare il tappo con 2000 psi. (136 atm)
10. Rilasciare la pressione. Verificare eventuale ritorno.
11. Sollevare e circolare per pulire lo stinger. Estrarre batteria di cementazione.
12. Attendere fino a che la superficie dei campioni si è indurita.
13. Prepararsi a tagliare il conductor pipe 20" e il casing 13^{3/8}"



Riempimento dall'alto di cemento

Se la parte alta del cemento (TOC) non è in superficie, 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'anello 20" x 13³/₈" a lotti fino a quando la TOC è in superficie. Sarà utilizzata una malta accelerata come da Programma di Cementazione.

[10.6.6] Installare Testa Pozzo e BOP

1. Smontare Diverter e condutture
2. Tagliare il CP 20" a fondo cantina
3. Installare la flangia di base da 13" ⁵/₈ 5000 psi
4. Chiudere l'anello 20" x 13³/₈" saldando due metà anello circolari, uno dotato di raccordo filettato 1/2" NPT per poter installare un misuratore di pressione e una valvola
5. Montare stack BOP 13⁵/₈"x 5000 psi come da disegno allegato con inserite le **ganasce trancianti**
6. Eseguire test BOP iper tutta la serie delle ganasce delle linee di choke e kill a 5000 psi per 10 min per ciascun test
7. Tutti i test vanno registrati su relativo Martin Decker
8. Installare camicia di usura

[10.7] **Sezione Foro 12¹/₄"**

[10.7.1] Descrizione Schematica

L'obiettivo è posizionare il casing 9⁵/₈" ad una profondità sufficiente da fornire un controllo adeguato del pozzo nella perforazione della sezione finale del foro.

- la profondità totale TD della sezione è programmata a +/- 2500m MD BRT
- la sezione sarà perforata verticalmente
- si prevede la presenza di gas superficiale
- la sezione sarà perforata con uno scalpello ad inserti di diamanti policristallini.



[10.7.2] Preparazione

- assicurarsi che una valvola di sicurezza con imbocco filettato (per ogni tipo di collegamento da inserire nel foro) sia disponibile in ogni momento nell'impianto di perforazione
- controllare fisicamente che tutte le apparecchiature dettagliate nell'elenco delle apparecchiature siano presenti in loco, in buone condizioni e perfettamente funzionanti
- controllare che il casing 9 $\frac{5}{8}$ " in loco sia sufficiente
- 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 in targhetta devono essere controllate in modo indipendente
- installare anelli di arresto sul casing come da programma centratore
- installare valvola di contro a doppia tenuta.
- assicurarsi che la testa di cementazione sia controllata e verificata
- assicurarsi che in loco siano disponibili quantità sufficienti di cemento e di additivi per cemento
- preparare composti ad alta viscosità adatti, da distribuire per aiutare nella pulizia del foro, se necessario

[10.7.3] Esecuzione di un Foro 12 $\frac{1}{4}$ "

1. Lo scalpello 12 $\frac{1}{4}$ " è disceso con la batteria sotto riportata

| Gruppo batteria di perforazione | Collegamento |
|---|---|
| scalpello ad inserti di diamanti policristallini 12 $\frac{1}{4}$ " | 6 $\frac{5}{8}$ " Reg Pin |
| Raccordo | 6 $\frac{5}{8}$ " Reg Box x 6 $\frac{5}{8}$ " Reg Box |
| 1 x asta pesante 8" NM | 6 $\frac{5}{8}$ " Reg Pin x Box |
| 1 x Stabilizzatore – dia ext 12" | 6 $\frac{5}{8}$ " Reg Pin x Box |
| 2 x asta pesante 8" | 6 $\frac{5}{8}$ " Reg Pin x Box |
| 1 x Stabilizzatore – dia ext 12" | 6 $\frac{5}{8}$ " Reg Pin x Box |
| 2 x asta pesante 8" | 6 $\frac{5}{8}$ " Reg Pin x Box |
| Ganasce idrauliche Dailey 8" | 6 $\frac{5}{8}$ " Reg Pin x Box |
| 1 x asta pesante 8" | 6 $\frac{5}{8}$ " Reg Pin x Box |
| Xover sub | 6 $\frac{5}{8}$ " Reg Pin x 4 $\frac{1}{2}$ " IF Box |
| asta di perforazione pesante 8 " $\frac{1}{2}$ | 4 $\frac{1}{2}$ " IF Pin x Box |
| asta di perforazione pesante 5" – 19.5 lb/ft | 4 $\frac{1}{2}$ " IF Pin x Box |

2. Una valvola di contro **deve** essere inserita nella batteria nel raccordo dello scalpello.



3. Discendere bit e fresare colare, manicotto con valvola di ritegno e metà del percorso dello scalpello. Chiudere BOP anulare e sottoporre a test di pressione il casing 13^{3/8}" a 2500 psi (170 atm).
4. Fresare scarpa da 13" ^{3/8} e perforare almeno 5 m in foro scoperto. Perforare il percorso rimanente dello scalpello.
5. Circolare e condizionare i fanghi. Continuare a circolare fino a che i fanghi avranno la stessa densità in tutti i punti.
6. Ritirare lo scalpello nel casing da 13" ^{3/8}
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.
 - il gradiente di fratturazione deve essere segnalato sul Rapporto Giornaliero di perforazione. Deve essere preparato un rapporto dettagliato sul test di fratturazione, che includa dettagli di profondità foro, dimensioni, pressioni, volumi pompati, ecc e il grafico di pressione superficiale vs. volume pompato
8. Eseguire un foro 12^{1/4}" alla profondità totale della sezione a +/- 2500m MD BRT. Il foro sarà eseguito verticalmente.
9. Alla profondità totale TD della sezione, circolare 2 volte il volume del foro ed eseguire 5 manovre corte di salita e discesa. Verificare tiri ed eventuali assorbimenti.
10. Discendere nel pozzo fino in fondo. Annotare eventuali assorbimenti. Circolare. Verificare la deviazione.
11. Estrarre batteria di perforazione.
12. Recuperare camicia di usura

[10.7.4] Discesa Casing 9^{5/8}"

| Dimensione | tipo | Intervallo ft BRT | Coppia di serraggio daN.m |
|--------------------|--|--|---------------------------|
| 9 ^{5/8} " | 47 lb/ft N80 NewVAM | 0-2500m MD BRT | 1959 |
| | Tipo centratore | Centratori | |
| | A molle elicoidali Rigido Rigido | 2 per giunto sulla posa dei primi 3 giunti 1 su 1 giunto sotto la testa pozzo 1 all'interno della scarpa 13 ^{3/8} " | |

- Il casing NewVAM deve essere serrato ad una coppia di 1959 daN.m.
- 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
- registrare il peso ogni 5 giunti nel discendere nel pozzo



1. Preparare una testina di sicurezza prima di eseguire l'operazione.
2. Montare l'attrezzatura per la discesa del casing.
3. Discendere il giunto della scarpa. Assicurarsi che la scarpa sia funzionante e che sia possibile la circolazione attraverso la scarpa stessa. Installare centratori tra gli anelli di arresto.
4. Eseguire un test di circolazione dopo 5 giunti a 3 diverse portate per verificare il flusso e la relativa caduta di pressione.
5. Continuare la discesa del casing 9 $\frac{5}{8}$ ", riempire ogni giunto durante la discesa.
6. Eseguire circolazione completa dei volumi dell'intercapedine più 20% rilevando tutti i parametri di pressione e portata di cui si terrà conto durante la fase di cementazione.

[10.7.5] Cementazione Casing 9 $\frac{5}{8}$ "

| Dimensione | Tipo | | Intervallo ft BRT | | Eccesso Foro Scoperto |
|-------------------|----------------------|--------------------|---------------------------|-----------------------------------|-----------------------|
| 9 $\frac{5}{8}$ " | 47 lb/ft, N80 NewVAM | | Superficie – 2500m MD BRT | | 50% |
| | Malta | Volume | sg | Composizione | |
| | Cuscino | 10m ³ | 1 | Acqua pulita | |
| | Cemento | 95m ³ | 1.5 | API Classe G + gel preidratato 3% | |
| | Cemento | 15m ³ | 1.9 | Pura API Classe G | |
| | Spiazzamento | 94.8m ³ | 1 | Fanghi | |

1. Montare testa di cementazione con i tappi dei tergitori superiore e inferiore installati.
2. Montare le condotte del cemento.
3. Sottoporre a test di pressione le condotte del cemento a 500psi (34 atm) x 10min e 3000psi (136 atm) x 10min. Stabilire la circolazione
4. Pompate 10m³ di cuscino di acqua pulita. Rilasciare il tappo del tergitore inferiore.
5. Pompate malta di cemento secondo il Programma di Cementazione.
6. Monitorare il ritorno durante la cementazione. Registrare eventuali assorbimenti. Se si osservano assorbimenti durante la fase di piazzamento ridurre le portate.



7. Rilasciare il tappo del tergitore superiore e spiazzare il cemento con 75.6m³ di fango.
8. Ridurre la portata di spiazzamento prima di avere il contatto tappi. Aumentare la pressione a 2000 psi. Mantenerla per 10 minuti. Diminuire e verificare il flusso di ritorno.
9. Rilasciare la pressione. Controllare il flusso di ritorno.
10. Attesa presa cemento.
11. Scuneare il tubo di manovra del casing e svitarlo.

[10.7.6] Incuneamento Casing e Montaggio BOP

- Sfrangiare e sollevare lo stack BOP.
- Posizionare i cunei di tenuta del casing 9⁵/₈" e tagliare il casing 9⁵/₈" di conseguenza
- Installare il casing spool da 13" ³/₈ 5000 psi a 11" 5000 psi sezione B, e testare la guarnizione a 2000 psi.
- Rimontare lo stack BOP 13⁵/₈"x 5000 psi, ed eseguire test funzionale.
- Discendere cup tester 9⁵/₈"
- Testare casing e testa pozzo a 250 psi per 5 minuti e a 3000 psi per 10 minuti
- Eseguire test test BOP **corredato di relative ganasce trancianti** a 250 psi per 5 minuti e poi a 5000 psi per 10 minuti.
- Eseguire test di pressione delle linee di superficie e di tutte le valvole interessate al circuito del fango e duse a 250 psi per 5 minuti e poi a 4000 psi per 10 minuti.
- Tutti i test vengono registrati su un grafico e riportati su un registro.
- Installata camicia di usura sull'ultimo casing spool.

[10.8] **Sezione Foro 8¹/₂"**

[10.8.1] Descrizione Schematica

- l'obiettivo è penetrare le sabbie di Porto Garibaldi e Porto Corsini nelle due configurazioni di trappole.
- questa sezione sarà perforata con uno scalpello ad inserti di diamanti policristallini.
- sarà utilizzato un fluido di perforazione non danneggiante per minimizzare l'invasione di formazioni potenzialmente produttive.

[10.8.2] Preparazione



- assicurarsi che una valvola di sicurezza adeguata al tipo di aste sia disponibile in ogni momento nell'impianto di perforazione
- controllare fisicamente che tutte le apparecchiature dettagliate nell'elenco delle apparecchiature siano presenti in loco, in buone condizioni e perfettamente funzionanti
- vibrovagli dotati dei filtri corretti
- controllare che il casing 7" in loco sia sufficiente
- verificare che il liner hanger con la sua attrezzatura di fissaggio siano in loco.
- pulire ed effettuare il controllo visivo di tutti i filetti. Tutto il casing devono essere calibrati e controllati per eventuali danni ai filetti.
- Il casing va equipaggiato con scarpa, collare e i vari centralizzatori programmati.
- assicurarsi che in loco siano disponibili quantità sufficienti di cemento e di additivi per cemento
- preparare composti ad alta viscosità adatti, da distribuire per aiutare nella pulizia del foro, se necessario

[10.8.3] Eseguire un Foro Verticale 8½"

1. Montare scalpello da 8½" al BHA come segue:

| Gruppo batteria di perforazione | Connessioni |
|--|-------------------------|
| 8½" PDC bit | 4½" Reg |
| Bit Sub c/w float & Totco Ring | 4½" Reg Pin x Box |
| XO | 4½" Reg Pin x 4" IF Box |
| 6½" NM Drill Collar | 4" IF Pin x Box |
| 1 x Stabiliser - 8½"OD | 4" IF Pin x Box |
| 2 x 6½" Drill Collars | 4" IF Pin x Box |
| 1 x Stabiliser - 8½"OD | 4" IF Pin x Box |
| 2 x 6½" Drill Collars | 4" IF Pin x Box |
| Dailey Hydraulic Jars | 4" IF Pin x Box |
| 4 x 6½" Drill Collars | 4" IF Pin x Box |
| XO | 4" IF Pin x 4½" IF Box |
| 8 x 5" HWDP | 4½" IF Pin x Box |
| 5" – 19.5 lb/ft E drill pipe | 4½" IF Pin x Box |

2. Scendere in pozzo la batteria di perforazione con aste da 5" fino alla profondità del collare.
3. Con BOP chiusi eseguire prova di tenuta a 2000 per 10 minuti.
4. Fresare collare, cemento e scarpa, perforando circa 5m del nuovo foro.



5. Circolare e condizionare fango. Ritirare lo scalpello dentro la scarpa da 9 $\frac{5}{8}$ ".
6. Eseguire il Test di Integrità della Formazione (FIT). Pompate a incrementi di 0.5 bbls. Registrare e plottare la pressione stabilizzata dopo ogni incremento.
 - il gradiente di fatturazione deve essere segnalato sul Rapporto Giornaliero di Perforazione. Deve essere preparato un rapporto dettagliato sul test di fatturazione che includa dettagli di profondità foro, dimensioni, pressioni, volumi pompato, ecc. e il grafico di pressione superficiale vs. volume pompato.
7. Perforare in modo verticale fino a 3720 MD BRT.
8. Circolare per pulire il foro. Eseguire uno short trip alla profondità totale e controllare il riempimento.
9. Alla profondità totale della sezione, circolare 2 volte il volume del foro e ripetere per 5 volte il short trip controllando eventuali assorbimenti.
10. Estrarre batteria di perforazione.

[10.9] **Logs Elettrici nel Foro 8 $\frac{1}{2}$ "**

Il programma dei log prevede le seguenti operazioni.

[10.9.1] Esecuzione dei Log

1. Montare le attrezzature di superficie ed eseguire log come da programma sottoriportato.
2. Eseguire le misurazioni come segue :

| Log | Commenti |
|--|----------|
| GR / Sonico / Densità / Neutrone / Resistività / Calibro | |
| Checkshot Survey | |
| Attrezzo di prova delle formazioni wireline | |

3. A fine log eseguire discesa con scalpello da 8 $\frac{1}{2}$ " per controllo foro. Circolare e condizionare fango. Estrarre batteria.



[10.10] **Discesa Liner da 7"**

[10.10.1] **Posare Liner 7"**

| Dimensione | Tipo | Intervallo ft BRT | Coppia di Serraggio daN.m |
|------------|--|--|---------------------------|
| 7" | 32 lb/ft N80 NewVAM | 3720-2450m MD BRT | 1376 |
| | Tipo centratore | Centratori | |
| | A molle elicoidali A molle elicoidali Rigido | 2 per giunto sui primi 2 giunti posati 1 su ogni giunto 1 all'interno della scarpa 9 $\frac{5}{8}$ " | |

- Il casing NewVAM deve essere serrato ad una coppia di 1376 daN.m.
 - 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
 - registrare il peso ogni 5 giunti nel discendere nel pozzo
1. Tenere sul piano sondo una valvola di sicurezza sempre pronta per eventuale circolazione.
 2. Montare l'attrezzatura per la discesa del casing.
 3. Dopo avere equipaggiato il casing da 7" di scarpa, colare, centralizzatori e relativo liner hanger, iniziare discesa del casing stesso
 4. Eseguire un test di circolazione dopo 5 giunti a 3 diverse portate.
 5. Continuare la discesa del casing 7", riempiendo ogni giunto durante discesa stessa. Installare i centratori come indicato in precedenza.
 6. Montare il liner hanger.
 7. Continuare discesa del liner con aste da 5", fino a fondo pozzo, avendo il liner hanger +/- 50m sopra la scarpa da 9 $\frac{5}{8}$ " (2450).
 8. Circolare il volume del liner 7" dell'intercapedine del foro da 8 $\frac{1}{2}$ " per un volume del 120%. Reciprocare alternativamente i casing lentamente durante la circolazione se le condizioni del foro da 8 $\frac{1}{2}$ " lo ritenessero necessario.
 9. Ripetere il test di circolazione alle stesse portate e calcolare la caduta di pressione nell'intercapedine anulare, che sarà esercitata sulle formazioni durante lo spiazzamento del cemento. Controllare le pressioni di spiazzamento in relazione al gradiente di frattura.

[10.10.2] Cementare Liner 7"

| Dimensio ne | Tipo | | Intervallo ft BRT | Eccesso foro Scoperto |
|----------------|-----------------------|--------------------|----------------------|--|
| 7" | 32 lb/ft N80 NewVAM | | 3720-2450m MD BRT | 40% |
| | Malta | Volume | sg | Composizione |
| | Cuscino | 6m ³ | 1.5 | Acqua pulita + fango di perforazione |
| | Cemento | 18.4m ³ | 1.85 | API Classe G + inclusione di gas +antischiuma + disperdente + ritardante |
| | Spiazzamento Liner | 23.9m ³ | 1.3 | Fanghi |
| | Spiazzamento DP | 22.2m ³ | 1.3 | Fanghi |

1. Montare testa di cementazione con sfera di posizionamento e tergitore installati.
2. Interrompere la circolazione e fissare il liner in modo che la parte alta del liner sia +/-50m sopra la scarpa 9 $\frac{5}{8}$ ".
3. Montare le linee del cemento.
4. Sottoporre a test di pressione le linee del cemento a 500psi (34 atm) x 10min e a 5000psi (136 atm) x 10min.
5. Posizionare il settino tool del liner hanger pronto per eseguire la cementazione.
6. Pompate 3m³ di acqua cuscino piú 3m³ di fango di perforazione. Rilasciare il tappo del tergitore inferiore.
7. Con malta già pronta pompare la quantità di malta programmata.
8. Rilasciare il tappo pulitore 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 ½ bbl/min prima del contatto tappi. Eseguire contatto tappi. Aumentare la pressione a 2000 psi. Mantenerla per 10 minuti. Diminuire e verificare il flusso di ritorno.
11. Rilasciare la pressione. Controllare il flusso di ritorno.
12. Posizionare il packer superiore del liner come indicato dal responsabile del servizio. Svincolare settino tool del liner hanger.



13. Eseguire circolazione inversa per almeno due volte la quantità totale, monitorando eventuali ritorni di cemento.
14. Estrarre setting tool controllando che lo stesso sia in ordine.
15. Sollevare BOP. Montare tubing spool 11" 5000 psi X 7"1/16 5000 psi sez. C. Eseguire prova di tenuta dell'accoppiamento flangia-flangia a 1500 psi per 30 min. Riabbassare BOP dopo aver montato sugli stessi un adapter spool da 7"1/16 5000 psi a 13"5/8 10000 psi. Inflangiare BOP su flangia 7"1/16 5000 psi. Eseguire test di funzionalità BOP.
16. Montare scalpello da 6" con relativo scraper per casing da 7", formando batteria di aste da 3"1/2 che interesserà tutto il liner da 7", e discendere al fondo con batteria mista 3"1/2-5".
17. Circolare fango e spiazzare in pozzo brine di completamento a densità 1250 g/l.
18. Estrarre scalpello da 6" con scraper.

[10.11] **Completamento**

Sarà emesso un documento a parte Programma di Completamento qualora il pozzo desse esito positivo.

[10.12] **Chiusura Mineraria**

Nell'eventualità che il pozzo non desse risultati positivi ai fini di un ritrovamento, si procederà alla chiusura mineraria come da schema allegato.

---o0o---

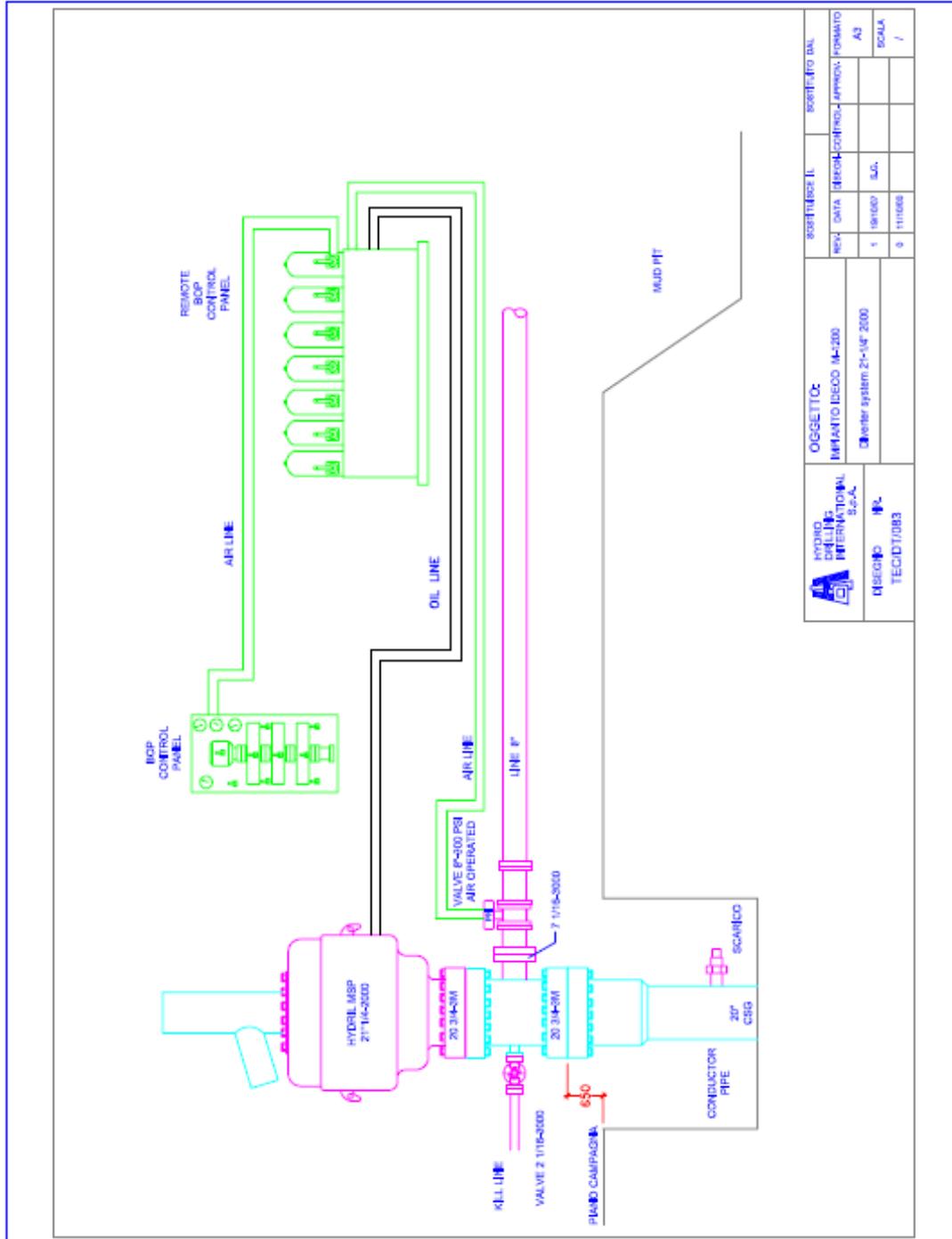


tabella cementazione

| Schema Fondo Pozzo | Foro | Casing | Prof. (m BRT) | BHT (Deg C) | TOC (m) | Cemento | Eccesso (%) | Tipo Fango | Peso Fango (sg) | | |
|--------------------|------------------|------------------|---------------|-------------|------------|---------------|---------------|------------|-----------------|--------------------|------|
| | in. | in. | MD | TVD | BHCT | | | | | Testa | Coda |
| | | 20 | 50 | 22 | | Pre-impostato | Pre-impostato | | | | |
| | 16 | 13 $\frac{3}{8}$ | 400 | 30 | Superficie | 23 | 1.50 sg | 1.92 sg | 100 % | KCI Ploymer Glycol | 1.15 |
| | 12 $\frac{1}{4}$ | 9 $\frac{5}{8}$ | 2500 | 65 | Superficie | 58 | 1.50 sg | 1.92 sg | 50 % | KCI Ploymer Glycol | 1.20 |
| | 8 $\frac{1}{2}$ | 7 | 3720 | 108 | 2450 | 81 | n/a | 1.85 sg | 40 % | | 1.30 |



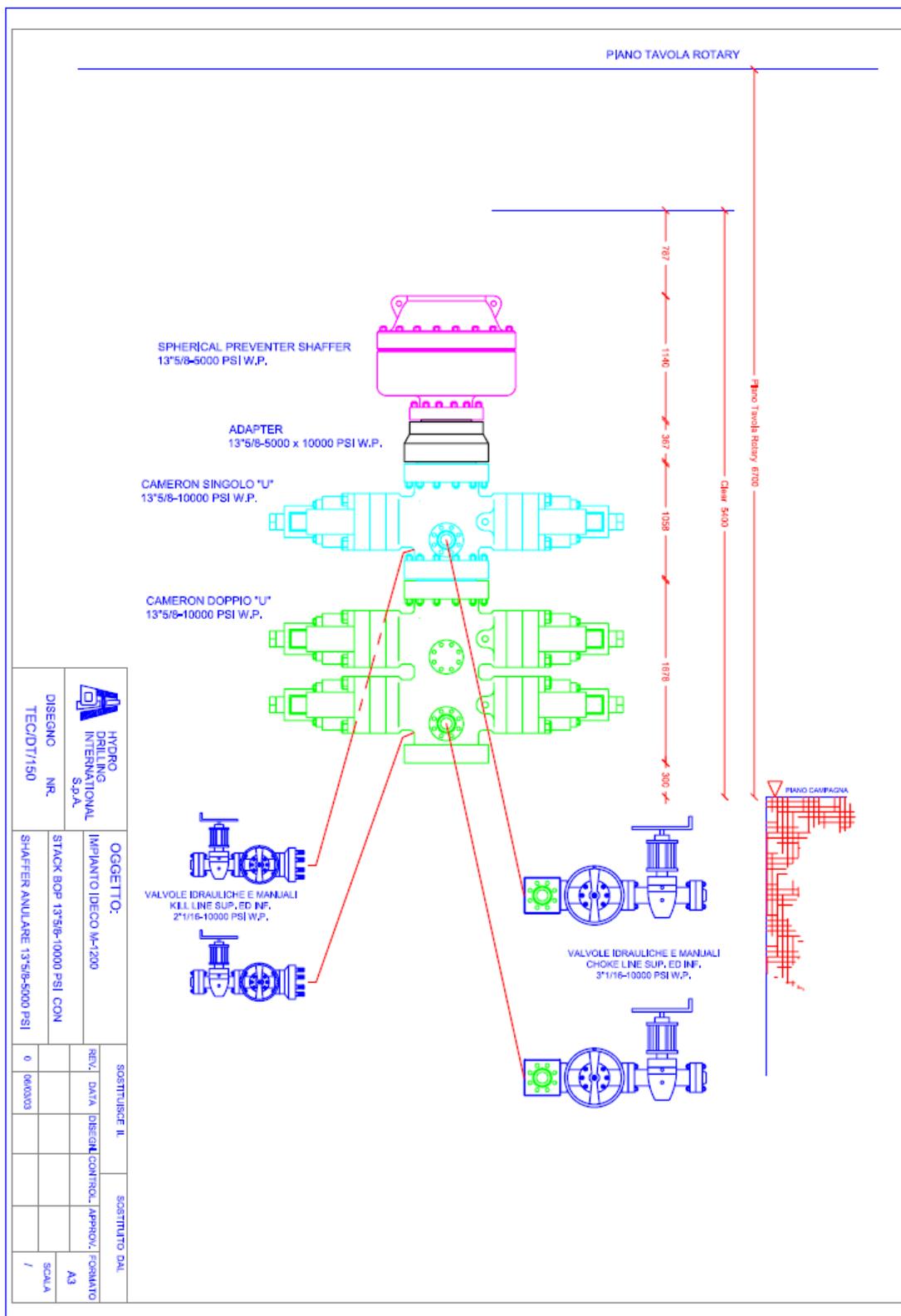
schema diverter



| | | | | |
|--|---|-----------|--|---|
| | OGGETTO: IMANTO DECO M-200 Water system 21-1/4" 2000 | | SCRTITORE IL REV. DATA 1 19/10/07 S.G. | SCRTITORE DAL 19/10/07 A3 SCALA 1 / |
| | (SEGN) | TECIDI083 | 0 11/10/02 | / |

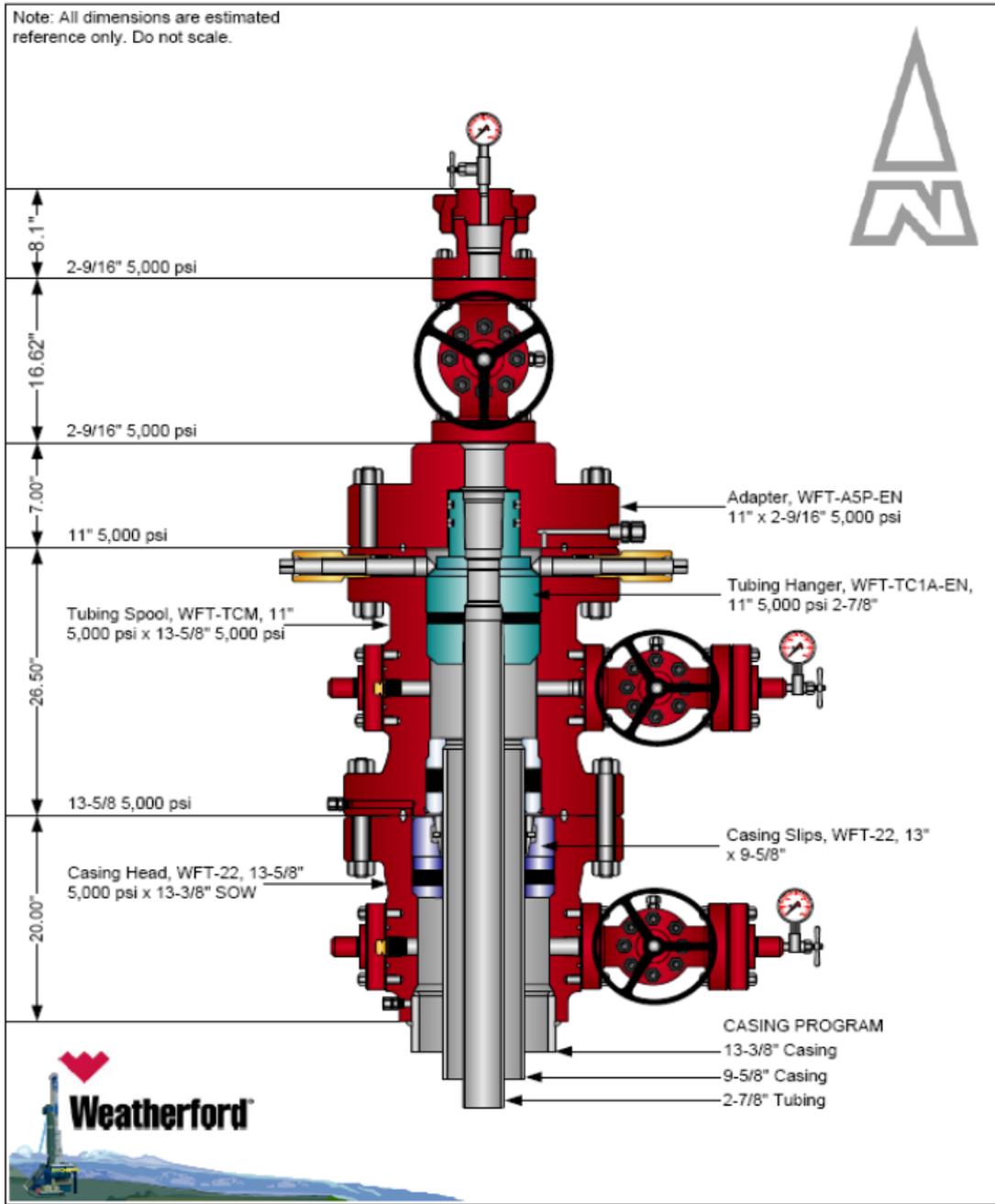


schema bop





schema testa pozzo





schema abbandono

