



PERMESSO CORTE DEI SIGNORI

Aleanna Resources LLC (100%)

PROGRAMMA DI PERFORAZIONE SONDAGGIO TRAVA2dir

CORTE DEI SIGNORI PERMIT

Aleanna Resources LLC (100%)

DRILLING PROGRAM TRAVA 2dir WELL

Sommario – Table of Contents

| | |
|--|----|
| 1 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE - DRILLING PROGRAM | 5 |
| 1.1 INTRODUZIONE - INTRODUCTION | 5 |
| 1.2 ELENCO CONTRATTISTI - CONTRACTORS | 8 |
| 2 SEQUENZA OPERATIVA – SEQUENCE OF OPERATIONS | 9 |
| 2.1 CONDUCTOR PIPE 13 3/8 " | 9 |
| 2.2 FORO 12" 1/4 @ 350 m - HOLE 12 1/4 inch @ 350 m | 9 |
| 2.3 FORO 8" 1/2 @ 1400 m (TVD) - HOLE 8 1/2 inch @ 1,400 m (TVD) | 10 |
| 2.4 Programma di deviazione – Deviation plan | 11 |
| 2.5 P&A (senza discesa CSG 7") - P&A (without running 7 inch casing) | 11 |
| 2.6 COMPLETAMENTO E WELL TESTING - WELL COMPLETION AND TESTING | 11 |
| 2.6.1 Tubaggio csg 7" - 7 inch production casing | 11 |
| 2.6.2 Procedura di massima completamento e well testing - Procedure for maximum completion and well testing | 12 |
| 2.6.3 Schema finale dopo completamento - Scheme after final completion | 13 |
| 2.7 P&A (DOPO TUBAGGIO E WELL TESTING) – P&A (AFTER CASING and TESTING) | 14 |
| 2.7.1 Procedura - Procedure | 14 |
| 2.7.2 Schema finale di P&A - Schematic of the final P&A | 15 |
| 3 INGEGNERIA DI POZZO – WELL ENGINEERING | 16 |
| 3.1 DIAGRAMMA DI AVANZAMENTO - DIAGRAM OF PROGRESS | 16 |
| 3.2 PROGRAMMA DI DEVIAZIONE E SELEZIONE QUOTE DI TUBAGGIO - DIVERSION PROGRAM | 17 |
| 3.3 CONDUCTOR PIPE 13" 3/8 BATTUTO - 13 3/8 inch driven conductor pipe | 17 |
| 3.4 FORO 12" 1/4 per CSG 9 5/8" a m 350 - HOLE 12 1/4 inch for 9 5/8 inch surface casing to 350 m | 17 |
| 3.5 FORO 8" 1/2 per CSG 7" a 1438 m TD (1400 m TVD) - HOLE 8 1/2 inch for 7 inch production casing at 1,438 m TD (1,400 m TVD) | 17 |
| 3.6 GRADIENTI - GRADIENTS | 17 |
| 3.6.1 Discussione - Discussion | 17 |
| 3.6.2 Dati relativi ai gradienti - Data on gradients | 18 |
| 3.6.3 Diagramma dei gradienti - Diagram of the gradients | 18 |
| 3.6.4 Kick tolerance | 19 |
| 3.7 FLUIDO DI PERFORAZIONE - DRILLING FLUID | 20 |
| 3.8 CASING DESIGN | 20 |
| 3.8.1 Csg 9 5/8" | 20 |

| | |
|--|----|
| 3.8.2 Csg 7" | 21 |
| 3.9 CEMENTAZIONI - CEMENTATION | 22 |
| 3.9.1 CSG 9 5/8" | 22 |
| 3.9.2 Csg 7" | 23 |
| 03.10 TESTA POZZO - WELL HEAD | 24 |
| 3.11 BOP E APPARECCHIATURE DI SICUREZZA - BOP AND SAFETY EQUIPMENT | 25 |
| 3.11.1 Configurazione BOP stack - Configuration BOP stack..... | 25 |
| 3.11.2 Limiti utilizzo blind/shear rams - Limitations on use blind / shear rams..... | 26 |
| 03.12 BHA | 27 |
| 3.12.1 Fase 12 1/4" - 12 1/4" Drilling Assembly..... | 27 |
| 3.12.2 Fase 8 1/2" - 8 1/2" Drilling Assembly | 27 |
| 3.13 CONTROLLO DEVIAZIONE - CONTROL DEVIATION | 27 |
| 03.14 SCALPELLI E PARAMETRI DI PERFORAZIONE - BITS AND PARAMETERS OF DRILLING..... | 28 |
| 3.14.1 FASE 12 1/2" - 12 1/2 INCH HOLE..... | 28 |
| 3.14.2 FASE 8 1/2" - 8 1/2 INCH HOLE..... | 28 |
| 03.15 IDRAULICA - HYDRAULICS..... | 28 |
| 3.15.1 Foro 12 1/4" a 350 m - Hole 12 1/4" to 350 m..... | 28 |
| 3.15.2 Foro 8 1/2" a 1438 m - Hole 8 1/2" to 1438 m..... | 28 |
| 3.16 RISCHI E POSSIBILI PROBLEMI - RISKS AND PROBLEMS..... | 28 |
| 4 PROCEDURE, RESPONSABILITÀ E ORGANIZZAZIONE COMPAGNIA – PROCEDURES, LIABILITY AND COMPANY ORGANIZATION..... | 29 |
| 4.1 Procedure generali – General procedure | 29 |
| 4.1.1 Perforazione - Drilling..... | 29 |
| 4.1.2 Tubaggi e Cementazioni - Tubing and Cementation | 29 |
| 4.1.3 Leak Off Test | 30 |
| 4.1.4 Pulizia e Controlli Foro - Hole Cleaning and Controls..... | 30 |
| 4.1.5 Dispositivi Protezione Individuale (DPI) - Personal Protection Equipment (PPE)..... | 31 |
| 4.1.6 Sostanze Pericolose - Hazardous Substances | 31 |
| 4.2 COMPITI E RESPONSABILITÀ - DUTIES AND RESPONSIBILITIES | 31 |
| 4.2.1 AleAnna Drilling Manager..... | 31 |
| 4.2.2 AleAnna Drilling Supervisor (Company Man) | 32 |
| 4.2.3 AleAnna Completion Engineer..... | 33 |
| 4.2.4 Tool Pusher | 33 |

| | |
|--|----|
| 4.2.5 Perforatore - Driller | 33 |
| 4.2.6 Contrattisti - Contractors..... | 34 |
| 5 HSE..... | 34 |
| 5.1 MEETING..... | 34 |
| 5.1.1 Pre Spud & Completion | 34 |
| 5.1.2 ToolBox Talk and JSA's (Job Safety Analysis)..... | 35 |
| 5.1.3 Pre-job Meeting..... | 35 |
| 5.1.4 Pre-tour Meeting..... | 35 |
| 5.1.5 Safety Meeting Settimanali – Weekly safety meetings | 35 |
| 5.1.6 First Alert/Near Miss Report | 35 |
| Tabella 1-Elenco delle caratteristiche tecniche dell'impianto/Summary of rig specs | 6 |
| Tabella 2- B.O.P. stack e dotazioni di sicurezza/BOP stack & safety equipment | 7 |
| Tabella 3 - Dati relativi ai gradienti/data on gradients..... | 18 |
| Figura 1-Sezione e dimensioni dell'impianto/Rig section and size | 6 |
| Figura 2-Schema finale dopo completamento/Scheme after final completion..... | 13 |
| Figura 3-Schema finale di P&A/Schematic of the final P&A..... | 15 |
| Figura 4-Diagramma avanzamento Trava 2dir/Trava 2dir diagram of progress | 16 |
| Figura 5-Testa pozzo/Wellhead..... | 24 |
| Figura 6-Configurazione BOP/Configuration BOP | 25 |

1 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE - DRILLING PROGRAM

1.1 INTRODUZIONE - INTRODUCTION

Il sondaggio "Trava 2dir" sarà eseguito con impianto di tipo HH-200MM, salvo indisponibilità. L'ubicazione del centro pozzo, per motivi legati all'esistenza di opere (canali di bonifica, strada comunale, frutteti, ecc.) e strutture in superficie, non corrisponde a quella degli obiettivi minerari e del fondo pozzo; per tale motivo il sondaggio sarà direzionato con un azimut circa N 130°. Il fondo pozzo (TD), posto alla profondità di 1400 m TVD (1438.10 m MD) è ubicato a circa 170 m dal centro pozzo in superficie.

Il Programma di deviazione del sondaggio "Trava 2dir" si presenta in allegato (Allegato A1/A2) al termine di questo documento assieme al Programma fango (Allegato B).

Nelle seguenti tabelle vengono riassunte le principali caratteristiche tecniche dell'impianto di perforazione Drillmec HH-200MM (tab. 1) e delle apparecchiature e dotazioni di sicurezza (tab. 2):

Trava 2dir well will be drilled using a HH-200MM rig, except in case of unavailability. The location of the center of the well, for reasons related to the existence of works (drainage canals, municipal road, fruit trees, etc.) and structures on the surface, does not correspond to the targets and bottom hole; for these reasons the survey will be directed with an azimuth about N 130°. The bottom hole (TD), located at a depth of 1400 m TVD (1438.10 m MD) is located approximately 170 m from the center of the well to the surface.

The deviation program from "Trava 2dir" is shown in Annexes Annex A1/A2 at the end of this document along with the mud program (Annex B).

The following tables summarize the main technical specs of the rig Drillmec HH-200MM (Table 1) and the safety equipment (Table 2):

| VOCE/ITEM | DESCRIZIONE/DESCRIPTION |
|--|------------------------------------|
| Contrattista/Contractor | NON ASSEGNATO/NOT ASSIGNED |
| Nome Impianto/Rig Name | DRILLMEC HH-200MM |
| Tipo Impianto/Rig type | Trailer Mounted |
| Potenza installata/Power | 2 X 650 HP |
| Tipo di argano/Winch type | PISTONE IDRAULICO/HYDRAULIC PISTON |
| Potenzialità impianto con Dp's 5"/Potential with Dp's 5" | 4140 MT |
| Altezza sottostruttura/Substructure height | 7,71 MT |
| Tipo di top drive system/Top drive system | DRILLMEC HH-200 |
| Capacità top drive system/Top drive capacity | 200 TON |
| Pressione esercizio testa di iniezione/Injection head pressure | 5000 PSI |
| Tiro al gancio statico/ Hook pull capacity - static | 181 TON |
| Tiro al gancio dinamico/ Hook pull capacity - dynamic | 181 TON |
| Set back capacity | NON APPLICABILE/NOT APPLICABLE |
| Diametro tavola rotary/Rotary table diameter | 27 1/2" |
| Capacità tavola rotary/Rotary table capacity | 181 TON |
| Diametro stand pipe/Stand pipe diameter | 4" + 3"1/2 |
| Pressione esercizio stand pipe/Stand pipe pressure | 5000 PSI |

| | |
|--|--|
| Tipo di pompe fango/ <i>Mud pumps</i> | DRILLMEC 9T1000 |
| Numero di pompe fango/# <i>mud pumps</i> | 2 |
| Diametro camice disponibili/ <i>Available diameter</i> | 7" - 6"1/2 - 6" - 5 1/2" - 5" - 4.1/2" |
| Capacità totale vasche fango/ <i>Mud tanks total capacity</i> | 120 + 40 m3 (fango)/ <i>120 + 40 m3 (mud)</i> |
| Numero vibrovagli/# <i>shale shakers</i> | 3 (di cui uno come mud cleaner)/ <i>3 (one as mud cleaner)</i> |
| Tipo vibrovagli/ <i>Shale shaker type</i> | Swaco Mongoose |
| Capacità stoccaggio acqua industrial/ <i>Industrial water storage capacity</i> | 80 m ³ |
| Capacità stoccaggio gasolio/ <i>Diesel fuel storage capacity</i> | 23 m ³ |
| Tipo di drill pipe/ <i>Drill pipe type</i> | 5" - 19.5# - E - NC50 mt. 3000 3"1/2 - 15.5# - E - NC 38 mt. 3000 |
| Tipo di heavy wate/ <i>Heavy wate type</i> | 5" - 49.3# - NC50 - TJ 6"1/2 OD n° 15 |

Tabella 1-Elenco delle caratteristiche tecniche dell'impianto/Summary of rig specs

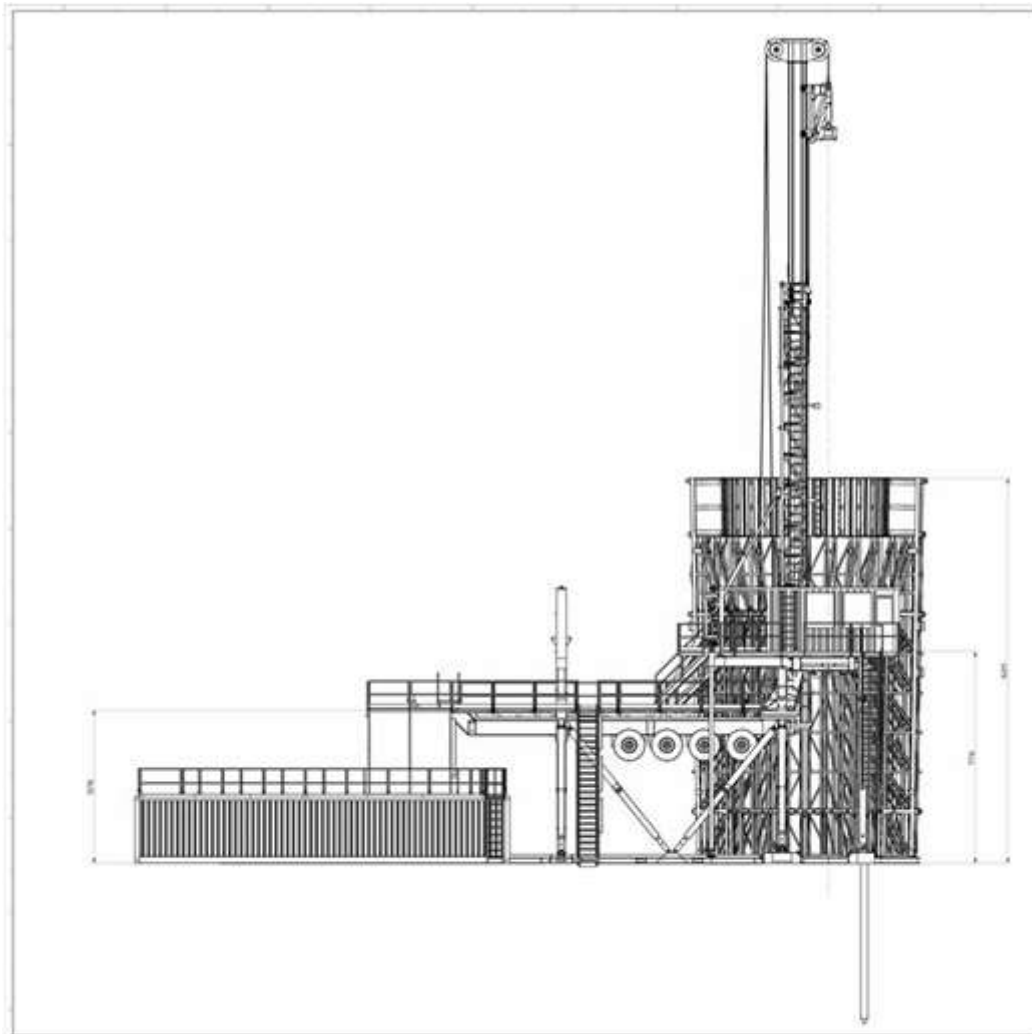


Figura 1-Sezione e dimensioni dell'impianto/Rig section and size

| VOCE/ITEM | DESCRIZIONE/DESCRIPTION |
|---|--|
| Diverter (type) | BAG BOP SHAFFER NL |
| Diverter (size & working pressure) | 21 1/4" x 2000 psi |
| B.O.P. (type) | BAG BOP SHAFFER |
| B.O.P. (size & working pressure) | 13 5/8" x 5000 psi |
| B.O.P. (type) | RAM BOP Single CHURCH ENERGY SERVICES |
| B.O.P. (size & working pressure) | 13 5/8" x 10.000 psi |
| B.O.P. (type) | RAM BOP Double CHURCH ENERGY SERVICES |
| B.O.P. (size & working pressure) | 13 5/8" x 10.000 psi |
| Choke Manifold (size & working pressure) | 3 1/16" - 10.000 psi |
| Kill Lines (size & working pressure) | 2 " - 10.000 psi |
| Choke Lines (size & working pressure) | 4" - 10.000 psi |
| Pannello Controllo B.O.P. n. 1/ BOP # 1 control panel | Ubicato sull'accumulatore/ On the accumulator |
| Pannello Controllo B.O.P. n. 2/ BOP # 2 control panel | Ubicato sul piano sonda/ On the drill floor |
| Pannello Controllo B.O.P. n. 3/ BOP #3 control panel | Ubicato vicino baracca capocantiere/ Close to site manager prefab office |
| Inside B.O.P. (type) | Upper & Lower Kelly Cocks (5000 psi W.P.) |
| Inside B.O.P. (ubicazione) | Installati su Top Drive/ Top drive installation |
| Inside B.O.P. (type) | Drop-In Check Valve |
| Inside B.O.P. (ubicazione) | Piano Sonda/ Drill floor |
| Inside B.O.P. (type) | Sede per Drop-In Check Valve |
| Inside B.O.P. (ubicazione) | BHA |
| Inside B.O.P. (type) | Gray Valve |
| Inside B.O.P. (ubicazione) | Piano Sonda/ Drill floor |
| Inside B.O.P. (type) | Drill Pipe Float Valve |
| Inside B.O.P. (ubicazione) | BHA |

Tabella 2- B.O.P. stack e dotazioni di sicurezza/[BOP stack & safety equipment](#)

1.2 ELENCO CONTRATTISTI - CONTRACTORS

In questa fase non è stato assegnato ancora alcun contratto per l'esecuzione dei servizi di perforazione. Di seguito l'elenco dei servizi previsti.

No contractors have been selected in this phase for drilling operations. The table below shows the services required.

| | |
|--|--|
| Impianto di perforazione/Drilling rig | Non assegnato - da definire/Not assigned - TBD |
| Fanghi di perforazione/Drilling mud | Non assegnato - da definire/Not assigned - TBD |
| Mud Logging | Non assegnato - da definire/Not assigned - TBD |
| Log Elettrici/Electric logs | Non assegnato - da definire/Not assigned - TBD |
| Deviazione/Deviation | Non assegnato - da definire/Not assigned - TBD |
| Cementazioni/Cementing | Non assegnato - da definire/Not assigned - TBD |
| Testa pozzo/Wellhead | Non assegnato - da definire/Not assigned - TBD |
| Scalpelli/Bits & mills | Non assegnato - da definire/Not assigned - TBD |
| Stabilizzatori e DHT/Stabilizers & DHT | Non assegnato - da definire/Not assigned - TBD |
| Pescaggi/Fishing | Non assegnato - da definire/Not assigned - TBD |
| Power tong e casing equipment | Non assegnato - da definire/Not assigned - TBD |
| Well Testing | Non assegnato - da definire/Not assigned - TBD |
| Completamento/Completion | Non assegnato - da definire/Not assigned - TBD |
| Battipalo e saldatori/CP drive & welding | Non assegnato - da definire/Not assigned - TBD |
| Lavori Civili/Civil works | Non assegnato - da definire/Not assigned - TBD |
| Smaltimento e trasporto reflui/Drilling waste disposal and transportation | Non assegnato - da definire/Not assigned - TBD |
| CBL e spari/CBL & shooting | Non assegnato - da definire/Not assigned - TBD |
| Servizio Gru/Crane service | Non assegnato - da definire/Not assigned - TBD |
| Sorveglianti e Guardiania/Surveillance | Non assegnato - da definire/Not assigned - TBD |
| Slick line | Non assegnato - da definire/Not assigned - TBD |
| Facchinaggio/Porters | Non assegnato - da definire/Not assigned - TBD |

2 SEQUENZA OPERATIVA – SEQUENCE OF OPERATIONS

2.1 CONDUCTOR PIPE 13 3/8 "

Il conductor pipe da 13" 3/8 sarà messo in opera con battipalo prima dell'arrivo in postazione dell'impianto di perforazione alla profondità di circa 50 m. Il tubo sarà battuto fino a rifiuto di +/- 1 mm/colpo. Successivamente, si taglierà il tubo guida a fondo cantina alla quota necessaria per saldarvi la flangia Base da 13" 5/8.

Quando l'impianto di perforazione sarà in postazione, saranno montati sulla flangia base il Diverter Spool 13" 5/8 x 5000, lo Shaffer anulare 13" 5/8 x 5000 e la linea di scarico con valvola automatica e si eseguirà una prova di funzionalità del BOP e della valvola di scarico automatica.

In caso di esito positivo dei test di funzionalità verrà formalizzata l'accettazione ufficiale dell'impianto di perforazione e, dopo questa, avranno inizio le operazioni di perforazione.

2.2 FORO 12" 1/4 @ 350 m - HOLE 12 1/4 INCH @ 350 m

Preparare in una vasca 40 m³ di kill mud bentonitico a densità 1,4 kg/l.

Installare il Diverter e il BOP anulare ed eseguirne test. Assemblare e scendere la seguente BHA:

12 1/4" BIT + NB + 1x6 1/2" SHDC + STAB +1x6 1/2" DC + STAB +1x6 1/2" DC + STAB + 6x6 1/2" DC + 12x3 1/2" HWDP + 3 1/2" DP.

Montare sullo scalpello l'anello porta TOTCO per il rilevamento della deviazione.

Cominciare a perforare usando il fango previsto dal programma fango e con parametri di perforazione controllati, fino almeno all'uscita degli stabs dalla scarpa del C.P., quindi proseguire con il foro riempito.

Eseguire misure dell'inclinazione sotto la scarpa del C.P. da 13 3/8 e una volta raggiunta la profondità di tubaggio di 350 m.

Raggiunta la profondità di circa 350 m, circolare e condizionare il fango.

Estrarre fino alla scarpa del C.P. e ritornare al fondo. Circolare il bottom-up ed estrarre.

Effettuare il rig-up per il tubaggio e scendere il casing 9 5/8" fino al fondo.

The 13 3/8 inch conductor pipe will be driven in place with a pile driver, before arrival at the location of the rig, to the depth of about 50 m. The casing shall be driven up to refusal to + / - 1 m/blow. Next, you will cut the casing at the bottom of the cellar to the amount necessary to weld the 13 5/8 flange base.

When the rig is in position, you will mount on this flange a Spool Diverter 13 5/8 inch X 5000 psi, the Shaffer ring 13 5/8 inch X 5000psi, the drain line with automatic valve and perform a functionality test of the BOP and the Automatic Drain Valve.

A positive function test will be submitted for official acceptance of drilling and, after this approval, you will commence drilling operations.

Prepare in a tank of 40 m³ kill bentonite mud density 1.4 kg / l.

Install the Diverter and BOP ring and back test. Assemble the following BHA:

12 1/4 " BIT + NB + 1x6 1/2" SHDC STAB + x6 +1 1/2 "DC + STAB x6 +1 1/2 " DC + STAB + 6x6 1/2 "DC + 12x3 1/2" HWDP + 3 1/2 " DP .

Mount on the bit holder ring TOTCO for the detection of deviation.

Begin using the drilling mud and mud using the program with parameters designed for controlled drilling, at least until the exit of the stabilizers from the shoe of the Conductor pipe, and then continue drilling with the hole filled.

Perform hole inclination measures under the shoe of the 13 3/8 conductor casing and once it reaches the surface casing depth of 350 meters.

At the planned surface casing depth of about 350 m, circulate and condition the mud.

Pull up to the shoe of conductor pipe and return to the bottom. Circulate bottom-up and pull out of hole.

Make the rig -up for 9 5/8inch casing, and run casing to the bottom.

Miscelare e pompare il cemento secondo il programma di cementazione spiazzando il cemento con wiper plug seguito dal fango di perforazione fino ad un contatto tappi di 500 psi al di sopra della pressione di spiazzamento.

Controllare il funzionamento delle valvole e monitorare la parte posteriore. Se non c'è ritorno, mantenere la pressione per 4 ore e riempire il volume anulare della parte posteriore con cemento fino alla superficie (Nota: il cemento dovrebbe circolare nella parte posteriore).

W.O.C. 12 ore o come indicato dai test di laboratorio (controllare i campioni).

Tagliare il tubo guida da 13 3/8" a fondo cantina e smontare il diverter.

Tagliare il casing 9 5/8" e saldare la flangia base 13 5/8" x 5000 psi sul casing tagliato.

Testare la saldatura a 300 psi x 30 minuti.

Installare il BOP stack 11"x 5000 psi come da punto 3.12 e testare:

- Ganasce cieche a 1000 psi x 10 min

Testare con il cup tester:

- Ganasce sagomate a 3000 psi x 10 min
- BOP anulare a 3000 psi e 500 psi x 10 min

2.3 FORO 8" 1/2 @ 1400 m (TVD) - HOLE 8 1/2 INCH @ 1,400 m (TVD)

Assemblare e scendere la seguente BHA per la ripresa della perforazione:

BIT 8 1/2" + NB + 1x6 1/2" SHDC + STAB + 1x6 1/2" DC + STAB + 3x6 1/2" DC + JAR + 2x6 1/2" DC + 15x5" HWDP

Montare l'attrezzatura direzionale necessaria.

NOTA: il pozzo sarà deviato con azimut N 130° e una distanza di circa 170 m dal punto di superficie. KOP previsto a 400 m con incremento di angolazione di 4.21 gradi per 30 m, angolo massimo di 37 gradi a 672 m. Quindi scendere in verticale da 938 m e procedere fino a TD di 1438 m MD (1400 TVD).

GIH con BHA e drill pipe. Prima di fresare la scarpa, testare il casing di superficie a 1000 psi.

Perforare 5 metri ed eseguire un Leak Off Test alla scarpa.

Riprendere la perforazione e perforare in deviazione fino a TD usando i parametri specificati

Mix and pump cement according to the cementing program, displacing the cement with wiper plug followed by drilling mud. Bump plug holding 500 psi above the pump pressure.

Check the operation of the valves and monitor backside. If there are no returns, maintain the pressure for 4 hours and fill backside annular volume with cement to surface. (Note: cement should circulate on backside).

W.O.C. 12 hours or as indicated per laboratory tests (test control samples).

Cut the 13 3/8" casing at the bottom of the cellar and remove the diverter.

Cut the casing 9 5/8" and weld the flange base 13 5/8" x 5000 psi on the casing cut.

Test the weld at 300 psi for 30 minutes.

Install the BOP stack 11" x 5000 psi as per paragraph 3.12 and test:

- Blind rams - 1000 psi for 10 min.

Test with the cup tester:

- Shaped rams to 3000 psi for 10 min.
- Annular BOP to 3000 psi and 500 psi for 10 min.

Assemble and get the following BHA for the resumption of drilling:

BIT 8 1/2" + NB + 1x6 1/2" SHDC + STAB + 1x6 1/2" DC + STAB + 3x6 1/2" DC + JAR 2x6 1/2" DC + 15x5" HWDP

Mount necessary steering equipment.

NOTE: Well will be deviated approximately with azimut N 130° and a distance of about 170 m from surface location. KOP planned at 400 m with angle increase of 4.21 degrees per 30 m with maximum angle of 37 degrees at 672 m. Then drop angle to vertical by 938 m and proceed to total depth of 1,438 m (1,400 TVD).

GIH with BHA and drill pipe. Before you mill the shoe, test the surface casing to 1000 psi.

Drill 5 meters of new hole, and run a Leak off Test on shoe.

Resume drilling and drill directionally to total depth using the parameters specified in paragraph 3.5.

nel punto 3.5.

Rilevare l'inclinazione del foro a TD come richiesto dal contrattista della deviazione.

Circolare e condizionare il fango. Effettuare un wiper trip fino alla scarpa e ridiscendere al fondo.

Circolare dal fondo in superficie. POOH per log elettrici.

Dai risultati dei log verrà deciso se procedere con la chiusura mineraria oppure con la discesa del casing 7" per poi proseguire con l'eventuale completamento e well testing.

Measure the inclination of the hole as required by directional contractor to total depth.

Circulate and condition the mud. Make a wiper trip to the casing shoe and then go back down to the bottom.

Circulate bottoms up and then POOH for electrical logs.

From the results of the logs, it will be decided whether to proceed with plugging operations or with running of 7 inch production casing for eventual completion and well testing.

2.4 PROGRAMMA DI DEVIAZIONE – DEVIATION PLAN

Si veda diagramma allegato (Allegato n° A1/A2)

See attached diagrams – (attachment n° A1/A2)

2.5 P&A (SENZA DISCESA CSG 7") - P&A (WITHOUT RUNNING 7 INCH CASING)

La chiusura mineraria (fig. 3) dovrà isolare nel foro scoperto eventuali livelli a diverso gradiente di pressione o contenenti diversi fluidi di formazione, perciò verrà decisa nel dettaglio solo dopo l'esecuzione dei log elettrici. Il programma esecutivo sarà sottoposto a UNMIG per approvazione.

The plugging procedure (Fig. 3) will isolate in the open hole any levels of different pressure gradient or containing different formation fluids, so the details will be decided only after the execution of the electrical logs. The actual program will be submitted to UNMIG for approval.

In linea di massima:

In principle:

- Eseguire un tappo di cemento di circa 200 m tra 900 e 1400 metri di profondità.
- Eseguire un tappo di cemento da m 450 a m 250 circa, a cavallo della scarpa 9 5/8". Controllare tenuta meccanica e idraulica dello stesso.
- Scendere e fissare un B.P. sopra al tappo a m 250 circa e testarne la tenuta.
- Eseguire un tappo di cemento nella 9 5/8" da circa 50 m fino a giorno. Tagliare il casing 9 5/8" a fondo cantina.
- Recuperare la testa pozzo e chiudere il pozzo con una piastra saldata sul C.P. 13 3/8".
- Montare una valvola di pressione sulla piastra.
- Testare la tenuta della saldatura a 400 psi.

- Spot a cement plug of about 200 m between 900 and 1,400 meters deep.
- Spot a cement plug from approximately 450 meters to 250 meters, across the 9 5/8 "shoe. Check mechanical integrity and pressure test this plug.
- Set a B.P. above the cap at about 250 meters and test for leaks.
- Spot a cement plug in the 9 5/8 inch casing up to about 50 meters. Cut the 9 5/8 inch casing at the bottom of the cellar.
- Collect the wellhead and close the well with a plate welded on the 13 3/8 inch conductor pipe.
- Install a pressure valve on the plate.
- Test the seal to 400 psi.

2.6 COMPLETAMENTO E WELL TESTING - WELL COMPLETION AND TESTING

2.6.1 TUBAGGIO CSG 7" - 7 INCH PRODUCTION CASING

GIH con drill pipe fino a TD, circolare e condizionare il fango, quindi POOH.

GIH with drill pipe to total depth and circulate and condition the mud then pull out of hole with the drill pipe.

Rig-up per la discesa del casing, installare le ganasce sagomate da 7" e scendere il casing da 7" al fondo. Il casing sarà equipaggiato come descritto al punto 3.9.2.

Rig-up running production casing, installing the 7 inch tongs and run 7 inch casing to bottom. The casing will be equipped as described in section

Cementare come previsto al punto 3.9.2.

Raggiungere il contatto tappi e collaudare il casing con 500 psi in più dell'ultima pressione di spiazzamento del cemento.

Eeguire W.O.C. per 24 ore o come da risultati delle prove di laboratorio.

Sflangiare e sollevare il BOP stack e incuneare il casing entro la flangia base.

Installare il Tubing Spool 13 5/8"x 5000 - 11" x 5000.

Testare a 3000 psi x 15 minuti.

Testare ganasce cieche/trancianti a 2000 psi x 10 minuti.

Testare con cup tester:

- Ganasce sagomate a 3000 psi x 10 minuti.
- BOP anulare a 500 psi e 2000 psi.

3.9.2.

Cement as provided for in section 3.9.2.

Scroll to the contact plugs and test the casing with 500 psi in excess of the last cement pressure displacement.

Wait on cement for 24 hours or as indicated by check samples.

Remove BOP stack and weld the casing with the base flange.

Install the Tubing Spool 13 5/ 8 "x 5000 psi-11" x 5000 psi.

Test to 3000 psi x 15 minutes.

Test jaws blind/cutting at 2000 psi x 10 minutes.

Test with cup tester:

- Shaped jaws to 3000 psi x 10 minutes.
- Annular BOP to 500 psi and 2000 psi.

2.6.2 PROCEDURA DI MASSIMA COMPLETAMENTO E WELL TESTING - PROCEDURE FOR MAXIMUM COMPLETION AND WELL TESTING

Dopo l'analisi finale dei log, se la cementazione risulterà soddisfacente, verrà definito un programma di prove completo e dettagliato comprendente i livelli da sparare e testare, la composizione della stringa di completamento, il layout della postazione con le attrezzature di well testing, le operazioni e le procedure da seguire.

Allo stato attuale il programma di massima può essere definito come segue:

- Assemblare la stringa per un completamento singolo a gas con tubino di produzione da 2 3/8", retrievable packer idraulico, valvola di sicurezza e tubing hanger come da schema di completamento (Fig.2) e testa pozzo.
- Spiazzare il fango in pozzo e riempirlo con fluido di completamento con CaCl₂ come fluid packer e per controllo della pressione. Effettuare la circolazione nel foro pulito con fluidi appesantiti.
- Scendere con i fucili mantenendo il casing da 7" pieno di fluidi appesantiti per preservare l'overbalance.
- Perforare l'intervallo o gli intervalli con fucile a cariche premium spaziate a 12 colpi/metro ogni 90 gradi. Mantenere il casing da 7" costantemente pieno di fluidi puliti con materiale appesantito. POOH fucili.
- Scendere il tubing da 2 3/8" e il packer.

After the final analysis of the logs, and if cement bonding is satisfactory, you will define a test program which includes full and detailed levels to perforate and test, the composition of the completion string, the composition of the equipment for well testing, operations and procedures to follow.

At present the maximum program can be defined as follows:

- Assemble the down hole equipment for a single gas completion consisting of 2 3/8 " production tubing, hydraulic retrievable packer , safety valve, and tubing hanger as per statutory completion (Fig. 2), and the wellhead.
- Displace the mud in the well and tanks with clean fluid brine containing CaCl₂ as a packer fluid and for pressure control. Circulate hole clean with clear weighted fluids.
- Go in hole with perforating guns keeping 7 inch casing filled with weighted clear fluids to maintain overbalance.
- Perforate the interval or intervals to be perforated with casing gun with premium charges spaced at 12 perforations per meter phased at 90 degrees. Keep 7 inch casing full of clean fluids with weight materials at all times. POOH with fired guns.
- Go in hole with 2 3/8 inch production tubing

Posizionare il packer di produzione e la scarpa del tubing 50 m al di sopra dell'intervallo perforato. Mantenere il tubing e l'annulus del casing carichi di materiale appesantito e monitorare. Rig-up materiali di testa pozzo in superficie.

- Attraverso la valvola di uscita sull'albero eseguire il testing con la fiaccola e testare la capacità di funzionamento con differenti diametri della duse.
- Rig-up unità coiled tubing e scendere in pozzo – spazzare brain dal tubino con N2 a intervalli di 300 m. In caso di erogazione di gas, monitorare la pressione e le portate con differenti diametri della duse, per determinare le capacità erogative. Se necessario effettuare stimolazione per rimuovere ogni danneggiamento.

and packer. Set production packer and end of tubing 50 meters above top perforation. Keep tubing and tubing casing annulus loaded with weighted clear fluid and monitor. RU all surface well head materials.

- Through gate valve on the tree run line to flare stack for testing with capability to run through various choke settings.
- RU coiled tubing unit and go in hole-use N2 to jet fluid from tubing 300 meters per jetting. If flow of hydrocarbon gas is achieved monitor pressure and rates at various choke sizes sufficient to determine commerciality. Stimulate to remove any wellbore or perforation damage if necessary. Record and report rates and pressures along with choke sizes to all appropriate parties.

2.6.3 SCHEMA FINALE DOPO COMPLETAMENTO - SCHEME AFTER FINAL COMPLETION

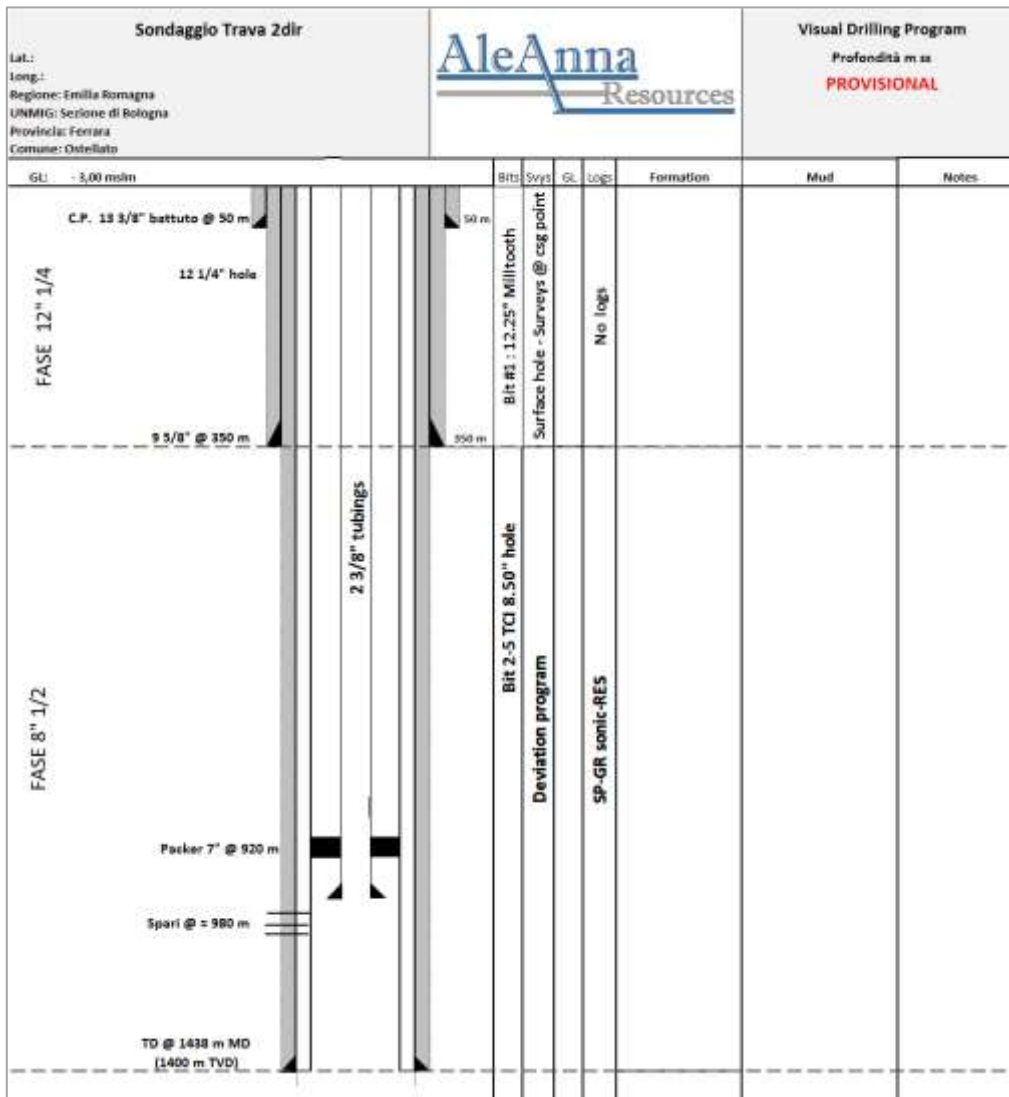


Figura 2-Schema finale dopo completamento/Scheme after final completion

2.7 P&A (DOPO TUBAGGIO E WELL TESTING) – P&A (AFTER CASING AND TESTING)

2.7.1 PROCEDURA - PROCEDURE

La chiusura mineraria (fig. 3) dovrà isolare eventuali livelli a diverso gradiente di pressione o contenenti diversi fluidi di formazione, perciò verrà decisa nel dettaglio solo dopo l'esecuzione dei logs elettrici. Il programma esecutivo sarà sottoposto a UNMIG per approvazione.

In linea di massima:

- Eseguire un tappo di cemento di circa 200 m in corrispondenza degli intervalli perforati.
- Eseguire un tappo di cemento da circa 450 m a 250 m, attraverso la scarpa 9 5/8". Testare la tenuta.
- Scendere e fissare un B.P. sopra al tappo a m 250 circa e testarne la tenuta.
- Eseguire un tappo di cemento nel casing da 7" da circa 50 m fino a fondo. Tagliare il casing 9 5/8" e 7" a fondo cantina.
- Recuperare la testa pozzo e chiudere il pozzo con una piastra saldata sul C.P. 13 3/8".
- Montare una valvola di pressione sulla piastra.
- Testare la tenuta della saldatura a 400 psi.

Se dopo il tubaggio del csg 7" le prove danno esito negativo, i livelli testati dovranno essere isolati con Cement Retainer coperti da tappi di cemento (fig.3).

Un tappo di cemento intermedio di circa 200 m sarà eseguito intorno ai 250-450 m a cavallo del casing da 9 5/8". Scendere e fissare un B.P. sopra al tappo a m 200 circa e testarne la tenuta.

Un terzo tappo sarà eseguito a partire da circa 150 m fino alla superficie. Quindi tagliare il casing 7" e 9 5/8" a fondo cantina e recuperare la testa pozzo.

Chiudere il pozzo con un'apposita piastra da saldare sul C.P. 13 3/8". Sulla piastra sarà montata una valvola da 1/2" attraverso la quale si testerà la tenuta della saldatura a 400 psi.

The plugging procedure (Fig. 3) will isolate the open hole any levels to different pressure gradient or containing different formation fluids, so the details will be decided only after the execution of the electrical logs. The actual program will be submitted to UNMIG for approval.

In principle:

- Spot a cement plug of about 200 across any perforations.
Carry out a cement plug from approximately 450 m to 250 m, across the 9 5/8" shoe. Pressure test this plug.
- Get and set a B.P. above the cap at about 250 meters and test for leaks.
- Spot a cement plug in the 9 5/8 inch and 7 inch casing up to about 50 meters. Cut the casing strings (9 5/8 inch and 7 inch) at the bottom of the cellar.
- Collect the wellhead and close the well with a steel plate welded on the 13 3/8 inch conductor pipe.
- Install a pressure valve on the plate.
- Test the seal to 400 psi.

If after the 7 inch casing is run and production tests are negative, the levels tested will be isolated with a Cement Retainer and then cement squeezed with a cement plug above the Cement Retainer (fig. 3).

An intermediate cement plug of about 200 m will be placed between 250-450 meters across the 9 5/8 casing. Set a bridge plug at approximately 200 meters (above the plug) and pressure test.

A third cap will run from approximately 150 m to the surface. Then cut the 7 inch casing and 9 5/8 inch casing at the bottom cellar and recover the wellhead.

Close the well with a mounting plate welded to the 13 3/8 inch conductor casing. Mount a valve and pressure test the weld to 400psi.

2.7.2 SCHEMA FINALE DI P&A - SCHEMATIC OF THE FINAL P&A

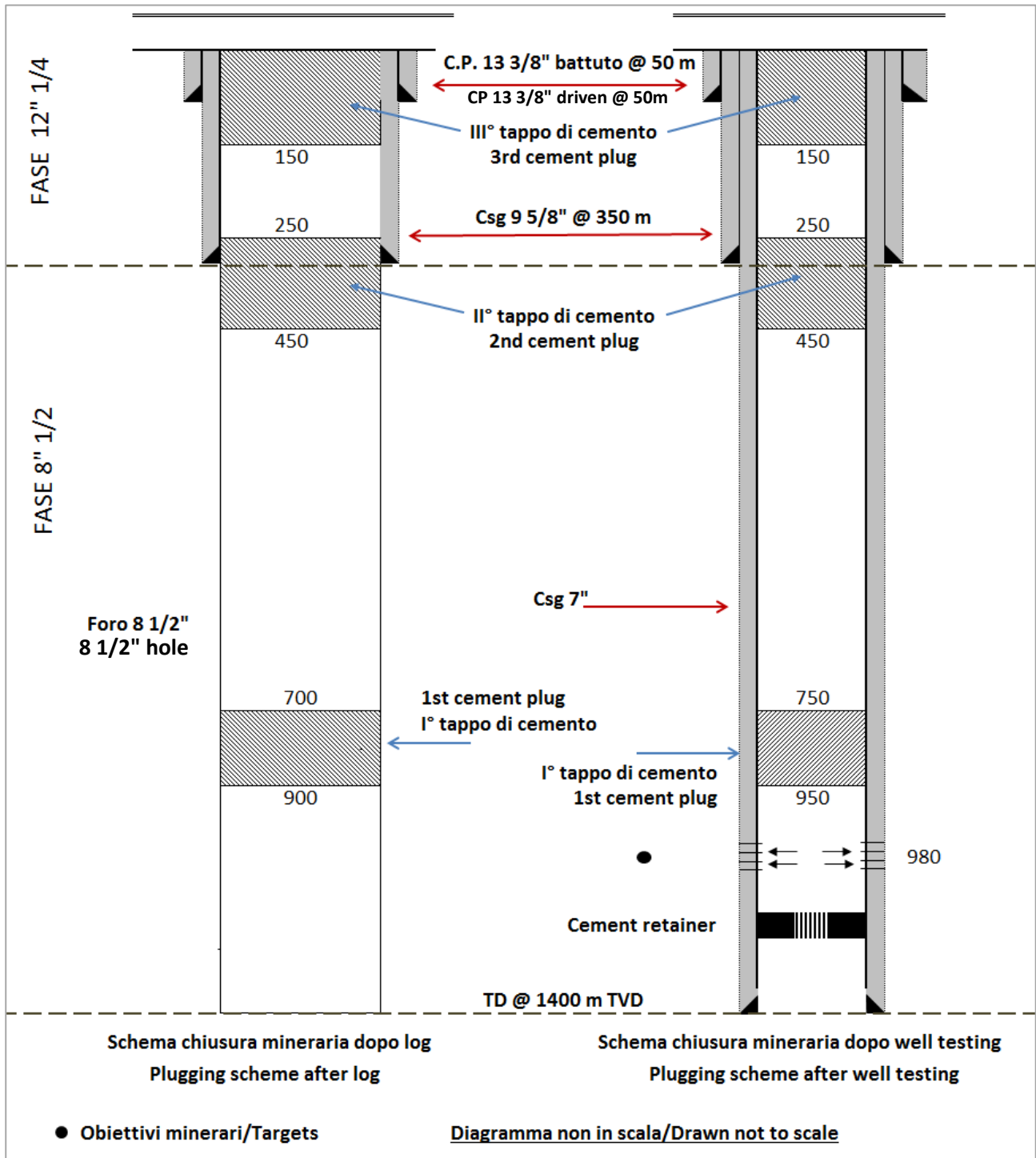


Figura 3-Schema finale di P&A/Schematic of the final P&A

3 INGEGNERIA DI POZZO – WELL ENGINEERING

3.1 DIAGRAMMA DI AVANZAMENTO - DIAGRAM OF PROGRESS

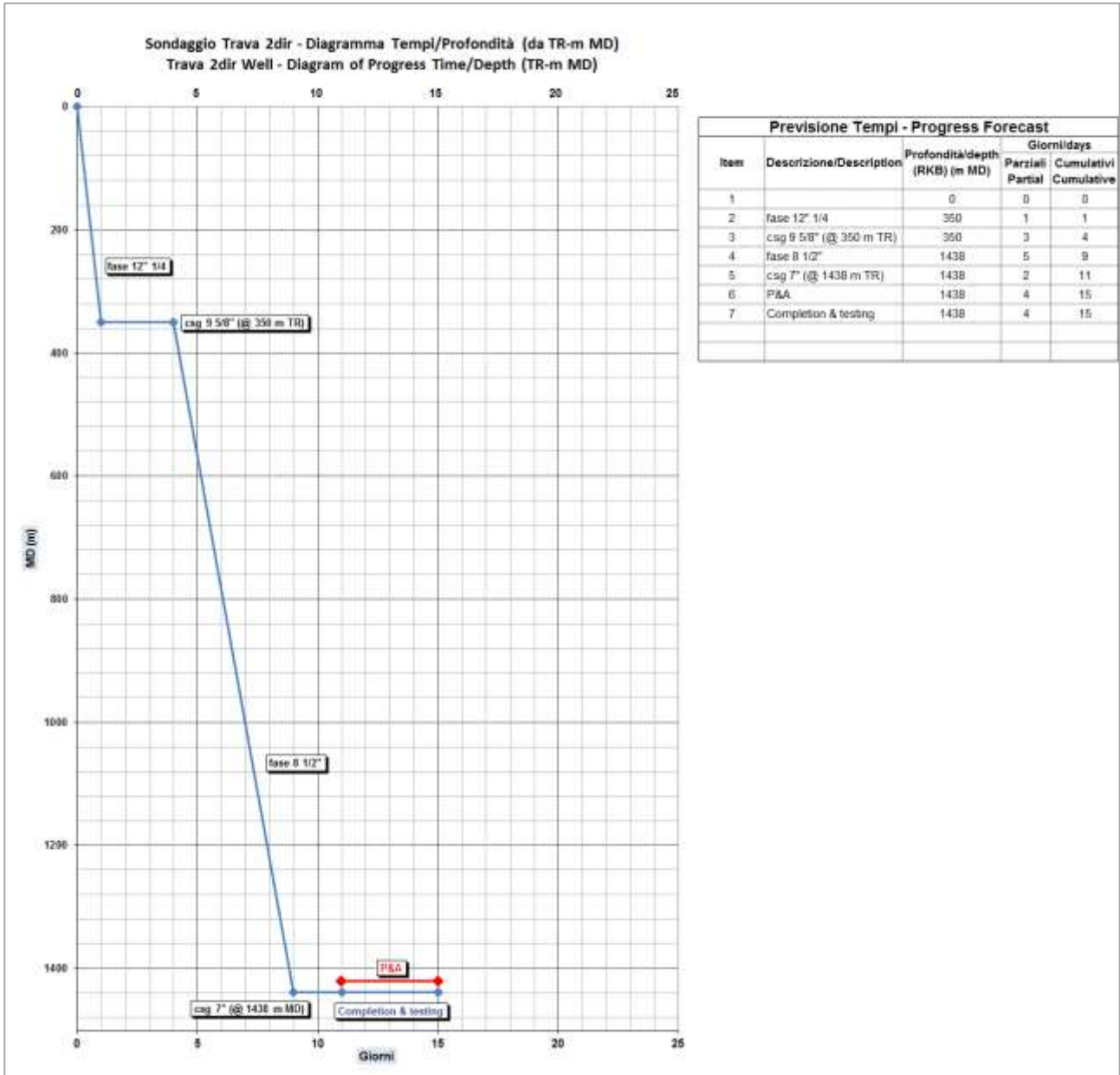


Figura 4-Diagramma avanzamento Trava 2dir/Trava 2dir diagram of progress

3.2 PROGRAMMA DI DEVIAZIONE E SELEZIONE QUOTE DI TUBAGGIO - DIVERSION PROGRAM

Il programma di deviazione è descritto negli Allegati A1 e A2 in fondo a questo documento.

The diversion program is described in Appendices A1 and A2 at the end of this document.

3.3 CONDUCTOR PIPE 13" 3/8 BATTUTO - 13 3/8 INCH DRIVEN CONDUCTOR PIPE

Un Conductor Pipe da 13 3/8" verrà battuto prima dell'arrivo dell'impianto, fino a circa 40-50 m di infissione reale, e comunque fino ad un rifiuto di circa 1 m/colpo, per evitare assorbimenti e lavaggi durante la fase superficiale di perforazione, assicurare un adeguato ritorno del fango a giorno e proteggere le acque superficiali di falda.

The 13 3/8 inch Conductor Pipe will be driven before the arrival of the rig, up to about 40-50 meters and, in any case, to a rejection force of about 1 m/blow, to avoid absorption and washes during the surface drilling phase and to ensure an adequate return of mud and protect any very near surface ground water.

3.4 FORO 12" 1/4 PER CSG 9 5/8" A m 350 - HOLE 12 1/4 INCH FOR 9 5/8 INCH SURFACE CASING TO 350 m

Il casing di superficie di 9 5/8" sarà fissato a circa 350 m per isolare le acque dolci superficiali e per acquisire un gradiente di fratturazione sufficiente a sostenere la densità del fango richiesta per perforare la fase successiva.

The 9 5/8 surface casing will be set at about 350 meters to cover the surface fresh water and to acquire a fracture gradient sufficient to support the density of the mud required to drill the next stage.

Il casing sarà cementato fino a giorno.

The surface casing will be cemented to surface.

3.5 FORO 8" 1/2 PER CSG 7" A 1438 m TD (1400 m TVD) - HOLE 8 1/2 INCH FOR 7 INCH PRODUCTION CASING AT 1,438 m TD (1,400 m TVD)

Il casing 7" verrà sceso fino a TD (1,438 m - 1,400 m TVD) e cementato a giorno nel caso il pozzo si rilevi mineralizzato e si debbano eseguire delle prove di produzione con eventuale completamento.

The 7 inch casing will be acquired in the event the well is indicated to be productive requiring production tests with possible completion.

The production casing will be cemented up to surface and is planned for total depth of approximately 1,438 mMD (1,400 meters TVD).

3.6 GRADIENTI - GRADIENTS

3.6.1 DISCUSSIONE - DISCUSSION

Gradiente dei pori (Gp)

La prognosi del gradiente dei pori è basata sui dati disponibili dei pozzi vicini. In tutti questi pozzi il Gp è normale dalla superficie fino a TD.

Gradient pore pressure (Gp)

The prognosis of the pore pressure gradient is based on available data from neighboring wells. In all these well the Gp is normal from the surface to TD.

Gradiente geostatico

E' stato calcolato dai tempi di transito ricavati dal Sonic Log dei pozzi di riferimento e di altri pozzi circostanti.

Geostatic gradient

It is was calculated from the transit times taken from the Sonic Log wells and other reference wells available.

Gradiente di fratturazione

E' stato calcolato per tutto il profilo in base alla seguente formula: $Gr = 2/3 (Gov-Gp) + Gp$.

Gradient fracturing

It is was calculated for the whole profile according to the following formula: $Gr = 2/3 (Gov-Gp) + Gp$.

Prima di riprendere la perforazione dopo il tubaggio della colonna di ancoraggio è consigliabile eseguire un L.O.T. per confermare o aggiornare i valori del gradiente di fratturazione.

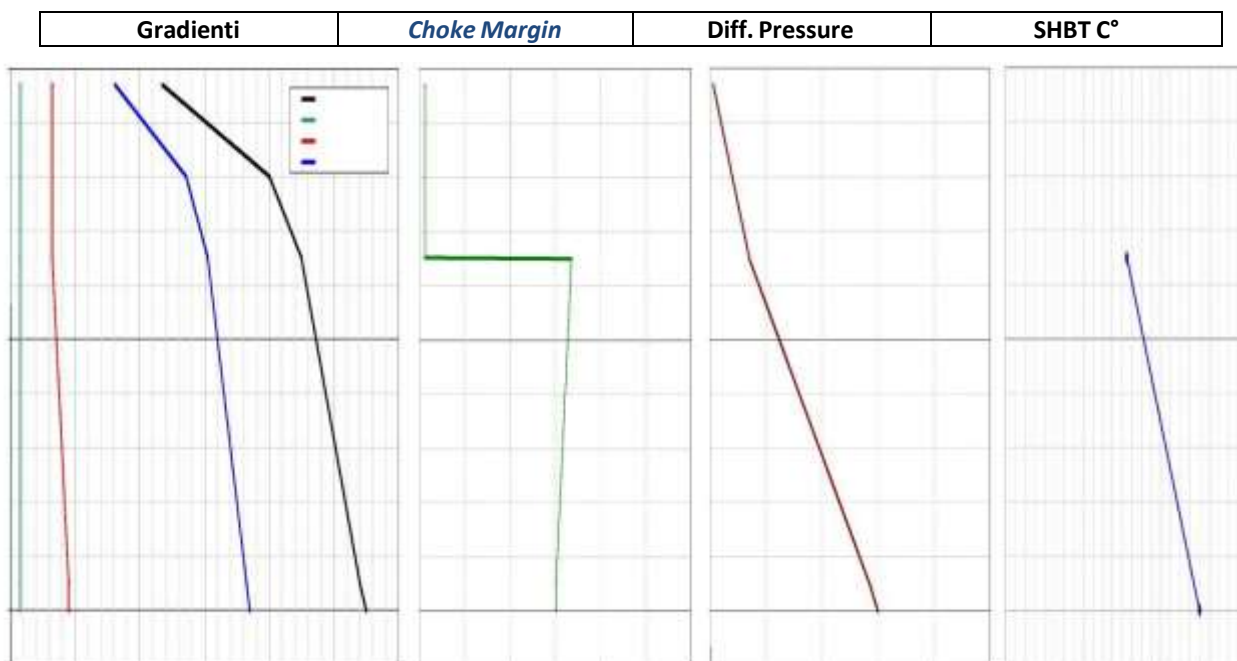
Before resuming drilling after the surface casing is set we will carry out a pressure Leak off Test to confirm or update the values of the fracture gradient.

3.6.2 DATI RELATIVI AI GRADIENTI - DATA ON GRADIENTS

| VD m (TVD) | Gov ₂ kg/cm /10 | Gi ₂ kg/cm /10 | MW kg/l | Gfr ₂ kg/cm /10 | Choke margin ₂ kg/cm | Differential pressure ₂ kg/cm | SBHT °C | Fm | NOTES |
|------------|----------------------------|---------------------------|---------|----------------------------|---------------------------------|--|---------|-----------------|------------|
| 30 | 1.47 | 1.03 | 1.1 | 1.32 | 1 | 0 | | Alluvionale | 13 5/8" CP |
| 200 | 1.80 | 1.03 | 1.1 | 1.54 | 1 | 2 | | Sabbie di Asti | |
| 349 | 1.90 | 1.03 | 1.1 | 1.61 | 1 | 3 | | Sabbie di Asti | |
| 350 | 1.90 | 1.03 | 1.1 | 1.61 | 17 | 4 | 25 | Sabbie di Asti | 9 5/8" csg |
| 351 | 1.90 | 1.03 | 1.1 | 1.61 | 17 | 4 | | Sabbie di Asti | |
| 967 | 2.08 | 1.03 | 1.1 | 1.73 | 15 | 14 | | Porto Garibaldi | |
| 1120 | 2.10 | 1.03 | 1.1 | 1.74 | 15 | 15 | | Porto Corsini | |
| 1400 | 2.18 | 1.03 | 1.1 | 1.78 | 15 | 15 | 43 | Porto Corsini | T.D. |

Tabella 3 - Dati relativi ai gradienti/Data on gradients

3.6.3 DIAGRAMMA DEI GRADIENTI - DIAGRAM OF THE GRADIENTS



3.6.4 KICK TOLERANCE

Kick tolerance per la fase superficiale 12 ¼" – Kick tolerance for surface phase 12 ¼"

| | |
|--|------------------------------|
| Drill pipe OD/drill pipe size | 3.5" |
| Diametro prossima fase/next phase diameter | 8 ½" |
| Profondità prossima fase/next phase depth | 1438 |
| Capacità foro/hole volume | 36.60962 l/m |
| Capacità annulus/annular volume | 30.40 l/m |
| MW prossima fase/mud weight in hole (next phase) | 1.13 s.g. |
| Gradiente inlusso/influx pore gradient | 1.03 kg/cm ² /10m |
| Profondità inlusso/influx depth TVD | 1438 m |
| Gfr @ scarpa/fracture gradient @ shoe | 1.61 kg/cm ² /10m |
| Peso specifico inlusso/influx density | 0.3 s.g. |
| Altezza inlusso alla scarpa/height of influx at shoe | 341.5 m |
| Volume inlusso alla scarpa/volume of influx at shoe | 10381.7 l |
| Volume inlusso al fondo/volume of influx at bottom | 5679.7 l |

Kick tolerance per la fase 8 ½" – Kick tolerance for phase 8 ½"

| | |
|--|------------------------------|
| Drill pipe OD/drill pipe size | 3.5" |
| Diametro prossima fase/next phase diameter | 6 1/8" |
| Profondità prossima fase/next phase depth | 1438 m |
| Capacità foro/hole volume | 19.009448 l/m |
| Capacità annulus/annular volume | 12.80 l/m |
| MW prossima fase/mud weight in hole (next phase) | 1.1 s.g. |
| Gradiente inlusso/influx pore gradient | 1.55 kg/cm ² /10m |
| Profondità inlusso/influx depth TVD | 1400 m |
| Gfr @ scarpa/fracture gradient @ shoe | 1.61 kg/cm ² /10m |
| Peso specifico inlusso/influx density | 0.3 s.g. |
| Altezza inlusso alla scarpa/height of influx at shoe | 68.2 m |
| Volume inlusso alla scarpa/volume of influx at shoe | 872.9 l |
| Volume inlusso al fondo/volume of influx at bottom | 906.7 l |

3.7 FLUIDO DI PERFORAZIONE - DRILLING FLUID

Il programma fango è basato sulle previsioni dei gradienti desunte dai pozzi di riferimento. Per le caratteristiche, proprietà e quantità dei fluidi di perforazione si faccia riferimento al Programma fango (Allegato B).

The program is based on the prediction of mud gradients derived from reference wells. For the characteristics, properties and quantities of drilling fluids, please refer to the Program mud (Annex B).

3.8 CASING DESIGN

3.8.1 CSG 9 5/8"

| 9 5/8" Surface casing | | |
|----------------------------------|-------------------------|----------|
| Shoe depth TVD-BDF | m | 350.0 |
| Shoe depth MD | m | 350.0 |
| Fracture gradient at shoe | Kg/cm ² /10m | 1.61 |
| Fracture pressure at shoe | Kg/cm ² | 56.4 |
| Internal casing fluid SG | Kg/l | 0.3 |
| MW at casing run | Kg/l | 1.13 |
| MW next phase | Kg/l | 1.18 |
| Next phase TVD | m | 1400 |
| Level drop in casing(assumption) | m | 350.0 |
| Bump plug pressure | Kg/cm ² | 35.0 |
| KOP | m | None |
| EOB | m | None |
| BUR | deg./30m | Vertical |
| Burst | | |
| Internal pressure at well head | Kg/cm ² | 140.0 |
| Internal pressure at csg shoe | Kg/cm ² | 56.4 |
| External pressure at well head | Kg/cm ² | 0.0 |
| External pressure at csg shoe | Kg/cm ² | 0.0 |
| Acting pressure at well head | Kg/cm ² | 140.0 |
| Acting pressure at csg shoe | Kg/cm ² | 56.4 |
| Collapse | | |
| Internal pressure at well head | Kg/cm ² | 0.0 |
| Internal pressure at csg shoe | Kg/cm ² | 0.0 |
| External pressure at well head | Kg/cm ² | 0.0 |
| External pressure at csg shoe | Kg/cm ² | 39.6 |
| Acting pressure at well head | Kg/cm ² | 0.0 |
| Acting pressure at csg shoe | Kg/cm ² | 39.47 |
| Tension | | |
| Casing nominal weight | lb/ft | 36.00 |
| Buoyancy factor | | 0.86 |
| Csg weight in air | t | 18.79 |
| Csg weight in mud | t | 16.16 |
| Buoyancy | t | 2.63 |
| Bump plug pressure | t | 14.11 |
| Bending Stress | t | 0.00 |
| X/Y ratio for biaxial | 0.0412 | 0.979 |
| Acting tension at well head | t | 21.86 |
| Acting tension at KOP | t | N/A |
| Acting tension at EOB | t | N/A |
| Acting pressure at shoe | t | -2.70 |

| 9 5/8" Surface casing | | | | |
|-----------------------|-------------|--------------|--------|-------|
| CASING DATA | | | | |
| Diam inch | Steel Grade | Weight lb/ft | from m | to m |
| 9 5/8 | N-80 | 36 | 0 | 350.0 |

| BURST | | | |
|-------------------|------------------|------------------|--------------|
| Max Stress Kg/cm2 | Yield csg Kg/cm2 | S.F. Biax. stres | S.F. request |
| 140.00 | 360 | 2.52 | 1.00 |

| COLLAPSE | | | |
|-------------------|------------------|------------------|--------------|
| Max Stress Kg/cm2 | Yield csg Kg/cm2 | S.F. Biax. stres | S.F. request |
| 39.55 | 166.6 | 4.03 | 1.00 |

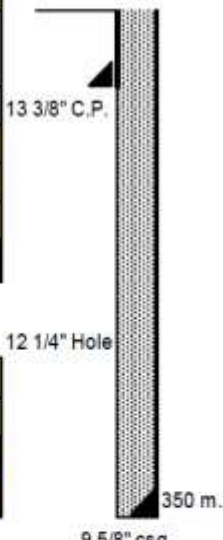
| TENSION | | | |
|--------------|-------------|-------|--------------|
| Max Stress t | Yield csg t | S.F. | S.F. request |
| 30.17 | 292.3 | 12.93 | 1.60 |

3.8.2 CSG 7"

| 7" Production csg | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|----------------------------------|--------------------------|-------------------|---|--|-------------------|------|--|--|-------------------|------------------|-------------------|--------------|--------|--------|-----------|-------------|--------------|--------|------|---|------|----|---|------|
| Shoe depth TVD-BDF | m | 1400 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Shoe depth MD | m | 1438 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Fracture gradient at shoe | Kg/cm ² /10 m | 1.61 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Fracture pressure at shoe | Kg/cm ² | 225.4 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Internal casing fluid SG | Kg/l | 0.3 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| MW at casing run | Kg/l | 1.18 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| MW next phase | Kg/l | 1.18 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Next phase TVD | m | 1400 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Level drop in casing(assumption) | m | 1438 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Bump plug pressure | Kg/cm ² | 140.0 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| KOP | m | 400 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| EOB | m | 938 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| BUR | deg./30m | 4.21 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Burst | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Internal pressure at well head | Kg/cm ² | 78.6 | <table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="5">7" Production csg</th> </tr> <tr> <th colspan="5">CASING DATA</th> </tr> <tr> <th>Diam inch</th> <th>Steel Grade</th> <th>Weight lb/ft</th> <th>from m</th> <th>to m</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>7</td> <td>N-80</td> <td>26</td> <td>0</td> <td>1000</td> </tr> </tbody> </table> | | 7" Production csg | | | | | CASING DATA | | | | | Diam inch | Steel Grade | Weight lb/ft | from m | to m | 7 | N-80 | 26 | 0 | 1000 |
| 7" Production csg | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| CASING DATA | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Diam inch | Steel Grade | Weight lb/ft | | | from m | to m | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 7 | N-80 | 26 | | | 0 | 1000 | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Internal pressure at csg shoe | Kg/cm ² | 225.4 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| External pressure at well head | Kg/cm ² | 0.0 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| External pressure at csg shoe | Kg/cm ² | 0.0 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Acting pressure at well head | Kg/cm ² | 78.6 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Acting pressure at csg shoe | Kg/cm ² | 161.0 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Collapse | | | <table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="4">BURST</th> </tr> <tr> <th>Max Stress Kg/cm2</th> <th>Yield csg Kg/cm2</th> <th>S.F.</th> <th>S.F. request</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>161.00</td> <td>509</td> <td>3.10</td> <td>1.00</td> </tr> </tbody> </table> | | BURST | | | | Max Stress Kg/cm2 | Yield csg Kg/cm2 | S.F. | S.F. request | 161.00 | 509 | 3.10 | 1.00 | | | | | | | | |
| BURST | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Max Stress Kg/cm2 | Yield csg Kg/cm2 | S.F. | S.F. request | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 161.00 | 509 | 3.10 | 1.00 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Internal pressure at well head | Kg/cm ² | 0.0 | <table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="4">COLLAPSE</th> </tr> <tr> <th>Max Stress Kg/cm2</th> <th>Yield csg Kg/cm2</th> <th>S.F. Biax. stres.</th> <th>S.F. request</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>118.00</td> <td>380</td> <td>2.95</td> <td>1.00</td> </tr> </tbody> </table> | | COLLAPSE | | | | Max Stress Kg/cm2 | Yield csg Kg/cm2 | S.F. Biax. stres. | S.F. request | 118.00 | 380 | 2.95 | 1.00 | | | | | | | | |
| COLLAPSE | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Max Stress Kg/cm2 | Yield csg Kg/cm2 | S.F. Biax. stres. | S.F. request | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 118.00 | 380 | 2.95 | 1.00 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Internal pressure at csg shoe | Kg/cm ² | 0.0 | <table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="4">TENSION</th> </tr> <tr> <th>Max Stress ton</th> <th>Yield csg ton</th> <th>S.F.</th> <th>S.F. request</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>60.85</td> <td>268.00</td> <td>4.40</td> <td>1.60</td> </tr> </tbody> </table> | | TENSION | | | | Max Stress ton | Yield csg ton | S.F. | S.F. request | 60.85 | 268.00 | 4.40 | 1.60 | | | | | | | | |
| TENSION | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Max Stress ton | Yield csg ton | S.F. | S.F. request | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 60.85 | 268.00 | 4.40 | 1.60 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| External pressure at well head | Kg/cm ² | 0.0 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| External pressure at csg shoe | Kg/cm ² | 164.6 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Acting pressure at well head | Kg/cm ² | 0.0 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Acting pressure at csg shoe | Kg/cm ² | 118.0 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Tension | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Casing nominal weight | lb/ft | 26.00 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Buoyancy factor | | 0.85 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Csg weight in air | t | 55.75 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Csg weight in mud | t | 47.39 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Buoyancy | t | 8.36 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Bump plug | t | 27.97 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Bending Stress | t | 0.00 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| X/Y ratio for biaxial | 0.1227 | 0.933 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Acting tension at well head | t | 52.98 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Acting tension at KOP | t | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Acting tension at EOB | t | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Trazione alla Scarpa | t | -5.82 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

3.9 CEMENTAZIONI - CEMENTATION

3.9.1 CSG 9 5/8"

| 9 5/8" CEMENTING JOB | | | | | | | | |
|---|--------------|--------------|-----------------|-------------|--------------------------------|-----------------|--------------------|--------------|
| CASING PROFILE | | | | | | | | |
| grado | # | Thread | ID inches | from m | to m m | burst kg/cm2 | collapse kg/cm2 | tension t |
| N-80 | 36 | BTC | 8.921 | 350 | surf. | 247 | 209 | 256 |
| CASING EQUIPMENT | | | | | | | | |
| | type | from m | to m | spacing | notes | | | |
| Float shoe | Weatherford | 350 | 350 | | PDC Drillable | | | |
| Float collar | Weatherford | 340 | 340 | | PDC Drillable | | | |
| Centralizers | Weatherford | 350 | 300 | C1 | 1 stop collar each centralizer | | | |
| Centralizers | Weatherford | 300 | 20 | C4 | 1 stop collar each centralizer | | | |
| HOLE VOLUMES | | | | | | | | |
| | OD inches | ID inches | capacity l/m | length m | volume mc | | | |
| 13 3/8"-9 5/8" annulus | | | 30.65 | 30 | 0.92 | | | |
| Open hole 12 1/4" hole - 9 5/8" | 12.250 | 9.625 | 28.09 | 320 | 9.31 | | | |
| Shoe track 9 5/8" csg | | 8.54 | 40.32 | 15 | 0.60 | | | |
| Excess on open hole volume | | 100 | % | | 9.31 | | | |
| TOTAL VOLUME | | | | | 20.14 | | | |
| SLURRY | | | | | | | | |
| | Top : | surf. | Volume mc : | 19.95 | Slurry weight: | 1.90 Kg/l | | |
| Cement | type "G" | (13,2 q/mc) | = | q | 263.4 | | | |
| Mixing water | drilling | (44 l/q) | = | mc | 11.6 | | | |
|  | | | | | | | | |
| <ul style="list-style-type: none"> - Spiazzare malta con fango fino al contatto tappi con 500 psi oltre la P di spiazzamento. - A fine spiazzamento scaricare P. Se le valvole non tengono, mantenere la P per 4 ore - WOC come da tests di laboratorio (controllare anche campioni) | | | | | | | | |
| <ul style="list-style-type: none"> - Replace grout with mud up to the plugs bump with 5000 psi over pressure replacement - At the end of replacement, discharge Pressure. If valves do not resist, keep the pressure for 4 hours - WOC as indicated by lab test (check also samples) | | | | | | | | |

3.9.2 CSG 7"

| 7" CEMENTING JOB | | | | | | | | |
|------------------|------------|--------|--------------|-----------|---------|-----------------------------|--------------------------------|-----------------|
| CASING PROFILE | | | | | | | | |
| grade | # lb/ft | Thread | ID inches | from m | to m | burst kg/cm ² | collapse kg/cm ² | body yield t |
| N-80 | 26 | AMS | 6.276 | 1438 | surf. | 509 | 380 | 235.9 |

| CASING EQUIPMENT | | | | | |
|------------------|-------------|--------|------|---------|---------------|
| | type | from m | to m | spacing | notes |
| Float shoe | Spiraglider | 1438 | 1438 | | PDC drillable |
| Float Collar | Spiraglider | 1400 | 1400 | | PDC drillable |
| Centralizers | Spiraglider | 1400 | 900 | C1 | |
| Centralizers | Spiraglider | 900 | 350 | C4 | |

| HOLE VOLUMES | | | | | |
|----------------------------|-------------------------|-------------------------|-----------------|-------------|--------------|
| | ∅ external inches | ∅ internal inches | capacity l/m | length m | volume mc |
| 9 5/8"-7" annulus | 9 5/8" | 7.000 | 15.50 | 350 | 5.31 |
| Open hole 8 1/2" hole - 7" | 8.500 | 7.000 | 11.78 | 1038 | 12.82 |
| Shoe track 7" csg | | 6.27 | 19.96 | 25 | 0.5 |
| Excess on open hole volume | | | 30 % | | 5.77 |
| TOTAL VOLUME | | | | | 22.48 |

| SLURRY | | | | | | |
|--------------|----------|--------------|-------------|-------|-----------------|----------|
| | Top : | surf | Volume mc : | 29.64 | Slurry weight : | 190 kg/l |
| Cement | type "G" | (13,2 q/mc) | = | q | | 391.3 |
| Mixing water | drilling | (44 l/q) | = | mc | | 17.2 |

- Spiazzare malta con fango fino al contatto tappi con 500 psi oltre la P di spiazzamento.
 - A fine spiazzamento scaricare P. Se le valvole non tengono, mantenere la P per 4 ore
 - WOC come da tests di laboratorio (controllare anche campioni)

- Replace grout with mud up to the plugs bump with 5000 psi over pressure replacement
- At the end of replacement, discharge Pressure. If valves do not resist, keep the pressure for 4 hours
- WOC as indicated by lab test (check also samples)

03.10 TESTA POZZO - WELL HEAD

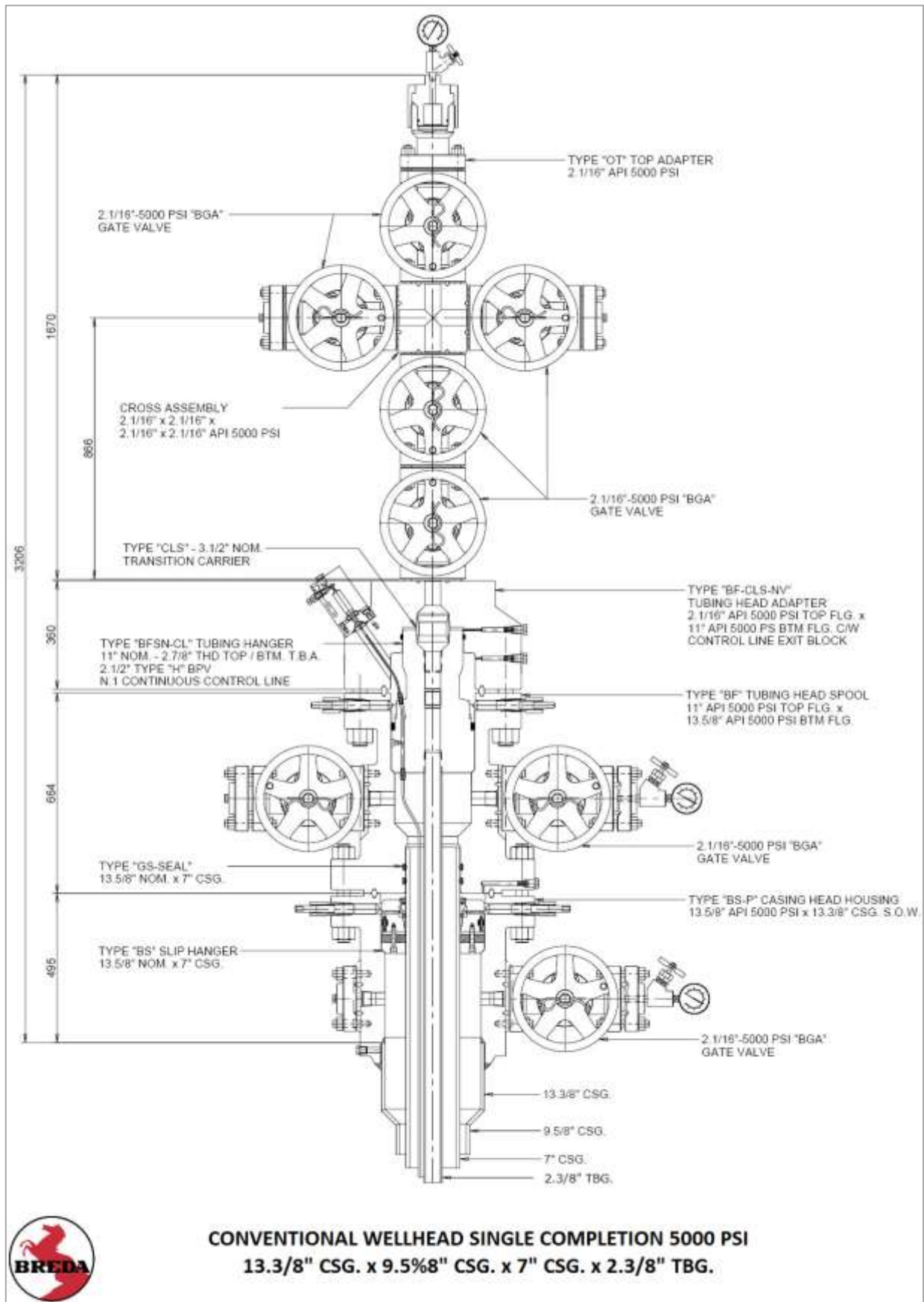


Figura 5-Testa pozzo/Wellhead

3.11 BOP E APPARECCHIATURE DI SICUREZZA - BOP AND SAFETY EQUIPMENT

L'elenco delle apparecchiature di sicurezza dell'impianto HH-200MM è riportato in Tabella 2. Le configurazioni dei BOP da utilizzare nelle due fasi di perforazione sono indicate nei disegni raffigurati in basso (Fig. 6). In particolare:

FASE 12 1/4" A 350 M

Non è previsto il rinvenimento di gas superficiale, ma il diverter spool ed un BOP anulare da 13 5/8"x 5000 psi saranno installati sopra una flangia base provvisoria saldata sul tubo guida 13 3/8" tagliato a fondo cantina.

FASE 8 1/2" A TD (1400 M TVD – 1438 M MD)

Verrà impiegato un BOP stack di almeno 5000 psi di pressione d'esercizio, composto, partendo dal basso, da un BOP doppio, un BOP singolo (su cui sono montate le Blind/Shear rams) e da un BOP anulare.

Su questi saranno installate doppie Choke e Kill lines.

The list of plant safety apparatus for the HH-200MM rig is shown in Table 2. The configurations of the BOP to be used in the two phases of drilling are shown in the drawings depicted below (Fig. 6). In particular:

FOR 12 1/4 INCH HOLE TO 350 M

It is not expected that the well will encounter shallow gas but the diverter spool and an annular BOP 13 5/8" x 5000 psi will be installed on a provisional basis flange welded to the guide tube 13 3/8" cut to the bottom of the cellar.

FOR 8 1/2" HOLE TO TD (1400 M TVD – 1438 M MD)

A BOP stack of at least 5000 psi working pressure, composed of (starting from the bottom), a double-BOP, BOP from a single (on which are mounted the Blind/Shear rams) and an annular BOP.

On these will be installed Double Choke and Kill lines.

3.11.1 CONFIGURAZIONE BOP STACK - CONFIGURATION BOP STACK

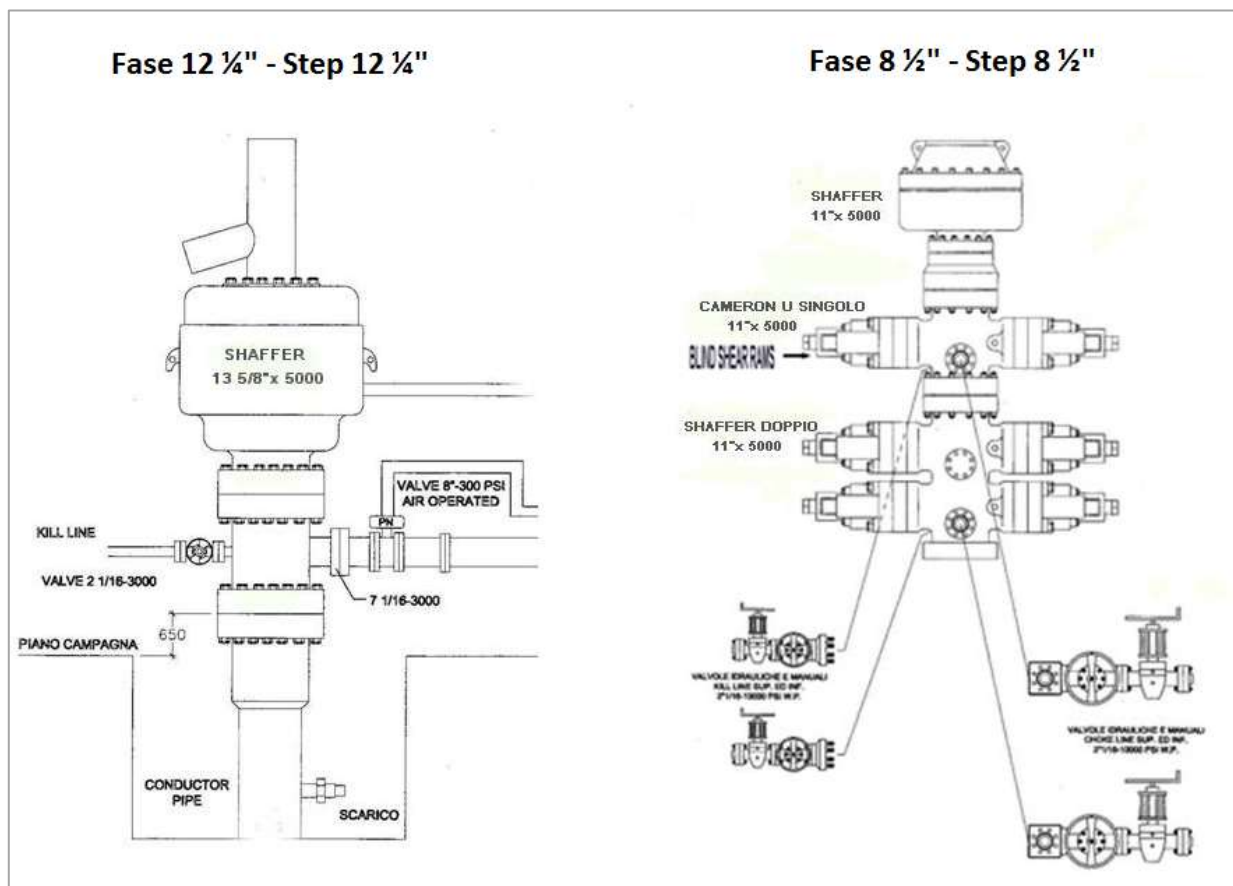
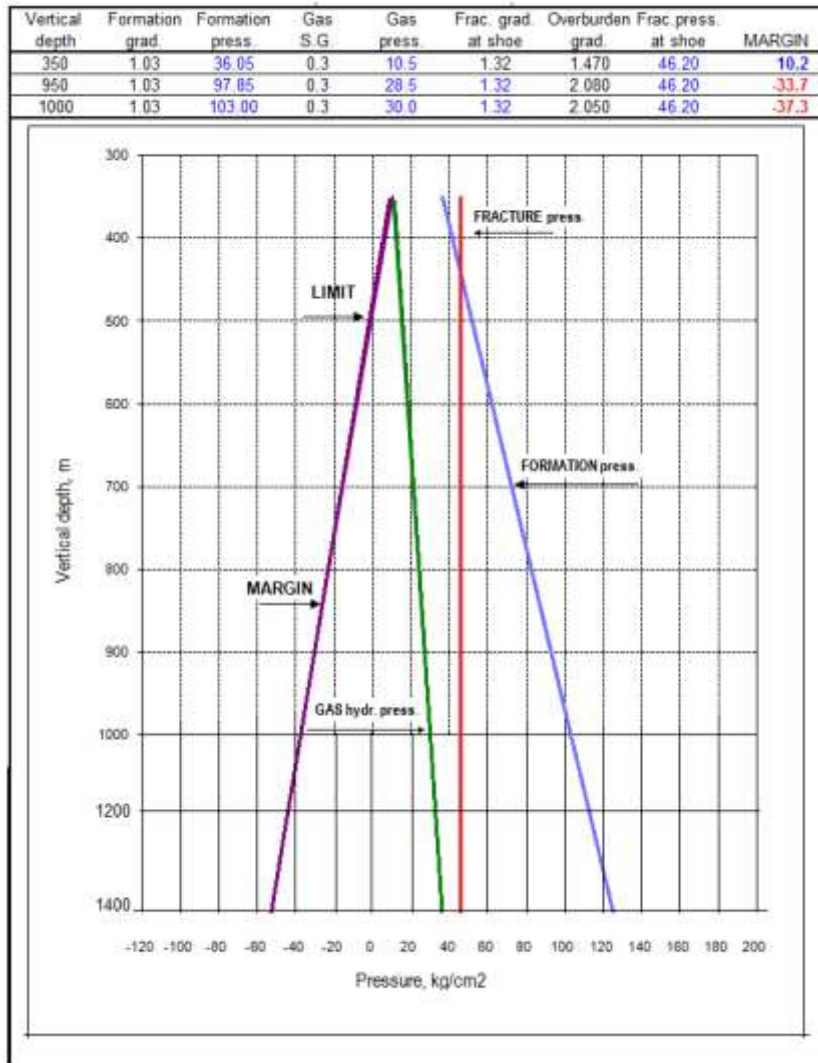


Figura 6-Configurazione BOP/Configuration BOP

3.1.1.2 LIMITI UTILIZZO BLIND/SHEAR RAMS - LIMITATIONS ON USE BLIND / SHEAR RAMS

Come si può dedurre dal grafico che segue, la profondità limite di utilizzo delle Shear/blind rams nella fase 8 1/2", nella quale sussiste un lieve rischio di sfondare sotto la scarpa da 9 5/8", è pari 500 m.

As we can see from the graph below, the depth limit for the use of shear/blind rams in step 8 1/2 inch, under which there is a slight risk of breaking under the shoe from 9 5/8" is 500 m.



03.12 BHA

3.12.1 FASE 12 1/4" - 12 1/4" DRILLING ASSEMBLY

BIT 12 1/4" + NB + 1x6 1/2" SHDC STAB + 1x6 + 1 1/2" DC + STAB x6 + 1 1/2" DC + STAB + 6x6 1/2" DC + 12x3 1/2" HWDP + 3 1/2" DP.

Montare sullo scalpello l'anello porta TOTCO per il rilevamento della deviazione.

BIT 12 1/4" + NB + 1x6 1/2" SHDC STAB + x6 + 1 1/2" DC + STAB x6 + 1 1/2" DC + STAB + 6x6 1/2" DC + 12x3 1/2" HWDP + 3 1/2" DP.

Riding on the mandrel is a "TOTCO" ring port for detection of the deviation.

3.12.2 FASE 8 1/2" - 8 1/2" DRILLING ASSEMBLY

Assemblare e scendere la seguente BHA per la ripresa della perforazione:

BIT 8 1/2" + NB + 1x6 1/2" SHDC + STAB + 1x6 1/2" DC + STAB + 3x6 1/2" DC + JAR 2x6 1/2" DC + 15x5" HWDP.

Montare sullo scalpello l'anello porta TOTCO per poter rilevare l'inclinazione.

Assemble and get the following BHA for the resumption of drilling:

BIT 8 1/2" + NB + 1x6 1/2" SHDC + STAB + 1x6 1/2" DC + STAB + 3x6 1/2" DC + JAR 2x6 1/2" DC + 15x5" HWDP

Install recommended Directional control equipment and revise stabilizer configurations as directed by directional contractor.

3.13 CONTROLLO DEVIAZIONE - CONTROL DEVIATION

Durante la perforazione si dovranno attuare tutti gli accorgimenti per cercare di mantenere il foro più vicino possibile alla traiettoria prestabilita, sia per raggiungere l'obiettivo in posizione strutturale favorevole, sia per evitare le problematiche connesse ad inclinazioni anomale del foro, fori ovalizzati e scavernati, usura delle attrezzature.

Oltre all'impiego di stabilizzatori, si raccomanda perciò di limitare l'utilizzo di alti valori di WOB RPM, compatibilmente comunque con le velocità di avanzamento desiderate.

Durante la perforazione della fase 12 1/4" eseguire una misura dell'inclinazione sotto la scarpa del C.P. e una volta raggiunta la quota raccomandata di 350 m, prima dell'estrazione finale.

Nella fase 8 1/2", se il valore di inclinazione riscontrato alla scarpa della 9 5/8" era accettabile, si può perforare in deviazione fino a TD come da programma.

In caso di valore di inclinazione anomalo alla scarpa 9 5/8", potrebbe essere necessario modificare leggermente il piano di deviazione per raggiungere l'obiettivo alle coordinate previste.

During drilling, it will have to implement all the precautions to try to keep the hole as close as possible to the predetermined trajectory, to reach the target in favorable structural position, and to avoid the problems related to abnormal inclinations of the hole, out of round holes and washed out intervals, and unusual wear and tear of the equipment.

In addition to the use of stabilizers, it is therefore recommended to limit the use of high values of WOB and RPM, consistent, however, with the desired rate of penetration.

During the drilling phase of the 12 1/4" perform a deviation measurement under the shoe of the drive pipe and once it reaches the recommended depth of 350 meters, before tripping out with drill pipe.

In the drilling of the 8 1/2" hole, if the value of inclination found the shoe of the 9 5/8" was acceptable, drill directionally to TD as planned using the recommended deviation.

In case of abnormal deviation value at the 9 5/8" shoe, it may be necessary to slightly alter the planned deviation to penetrate the target at the planned coordinates.

03.14 SCALPELLI E PARAMETRI DI PERFORAZIONE - BITS AND PARAMETERS OF DRILLING

3.14.1 FASE 12 1/2" - 12 1/2 INCH HOLE

Un unico scalpello a denti, (1.1.5 IADC) sarà sufficiente per l'intera fase. Parametri suggeriti:

WOB: 7-8 t

RPM: 100-120

A single toothed bit, (1.1.5 IADC) will be sufficient for the entire time. Suggested parameters:

WOB: 7-8 t

RPM: 100-120 RPM

3.14.2 FASE 8 1/2" - 8 1/2 INCH HOLE

Si consiglia l'impiego di uno scalpello PDC. Parametri suggeriti:

WOB: 7-8 t

RPM: 100-120 RPM

We recommend the use of a PDC drilling bit. Suggested parameters:

WOB: 7-8 t

RPM: 100-120 RPM

03.15 IDRAULICA - HYDRAULICS

Si consiglia una buona portata (unita a un'adeguata reologia del fango) per assicurare una pulizia accurata del foro e fornire una buona forza di impatto allo scalpello per aiutare il ROP. Si raccomanda inoltre di limitare i cloruri a 20 000 PPM per avere un contrasto di salinità tale da facilitare l'acquisizione del log SP.

We recommend a good flow rate (combined with proper rheology of the mud) to ensure a thorough cleaning of the hole and provide a good impact force to the bit to help the ROP. We also recommend limiting chlorides to 20,000 PPM in order to provide salinity contrast sufficient to facilitate the acquisition of Spontaneous Potential log data.

3.15.1 FORO 12 1/4" A 350 m - HOLE 12 1/4" TO 350 m

Portata: 2400-2600 l/min

TFA: 0.7-0.8 sq. inch

Capacity: 2400-2600 l / main

TFA: 0.7-0.8 sq. inch

3.15.2 FORO 8 1/2" A 1438 m - HOLE 8 1/2" TO 1438 m

Portata: 1800-2000 l/min

TFA: 0.7-0.8 sq.inch

Capacity: 1800-2000 l / min

TFA: 0.7-0.8 sq. inch

3.16 RISCHI E POSSIBILI PROBLEMI - RISKS AND PROBLEMS

Nella perforazione del pozzo "Trava 2 Dir" non si prevedono rischi particolari, trattandosi di un settore della Pianura Padana ben conosciuto per la presenza di numerosi altri sondaggi eseguiti nel passato a poca distanza dall'ubicazione del sondaggio Trava 2 Dir, tra cui il Pozzo Trava 1 (vedi Programma Geologico, par. 1, tab. 1).

Sono quindi noti i gradienti e le possibili problematiche. Anche se non sono previste sacche di gas superficiale la prima fase sarà perforata con fango pesante.

Potrebbero verificarsi assorbimenti di lieve entità nella fase superficiale, ma non saranno tali da

The drilling of the well "Trava Directional 2 " does not provide any particular risk. This is an area of the Po Valley with many previous wells including the Trava # 1 drilled a very short distance from this well (see Geological Program, section 1, table 1).

They are therefore known gradients and few possible issues. Although there are no pockets of gas superficial the surface hole will be drilled with heavy mud available.

You may experience minor absorptions of mud in the surface hole, but it should not be sufficient to limit circulation. However, this does not mean that all normal care and precautions should not be

limitare la portata di circolazione. Ciò non toglie comunque che non debbano essere seguite tutte le normali attenzioni e precauzioni per individuare eventuali sovrappressioni, e che debbano mantenute in efficienza tutte le attrezzature per il monitoraggio del gas nel fango e per il suo smaltimento.

Si ricorda inoltre che nei pozzi che hanno attraversato i terreni Plio-pleistocenici nella Pianura Padana orientale non è mai stata riscontrata presenza di H₂S.

followed for the detection of any excess pressure, and all the equipment for the monitoring of gas in the mud should be maintained and gas disposed of, if encountered.

Also, wells that have passed through the Pliocene and Pleistocene sediments in the eastern Po Valley have never been reported the presence of H₂S.

4 PROCEDURE, RESPONSABILITÀ E ORGANIZZAZIONE COMPAGNIA – PROCEDURES, LIABILITY AND COMPANY ORGANIZATION

4.1 PROCEDURE GENERALI – GENERAL PROCEDURE

4.1.1 PERFORAZIONE - DRILLING

Nel caso si verifichi un significativo drilling break il driller dovrà eseguire un controllo statico dopo aver perforato non più di un metro nel nuovo livello.

Il Geologo di cantiere dovrà assicurarsi che il campione di fondo venga circolato a giorno entro al massimo due metri nella nuova formazione.

Se in corrispondenza del drilling break si dovessero avere manifestazioni di idrocarburi potrebbe essere programmata una prova di produzione.

In the event of a significant drilling break with gas the driller must circulate after penetrating no more than a meter into the drilling break.

The geologist onsite must ensure that a sample of well cuttings within a maximum of two meters of penetrating into the new formation is obtained.

4.1.2 TUBAGGI E CEMENTAZIONI - TUBING AND CEMENTATION

La scarpa del casing dovrà essere posizionata il più vicino possibile al fondo pozzo.

Assicurarsi che nessun manicotto venga a trovarsi in corrispondenza del punto dove dovrà avvenire l'incuneamento del casing.

Un casing più corto dovrebbe essere posizionato circa 10 m sotto il water/oil or gas contact.

Il primo centralizzatore dovrà essere posizionato circa 4 metri sopra la scarpa, quindi uno ogni giunto per i successivi 4 giunti.

A fine discesa, controllare la tally pipe e verificare il numero di giunti rimasti e le profondità.

A TD, circolare almeno una volta e mezzo il volume interno del casing monitorando il ritorno. In caso di perdite di circolazione ridurre la portata di circolazione.

Reciprocare il casing durante la circolazione, il pompaggio e lo spazzamento della malta.

In caso di mancato contatto Tappi non

The shoe of the casing must be placed as close as possible to the bottom of the well.

Ensure that no sleeve comes to rest at the point where it will be a restriction in the casing.

A short joint of casing should be positioned about 10 m below any gas/water contact.

The first centralizer should be placed about 4 feet above the shoe, then one every joint for the next 4 joints.

Tally pipe to check and verify the number of joints and depths.

At the total depth, circulate at least one and half times the internal volume of the casing watching the returns. In the case of loss of circulation reduce the circulating pump pressure.

Reciprocate the casing during pumping of the cement.

A joint marker (short joint) of the same grade and thickness of the casing, should be placed under

sovraspaziare più di ¼ del volume interno tra scarpa e collare. Controllare la pressione differenziale a fine spiazamento per avere una stima della risalita del cemento nell'annulus.

Un marker joint (tubo più corto), di pari grado e spessore del casing, dovrebbe essere posizionato sotto ogni intervallo produttivo, per la identificazione e correlazione di log con CCL e spari.

4.1.3 LEAK OFF TEST

Il Leak Off Test (LOT) è un metodo sicuro per collaudare la tenuta della cementazione e determinare il valore del GFR del nuovo intervallo ed evitare rischi di fratturazione e assorbimenti.

Il LOT e tutti i test in pressione verranno eseguiti usando la cementatrice, ed i volumi pompati verranno misurati nella vaschetta di detta cementatrice. Un manometro con scala adeguata verrà usato per le letture di pressione. Un controllo del fango verrà eseguito per controllare l'uniformità della densità e le caratteristiche fisiche e reologiche. Verrà registrato il volume totale pompato, la portata e la quantità di fango restituito allo scarico. La portata dovrà essere costante dall'inizio alla fine.

L'andamento dei test dovrà essere registrato su supporto cartaceo o informatico.

Se per qualunque ragione il test dovesse essere interrotto, una volta risolto il problema dovrà essere ripreso dall'inizio. In caso di risultati dubbi, il test dovrà essere ripetuto.

Il risultato del test verrà riportato sul rapporto di perforazione (IADC report).

4.1.4 PULIZIA E CONTROLLI FORO - HOLE CLEANING AND CONTROLS

Manovre di controllo foro e loro frequenza, sono lasciati alla discrezione dei Company Man.

Alcuni suggerimenti:

- Eseguire il back reaming con top drive ogni lunghezza perforata.
- Controllare con attenzione tipo e quantità di cuttings al vibrovaglio.
- Eseguire Wiper Trip fino alla scarpa precedente, ridiscendere fino a TD, circolare bottom-up e POOH fino a completa pulizia del foro e a densità del fango uniforme, con cuttings limitati.
- Dopo la rimozione del drill pipe e BHA, rig up e installare l'apparecchiatura necessaria per i log

each interval production for the identification and correlation of logs with CCL and perforating guns.

The Leak Off Test (LOT) is a safe method for testing the tightness of cementation and determine the value of the GFR and avoid the risk of fracturing and loss of circulation at the surface casing shoe.

The LOT and all the pressure test will be performed using the cement machine, and pumped volumes will be measured in the tank of the cement machine. A pressure gauge with an appropriate scale will be used for pressure readings. A control of the mud will be performed to check the uniformity of the density and the physical characteristics and rheological properties. The total volume pumped will be recorded, the flow rate and the amount of sludge returned to the exhaust. The flow rate must be constant from beginning to end.

The performance of the test shall be recorded on paper or computer.

If for any reason the test were to be stopped, once solved the problem must be resumed from the beginning. In case of doubtful results, the test should be repeated.

The test result will be reported on the relationship of perforation (IADC report).

Control maneuvers for the hole and their frequency are left to the discretion of the Company Man.

Some suggestions:

- Carefully check the type and quantity of cuttings in the vibrating screen (shale shaker).
- Run Wiper Trip up to the previous shoe, then go in hole to TD, circulate bottoms up and pull out of hole cleaning and conditioning mud density to be uniform with limited hole cuttings.
- After removing drill pipe and BHA, rig up and install the equipment needed for the running of wire line electric logs, as scheduled.

elettrici, come da programma.

4.1.5 DISPOSITIVI PROTEZIONE INDIVIDUALE (DPI) - PERSONAL PROTECTION EQUIPMENT (PPE)

Tutto il personale presente sul cantiere dovrà indossare i Dispositivi di Protezione Individuale (DPI):

- Tuta di lavoro con maniche lunghe
- Scarponi di sicurezza
- Elmetto di sicurezza
- Occhiali
- Guanti
- Mascherine antipolvere (quando necessarie)

All personnel on site must wear Personal Protective Equipment (PPE):

- Suit with long sleeves
- Safety Boots
- Safety helmet
- Eye protection
- Gloves
- Dust masks (when necessary)

4.1.6 SOSTANZE PERICOLOSE - HAZARDOUS SUBSTANCES

Prodotti Chimici

Tutti i correttivi del fango debbono arrivare in cantiere con le relative schede di sicurezza.

Assicurarsi che tutti i prodotti vengano movimentati in adeguati baskets/containers, sicuri e facili da movimentare e ben protetti.

Assicurarsi che tutti i prodotti e le attrezzature vengano stoccati nelle aree assegnate e nel modo corretto.

Tutte le sostanze pericolose debbono essere maneggiate con i dovuti DPI.

Assicurarsi che i prodotti e le attrezzature il cui uso non è più previsto non restino in cantiere più del previsto.

Esplosivi e Sostanze Radioattive

Gli esplosivi e le sostanze radioattive devono essere trasportate con mezzi appositamente autorizzati.

Gli esplosivi ed i radioattivi debbono essere stoccati in contenitori chiusi a chiave, nelle aree a loro riservate e chiaramente segnalate.

Solamente il personale autorizzato potrà maneggiare esplosivi e radioattivi.

Esplosivi e radioattivi dovranno restare in cantiere solamente per il tempo strettamente richiesto per il loro impiego.

Chemicals

All corrective or mud must arrive on site with the appropriate safety data sheets.

Make sure that all products are handled in appropriate baskets/containers, safe and easy to handle and well protected.

Ensure that all products and equipment are stored in assigned areas and in the right way.

All hazardous substances must be handled with appropriate PPE.

Make sure that the products and equipment whose use is no longer required not remain on site longer than expected.

Explosives and Radioactive Substances

Explosives and radioactive substances must be transported with specially authorized procedures and personnel.

Explosives and radioactive materials must be stored in locked containers, in areas reserved for them and clearly marked.

Only authorized personnel will be able to handle explosives and radioactive materials.

Explosives and radioactive materials must remain on site only for the time strictly required for their use.

4.2 COMPITI E RESPONSABILITÀ - DUTIES AND RESPONSIBILITIES

4.2.1 ALEANNA DRILLING MANAGER

Il Drilling Manager è il rappresentante della Società nel paese.

The Drilling Manager is the representative of the Company in the country.

Egli riceve giornalmente dal Company Man tutti i

He receives complete daily reports from the

rapporti completi e dettagliati sull'attività del cantiere.

Egli discute col Company Man sullo stato e sull'andamento delle operazioni.

Verrà contattato nel caso sorgano problemi e in caso di emergenza.

Se necessario, potrà autorizzare qualunque variazione sul programma di perforazione.

Company Man on the activities of the well.

He discusses with the Company Man the status and timing of operations.

The Drilling Manager will be contacted if problems arise and in case of emergency.

If necessary, the drilling manager may authorize variations in the drilling program.

4.2.2 ALEANNA DRILLING SUPERVISOR (COMPANY MAN)

Il Company Man è il rappresentante della Società sul cantiere, è il punto di riferimento per tutti i Contrattisti ed i Preposti delle Compagnie di servizio per programmi, organizzazione, coordinamento, esecuzione dei lavori, sicurezza (del personale, delle attrezzature e del pozzo), efficienza, raccolta di informazioni, rapporti e ticket.

Il Company Man è l'interfaccia con i mud logger, Tool Pusher, Contrattisti della Perforazione, con i Preposti delle Contrattiste, con il Drilling Manager, con il Direttore dei Lavori e con le autorità locali quando queste sono in cantiere.

Il Company Man riferisce al Direttore dei Lavori tutto ciò che concerne la sicurezza e il DSSC.

Il Company Man riferisce al Drilling Manager e discute con lui sui programmi, sicurezza, problemi tecnici, costi e organizzazione.

The Company Man is the representative of the Company on the well site, and is the point of reference for all Contractors and Supervisors of companies to service programs, organization, coordination, execution of work, security (personnel, equipment and the well) friendliness, efficiency, collection of information, reports and tickets.

The Company Man is the interface with the mud loggers, Tool Pusher, Drilling Contractor, with the Supervisor of Contractors, with the Drilling Manager, the Director of Works and with local authorities when they are on site.

The Company Man refers to the Director of Works for everything related to security and the DSSC .

The Company Man refers to the Drilling Manager and discusses with him about the programs , safety, technical, cost and organization.

Compiti del Company Man

Trasmettere ogni mattina rapporti giornalieri dettagliati sulle attività delle 24 ore precedenti allegando log e rapporti fango.

Organizzare e coordinare l'attività di cantiere come previsto dal programma di perforazione.

Preparare i programmi operativi come previsto dal programma di perforazione e dalla situazione di pozzo, sottoponendoli all'approvazione del Drilling Manager.

Organizzare e pianificare l'attività giornaliera in accordo con i Preposti delle varie Contrattiste.

Verificare ed assicurarsi che tutte le operazioni pianificate siano in accordo con le specifiche tecniche, best practices e procedure della Società.

Assicurarsi che tutto il personale sul cantiere si attenga al DSSC e agli Ordini di Servizio emessi dal Direttore dei Lavori.

Duties of Company Man

Submit daily detailed morning reports of the prior 24 hour period including attached sample log and mud chemistry reports.

Organize and coordinate the construction activities as required by the drilling operations.

Prepare operational programs as required by the drilling program and the well situation, submitting them for the approval of Drilling Manager.

Organize and plan daily activities in accordance with the managers of the various Contractors.

Check and ensure that all tasks are in accordance with the technical specifications, best practices and procedures of the Company.

Ensure that all personnel on site adheres to the DSSC and the Service Orders issued by the Director of Works.

Raccogliere Near Miss e First Alert, commentarli con il Tool Pusher e i vari Preposti, trasmetterli e commentarli con il Drilling Manager e il Direttore dei Lavori.

Collect or Near Miss and First Alert, comment on them with the Tool Pusher and the various Supervisors, pass them and comment on them with the Drilling Manager and the Director of Works.

4.2.3 ALEANNA COMPLETION ENGINEER

Il Completion Engineer collabora con il Company Man durante le operazioni di Testing e Completamento (se eseguite).

The Completion Engineer collaborates with the Company Man during the Testing and Completion (if performed).

È responsabile della programmazione e l'esecuzione delle operazioni di Testing e Completamento.

The Completion Engineer is responsible for the planning and execution of operations of Testing and Completion.

Coordina tutti i Contrattisti coinvolti nelle varie fasi di lavoro.

Coordinates all Contractors involved in the various stages of completion work.

4.2.4 TOOL PUSHER

Il Tool Pusher è il rappresentante della Contrattista di Perforazione nel cantiere.

The Tool Pusher is the representative of the Drilling Contractor on site.

Conduce, per mezzo delle squadre di perforazione, le operazioni di perforazione previste dal Programma e secondo le istruzioni del Company Man.

He leads, by means of the drilling teams, drilling operations in the Program and according to the instruction of the Company Man

È responsabile del corretto funzionamento dell'impianto. Pianifica la manutenzione ordinaria e i test periodici delle attrezzature.

He's responsible for the proper operation of the rig systems. The tool pusher schedules routine maintenance and periodic testing of the equipment.

Programma ed esegue le periodiche esercitazioni antincendio ed emergenza pozzo, in modo da familiarizzare le squadre sugli interventi da intraprendere.

He plans and executes regular fire drills and emergency well procedures, in order to familiarize the teams on actions to be taken.

È il responsabile delle attrezzature di sicurezza e delle procedure applicate in caso di emergenza pozzo.

The tool pusher has responsibility of the safety equipment and procedures in case of emergency on the well.

Partecipa e conduce (con il Company Man) ai safety e pre-job meetings.

Participates and leads (with the Company Man) the pre-job safety meetings.

Compila e passa al Company Man giornalmente lo IADC report con la piena e dettagliata descrizione delle operazioni eseguite durante le 24 ore precedenti.

Compiles and coordinates with Company Man to prepare and distribute the IADC daily report with the full and detailed description of the operations performed during the preceding 24 hours.

4.2.5 PERFORATORE - DRILLER

Il Perforatore conduce, con la sua squadra, le operazioni di perforazione e le operazioni correlate sul piano sonda, sulla testa pozzo, nell'area pompe e sulle vasche fango.

The Driller leads, with his team, drilling operations and related operations on the pipe, on the wellhead, in pumps and mud.

È responsabile, in caso di emergenza pozzo, del primo e immediato intervento.

The Driller is responsible, in case of emergency during drilling, for the first and immediate intervention.

Conduce le operazioni come da istruzioni del Tool

Conducts operations as instructed by the Company

Pusher e del Company Man.

Man and Tool Pusher.

4.2.6 CONTRATTISTI - CONTRACTORS

Ogni contrattista dovrà designare un proprio Preposto (uno per turno di lavoro).

Each Contractor should designate a Supervisor (one for each shift).

Tutti i Preposti si coordineranno tra di loro attraverso il Company Man.

All Contractors' Supervisors will liaise with each other and the Company Man.

Ogni Preposto partecipa ai meeting di sicurezza e operativi, ed è responsabile della corretta applicazione di quanto deciso.

Each Contractors' Supervisor will attend safety and operations meeting and is responsible for the proper execution of what has been decided.

Il Preposto riceve informazioni dal Company Man sulle condizioni del pozzo e discute e concorda con esso le operazioni da eseguire.

The Contractors' Supervisor receives information from the Company Man about well status, together they plan the operations.

È Responsabile del corretto funzionamento delle sue attrezzature: dovrà fornire, prima del lavoro, certificazioni scritte su tutte le attrezzature.

He's responsible for the proper use of equipment: he should provide a written certification on all equipment before operations start.

È Responsabile della corretta applicazione da parte della sua squadra, di tutte le norme di sicurezza da applicare sul cantiere.

He's responsible for the execution by his team of all safety rules on the well site.

Il Preposto che lascia il cantiere deve lasciare consegne scritte, complete e chiare. Il nuovo Preposto che arriva in cantiere dovrà leggere e comprendere le consegne lasciate dal collega.

When he exits the site, he should leave written clear instructions. The new Supervisor should read and understand the instructions of his colleague.

Il Preposto compilerà il suo Job Service Report. Potrà essere giornaliero (mud logging, fanghi, deviazione), a evento o alla fine del servizio (tubaggio, cementazione, logs). Il Company Man verifica (se necessario potrà aggiungere per iscritto brevi commenti), accetta e firma detto rapporto.

The Contractors' Supervisor will complete his Job Service Report. It could be day by day (mud logging, mud, deviation), event-based or at the end of the service (casing, cementing, logs). Company Man will check the report (if necessary he will add written comments) and sign for approval.

Al termine del suo lavoro (o periodicamente) il Preposto compilerà il suo Job Ticket. Questo è il documento ufficiale che sarà utilizzato per la fatturazione; farà riferimento al Job Service Report e sarà in accordo con il contratto in corso. Il Company Man si accerterà che è stato compilato con tutte le corrette informazioni necessarie per la fatturazione (descrizione completa del servizio, tipo, tempi, quantità, riferimenti contrattuali) e firmerà il ticket.

At the end of the job (or periodically) the Contractors' Supervisor will compile his Job Ticket. This will be the official document used for invoicing; it will refer to the Job Service Report and will match the contract in force. The Company Man will make sure it will be properly written with all necessary information for invoicing, (complete description, type, time, quantity, contractual references) then he will sign the ticket for approval.

5 HSE

5.1 MEETING

5.1.1 PRE SPUD & COMPLETION

Il Drilling Manager, circa 2 settimane prima di iniziare le operazioni organizzerà un pre-spud meeting con tutti le Contrattiste coinvolte con le successive operazioni. Presenterà e consegnerà una

The Drilling Manager, about 2 weeks before the start of operations, will organize a pre-spud meeting with all the Contractors involved in operations. He will present and distribute a copy of

copia del programma di perforazione e del DSSC, illustrando i punti salienti, gli scopi, le criticità, le procedure, le norme di sicurezza e gli obiettivi del progetto.

the drilling program and the DSSC, illustrating the main points, goals, critical aspects, procedures, safety rules and objectives of the project.

5.1.2 TOOLBOX TALK AND JSA'S (JOB SAFETY ANALYSIS)

Il Company Man organizzerà, presenzierà e condurrà giornalmente un meeting operativo e di sicurezza con tutti i Preposti. La discussione dovrà riguardare tutte le operazioni programmate nella giornata, in special modo le norme di sicurezza.

The Company Man will organize, attend and conduct a daily operating/safety meeting with all the Contractors' Supervisors. The discussion should cover all scheduled tasks of the day, with a particular focus on safety rules.

5.1.3 PRE-JOB MEETING

Prima di iniziare un qualunque lavoro fuori dalla normale routine, il Company Man e/o il Tool Pusher organizzeranno un Pre-job meeting con tutto il personale di sonda e di piazzale e tutti i Contrattisti coinvolti, descrivendo le operazioni imminenti, sottolineando i rischi e le criticità e assegnando ruoli e responsabilità.

Before starting any work falling out of the planned routine, the Company Man and/or Tool Pusher should organize a pre-job meeting with all personnel and Contractors involved, describing the forthcoming actions, emphasizing the risks and the critical issues, and assigning tasks and responsibilities.

5.1.4 PRE-TOUR MEETING

Il Pre-tour meeting è normalmente organizzato per parlare del lavoro eseguito a quelli che erano nel turno di riposo, del lavoro che spetta alla nuova squadra montante e di quello che altri stanno eseguendo e che possono interferire con altri lavori programmati per la giornata. Prima di cominciare il proprio turno di 12 ore, il Driller convocherà il personale di sonda e di piazzale e verrà discusso il programma dei lavori sottolineandone tutti gli aspetti principali.

The Pre-tour meeting is normally held to discuss with workers of the previous shift about the tasks completed, to describe the tasks to the incoming team, and to talk about operations in progress onsite, which could also interfere with the planned activity. Before the 12-hour shift, the Driller shall meet the drilling and site personnel, and the program of work will be discussed, highlighting all major aspects.

5.1.5 SAFETY MEETING SETTIMANALI – WEEKLY SAFETY MEETINGS

Oltre ai meeting menzionati, un Safety Meeting formale dovrà essere organizzato almeno una volta a settimana. Nella maggior parte delle attività di cantiere, altri safety meeting possono essere previsti sia dalla Policy della Company che del Drilling Contractor. Il Tool Pusher avrà il compito di assicurarsi che tali meeting vengano organizzati. Tutti i dipendenti sono fortemente incoraggiati a seguire i meeting ed essere attivamente coinvolti nel programma EHS.

In addition to the mentioned meetings, a formal Safety Meeting will be organized at least once a week. In most site activities, other safety meetings can be requested either by the Policy of the Company or the Drilling Contractor. The Tool Pusher should make sure that such meetings are organized. All employees are strongly encouraged to follow the meetings and be actively involved in the EHS program.

5.1.6 FIRST ALERT/NEAR MISS REPORT

Il personale, in presenza di situazioni pericolose, dovrà immediatamente riferire al Company Man o al Tool Pusher e seguire le procedure per la segnalazione di Near Miss e First Alert. Non esiste uno stampato particolare, ogni forma di documento scritto è accettata: l'importante è

The staff, in case of danger, shall immediately report to the Company Man or Tool Pusher and follow the procedures for Near Miss and First Alert. There is no special form, written document is accepted: the important thing is to draw attention to the fact. The report will then be discussed in the

richiamare l'attenzione sul fatto. Il rapporto verrà quindi discusso nel daily safety meeting. Copia del Near Miss deve essere trasmessa al Drilling Manager e al Direttore dei Lavori per fax o e-mail. Di tutti i meeting dovrà essere redatta una minuta e tutte verranno raccolte in un file, in modo che i Supervisor e il Management possano rintracciare ed avere a disposizione tutti i dati e le performances relative alla sicurezza.

daily safety meetings. A copy of the Near Miss should be sent to the Drilling Manager and the Director of Works by fax or e-mail. A MoM should be made for every meeting. All MoMs should be collected and stored in a folder, so that the Supervisors and the Management can track all data and performances related to safety.