



# ISTANZA DI CONCESSIONE VALLE DEL MEZZANO

**AleannaResourcesLLC(100%)**

**PROGRAMMA DI PERFORAZIONE SONDAGGIO**

**TRAVA NE 1 Dir**

**AleannaResourcesLLC(100%)**

***DRILLING PROGRAM TRAVA NE 1 dir WELL***

**ALLEGATO 2**

## Sommario – Table of Contents

1 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE	DRILLING PROGRAM.....	6
1.1 INTRODUZIONE	INTRODUCTION.....	6
1.1 ELENCO CONTRATTISTI	CONTRACTORS list.....	11
1.1.1 Servizio Mud Logging	Mud Logging Service .....	12
2 SEQUENZA OPERATIVA	OPERATIONS SEQUENCE .....	13
2.1 CONDUCTOR PIPE 13 3/8"	13 3/8" CONDUCTOR PIPE.....	13
2.2 FORO 12 ¼" FINO A 400 MT	HOLE 12 ¼" TO 400MT .....	13
2.4 FORO DA 8 1/2" FINO A TD 1515 mt MD	HOLE 8 1/2" UP TO TD 1515 MT MD .....	15
2.5 P.&A.(SENZA DISCESA CSG7")	P.&A.(WITHOUT RUNNING 7" CASING) .....	16
2.6 COMPLETAMENTO E WELL TESTING	COMPLETION AND WELL TESTING.....	18
2.6.1 Tubaggio csg 7"	7" production casing .....	18
2.6.2 Procedure di completamento	Completion procedures.....	19
2.6.3 Prove di produzione	well testing.....	20
2.6.4 Schema finale dopo completamento	well sketch after final completion .....	21
2.7 P&A (DOPO TUBAGGIO E WELL TESTING)	P&A (AFTER CASING and TESTING) .....	22
2.7.1 Procedura	Procedure .....	22
2.7.2 Schema finale di P&A	Schematic of the final P&A .....	23
3 INGEGNERIA DI POZZO WELL ENGINEERING.....		24
3.1 DIAGRAMMA DI AVANZAMENTO	DIAGRAM OF PROGRESS.....	24
3.2 SELEZIONE QUOTE DI TUBAGGIO	casing seat selection.....	26
3.2.1 120" Conductor Pipe battuto	20"Driven Conductor Pipe .....	26
3.2.2 Foro da 12 ¼" per CSG 9 5/8" a 400 m	12 ¼" Hole for 9 5/8" surf CSG to 400 m .....	26
3.2.4 Foro da 8 ½" per CSG 7" a 1515 m mD	8 1/2" Hole for 7" Prod. CSG to 1515 mt md .....	26
3.3 PREVISIONE GRADIENTI	GRADIENTS FORECAST.....	27
3.3.1 Discussione	Discussion .....	27
3.3.2 Dati relativi ai gradienti	Pressure gradient data .....	28
3.3.3 Diagramma dei gradienti	Gradients chart .....	29
3.3.4 Profilo Temperatura	Temperature chart.....	30
3.3.5 Kick tolerance .....		31
3.4 PROGRAMMA DI DEVIAZIONE	DEVIATION PROGRAM.....	32
3.5 FLUIDO DI PERFORAZIONE	DRILLING FLUID.....	34
3.6 CEMENTAZIONI	CEMENTING JOBS .....	35

3.6.1 CSG 9 5/8"	35
3.6.2 CSG 7"	36
3.7 PROGETTO DEI CASINGS	CASING DESIGN ..... 37
3.7.1 Casing 9 5/8"	38
3.7.2 Casing 7"	40
3.8 TESTA POZZO	WELLHEAD ..... 42
3.9 BOP E APPARECCHIATURE DI SICUREZZA	BOP AND SAFETY EQUIPMENT ..... 43
3.9.1 BOP Tests	BOP TESTS ..... 43
3.9.2 Attrezzature di Sicurezza	Safety Equipments ..... 44
3.9.3 Configurazione Diverter	Diverter Configuration ..... 45
3.9.4 Configurazione BOP stack	Configuration BOP stack ..... 46
3.9.5 Limiti utilizzo blind/shear rams	Limitations of use blind / shear rams ..... 47
3.10 BHA	49
3.10.1 Fase 12 1/4"	12 1/4" Drilling Assembly ..... 49
3.10.2 Fase 8 1/2"	8 1/2" Drilling Assembly ..... 50
3.11 CONTROLLO DEVIAZIONE	DEVIATION CONTROL ..... 51
3.12 SCALPELLI E PARAMETRI DI PERFORAZIONE	BITS AND DRILLING PARAMETERS ..... 52
3.12.1 Fase 12 1/4"	12 1/4" Hole ..... 52
3.12.2 FASE 8 1/2" 8 1/2" HOLE	..... 53
3.13 IDRAULICA	HYDRAULIC PARAMETERS ..... 54
3.13.1 Foro 12 1/4" a 400m	Hole 12 1/4" to 400m ..... 54
3.13.2 Foro 8 1/2" a 1515 m MD	Hole 8 1/2" to 1515 m MD ..... 56
3.14 RISCHI E POSSIBILI PROBLEMI	RISKS AND POSSIBLE PROBLEMS ..... 57
4 PROCEDURE, RESPONSABILITÀ E ORGANIZZAZIONE COMPAGNIA – PROCEDURES, LIABILITY AND COMPANY ORGANIZATION.....	58
4.1 procedure generali	general procedure ..... 58
4.1.1 Perforazione	Drilling ..... 58
4.1.2 Tubaggi e Cementazioni	casing & Cementing jobs ..... 58
4.1.3 Leak Off Test	leak off test ..... 58
4.1.4 Pulizia e Controlli Foro	hole Cleaning and wiper trips ..... 59
4.1.5 Dispositivi Protezione Individuale (DPI) - Personal Protection Eq.(PPE)	..... 59
4.1.6 Sostanze Pericolose	Hazardous Substances ..... 60
4.2 COMPITI E RESPONSABILITÀ	DUTIES AND RESPONSIBILITIES ..... 60

4.2.1 AleAnna Drilling Manager.....		60
4.2.2 AleAnna Drilling Supervisor	ALEANNA Company Man.....	61
4.2.3 AleAnna supervisore del compl.	aleanna completion eng. ....	62
4.2.4 Tool Pusher	tool pusher .....	62
4.2.5 PERFORATORE	Driller .....	62
4.2.6 Contrattisti	CONTRACTORS .....	63
5 HSE.....		64
5.1 MEETING.....		64
5.1.1 Pre Spud & Completion .....		64
5.1.2 ToolBox Talk and JSA's (Job Safety Analysis).....		64
5.1.3 Pre-job Meeting.....		64
5.1.4 Pre-tour Meeting.....		64
5.1.5 Safety Meeting Settimanali Weekly safety meetings.....		64
5.1.6 First Alert/Near Miss Report .....		65
6 ALLEGATI	ANNEXES .....	65
6.1 ALLEGATO "A" PROGRAMMA FANGO	ANNEX "A" MUD PROGRAMME .....	65
6.2 ALLEGATO "B" SPECIFICHE TECNICHE IMPIANTO	ANNEX "B" RIG SPECIFICATIONS .....	65
6.3 ALLEGATO "C" PROGRAMMA DI DEVIAZIONE	ANNEX "C" DIRECTIONAL PLAN .....	65
Tabella 1-Elenco delle caratteristiche tecniche dell'impianto/Summary of rig specs .....		8
Tabella 2- B.O.P. stack e dotazioni di sicurezza/BOP stack & safety equipment .....		10
Tabella 3 - Dati relativi ai gradienti/Data on gradients .....		28
Tabella 4- Casing 9 5/8" .....		35
Tabella 5 - Casing 7" .....		36
Tabella 6- Analisi utilizzo trancianti/Rams analysis.....		48
Figura 1-Schema pozzo / well sketch .....		7
Figura 2-Sezione e dimensioni dell'impianto/Rig section and size .....		9
Figura 3 - Schema finale di P&A(open Hole) /Final P&A schetck(Open Hole).....		17
Figura 4-Schema finale dopo completamento/Scheme after final completion.....		21
Figura 5-Schema finale di P&A (7" casing)/Final P&A scheme (7" casing).....		23

Figura 6 - Diagramma avanzamento (Completion)/ Diagram of progress (Completion) .....	24
Figura 7 - Diagramma avanzamento (Dry hole) / diagrams of progress (Dry Hole) .....	25
Figura 8 - Diagramma gradienti/Gradient diagram .....	29
Figura 9-Testa pozzo/Wellhead .....	42
Figura 10- Kelly Cock	Figura 11- Grey Valve .....
	44
Figura 12- Valvola di contro	Figura 13- Drop-in valve .....
	44
Figura 14-Configurazione Diverter fase 12 ¼"/ Diverter Configuration for 12 ¼" phase .....	45
Figura 15-Configurazione BOP fase 8 1/2"/ BOP Configuration for 8 1/2" phase .....	46
Figura 16 - Limiti utilizzo trancianti 8 ½"/Rams Limitations for 8 ½" phase.....	47

## **1 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE**

### **1.1 INTRODUZIONE**

Il sondaggio Trava NE 1 dir sarà eseguito con impianto di tipo HH-200MM, salvo indisponibilità. La viabilità nei pressi del punto di ubicazione del sondaggio Trava NE1 dir è rappresentata da un reticolo di strade locali e regionali a 2,5 km a sud della superstrada Ferrara-Porto Garibaldi. Il pozzo Trava NE 1 dir è situato a circa 3,0 Km a Nord Est del pozzo Trava 2 dir. L'ubicazione si raggiunge percorrendo per 8,0 km la strada Argine Mezzano per poi svoltare a destra in una strada sterrata interpodereale per 800 mt. Da questo punto, si costeggia verso Est per 400 mt la proprietà Caramori Srl prima di arrivare in postazione.

L'obiettivo primario del sondaggio è costituito da sabbie multiple nella sezione inferiore della formazione Carola (CAR1) di età Pleistocenica. Almeno tre sabbie sembrano essere potenziali nel prospetto di Trava NE 1 dir anche se sarebbero necessari pozzi multipli per testare le sabbie in posizioni strutturali ottimali. Tutti i pozzi, prevedono come punto di partenza un'unica piazzola in modo da minimizzare l'impatto ambientale in superficie. Il target del pozzo Trava NE1 dir è un livello sabbioso della formazione Carola (CAR1) prevista a - 1342 mt slm TVD. L'intervallo indiziato a gas è principalmente costituito da sabbie a granulometria da media a fine, silt, con sottili livelli di argille che separano gli strati di sabbie. La profondità dell'obiettivo è stata determinata mediante la calibrazione dei dati sismici 3D registrati da Aleanna. La profondità finale del sondaggio sarà di circa -1450 mt slm TVD.

Il sondaggio Trava NE1 dir, ha probabilmente un unico obiettivo principale. Per tale motivo, si può pianificare un completamento singolo o singolo selettivo.

Il pozzo per raggiungere l'obiettivo sarà direzionato con uno scostamento orizzontale dal punto di ubicazione della testa pozzo di 306 m in direzione Azimut 253°,08" con fondo pozzo a 1456,70 m TVD (1514,67 m MD).

In allegato al termine di questo documento si riporta il Programma fango (Allegato A), l'allegato tecnico dell'impianto di perforazione (Allegato B) e il Programma di deviazione del pozzo Trava NE 1 dir (Allegato C).

In figura 1 è riportato lo schema del pozzo.

## **DRILLING PROGRAM**

### **INTRODUCTION**

"TRAVA NE1dir" well will be drilled using a HH-200MM rig, except in case of unavailability.

The access near Trava NE 1 dir well location, is by a network of local and regional roads located 2,5 km South of the Ferrara-Porto Garibaldi highway.

The Trava Ne 1 dir well is located at 3,0 Km North-East from the Trava 2 dir well.

To reach the location there is need to drive along the Argine Mezzano street for 8,0km and then turn to the right for 800 mt into a white road and proceed to East for another 400 mt.alongside the Caramori property land.

The prospect primary objectives are the sands in the lower section of the Pleistocene age, Carola formation.

At least three sands appear prospective in the Trava NE 1 dir well, although eventually two or more wells could be needed to penetrate all the sands at optimal structural positions.

All wells are planned to utilize a single surface pad to minimize the surface environmental impact. The primary target of this well is the lower Carola sand (CAR 1) expected at -1342 mt slm TVD.

The target section is primarily medium to very fine-grained sands and silts with persistent thin shales separating the sand layers.

Depth of the target has been determined by the tie to the 3D seismic data gathered by Aleanna. Total TD will be about -1450 mt slm TVD.

Trava NE 1dir well has one probable main target, for this reason a single or single with selective completion can be planned.

To reach the target, the well will be directional with approx. 306 mt of horizontal displacement with Azimuth 253°,08" and bottom hole at 1456,70 mt TVD and 1514,67 mt MD.

In Annexes at the end of this document are reported: the mud program (Annex A), the Rig technical specs (Annex B) and the deviation program (Annex C) for Trava NE1 dir well.

The fig.1 shows TRAVA NE 1dir well profile.

The following next tables summarize the main

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

technical specs of the rig Drillmec HH-200MM (Table 1) and the safety equipment (Table 2):

**Note: All depths of this program are referred to the RT of the HH-200MM rig.**

**Nota : Tutte le profondità di questo programma di perforazione sono riferite al piano tavola rotary del suddetto impianto (HH-200MM).**

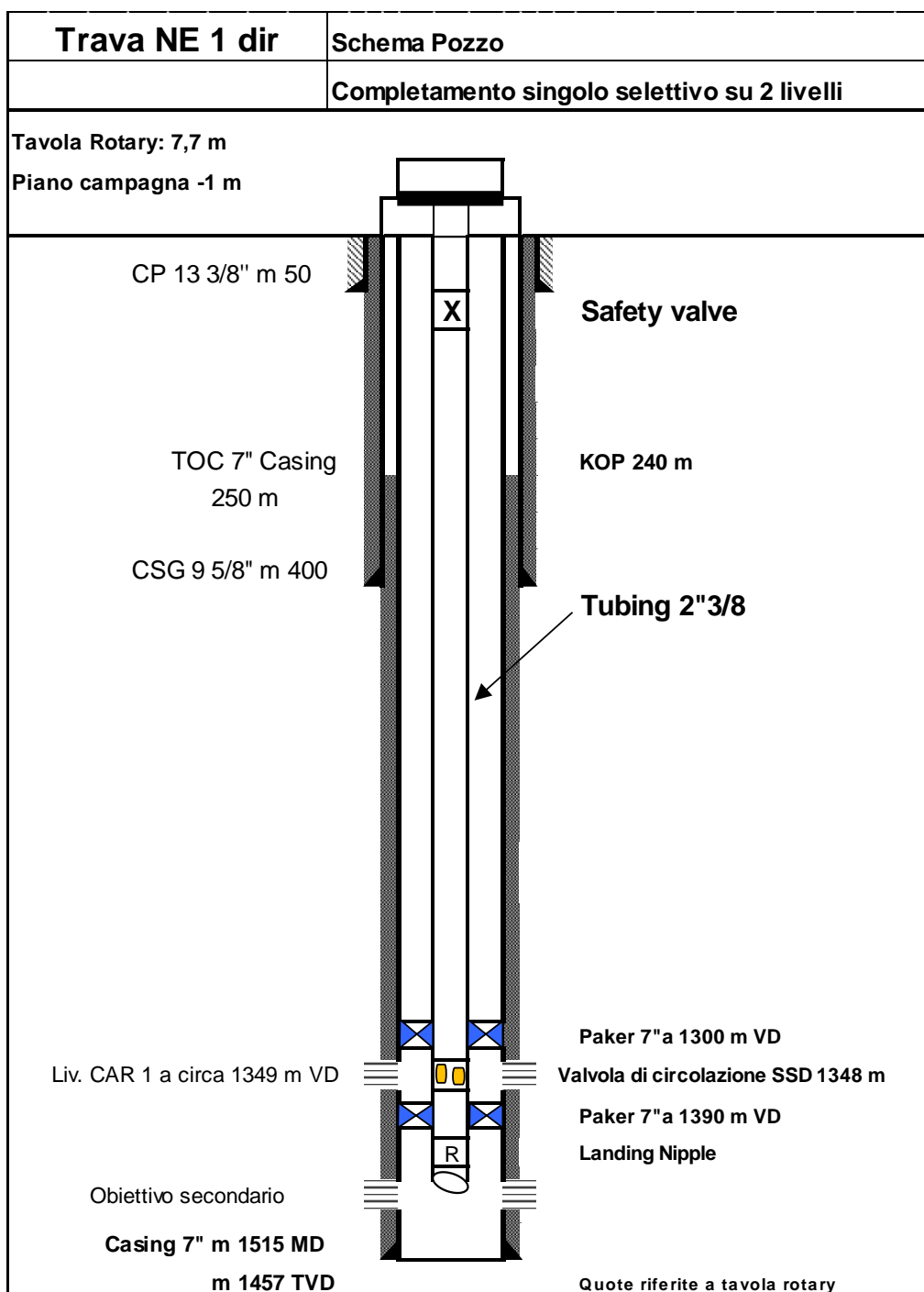


Figura 1-Schema pozzo / well sketch

<b>VOCE/ITEM</b>	<b>DESCRIZIONE/DESCRIPTION</b>
Contrattista/Contractor	NON ASSEGNATO/NOT ASSIGNED
Nome Impianto/Rig Name	DRILLMEC HH-200MM
Tipo Impianto/Rig type	Trailer Mounted
Potenza installata/Power	2X650HP
Tipo di argano/Winch type	PISTONE IDRAULICO /HYDRAULIC PISTON
Potenzialità impianto con Dp 5"/Potential with Dp's 5"	4140MT
Altezza sottostruttura/Substructure height	7,71MT
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/Mudpumps	DRILLMEC 9T 1000
Numero di pompe fango/#mudpumps	2
Diametro camice disponibili/Availablediameter	7"-6"1/2-6"-51/2" -5"-41/2"
Capacità totale vasche fango/Mud tanks total capacity	120+40 m3 (fango)/ 120 + 40 m3 (mud)
Numero vibrovagli/# shale shakers	3(di cui uno come mud cleaner)/3 (one as mud cleaner)
Tipo vibrovagli/Shale shaker type	Swaco Mongoose
Capacità stoccaggio acqua industrial/Industrial water storage capacity	80m <sup>3</sup>
Capacità stoccaggio gasolio/Diesel fuel storage capacity	23m <sup>3</sup>
Tipo di drillpipe/Drill pipe type	5"-19.5#-E-NC50 mt.3000 3"1/2-15.5#-E-NC38 mt.3000
Tipo di heavy wate/Heavy wate type	5"-49.3#-NC50 (TJ6"1/2 OD) n°15

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



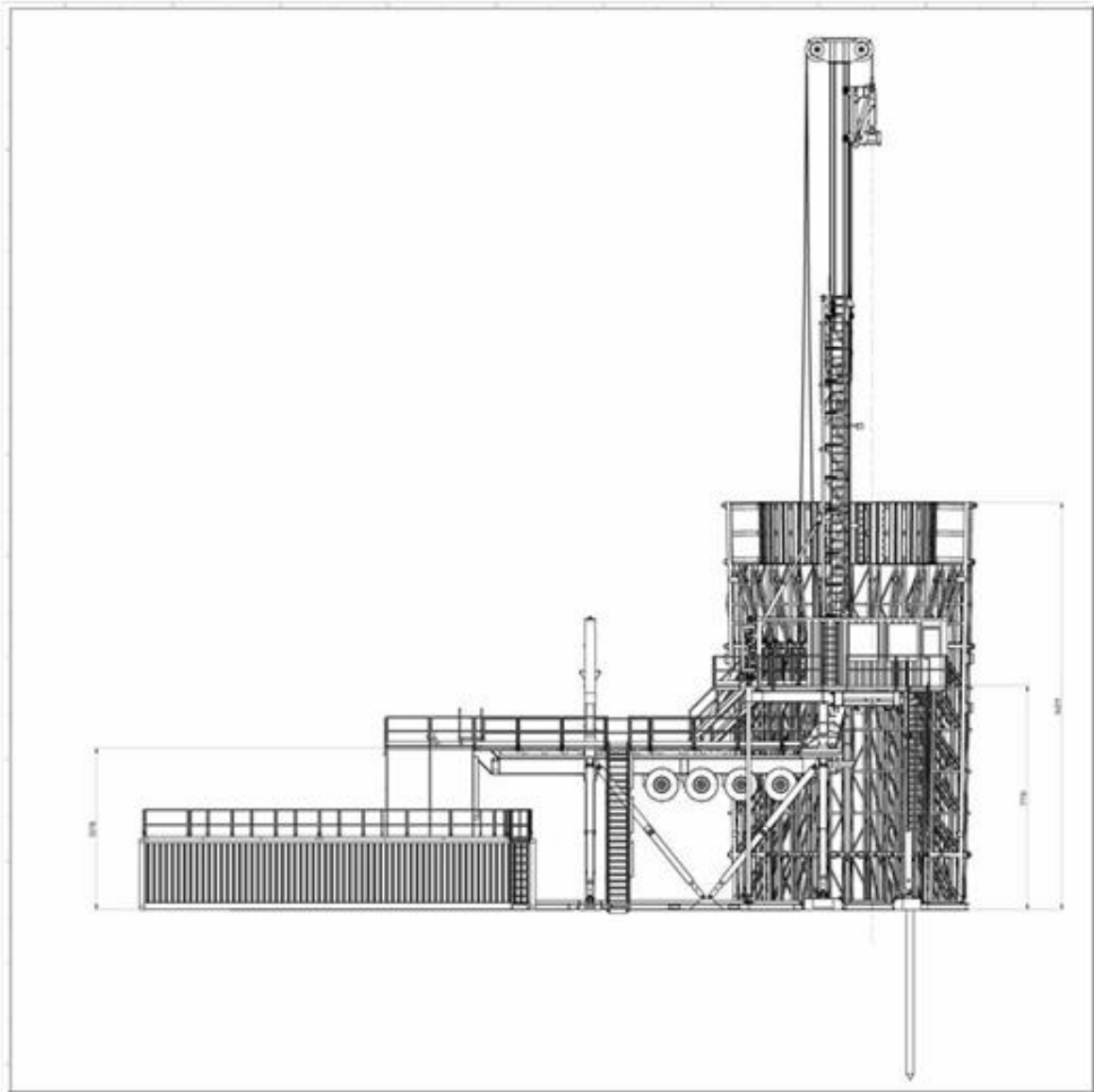


Figura 2-Sezione e dimensioni dell'impianto/Rig section and size

VOCE/ITEM	DESCRIZIONE/DESCRIPTION
Diverter(type)	BAG BOP SHAFFER NL
Diverter(size&working pressure)	20 3/4"x3000 psi
B.O.P.(type)	BAG BOP SHAFFER
B.O.P.(size& working pressure)	13 5/8"x5000psi
B.O.P.(type)	RAM BOP Single CHURCH ENERGY SERVICES
B.O.P.(size& working pressure)	13 5/8"x10.000psi
B.O.P.(type)	RAM BOP Double CHURCH ENERGY SERVICES
B.O.P.(size& working pressure)	13 5/8"x10.000 psi
Choke Manifold (size& working pressure)	4 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 (5000psiW.P.)
Inside B.O.P. (ubicazione)	Installati sul TopDrive/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**

### 1.1 ELENCO CONTRATTISTI

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

### CONTRACTORS LIST

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

<b>Impianto di perforazione/Drilling rig</b>	Non assegnato-da definire/Not assigned - TBD
<b>Fanghi di perforazione/Drilling mud</b>	Non assegnato-da definire/Not assigned - TBD
<b>Mud Logging</b>	Non assegnato-da definire/Not assigned - TBD
<b>Log Elettrici/Electrical logs</b>	Non assegnato-da definire/Not assigned - TBD
<b>Deviazione/Deviation</b>	Non assegnato-da definire/Not assigned - TBD
<b>Cementazioni/Cementing service</b>	Non assegnato-da definire/Not assigned - TBD
<b>Testa pozzo/Wellhead</b>	Non assegnato-da definire/Not assigned - TBD
<b>Scalpelli/Bits &amp; mills</b>	Non assegnato-da definire/Not assigned - TBD
<b>Stabilizzatorie DHT/ Stabilizers &amp; DHT</b>	Non assegnato-da definire/Not assigned - TBD
<b>Pescaggi/Fishing</b>	Non assegnato-da definire/Not assigned - TBD
<b>Power tong e casing equipment</b>	Non assegnato-da definire/Not assigned - TBD
<b>Well Testing</b>	Non assegnato-da definire/Not assigned - TBD
<b>Completamento/Completion</b>	Non assegnato-da definire/Not assigned - TBD
<b>Batti palo e saldatori/CP drive &amp; welding</b>	Non assegnato-da definire/Not assigned - TBD
<b>Lavori Civili/Civilworks</b>	Non assegnato-da definire/Not assigned - TBD
<b>Smaltimento e trasp.reflui/Drlg waste disposal</b>	Non assegnato-da definire/Not assigned - TBD
<b>CBL e spari/CBL &amp; shooting</b>	Non assegnato-da definire/Not assigned - TBD
<b>Servizio gru/Crane service</b>	Non assegnato-da definire/Not assigned - TBD
<b>Sorveglianti e Guardiania/Surveillance</b>	Non assegnato-da definire/Not assigned - TBD
<b>Slickline</b>	Non assegnato-da definire/Not assigned - TBD
<b>Facchinaggio/Roughnecking</b>	Non assegnato-da definire/Not assigned - TBD

### 1.1.1 SERVIZIO MUD LOGGING

Il servizio di *mud logging* inizierà a partire dalla scarpa della colonna del Conductor Pipe e continuerà fino al termine delle operazioni di perforazione odì completamente.

Per monitorare con continuità il pozzo e per la realizzazione del *master log*, l'Unità di "Mud Logging" in cantiere sarà dotata della seguente strumentazione:

- Sensori per il calcolo della velocità di avanzamento e dei parametri connessi alla perforazione: Block Height encoder, Hook load Totco, RPM, Torque, Stand Pipe pressure, Casing pressure, n° 3 Sensori colpi pompa.
- Sensori monitoraggio fango: n° 5 per controllo livelli del fango nelle vasche, Sensore Mud Flow out- Ultrasonic / Paletta.
- QGM gas trap con motore elettrico certificato zona 1
- Total gas detector
- Gas cromatografo
- Generatore H<sub>2</sub>

Per il monitoraggio delle atmosfere pericolose è previsto l'utilizzo di:

- N° 4 sensori per H<sub>2</sub>S, con allarme acustico e luminoso esterno alla cabina;
- N° 4 sensori per miscele esplosive (LEL),
- N° 5 barre d'allarme esterne acustiche e visive esterne alla cabina.  
Posizione prevista: tubopipa, vibrovagli, vasche fango, choke manifold.

E' inoltre previsto il controllo continuo dei gradienti di formazione.

Eventuale altra strumentazione potrà essere richiesta durante la perforazione.

Poiché le manifestazioni di gas costituiranno l'elemento fondamentale per la valutazione degli intervalli potenzialmente mineralizzati, si raccomanda la particolare cura nell'installazione, calibrazione e manutenzione del Gas Detector e del Gas Cromatografo.

### MUD LOGGING SERVICE

Mud logging service shall be operative before start drilling from CP shoe until termination of the Drilling or completion operations.

In order to properly monitor in continue the well and prepare the Master Log, the Logging Unit service shall be equipped of the followings instruments:

- Sensors to calculate ROP and to monitor all drillings parameters: Block Height encoder, Hook load Totco, RPM, Torque, Stand Pipe pressure, Casing pressure, n° 3 pump stroke sensors.
- Mud thank sensors: n° 5 for monitoring pits level, Mud Flow out Sensor - Ultrasonic.
- QGM gas trap with electrical motor ATEX.
- Total gas detector
- Gas chromatograph
- H<sub>2</sub> Generator

To monitor the level of dangerous atmosphere it is planned to utilize:

- N° 4 sensors for H<sub>2</sub>S,
- N° 4 sensors for explosive atmosphere,
- N° 5 Alarm Bars with acoustic and visual alarms outside of the mud logging unit.
- Sensors and alarms position: Bell nipple, shakers, mud pits, choke manifold.

It is also planned a continuous monitoring of the pore gradient.

Other instruments could be requested during operations.

The gas shows are very important to evaluate the mineralized layers, therefore it is highly recommended to take care of the gas detectors and gas chromatography instruments by a properly installation, maintenance and related tests.

## **2 SEQUENZA OPERATIVA**

### **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 alla quota necessaria per saldarvi la flangia base da 13 5/8" X 3K.

Quando l'impianto di perforazione sarà in postazione, saranno montati sulla flangia base il DSA da 3K a 5K+ Diverter Spool 13 5/8" X 5K e lo Shaffer anulare da 13 5/8" X 5K. La linea di scarico da 8" 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" FINO A 400 MT**

Preparare in una vasca 30 m<sup>3</sup> di kill mud a densità 1,3 kg/l.

Assemblare e discendere la BHA come riportato nell'allegato "C" Programma di deviazione.

**In batteria sarà installata una valvola di contro.**

Lavare l'interno CP e quindi proseguire con la perforazione del foro verticale fino alla profondità di 240 m.

Continuare la perforazione impostando la deviazione con Azimuth di 253°,08' per raggiungere l'incl. di 8° (dls 1,5°/30 m) fino alla profondità di fine fase prevista a 400 m.

Circolare, ed eseguire una manovra di controllo foro in scarpa del CP e ritornare al fondo. Circolare, ed estrarre per tubaggio.

Effettuare il rig-up attrezzatura di tubaggio e discendere il casing da 9 5/8" con scarpa tipo tag in.

Scendere all'interno del csg con sting-in adapter, circolare ed eseguire la cementazione della colonna da 9 5/8 con risalita della malta a giorno.

## **OPERATIONS SEQUENCE**

### **13 3/8" CONDUCTOR PIPE**

The 13 3/8" CP will be driven in place with a pile hammer, to a depth of about 50 mt before arrival of the rig on location. The CP shall be driven up to refusal to + / - 1 mm/blow. Next, the CP will be cut in order to weld the 13 5/8 X 3K well head and install the diverter.

When the rig is in position, nipple up a DSA from 3K to 5K + Diverter Spool 13 5/8" X 5K psi with the 8" drain line with automatic valve and the Shaffer Diverter 13 5/8" X 5K.

Perform a functionality test of the BOP and of the Automatic Drain Valve.

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

### **HOLE 12 1/4" TO 400MT**

Prepare 30 m<sup>3</sup> kill mud density 1.3 kg/l.

M/up and RIH directional BHA as reported in the annex "C" Directional Program.

**A Check valve shall be installed on BHA.**

Wash inside the CP and then drilling hole 12 1/4" vertical up to 250 m.

Continue drilling as per directional plan with Azimuth at 253°,08' building angle (8°, dls 1,5°/30m) up to 400 m.

At such depth, circulate and perform wiper trip to the CP shoe and back to Btm.

Circulate and POOH.

Rig up TRS equipment for 9 5/8" casing.

Run 9 5/8" casing with tag in shoe to bottom.

The Csg will be equipped as described at section 3.6.1.

RIH inside 9 5/8 csg with the Shoe Tag-in adapter.

Il casing sarà equipaggiato come descritto al punto 3.6.1.

Miscelare e pompare il cemento come previsto al punto 3.6.1

Se non c'è risalita della malta a giorno, ri-cementare con tbg da 1" dall'alto.

Chiudere il BOP anulare per tenere centrata la colonna ed eseguire W.O.C. (controllare i campioni)

Aprire diverter, sbullonare e sollevare.

Incuneare il Csg da 9 5/8. Eseguire taglio preliminare.

Rimuovere Diverter Spool + Diverter.

Eseguire taglio definitivo del Csg da 9 5/8 come previsto da procedure Breda.

Installare secondo elemento testa pozzo Breda da 13 5/8 X 5K a 11 X 5K.

Eseguire test inflangitura a 2000 psi X 10 min.

Montare DSA da 11 X 5K a 13 5/8 X 5K seguito dal Drlg Spool e BOP Stack da 13 5/8 X 5K e testare:

- Ganasce cieche a 1000 psi x 10 min.

Testare con il Breda plug tester:

- Ganasce sagomate a 3000 psi x 10 min
- BOP anulare a 300 psi e 2000 psi x 10 min
- Scendere ed installare wear bushing

Mix and pump cement according to the cementing program.

Bleed off pressure and check proper function of float valve.

Perform top cement job if required.

Close Annular BOP.

W.O.C. 8 hours or as indicated per laboratory tests (test control samples).

Pick up diverter and rough cut on the 9 5/8" csg.

Remove annular BOP and diverter spool.

Perform final cut on top of the 9 5/8 Csg and bevel as per Breda procedures.

Install Breda second wellhead element 13 5/8 X 3K to 11 X 5K and test to 2000 psi X 10 min.

Install DSA from 11 X 5K to 13 5/8 X 5K + Drlg. Spool and the BOP stack 13 5/8 X 5K and test:

- Blind rams - 1000 psi for 10 min.

Test with the Breda plug tester:

- Pipe rams to 3000 psi for 10 min.
- Annular BOP to 300 psi and 2000 psi for 10 min.
- At the end install wear bushing.

## **2.4 FORO DA 8 1/2" FINO A TD 1515 MT MD**

Assemblare e discendere la batteria di deviazione come riportato nell'allegato C.

**In batteria sarà installata una valvola di contro.**

Fresare tappi, collare e cemento fin sopra la scarpa.

Chiudere le sagomate e testare il csg a 1000 psi.

Fresare la scarpa e perforare in foro scoperto per almeno 5 mt.

Circolare ed uniformare il fango prima di eseguire il LOT.

Eseguire LOT fino ad una dens. eq. di 1,48 sg.

Continuare la perforazione direzionata secondo quanto stabilito dal programma di deviazione fino a raggiungere l'angolo massimo di 25° 40' a mt 609 MD, per poi rientrare in verticale a 0°00' a mt 1002 MD.

A questo punto il foro proseguirà in verticale fino a TD di 1515 mt MD.

Eseguire manovra di controllo foro in scarpa e poi estrarre per eseguire i Logs elettrici.

Se i risultati dei logs daranno esito positivo si proseguirà con le operazioni di tubaggio colonna da 7" per il completamento e test.

In caso di esito negativo, si proseguirà alla chiusura del pozzo come da programma allegato.

## **HOLE 8 1/2" UP TO TD 1515 MT MD**

Make up directional BHA as reported in annex C.

**A check valve shall be installed on BHA.**

Drill plugs, collar and cmt up to the shoe.

Close pipe rams and test csg to 1000 psi X 10 min

Drill casing shoe and 5 mt of new formation in open hole.

Pull inside shoe and perform Formation Integrity test up to 1,48 sg equivalent density.

Continue drilling as per BAKER directional program up to reaching 25°,40' at 609 mt MD and start dropping angle with a DLS of 2°/30 mt for the re-entry in vertical at 0°,00' at 1002 mt MD.

From 1002 mt MD the drilling will continue in vertical up to the TD at 1515 mt MD.

Perform a wiper trip up to the 9 5/8 csg shoe and then POOH for logging.

In case of a positive result from the logs, the well will be cased with a 7" csg. and tested.

In case of negative results from the logs, the P&A program will take place as per attached P&A program.

## **2.5 P.&A.(SENZA DISCESA CSG7")**

La chiusura mineraria (Fig. 3) verrà decisa nel dettaglio solo dopo l'esecuzione dei log elettrici. Il programma esecutivo sarà sottoposto a UNMIG per approvazione.

In caso di risultato minerario negativo, il pozzo verrà chiuso minerariamente.

In linea di massima si prevedono le seguenti operazioni:

- Discendere peduncolo ed eseguire primo tappo di cemento da circa 150 m a cavallo dell'obiettivo da 1450 m a 1300 m circa;
- Scendere con scalpello ed eseguire test meccanico.
- Eseguire secondo tappo di cemento da m 500 a m 350.
- Scendere con scalpello e scraper ed eseguire test meccanico del tappo.
- Scendere e fissare un BP 9 5/8" a circa 350 mt
- Eseguire ultimo tappo di cemento nella 9 5/8" da circa 150 mt fino a giorno.
- Tagliare Csg da 13 3/8 e 9 5/8 a fondo cantina e recuperare la Testa Pozzo Breda da 13 5/8 X 3K.
- Chiudere il pozzo saldando sul CP 13 3/8" una piastra di chiusura mineraria con rubinetto a spillo.
- Testare la tenuta della saldatura a 400 psi.

## **P.&A.(WITHOUT RUNNING 7" CASING)**

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 after the electrical logs. The P&A program will be submitted to UNMIG for approval.

In case of negative log results the well will be abandoned as per following preliminary program:

- Spot first cement plugs of 150 m across targets from 1450 m to 1300 m
- Run bit and perform mechanical test
- Spot a second cement plug of about 150 m between 500 and 350 mt.
- RIH and Test this plug with bit + scraper.
- Set a 9 5/8" B.P. above the cap at about 350 meters and test.
- Spot third cement plug in the 9 5/8" casing from 150 mt to surface.
- Cut the Cgs and remove the Breda wellhead and close the well with a plate welded on the 13 3/8" conductor pipe.
- Install a needle valve on top of the plate and Test to 400 psi.



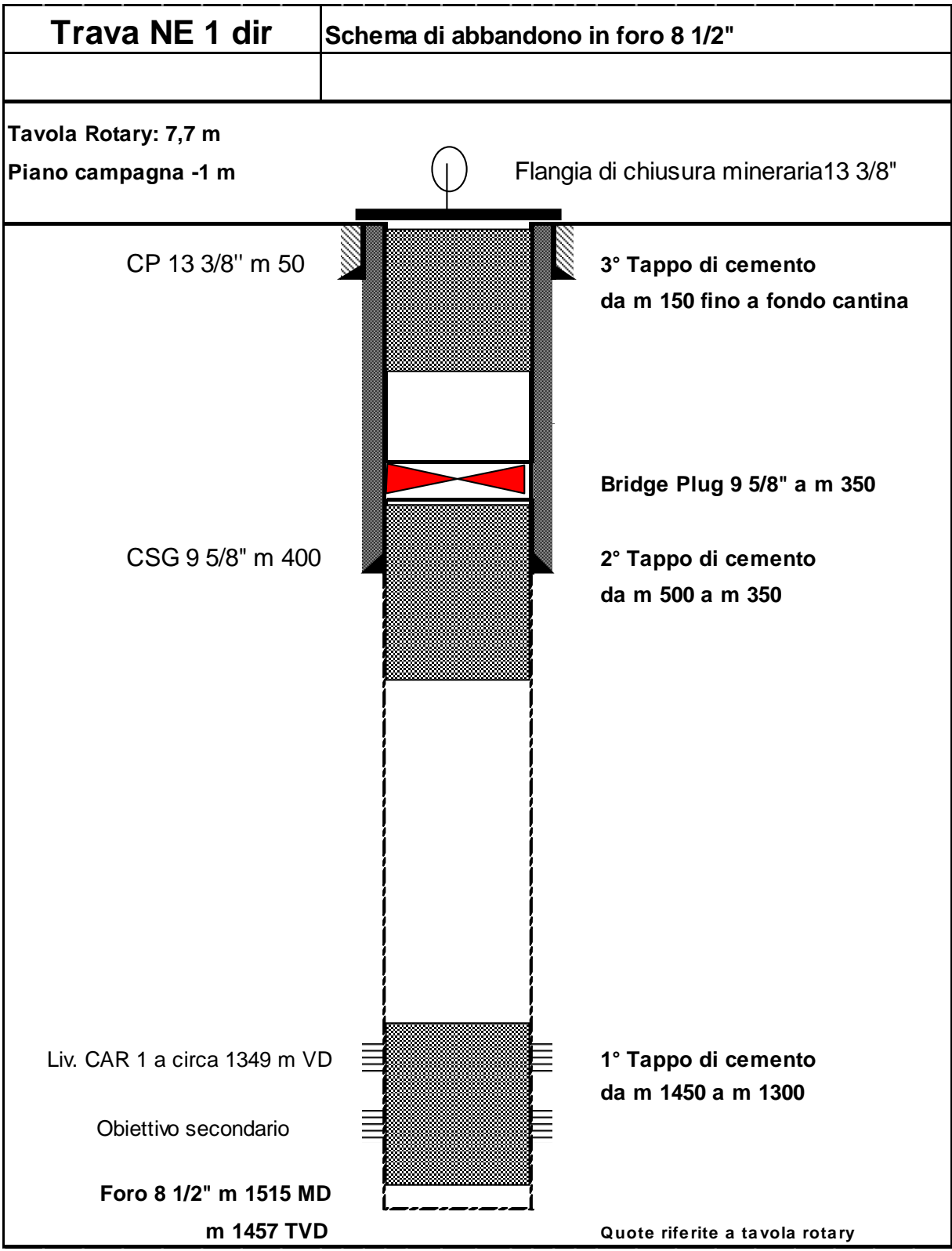


Figura 3 - Schema finale di P&A(open Hole) /Final P&A schetck(Open Hole)

## **2.6 COMPLETAMENTO E WELL TESTING**

### **2.6.1 TUBAGGIO CSG 7"**

Dopo i logs ridiscendere BHA al fondo. Circolare, condizionare e uniformare il fango

POOH

Installare ganasce sagomate da 7"

Test BOP a 3500 psi X 10 min

Rig-up attrezzatura per la discesa del casing

Discendere il casing da 7" con scarpa e collare montato dopo 2 tubi, eseguire il controllo delle valvole di fondo.

Al fondo circolare oltre la capacità del casing ed eseguire la cementazione della colonna 7" con risalita all'interno della scarpa 9"5/8.

Il casing sarà equipaggiato come descritto al punto 3.6.2.

Miscelare e pompare il cemento come previsto al punto 3.6.2.

Spiazzare fino al contatto tappi poi testare con 700 psi in più dell'ultima pressione di spiazzamento del cemento.

Eseguire W.O.C. come da risultati delle prove di laboratorio (controllare i campioni prelevati).

Sflangiare e sollevare il BOP stack e incuneare il casing da 7".

Tagliare la 7" e installare il Tbg Spool da 11 X 7 1/16 X 5K. Testare l'inf. a 3500 psi x 10 minuti.

N/U il BOP stack con le ganasce singole 2"3/8 tra le trancianti in basso e le ganasce 3"1/2 in alto ed eseguire i seguenti collaudi:

- Ganasce cieche/trancianti a 2000psi x 10'.

Discendere Breda Plug tester prima con Dp 3"1/2 e poi con tbg 2"3/8 e testare:

- Ganasce sagomate 3"1/2 a 3500 psi x 10'.
- Ganasce sagomate 2"3/8 a 3500 psi x 10'.
- BOP anulare 300 psi e 2000 psi x 10'
- Installare wear bushing.

## **COMPLETION AND WELL TESTING**

### **7" PRODUCTION CASING**

RIH with 5"drill pipe to TD circulate and condition mud then POOH.

Install 7" rams on BOP

Test BOP to 3500 psi X 10 min

Rig-up TRS equipment to run 7" csg to bottom. The csg will be equipped as described in section 3.6.2.

Run 7" csg to bottom.

Circulate and perform cement job as provided for in section 3.6.2.

Displace up to bump plug and test the casing with 700 psi in excess of the last displ. pressure.

Wait on cement as indicated by laboratory tests.

Pick up BOP Stack and set slips on 7" csg.

Cut 7" casing as per Breda's procedures.

Install the Tubing Spool 11" X 5K psi-11" x 5K psi.

Test to 3500 psi x 10 minutes.

M/up BOP stack with 2 3/8"pipe rams and 3 1/2" rams.

Perform BOP tests as follow:

Test blind / shear rams at 2000 psi x 10 minutes.

Test with Breda plug tester:

- Rams 3 1/2 and 2 3/8 to 3500 psi x 10 minutes.
- Annular BOP to 300 psi and 2000 psi.
- Install wear bushing.

### 2.6.2 PROCEDURE DI COMPLETAMENTO

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 string 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:

- Discendere al fondo csg clean out assy con: Mill 7" + scraper 7" + brush + magnet.
- Spiazzare il fango in pozzo con brine di completamento CaCl<sub>2</sub> a densità di (circa 1.28 Kg/l) ed estrarre.
- Registrare CBL-VDL-GR-CCL
- Montare e testare shooting nipple sulla testa pozzo.
- Discendere fucili e perforare l'intervallo o gli intervalli con cariche premium spaziate a 12 colpi/metro.
- Estrarre fucili e controllare per eventuali spari mancati.
- Scendere con clean out assembly senza brush.
- Filtrare il brine in pozzo e nelle vasche.
- Scendere con wire line BP da 7" sotto gli spari.
- Togliere il wear bushing.
- Eseguire dummy run con il tbg hanger in sede.
- Scendere lower completion Baker con Gravel-Pack, per un completamento singolo, selettivo in caso di più livelli produttivi, con tbg 2"3/8
- Assemblare e discendere la batteria di Upper completion con SSD e tubing hanger come da schema di completamento (Fig.4)
- Alloggiare il tbg hanger in sede
- Installare BPV
- Smontare BOP
- Montare e testare la croce di produzione. Fissare il packer idraulico.

### COMPLETION PROCEDURES

After the final analysis of the logs, and if cement bonding is satisfactory, we will define a test program which will include detailed levels to be perforated and tested, the composition of the completion string and the well testing equipment.

At present the preliminary program can be defined as follows:

- RIH to btm w/ csg. clean out assy with 7" mill + Scraper + Brush + Magnet.
- Displace the mud in the well and tanks with clean brine fluid at 1,28sg density as a packer fluid and for pressure control. Circ. hole clean.
- Record CBL-VDL-GR-CCL
- Rig/Up shooting nipple and test.
- RIH with perf. guns.
- Perforate the interval or intervals with premium charges spaced at 12 perfs per mt phased at 90 degrees.
- POOH with fire guns and check for failed charges.
- RIH w/ clean out assy w/out brush.
- Filtering brine in hole and in the pits.
- RIH w/ wire line and set BP below perfs.
- Perform dummy run w/ the tbg hanger.
- Run Lower Completion Baker with Gravel Pack, for single and selective completion. 2 3/8" tubing.
- Baker to RIH with Upper completion consisting of 2 3/8 production tubing, hydraulic retrievable packer, SSD valve. (Fig. 4)
- RIH with completion string.
- Set tbg hanger and run BPV
- Remove BOPs Stack
- Nipple up X Mas tree and test.
- Set prod. pkr about 30m above top perfs.
- Rig up surface well testing eq.

### **2.6.3 PROVE DI PRODUZIONE**

Il programma operativo dettagliato che includerà le attrezzature di superficie con relativo layout, e le procedure di testing, verrà emesso non appena valutati i risultati dei log elettrici.

Si prevede quanto segue:

- In superficie montare e testare le attrezzature di well testing: choke manifold, flow line, separatore, e linea fiaccola con relativi accessori.
- Rig-up unità coiled tubing
- Discendere all'interno del tbg 2"3/8 spazzando il brine con Azoto a intervalli di 300 m per innescare lo spurgo del pozzo.
- Si prevede una durata dello spurgo di circa 24 ore per i due livelli.

In caso di erogazione di gas, per ogni livello si eseguiranno due prove con diversi diametri di duse, e una chiusura per la risalita di pressione, per valutare le capacità produttive del pozzo.

Se necessarie, saranno effettuate stimolazioni per rimuovere danneggiamenti di formazione.

In particolare si prevede per ogni livello:

- 1<sup>a</sup> erogazione con duse n°1 per 12 ore
- 2<sup>a</sup> erogazione con duse n°2 per 12 ore
- Chiusura pozzo e registrazione risalita di pressione per 24 ore.

### **WELL TESTING**

The final testing programme including well testing equipment site layout and testing sequence will be issued accordingly to log results.

The expected operation are the followings:

- Rig up surface well testing equipment: flowline, choke manifold, flare line and accessories.
- RU coiled tubing
- Run CT to start displacing completion fluid with Nitrogen. Continue every 300 mt until the well will kick-in.

When Gas production is at surface will perform well clean out for at least 24 hrs.

After the clean-out, will perform the production tests with two different surface chokes.

Consider stimulation job if in presence of fnt damage.

The well testing program for each gas layer is the following:

- 1<sup>st</sup> well flow with nozzle n°1 for 12 hours
- 2<sup>nd</sup> well flow with nozzle n°2 for 12 hours
- Close well for to record build-up pressure for 24 hours.



## **2.7 P&A (DOPO TUBAGGIO E WELL TESTING)**

## **P&A (AFTER CASING AND TESTING)**

### **2.7.1 PROCEDURA PROCEDURE**

La chiusura mineraria (fig. 5) verrà definita nel dettaglio solo dopo che l'esecuzione del well testing abbia evidenziato un risultato negativo.

Il programma esecutivo sarà sottoposto a UNMIG per approvazione.

In linea di massima:

- Eseguire il killing del pozzo con fango a 1,28 sg
- Recuperare il completamento

I livelli in questione potranno essere isolati con un cmt retainer e cement squeeze in caso di assorbimenti.

- In caso di assorbimenti: discendere e fissare un cement retainer con DP 3 1/2" a m. 1300
- Eseguire 1° tappo di cemento (in squeeze se possibile) di circa 150 m a cavallo degli intervalli perforati da circa 1450 m a 1300 m.
- Se non presente il cement retainer: scendere con lo scalpello per testare tappo
- Eseguire 2° tappo di cemento di circa 150 m da circa 500 m a 350 m.
- Discendere bit fino a m 350 e testare tappo
- Tagliare e recuperare casing 7" a m 200
- Discendere bit + scraper fino a m 200.
- Discendere e fissare un BP 9 5/8" a m 180 e testarne la tenuta a pressione e a peso.
- Eseguire 3° tappo di cemento di circa 150 m da circa 180 m fino a superficie.
- Tagliare casing 9 5/8" e 13 3/8 a fondo cantina e recuperare flangia base.
- Chiudere il pozzo con una piastra di chiusura mineraria con rubinetto a spillo, saldata sul CP 13 3/8",
- Testare la tenuta della saldatura a 400 psi.

The plugging procedure (Fig. 5) will isolate the opened levels with different pressure gradients, so the detailed programme will be defined only after execution of the well testing.

The executive program will be submitted to UNMIG for approval.

As in principle:

- Kill and fill well with mud density 1,28sg
- Retrieve completion string

In case of losses the opened layers could be plugged in squeeze using a cement retainer.

- Run and set cement retainer with 3 1/2" DP at m. 1300.
- Spot a first cement plug of about 150 m across perforations from about 1450 m to 1300 m.
- If cement retainer is not installed: Run bit and perform plug mechanical test
- Spot a second cement plug from approximately 500 m to 350 m.
- Run bit to 350 m and test plug.
- Cut the and recover casing strings 7" at 200 m
- Run bit+scraper to 200 m.
- Set a 9 5/8 BP at 180 mt + test
- Spot a last cmt plug in the 13 3/8 inch from 180 mt to surface.
- Cut 9 5/8" and 13 3/8 csg at bottom cellar and recover Breda well head.
- Remove the wellhead and weld a steel plate on the 13 3/8" CP with a needle valve.
- Test welding to 400 psi.

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

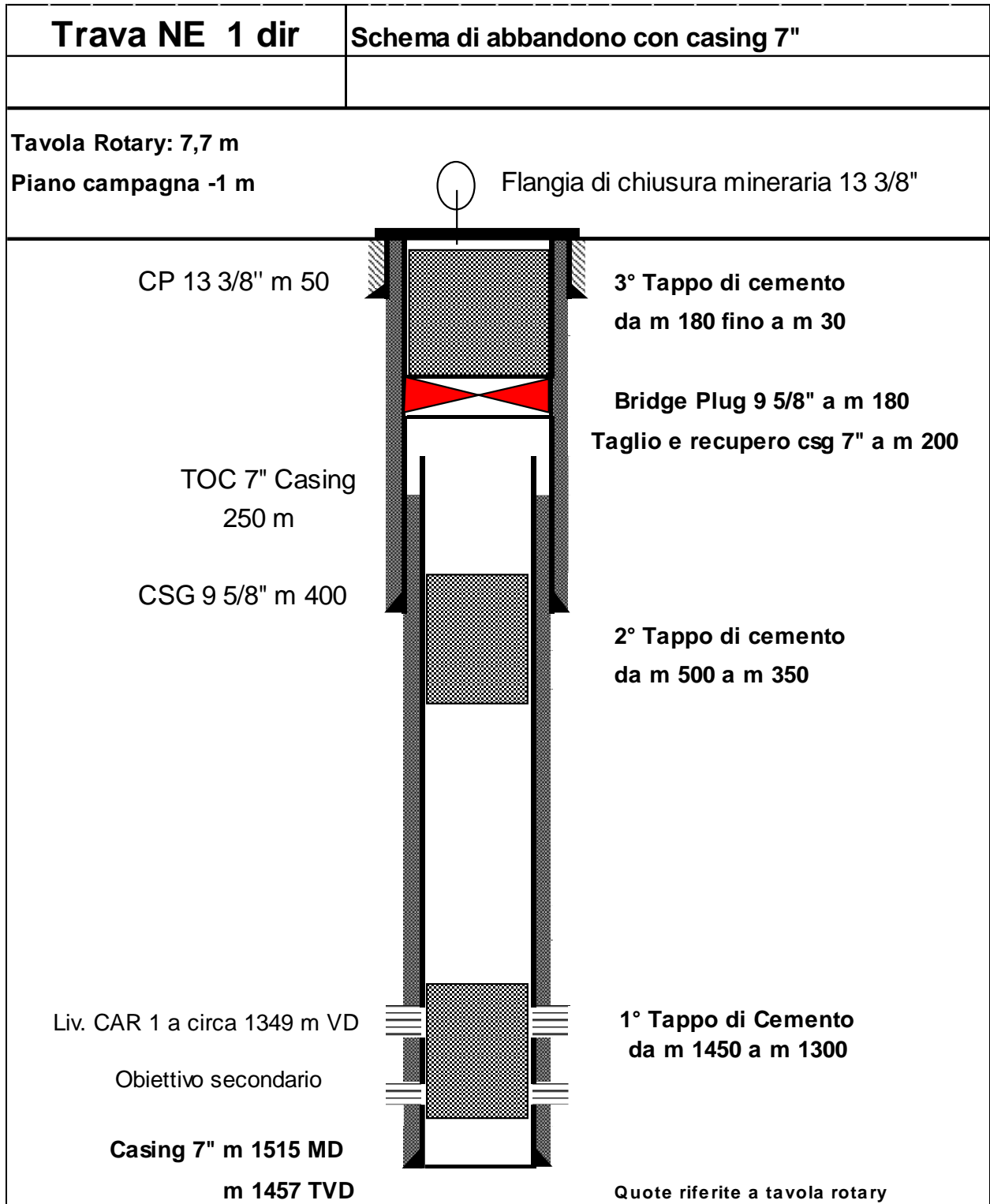
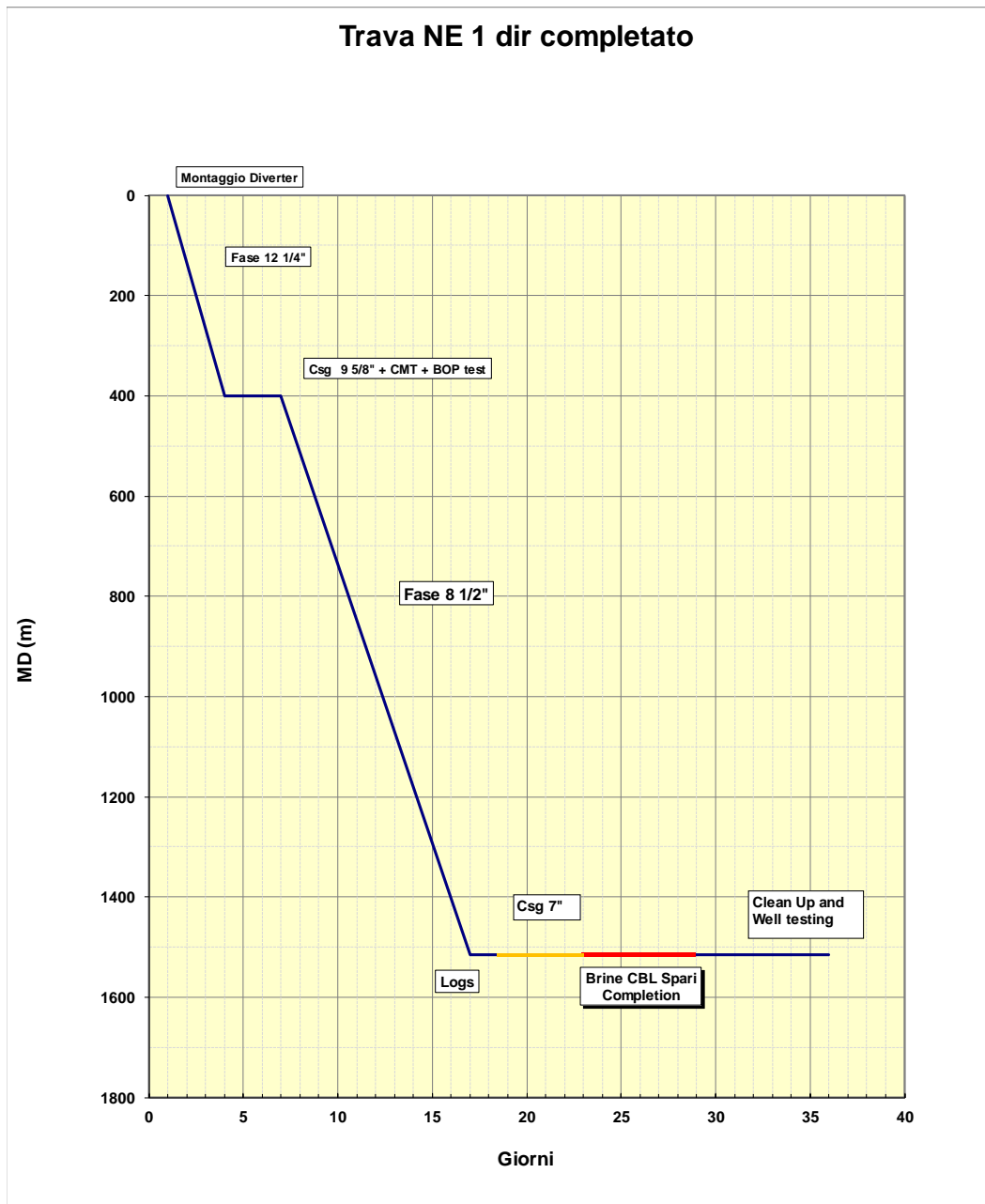


Figura 5-Schema finale di P&A (7" casing)/Final P&A scheme (7" casing)

### 3 INGEGNERIA DI POZZO WELL ENGINEERING

#### 3.1 DIAGRAMMA DI AVANZAMENTO

#### DIAGRAM OF PROGRESS

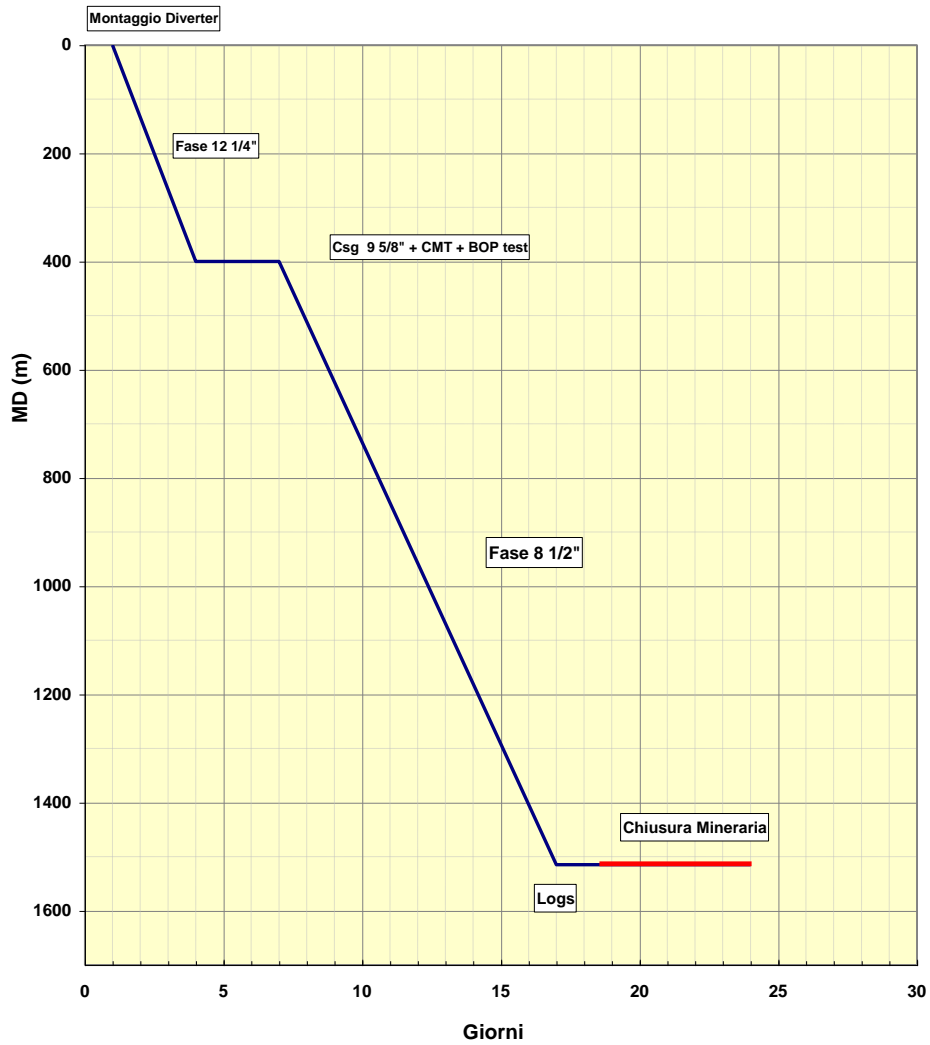


Previsione Tempi		Trava NE 1 dir completato		
Item	Descrizione	Profondità (RKB) (m)	Tempi	
			Parziali (gg)	Cumulativi (gg)
1	Montaggio Diverter	0	1	1
2	Fase 12 1/4"	400	3	4
3	Csg 9 5/8" + CMT + BOP test	400	3	7
4	Fase 8 1/2"	1515	10	17
5	Logs	1515	1.5	18.5
6	Wiper Trip + Csg 7" + CMT	1515	4.5	23
7	Brine+CBL+spari	1515	3	26
8	Completion	1515	3	29
9	Clean Up and Testing	1515	7	36

Figura 6 - Diagramma avanzamento (Completion)/ Diagram of progress (Completion)



## Trava NE 1 dir Dry Hole



Previsione Tempi		Trava NE 1 dir Dry Hole		
Item	Descrizione	Profondità (RKB) (m)	Tempi	
			Parziali (gg)	Cumulativi (gg)
1	Montaggio Diverter	0	1	1
2	Fase 12 1/4"	400	3	4
3	Csg 9 5/8" + CMT + BOP test	400	3	7
4	Fase 8 1/2"	1515	10	17
5	Logs	1515	1.5	18.5
9	Chiusura Mineraria	1515	5.5	24

Figura 7 - Diagramma avanzamento (Dry hole) / diagrams of progress (Dry Hole)

### **3.2 SELEZIONE QUOTE DI TUBAGGIO**

### **CASING SEAT SELECTION**

#### **3.2.120" CONDUCTOR PIPE BATTUTO**

#### **20"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 mm/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" Conductor Pipe will be driven before the arrival of the rig, up to about 40-50 to a refusal of 1 mm/blow. This is to avoid losses and wash down during the surface drilling phase and to ensure an adequate return of mud and protect surface ground water.

#### **3.2.2FORO DA 12 ¼" PER CSG 9 5/8" A 400 M**

#### **12 ¼" HOLE FOR 9 5/8" SURF CSG TO 400 M**

Il casing di superficie di 9 5/8" sarà fissato a circa 400 m VD 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 400 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 phase.

Il casing sarà cementato fino a giorno.

The surface casing will be cemented to surface.

#### **3.2.4 FORO DA 8 ½" PER CSG 7" A 1515 M MD**

#### **8 1/2" HOLE FOR 7" PROD. CSG TO 1515 MT MD**

La fase da 8<sup>1/2</sup>" sarà perforata in deviazione secondo il programma di deviazione descritto nell'annesso Allegato "C" per raggiungere l'obiettivo minerario attraversando la formazione Porto Garibaldi fino a m 1515 MD.

The 8 ½" phase will be drilled to TD at 1515 m MD following the attached Annex "C" Directional program in order to reach the well target inside Porto Garibaldi Formation..

La colonna 7" sarà discesa nel caso il pozzo si rilevi mineralizzato e si debbano eseguire delle prove di produzione con eventuale completamento.

The 7" casing will be run only if it is expected to complete the well and test.

### **3.3PREVISIONE GRADIENTI**

#### **3.3.1 DISCUSSIONE**

##### **Gradiente dei pori (Gp)**

La prognosi del gradiente dei pori è basata sui dati disponibili dei pozzi vicini (Trava 2 dir) e sui dati di pozzi perforati nell'area Romagnola e Ferrarese.

Sono disponibili i dati di pressione nel sottosuolo dal sondaggio Trava#2dir. Il gradiente normale di pressione è stato registrato attraverso la sezione pleistocenica. Trava#2dir ha riscontrato leggere sovrappressioni al di sotto della discordanza Pliocene-Pleistocene, richiedendo un aumento della densità del fango a 1,28 kg/l ed un gradiente di 1,13 Kg/cm<sup>2</sup>/10m.

Simili sovrappressioni si prevedono nel sondaggio Trava NE 1dir.

Il G<sub>p</sub> è previsto normale su valori di 1.03 kg/cm<sup>2</sup>/10m dalla superficie fino a circa 700 m. per poi aumentare leggermente fino al valore di 1.14 kg/cm<sup>2</sup>/10m nella formazione Carola.

Sarà essenziale usare tutti gli strumenti idonei per il monitoraggio di eventuali sovrappressioni (D-Exponent, Sigma log, pipe connection gas, forzamenti, frana).

##### **Temperatura (Gt)**

I dati di temperatura rilevati nei pozzi mostrano un gradiente medio di circa 0.3° C/10 m.

La temperatura prevista a TD (1450m TVD da p.c.) sarà quindi di circa 44°C.

##### **Gradiente geostatico (Gov)**

E' stato ricavati con i dati dei pozzi di riferimento e di altri pozzi circostanti.

##### **Gradiente di fratturazione (Gfr)**

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

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

### **GRADIENTS FORECAST**

#### **DISCUSSION**

##### **Gradient pore pressure (Gp)**

The prognosis of the pore pressure gradient is based on the available data from neighboring wells as Trava 2 dir, and others in the same area.

Pore pressure gradients are expected at 1.03 kg/cm<sup>2</sup>/10m from surface to 700 m.

In the lower part of Sabbie di Asti formation the pore gradient is slightly increasing.

In the Carola formation going to TD the pressure gradient is increasing up to 1.14 kg/cm<sup>2</sup>/10m.

Mud weight of 1,28 sg will then be required.

During drilling operation is required a proper monitoring and analysis of the well conditions to evaluate overpressures (D-Exponent, sigma log, pipe connection gas, cavings, overpulls)

##### **Temperature (Gt)**

Temperature data of reference wells suggests a temperature gradient of 0.3 degrees centigrade per 10 meters. Using this gradient, the expected temperature at 1450 TVD is almost 33 degrees centigrade.

##### **Geostatic gradient (Gov)**

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

##### **Gradient fracturing (Gfr)**

It has been calculated for the whole profile according to the following formula:  $Gfr = 2/3 (Gov-Gp) + Gp$ .

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

### 3.3.2 DATI RELATIVI AI GRADIENTI

### PRESSURE GRADIENT DATA

POZZO:		Trava NE 1 dir				TD MD (m)		1515,0		Max Head Pressure		
Tipo	Onshore	TD MD (m)		1457,0		TVD spari m		P spari kg/cm <sup>2</sup>		s.g. gas/oil		P Testa kg/cm <sup>2</sup>
PTR - PC (m)		7,70										
Plano Campagna (m)		-1,00										
Fasi												
CASING												
Cemento												
in	Top m MD	Btm m MD	Csg/ln	Φ in	Top m VD	Btm m VD	Top m MD	Btm m MD	Top m VD	Top m MD	Btm m VD	DV
16	10,00	50,00	Csg	13 3/8	10,00	50,00	10,00	50,00	10,00	10,00	50,00	
12 1/4	50,00	400,00	Csg	9 5/8	10,00	400,00	10,00	400,00	10,00	10,00	400,00	
8 1/2	400,00	1515,00	Csg	7	10,00	1457,00	10,00	1515,00	250,00	250,00	1457,00	
POZZO: Trava NE 1 dir												
Fase												
VD m Copy VD	G.Pore kcal/cm <sup>2</sup> /10m Copy Pore	Onshore kg/l	G.Overb kg/cm <sup>2</sup> /10m	G.Fracture kcal/cm <sup>2</sup> /10m Copy Fract	Chocke Margin kg/cm <sup>2</sup>	Diff. Press. kg/cm <sup>2</sup>	LIVELLI		VD sst m	Note		
1	15,00	1,030	1,100	1,030	1,030	-0,07	0,00	8,3				
1	50,00	1,030	1,100	1,440	1,305	-0,07	0,00	43,3				
2	50,01	1,030	1,100	1,440	1,305	1,02	0,35	43,3				
2	100,00	1,030	1,100	1,600	1,412	1,02	0,70	93,3	Sabbie di Asti-Pleistocene			
2	200,00	1,030	1,100	1,780	1,533	1,02	1,40	193,3	Sabbie di Asti-Pleistocene			
2	250,00	1,030	1,100	1,840	1,573	1,02	1,75	243,3	Sabbie di Asti-Pleistocene			
2	300,00	1,030	1,100	1,890	1,606	1,02	2,10	293,3	Sabbie di Asti-Pleistocene			
2	350,00	1,030	1,100	1,940	1,640	1,02	2,45	343,3	Sabbie di Asti-Pleistocene			
2	350,01	1,030	1,100	1,940	1,640	1,02	2,45	343,3	Sabbie di Asti-Pleistocene			
2	400,00	1,030	1,100	1,980	1,667	1,02	2,80	393,3	Sabbie di Asti-Pleistocene			
3	400,01	1,030	1,120	1,980	1,667	21,86	10,00	393,3	Sabbie di Asti-Pleistocene			
3	500,00	1,030	1,120	2,030	1,700	21,86	12,50	493,3	Sabbie di Asti-Pleistocene			
3	600,00	1,030	1,120	2,060	1,720	21,86	15,00	593,3	Sabbie di Asti-Pleistocene			
3	700,00	1,040	1,150	2,070	1,730	20,66	16,80	693,3	Sabbie di Asti-Pleistocene			
3	800,00	1,060	1,180	2,080	1,743	19,46	17,60	793,3	Sabbie di Asti-Pleistocene			
3	900,00	1,100	1,210	2,090	1,763	18,26	16,20	893,3	Sabbie di Asti-Pleistocene			
3	1000,00	1,120	1,230	2,100	1,777	17,46	16,00	993,3	Sabbie di Asti-Pleistocene			
3	1050,00	1,130	1,240	2,100	1,780	17,06	15,75	1043,3	Sabbie di Asti-Pleistocene			
3	1104,00	1,130	1,250	2,100	1,780	16,66	16,56	1097,3	Sabbie di Asti-Pleistocene			
3	1200,00	1,130	1,260	2,110	1,787	16,26	18,00	1193,3	Sabbie di Asti-Pleistocene			
3	1300,00	1,140	1,270	2,110	1,790	15,86	18,20	1293,3	F.ne CAROLA-Pleistocene			
3	1400,00	1,140	1,280	2,110	1,790	15,46	19,60	1393,3	F.ne CAROLA-Pleistocene			
3	1457,00	1,140	1,280	2,110	1,790	15,46	20,40	1450,3	F.ne CAROLA-Pleistocene			

Tabella 3 - Dati relativi ai gradienti/Data on gradients

3.3.3 DIAGRAMMA DEI GRADIENTI

GRADIENTS CHART

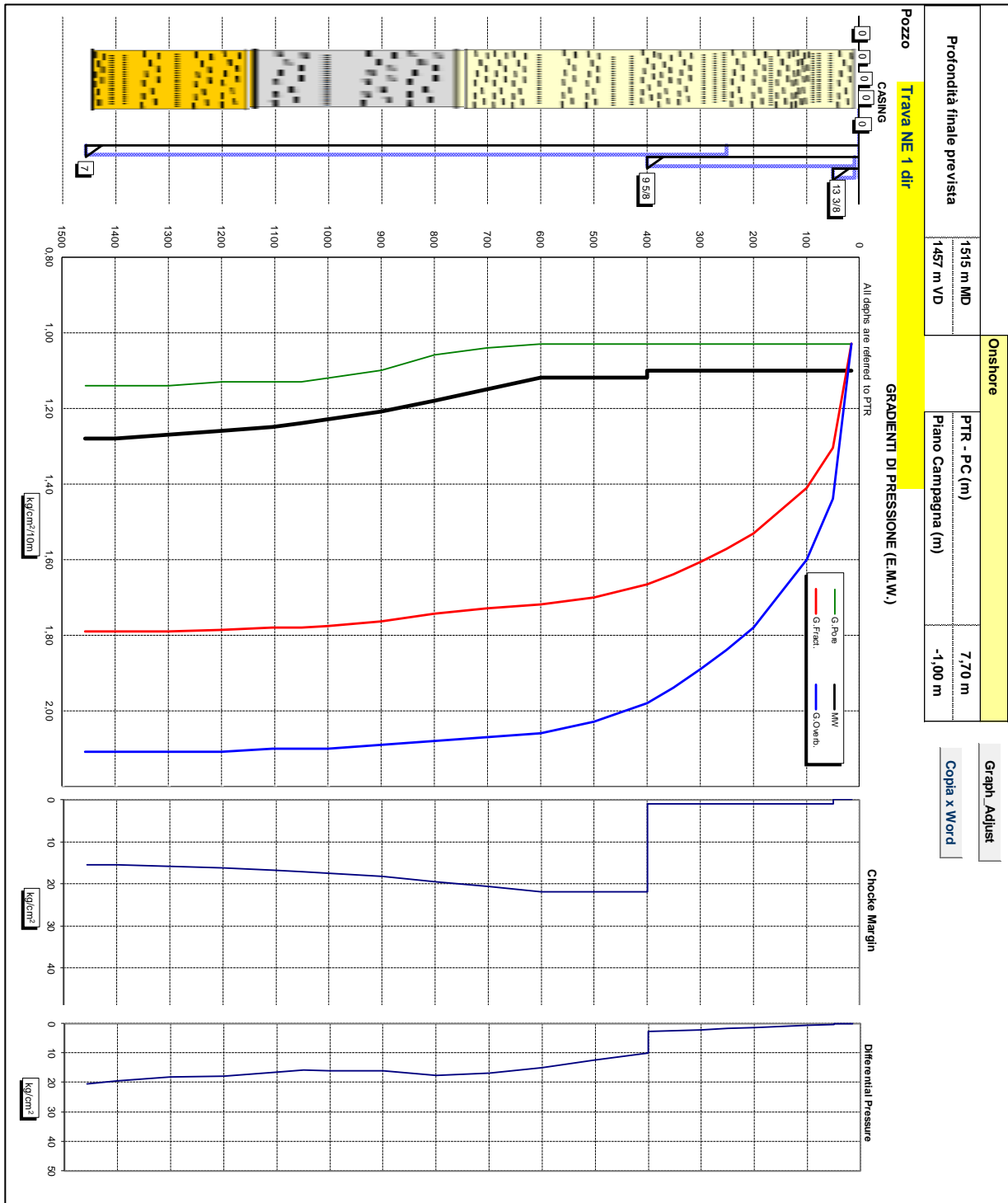
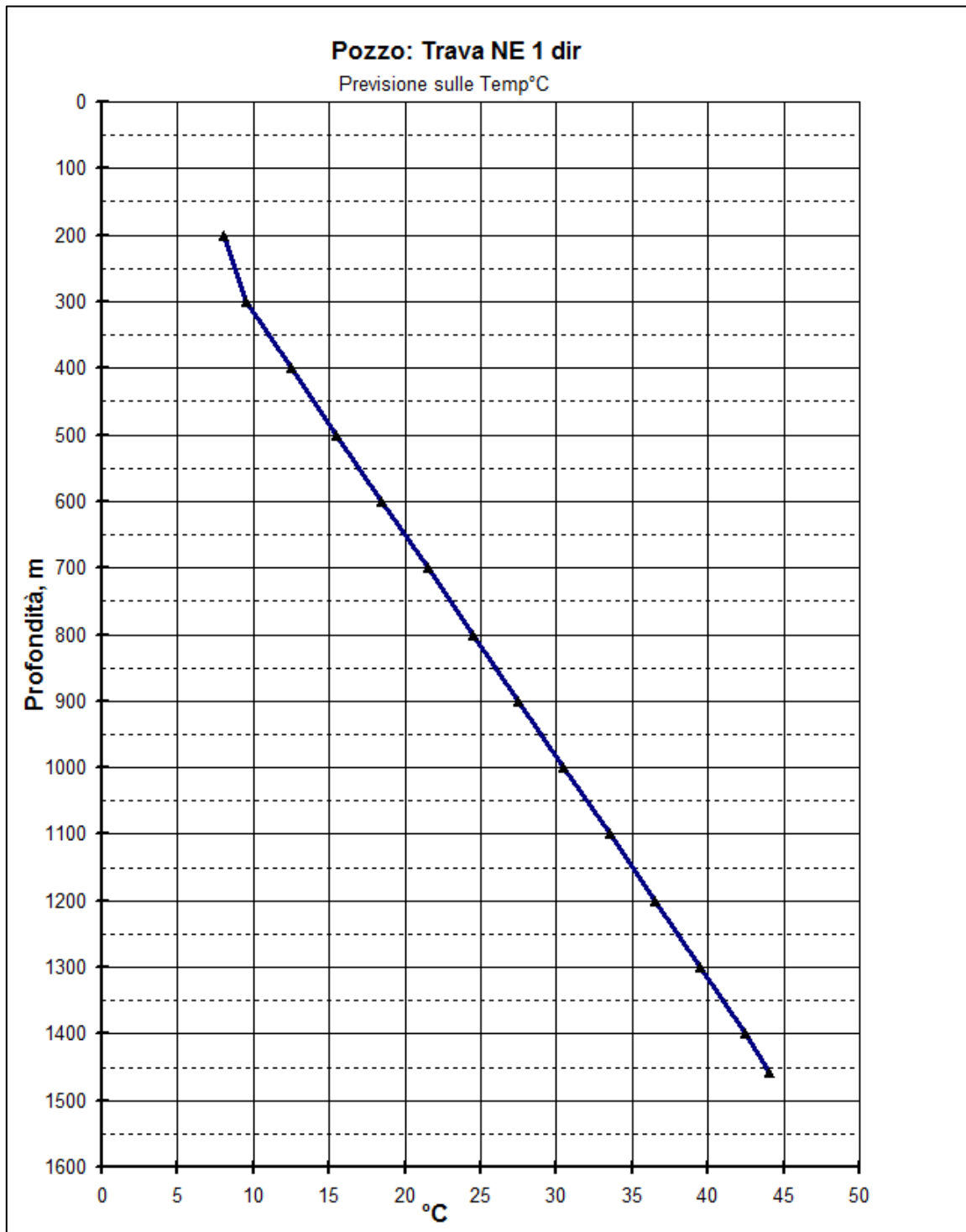
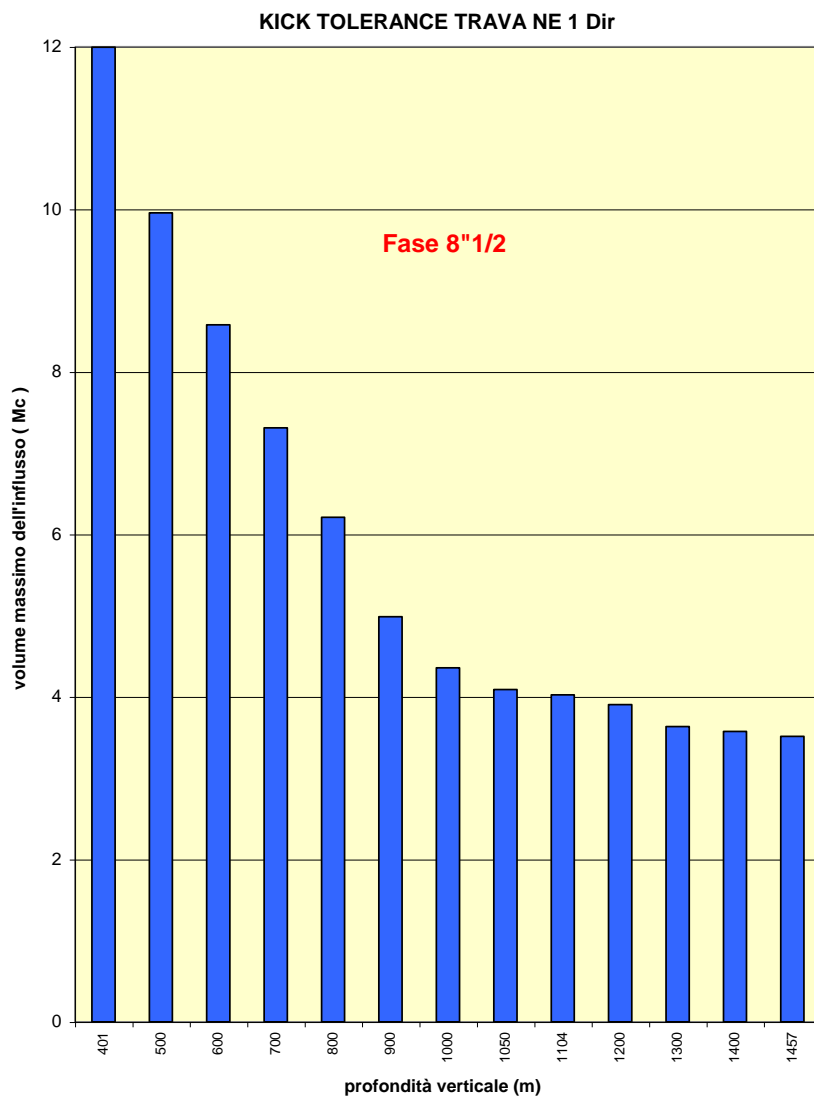


Figura 8 - Diagramma gradienti/Gradient diagram



### 3.3.5 KICK TOLERANCE

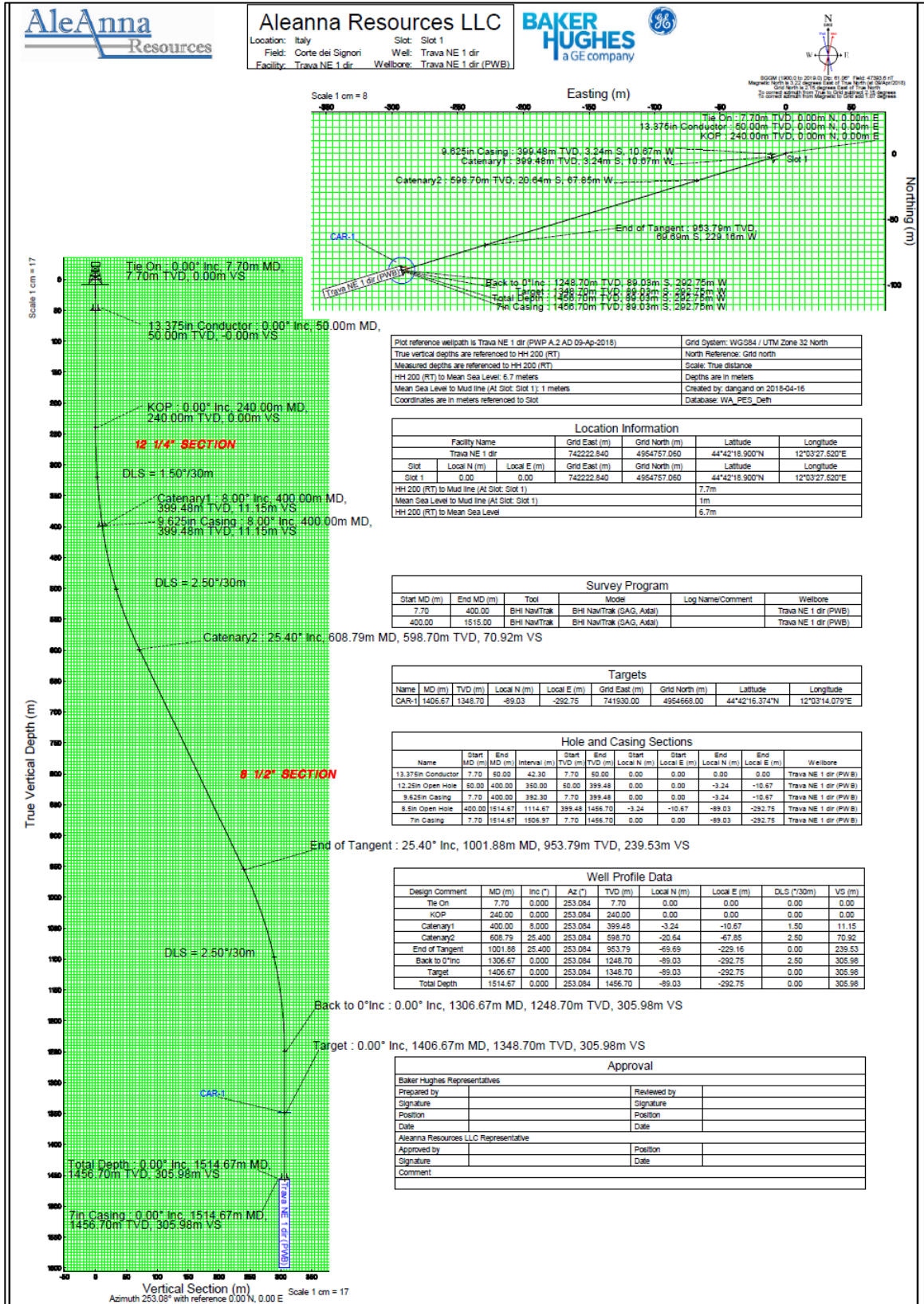
Valori di kick tolerance in funzione della profondità per Trava NE 1 dir							
Quota m	Gp atm/10m	Gf scarpa atm/10m	G mud atm/10m	Ca m <sup>3</sup> /m	Hscarpa m	Vi scarpa Mc	Vi max Mc
401	1.03	1.667	1.12	0.0239	400	7.43	11.99
500	1.03	1.667	1.12	0.0239	400	7.69	9.96
600	1.03	1.667	1.12	0.0239	400	7.95	8.58
700	1.04	1.667	1.15	0.0239	400	7.98	7.31
800	1.06	1.667	1.18	0.0239	400	7.90	6.21
900	1.1	1.667	1.21	0.0239	400	7.40	4.98
1000	1.12	1.667	1.23	0.0239	400	7.32	4.36
1050	1.13	1.667	1.24	0.0239	400	7.28	4.09
1104	1.13	1.667	1.25	0.0239	400	7.53	4.02
1200	1.13	1.667	1.26	0.0239	400	7.94	3.90
1300	1.14	1.667	1.27	0.0239	400	8.08	3.63
1400	1.14	1.667	1.28	0.0239	400	8.56	3.57
1457	1.14	1.667	1.28	0.0239	400	8.75	3.51



### 3.4 PROGRAMMA DI DEVIAZIONE DEVIATION PROGRAM

Il programma di deviazione è descritto nell'allegato "C" di questo documento. Si riporta sotto il profilo previsto.

The deviation program is described in Annex "C" attached to this document. Below is reported the well path.





# Planned Wellpath Report

Positional Uncertainty  
Trava NE 1 dir (PWP A.2 AD 09-Ap-2018)  
Page 1 of 3

REFERENCE WELLPATH IDENTIFICATION			
Operator	Aleanna Resources LLC	Slot	Slot 1
Area	Italy	Well	Trava NE 1 dir
Field	Corte dei Signori	Wellbore	Trava NE 1 dir (PWB)
Facility	Trava NE 1 dir		

REPORT SETUP INFORMATION			
Projection System	WGS84 / UTM Zone 32 North	Software System	WellArchitect® 5.1
North Reference	Grid	User	Dangand
Scale	1.000322	Report Generated	16/Apr/2018 at 17:47
Convergence at slot	2.15° East	Database/Source file	WA_PES_Defn/Trava_NE_1_dir_PWP_A.2_AD_09-Ap-2018_.xml

	Local coordinates		Grid coordinates		Geographic coordinates	
	North[m]	East[m]	Easting[m]	Northing[m]	Latitude	Longitude
Slot Location	0.00	0.00	742222.84	4954757.06	44°42'18.900"N	12°03'27.520"E
Facility Reference Pt			742222.84	4954757.06	44°42'18.900"N	12°03'27.520"E
Field Reference Pt			739244.30	4952461.94	44°41'08.221"N	12°01'08.489"E

WELLPATH DATUM			
Calculation method	Minimum curvature	HH 200 (RT) to Facility Vertical Datum	7.70m
Horizontal Reference Pt	Slot	HH 200 (RT) to Mean Sea Level	6.70m
Vertical Reference Pt	HH 200 (RT)	HH 200 (RT) to Mud Line at Slot (Slot 1)	7.70m
MD Reference Pt	HH 200 (RT)	Section Origin	N 0.00, E 0.00 m
Field Vertical Reference	Mean Sea Level	Section Azimuth	253.08°

POSITIONAL UNCERTAINTY CALCULATION SETTINGS					
Ellipse Confidence Limit	2.00 Std Dev	Ellipse Start MD	7.70m	Surface Position Uncertainty	included
Declination	3.22° East of TN	Dip Angle	61.06°	Magnetic Field Strength	47394nT
Slot Surface Uncertainty @1SD		Horizontal	0.000m	Vertical	0.000m
Facility Surface Uncertainty @1SD		Horizontal	0.500m	Vertical	0.200m

Positional Uncertainty values in the WELLPATH DATA table are the projection of the ellipsoid of uncertainty onto the vertical and horizontal planes

REFERENCE WELLPATH IDENTIFICATION			
Operator	Aleanna Resources LLC	Slot	Slot 1
Area	Italy	Well	Trava NE 1 dir
Field	Corte dei Signori	Wellbore	Trava NE 1 dir (PWB)
Facility	Trava NE 1 dir		

WELLPATH DATA (9 stations) - with Positional Uncertainty values † = interpolated/extrapolated station																			
MD [m]	Inclination [°]	Azimuth [°]	TVD [m]	TVDSS [m]	Vert Sect [m]	North [m]	East [m]	Grid East [m]	Grid North [m]	Latitude	Longitude	DLS [°/30m]	Toolface [°]	Vertical Semi-Axis [m]	Horiz Major Semi-Axis [m]	Horiz Minor Semi-Axis [m]	Horiz Minor Axis Azim [°]	Comments	
0.00†	0.000	253.084	0.00	-8.70	0.00	0.00	0.00	742222.84	4954757.06	44°42'18.900"N	12°03'27.520"E	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
7.70	0.000	253.084	7.70	1.00	0.00	0.00	0.00	742222.84	4954757.06	44°42'18.900"N	12°03'27.520"E	0.00	0.00	0.40	1.00	1.00	0.00	0.00	Tie On
240.00	0.000	253.084	240.00	233.30	0.00	0.00	0.00	742222.84	4954757.06	44°42'18.900"N	12°03'27.520"E	0.00	-108.92	0.85	1.30	1.30	0.00	0.00	KOP
400.00	8.000	253.084	399.48	392.78	11.15	-3.24	-10.67	742212.17	4954757.81	44°42'18.808"N	12°03'27.030"E	1.50	0.00	0.92	1.81	1.74	164.229	164.229	Catenary1
808.79	25.400	253.084	598.70	592.00	70.92	-20.64	-87.85	742154.97	4954736.42	44°42'18.314"N	12°03'24.405"E	2.50	0.00	1.09	2.41	2.25	251.638	251.638	Catenary2
1001.88	25.400	253.084	953.70	947.00	239.53	-89.89	-229.16	741993.80	4954687.34	44°42'18.922"N	12°03'18.999"E	0.00	180.00	1.65	5.87	2.97	252.693	252.693	End of Tangent
1306.67	0.000	253.084	1248.70	1242.00	305.98	-89.03	-292.75	741930.00	4954668.00	44°42'18.374"N	12°03'14.079"E	2.50	0.00	2.15	7.54	3.98	252.627	252.627	Back to 0°inc
1408.67	0.000	253.084	1348.70	1342.00	305.98	-89.03	-292.75	741930.00	4954668.00	44°42'18.374"N	12°03'14.079"E	0.00	0.00	2.27	7.69	4.24	252.563	252.563	Target
1514.67	0.000	253.084	1456.70	1450.00	305.98	-89.03	-292.75	741930.00	4954668.00	44°42'18.374"N	12°03'14.079"E	0.00	0.00	2.42	7.87	4.53	252.557	252.557	Total Depth

HOLE & CASING SECTIONS - Ref Wellbore: Trava NE 1 dir (PWB) Ref Wellpath: Trava NE 1 dir (PWP A.2 AD 09-Ap-2018)									
String/Diameter	Start MD [m]	End MD [m]	Interval [m]	Start TVD [m]	End TVD [m]	Start N/S [m]	Start E/W [m]	End N/S [m]	End E/W [m]
13.375in Conductor	7.70	50.00	42.30	7.70	50.00	0.00	0.00	0.00	0.00
12.25in Open Hole	50.00	400.00	350.00	50.00	399.48	0.00	0.00	-3.24	-10.67
9.825in Casing	7.70	400.00	392.30	7.70	399.48	0.00	0.00	-3.24	-10.67
8.5in Open Hole	400.00	1514.67	1114.67	399.48	1456.70	-3.24	-10.67	-89.03	-292.75
7in Casing	7.70	1514.67	1506.97	7.70	1456.70	0.00	0.00	-89.03	-292.75

TARGETS									
Name	MD [m]	TVD [m]	North [m]	East [m]	Grid East [m]	Grid North [m]	Latitude	Longitude	Shape
1) CAR-1	1408.67	1348.70	-89.03	-292.75	741930.00	4954668.00	44°42'18.374"N	12°03'14.079"E	circle

REFERENCE WELLPATH IDENTIFICATION			
Operator	Aleanna Resources LLC	Slot	Slot 1
Area	Italy	Well	Trava NE 1 dir
Field	Corte dei Signori	Wellbore	Trava NE 1 dir (PWB)
Facility	Trava NE 1 dir		

SURVEY PROGRAM - Ref Wellbore: Trava NE 1 dir (PWB) Ref Wellpath: Trava NE 1 dir (PWP A.2 AD 09-Ap-2018)			
Start MD [m]	End MD [m]	Positional Uncertainty Model	Wellbore
7.70	400.00	BHI NaviTrak (SAG, Axial)	Trava NE 1 dir (PWB)
400.00	1515.00	BHI NaviTrak (SAG, Axial)	Trava NE 1 dir (PWB)

### 3.5 FLUIDO DI PERFORAZIONE

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 A). 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.

### DRILLING FLUID

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 Mud Program (Annex A).

## PROFILO POZZO E CARATTERISTICHE FANGO

<b>CARATTERISTICHE E FANGO</b>	<b>U.M.</b>	<b>Fase 1</b>	<b>Fase 2</b>	<b>Fase 3</b>
Diametro Bit	in	<b>12 ¼ "</b>	<b>8 ½"</b>	<b>Completamento</b>
Intervallo (MD)	m-m	50-400	400 - 1515 m	-
Metraggio	m	350 m	1115 m	-
CSG	in	9 5/8"	7"	-
Max angolo di Deviazione	o	8	26	-
Tipo di Fluido	-	<b>FW-EXTRADRILL</b>	<b>FW-EXTRADRILL</b>	<b>Brine CaCl2</b>
Densità	sg	1,11-1,13	1,18-1,28	1,28
Viscosità all'Imbutto	500 sec/l	45 - 50	55 - 60	-
PV	cP	8 - 10	15 - 20	-
Yield Point	gr/100c m <sup>2</sup>	10 - 12	10 - 14	-
Gel 10 sec.	gr/100c m <sup>2</sup>	6 - 8	4 - 5	-
Gel 10 min	gr/100c m <sup>2</sup>	8 - 10	8 - 10	-
Filtrato API @ 100 psi	cm <sup>3</sup> /30'	< 10	< 5	-
pH	-	9,5 - 10,0	9,5 - 10,0	9,0 - 9,5
LGS (solidi perforazione)	% Vol	< 5	< 7,0	-
MBT	Kg/m <sup>3</sup>	< 35	<30	
Salinità NaCl	g/l			403,92
Salinità Cl-	g/l			245,02

### 3.6 CEMENTAZIONI

### CEMENTING JOBS

#### 3.6.1 CSG 9 5/8"

<u>Trava NE 1 dir</u>		<u>Cementazione casing 9"5/8 a m 400 MD/VD</u>				
		<u>Risalita Cemento a fondo cantina</u>				
m 0	P.T.R.					
m 10	F.C.					
CP 13 3/8"						
m 50						
m 270						
csq 9"5/8						
m 400 MD/TVD						
<b>EQUIPAGGIAMENTO CASING</b>						
Spacing	da m	a m	Centralizz.	Tipo	Stop Collar	Raschiatori
C1	400	50	29	Integrali	58	
P1	50	10	3	Positivi	6	
TOTALE			32		64	
Scarpa PDC Drillable Sting-in adatta a ricevere lo stinger						
<b>VOLUME FORO</b>						
	esterno	interno	l/m	m		Volume
Intercap.	13"3/8	9"5/8	31,16	50	m3	1,6
Intercap.	12 1/4"	9"5/8	28,93	350	m3	10,1
Intercap.					m3	
Maggiorazione su foro scoperto			50 %		m3	5,1
VOLUME TOTALE					m3	16,7
<b>VOLUME TOTALE MALTA m:16</b>						
<b>VOLUME TOTALE MALTA "A" m3</b>					12	
malta a densità = 1.53 kg/l						
CEMENTO	G	q/m3	7,1 x	m3	12,0	q 85
BENTONITE	3 % sul cemento					q 3
ACQUA		l/q	106,0 x	q	85	m3 9
<b>VOLUME TOTALE MALTA "B" m3</b>					4	
malta a densità = 1.9 kg/l						
CEMENTO	G	q/m3	13,2 x	m3	4,0	q 53
ACQUA		l/q	44,0 x	q	53	m3 2
P. fratturazione	kg/cm2/10m	1,67	x m	400	kg/cm2	67
P. idr. a fine spiaz.	(1,9*130+1,53*270)/10				kg/cm2	66
P. formazione	kg/cm2/10m	1,03	x m	400	kg/cm2	41
P. idr. durante WOC	(1*400)/10				kg/cm2	40
<b>Situazione di UNDERBALANCE di 1 atm</b>						
<b>Previsto l'utilizzo di malte a presa differenziata</b>						
NOTE: Thread lock sui primi 3 giunti. - WOC con BOP Chiuso						
Tempo di pompabilità, W.O.C., maggiorazione da definire in fase operativa.						
-	Gradiente di fratturazione al fondo	1,67	kg/cm2/10m			
-	Gradiente con malta all'annulus	1,65	kg/cm2/10m			
-	Gradiente durante WOC	1,00	kg/cm2/10m			
-	Gradienti dei pori previsto	1,03	kg/cm2/10m			
<b>Il Programma verra completato e confermato in fase operativa</b>						

Tabella 4- Casing 9 5/8"

### 3.6.2 CSG 7"

Trava NE 1 dir		Cementazione casing 7" a m 1515 MD - 1457 VD	
Risalita Cemento a m 250 MD/TVD			
m 0	P.T.R.		
m 10	F.C.		
<b>EQUIPAGGIAMENTO CASING</b>			
Spacing	da m	a m	Centralizz. Tipo Stop Collar Raschiatori
C1	1515	1000	43 Integrali 86
C2	1000	400	25 Integrali 50
P3	400	10	11 Integrali 22
		<b>TOTALE</b>	<b>79 158</b>
Scarpa e collare tipo PDC Drillable; collare a 3 giunti; tappi NO-Rotating.			
<b>Il numero di centralizzatori verrà confermato in fase operativa con simulazione della discesa casing e calcolo dello stand-off.</b>			
<b>VOLUME FORO</b>			
	esterno	interno	l/m m Volume
Intercap.	9"5/8	7"	13,97 150 m3 2,1
Intercap.	8½"	7"	11,73 1115 m3 13,1
Shoe ÷ Collar			20,53 38 m3 0,8
Maggiorazione su foro scoperto			40 % m3 5,2
			<b>VOLUME TOTALE m3 21,2</b>
<b>VOLUME TOTALE MALTA r21</b>			
<b>VOLUME TOTALE MALTA "A" m3 16</b>			
malta a densità = 1.53 kg/l			
CEMENTO	G	q/m3 7,1 x m3	16,0 q 114
BENTONITE		3 % sul cemento	q 3
ACQUA		l/q 106,0 x q	114 m3 12
<b>VOLUME TOTALE MALTA "B" m3 5</b>			
malta a densità = 1.9 kg/l			
CEMENTO	G	q/m3 13,2 x m3	5,0 q 66
ACQUA		l/q 44,0 x q	66 m3 3
P. fratturazione	kg/cm2/10m	1,79 x m	1457 kg/cm2 261
P. idr. a fine spiaz.		(1,9*457+1,53*750+1,28*250)/10	kg/cm2 234
P. formazione	kg/cm2/10m	1,14 x m	1457 kg/cm2 166
P. idr. durante WOC		(1*1207+250*1,28)/10	kg/cm2 153
<b>Situazione di Underbalance di 13 atm</b>			
<b>Si prevede l'utilizzo di malte a presa differenziata</b>			
NOTE Thread lock sui primi 4 giunti.			
Tempo di pompabilità, W.O.C., maggiorazione, cuscini da definire in fase operativa.			
variazioni in base ai risultati dei logs e caliper.			
- Gradiente di fratturazione al fon		1,79 kg/cm2/10m	
- Gradiente con malta all'annulus		1,60 kg/cm2/10m	
- Gradiente durante WOC		1,05 kg/cm2/10m	
- Gradienti dei pori previsto		1,14 kg/cm2/10m	
<b>Il Programma definitivo verrà completato e confermato in fase operativa</b>			

Tabella 5 - Casing 7"

### 3.7 PROGETTO DEI CASINGS

### CASING DESIGN

DATI CASING						SQUARCIAMENTO				SCHIACCIAMENTO				TRAZIONE			
Diametro	Grado	Peso	Conn	da	a	Sollecit.	Yield csg	S.F.	S.F.	Sollecit.	Yield csg	S.F.	S.F.	Sollecit.	Yield csg	S.F.	S.F.
inch		lb/ft		m	m	Kg/cm <sup>2</sup>	Kg/cm <sup>2</sup>		richiesto	Kg/cm <sup>2</sup>	Kg/cm <sup>2</sup>	Biax.stres.	richiesto	ton	ton		richiesto
9 5/8	L 80	47,0	Antares	0	400	140,0	483,0	3,45	1,10	33,0	335,0	10,12	1,10	130,5	492,7	3,77	1,70
7	N 80	29,0	Ten Blue	0	1457	147,7	574,0	3,89	1,10	166,4	494,0	2,99	1,10	93,2	307,0	3,29	1,70

### 3.7.1 CASING 9 5/8"

Pozzo : Trava NE 1 dir

#### CASING DESIGN

CASING SUPERFICIALE

9 5/8

ON-SHORE

#### SQUARCIAMENTO

Gradiente di Fratturazione alla Scarpa	Kg/cm <sup>2</sup> /10m	<b>1,67</b>
Pressione di Fratturazione alla Scarpa	Kg/cm <sup>2</sup>	66,5
Pressione Interna a Testa Pozzo	Kg/cm <sup>2</sup>	140,0
Pressione Interna alla Scarpa	Kg/cm <sup>2</sup>	66,5
Pressione Esterna a Testa Pozzo	Kg/cm <sup>2</sup>	0,0
Pressione Esterna alla Scarpa	Kg/cm <sup>2</sup>	43,9
Pressione Agente a Testa Pozzo	Kg/cm <sup>2</sup>	140,0
Pressione Agente alla Scarpa	Kg/cm <sup>2</sup>	22,6

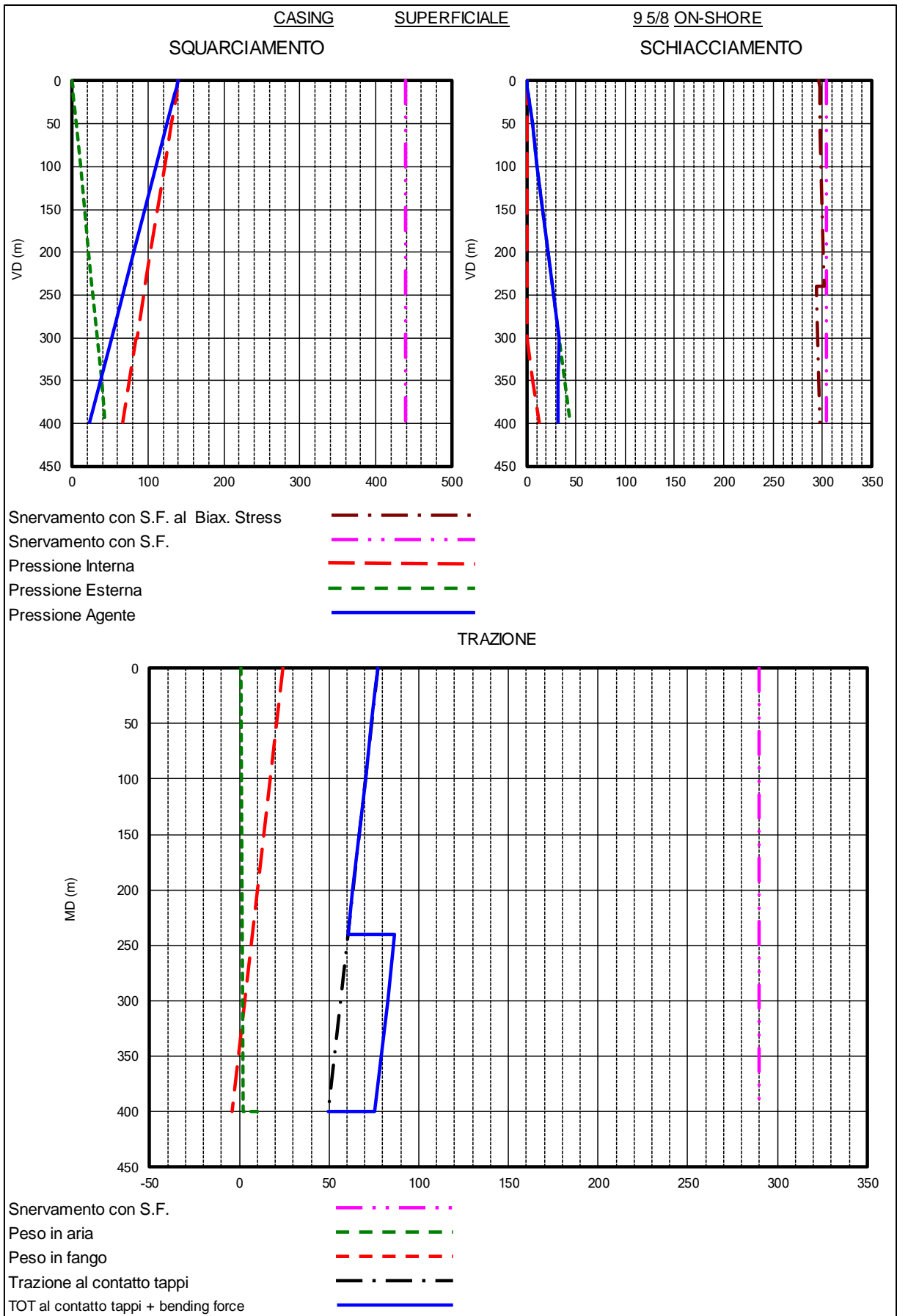
#### SCHIACCIAMENTO

Densità del Fluido Interno Casing-(Se vuoto, Aria=0)	Kg/l	<b>0,00</b>
Battente del Fango Previsto	m	<b>300</b>
Densità del Fango Durante la Discesa Casing	Kg/l	<b>1,10</b>
Densità Massima del Fango nella Fase Successiva	Kg/l	<b>1,28</b>
Pressione Interna a Quota Battente Fango	Kg/cm <sup>2</sup>	0,0
Pressione Interna a Testa Pozzo	Kg/cm <sup>2</sup>	0,0
Pressione Interna alla Scarpa	Kg/cm <sup>2</sup>	12,7
Pressione Esterna a Quota Battente Fango	Kg/cm <sup>2</sup>	33,0
Pressione Esterna a Testa Pozzo	Kg/cm <sup>2</sup>	0,0
Pressione Esterna alla Scarpa	Kg/cm <sup>2</sup>	43,9
Pressione Agente a Testa Pozzo	Kg/cm <sup>2</sup>	0,00
Pressione Agente a Quota Battente Fango	Kg/cm <sup>2</sup>	33,00
Pressione Agente alla Scarpa	Kg/cm <sup>2</sup>	31,22

#### TRAZIONE

Peso in Aria	ton	28,0
Fattore di Galleggiamento		0,9
Peso in Fango	ton	24,1
Pressione al Contatto Tappi	Kg/cm <sup>2</sup>	<b>140,0</b>
Tensione Addizionale al Contatto Tappi	ton	53,2
Tensione in Testa	ton	77,3
Tensione Massima	ton	139,9

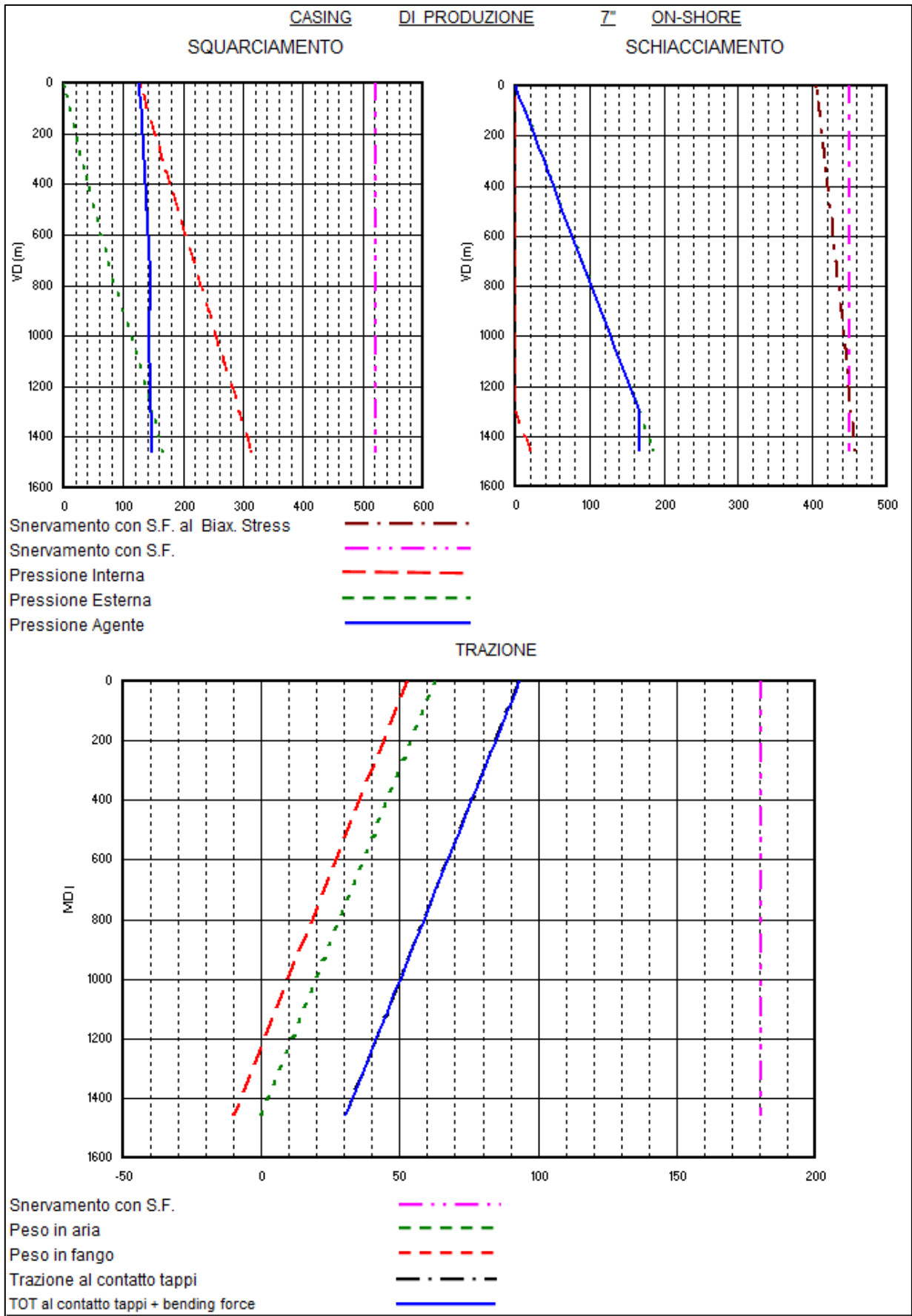
DATI CASING					SQUARCIAMENTO				SCHIACCIAMENTO				TRAZIONE		
Diametro	Grado	Peso	da	a	Sollecit.	Yield csg	S.F.	S.F.	Sollecit.	Yield csg	S.F.	S.F.	Sollecit.	Yield csg	S.F.
inch		lb/ft	m	m	Kg/cm2	Kg/cm2		richiesto	Kg/cm2	Kg/cm2	Biax.stres.	richiesto	ton	ton	
9 5/8	L 80	47,0	0	400	140,0	483,0	3,45	1,10	33,0	335,0	9,84	1,10	139,9	492,7	3,52
						0				0				0	
						0				0				0	
						0				0				0	
						0				0				0	



### 3.7.2 CASING 7"

Pozzo :		<u>Trava NE 1 dir</u>		<b>CASING DESIGN</b>												
		<u>CASING DI PRODUZIONE 7"</u>		<u>ON-SHORE</u>												
<u>SQUARCIAMENTO</u>																
Quota Packer				m			<b>1300</b>									
Densità Fluido di Formazione				Kg/l			<b>0.3</b>									
Gradiente dei Pori a Fondo Pozzo				Kg/cm2/10m			1.14									
Pressione dei Pori a Fondo Pozzo				Kg/cm 2			171.0									
Pressione Interna a Quota Packer				Kg/cm 2			293.7									
Pressione Interna a Testa Pozzo				Kg/cm 2			127.3									
Pressione Interna alla Scarpa				Kg/cm 2			313.8									
Pressione Esterna a Testa Pozzo				Kg/cm 2			0.0									
Pressione Esterna alla Scarpa				Kg/cm 2			166.1									
Pressione Esterna a Quota Packer				Kg/cm 2			148.2									
Pressione Agenta a Testa Pozzo				Kg/cm 2			127.3									
Pressione Agente alla Scarpa				Kg/cm 2			147.7									
Pressione Agente a Quota Packer				Kg/cm 2			145.5									
<u>SCHIACCIAMENTO</u>																
Densità del Fluido Sopra Packer				Kg/l			<b>1.28</b>									
Battente del Fango Previsto				m			<b>1300</b>									
Densità del Fango Durante la Discesa Casing				Kg/l			<b>1.28</b>									
Densità del Fluido in Pozzo al Fissaggio Packer				Kg/l			<b>1.28</b>									
Pressione Interna a Testa Pozzo				Kg/cm 2			0.0									
Pressione Interna alla Scarpa				Kg/cm 2			20.1									
Pressione Esterna a Quota Battente Fango				Kg/cm 2			166.4									
Pressione Esterna a Testa Pozzo				Kg/cm 2			0.0									
Pressione Esterna alla Scarpa				Kg/cm 2			186.5									
Pressione Agenta a Testa Pozzo				Kg/cm 2			0.0									
Pressione Agente a Quota del Battente Fango				Kg/cm 2			166.4									
Pressione Agente alla Scarpa				Kg/cm 2			166.4									
<u>TRAZIONE</u>																
Peso in Aria				ton			62.9									
Fattore di Galleggiamento							0.8									
Peso in Fango				ton			52.6									
Pressione al Contatto Tappi				Kg/cm 2			<b>210</b>									
Tensione Addizionale al Contatto Tappi				ton			40.6									
Tensione in Testa				ton			93.2									
Tensione Massima				ton			93.2									
<b>DATI CASING</b>					<b>SQUARCIAMENTO</b>				<b>SCHIACCIAMENTO</b>				<b>TRAZIONE</b>			
Diametro	Grado	Peso	da	a	Sollecit.	Yield csg	S.F.	S.F.	Sollecit.	Yield csg	S.F.	S.F.	Sollecit.	Yield csg	S.F.	S.F.
inch		lb/ft	m	m	Kg/cm2	Kg/cm2		richiesto	Kg/cm2	Kg/cm2	Biax.stress	richiesto	ton	ton		richiesto
<b>7</b>	<b>N 80</b>	<b>29</b>	<b>0</b>	<b>1457</b>	147.7	<b>574.0</b>	3.89	1.10	166.4	<b>494.0</b>	2.99	1.10	93.2	<b>307.0</b>	3.29	1.70
						0				0				0		
						0				0				0		
						0				0				0		
						0				0				0		





### 3.8 TESTA POZZO

### WELLHEAD

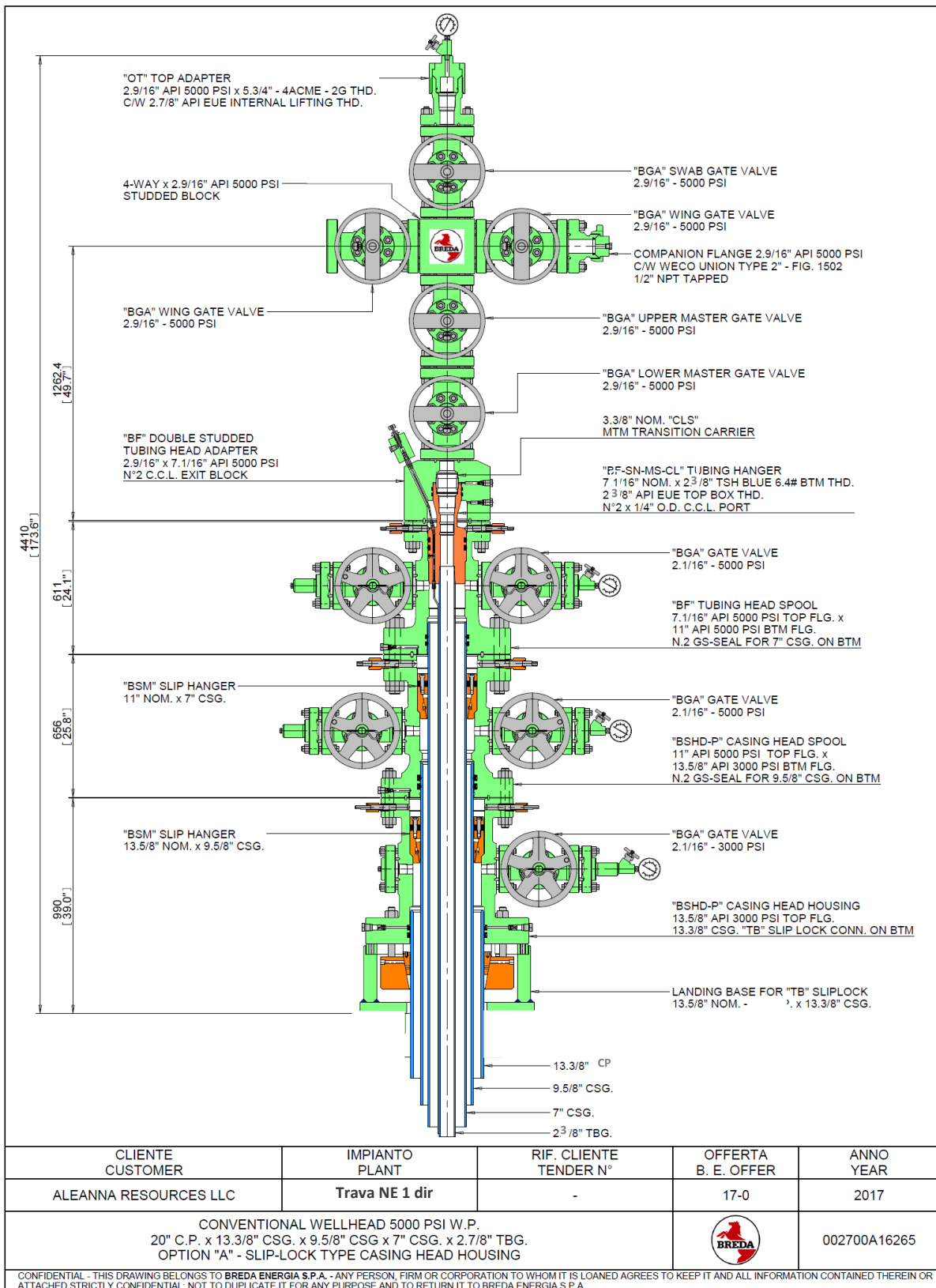


Figura 9-Testa pozzo/Wellhead

### **3.9 BOP E APPARECCHIATURE DI SICUREZZA**

L'elenco delle apparecchiature di sicurezza dell'impianto HH-200MM è riportato in Tabella 2 e nell'allegato "B". Le configurazioni dei BOP da utilizzare nelle due fasi di perforazione sono indicate nei disegni raffigurati in basso (Fig. 14 e Fig. 15).

#### **FASE 12 ¼" A 400 mTVD**

Verrà impiegato un diverter montato sulla flangia base temporanea del CP costituito da:

- Diverter Spool 13 5/8" X 3000
- Shaffer anulare da 13 5/8" X 3000
- Linea di scarico da 8" con valvola automatica

Si eseguirà una prova di funzionalità del BOP e della valvola di scarico automatica.

#### **FASE 8" ½ A TD (1113 m TD)**

Verrà impiegato un BOP stack di 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.

#### **3.9.1 BOP TESTS**

Eeguire i test di routine dei BOP e delle attrezzature di sicurezza ogni 14 gg e i test di funzionalità ogni giorno.

Testare blind e shear rams con plug tester, pipe rams e bag preventer con cup tester o test plug.

La massima drop down pressure ammissibile durante i test è di 100 psi.

### **BOP AND SAFETY EQUIPMENT**

The list of BOP safety apparatus for the HH-200MM rig is shown in Table 2 and in annex "B". The configurations of the BOP to be used in the two phases of drilling are shown in the drawings below (Fig. 14 and Fig.15).

#### **FOR 12 ¼" HOLE TO 400 M**

It is not expected that the well will encounter shallow gas but the diverter system will be installed as follow:

- Diverter spool installed on the provisional base flange welded to the 13 3/8" CP
- An annular BOP 13 5/8" x 3000 psi
- 8" diverter line with automatic valve.

The diverter system will be functionally tested.

#### **FOR 8 1/2" HOLE TO (1113 m TD)**

A BOP stack 13 5/8" X 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.

#### **BOP TESTS**

BOP stack and safety equipments tests shall be perform every 14 days, functionality every day.

Blind and Shear Rams will be tested with Plug Tester. Pipe rams and bag preventer with cup tester o test plug.

Maximum drop down pressure allowed is 100 psi.

### 3.9.2 ATTREZZATURE DI SICUREZZA

### SAFETY EQUIPMENTS

Le attrezzature che seguono dovranno essere sempre presenti sul piano sonda, specialmente quelle relative alle dimensioni delle attrezzature in corso di impiego.

#### Inside BOP:

- **DP Circulating Head** per ogni diametro di DP impiegate, da tenere sul piano sonda in posizione di apertura.
- **Gray Float Valve** per ogni diametro di DP, da tenere sul piano sonda in posizione di apertura.
- **Drop In Valve** per ogni diametro di DP impiegate, da lanciare in pozzo in caso di kick in estrazione.
- **Kelly Cocks:** manuale e installato sul TOP DRIVE.
- **Float Valve tipo Baker "F"** installata in batteria durante la perforazione.
- **Casing Circulating Head** per ogni diametro e filettatura di casing da scendere, da tenere sul piano sonda in posizione di apertura.

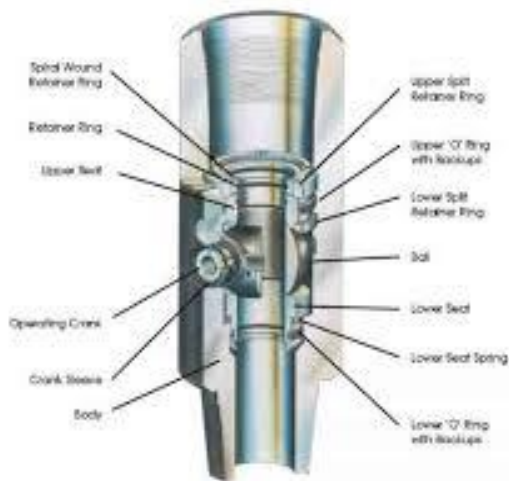


Figura 10- Kelly Cock

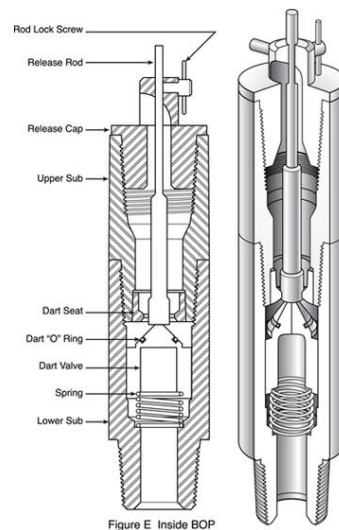


Figura 11- Grey Valve



Figura 12- Valvola di contro



Figura 13- Drop-in valve

# SURFACE DIVERTER INSTALLED ON TOP OF 13 3/8" CP

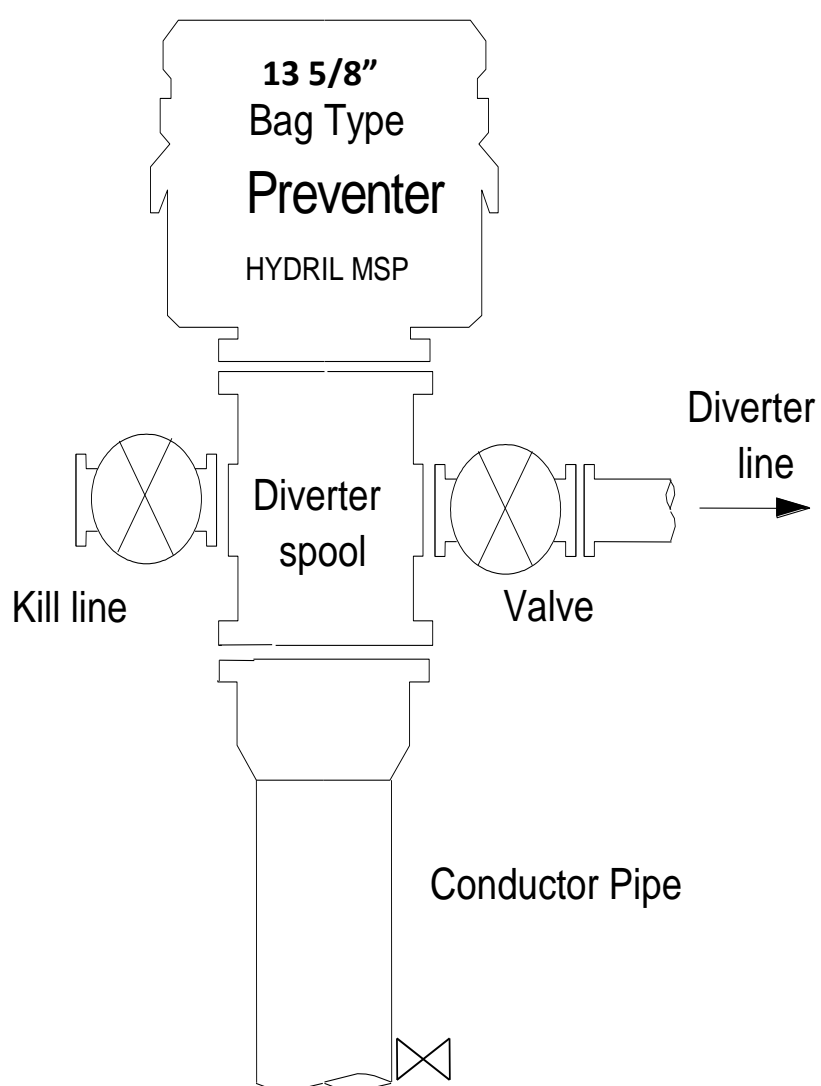
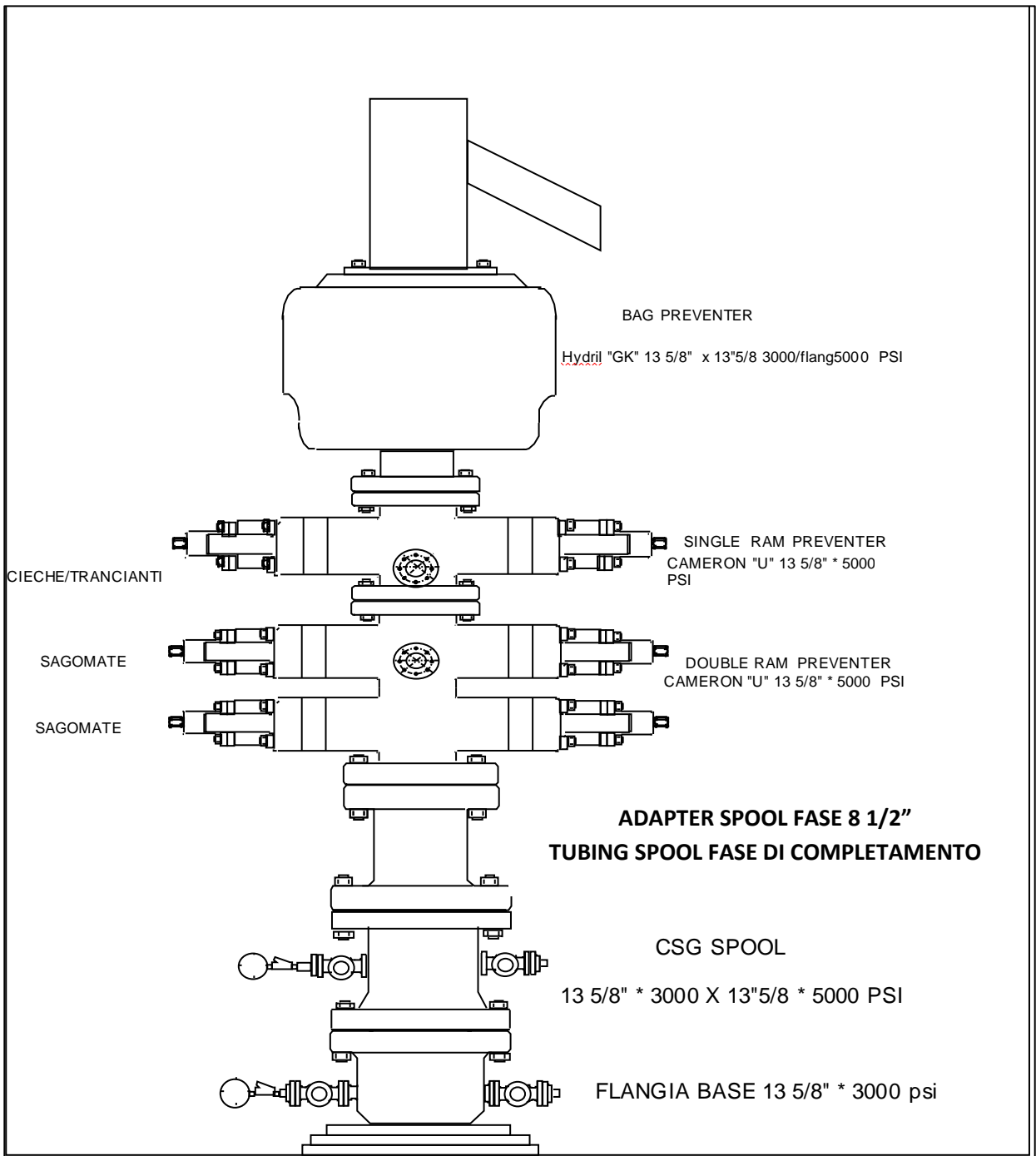


Figura 14-Configurazione Diverter fase 12 1/4" / Diverter Configuration for 12 1/4" phase

**3.9.4 CONFIGURAZIONE BOP STACK**

**CONFIGURATION BOP STACK**



**Figura 15-Configurazione BOP fase 8 1/2" / BOP Configuration for 8 1/2" phase**

### 3.9.5 LIMITI UTILIZZO BLIND/SHEAR RAMS

### LIMITATIONS OF USE BLIND / SHEAR RAMS

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 730 m (Fig. 16). Nella fase da 8 1/2" seppur si prevedono livelli a gas al di sotto della profondità limite, la condizione di gas fino in scarpa ha poca probabilità di verificarsi in quanto i gradienti di formazione sono noti e quindi il peso del fango verrà opportunamente stabilito e controllato per impedire volumi di gas in entrata.

The depth limit for the use of shear/blind rams in phase 8 1/2 inch, under which there is a slight risk of breaking fm. under the 9 5/8 shoe, is 730 m (Fig. 16). Even if gas shows are expected below the limit depth, the fm. gradients are well known and therefore, the mud weight used will be determined and controlled in order not to allow any gas influx from the formation.

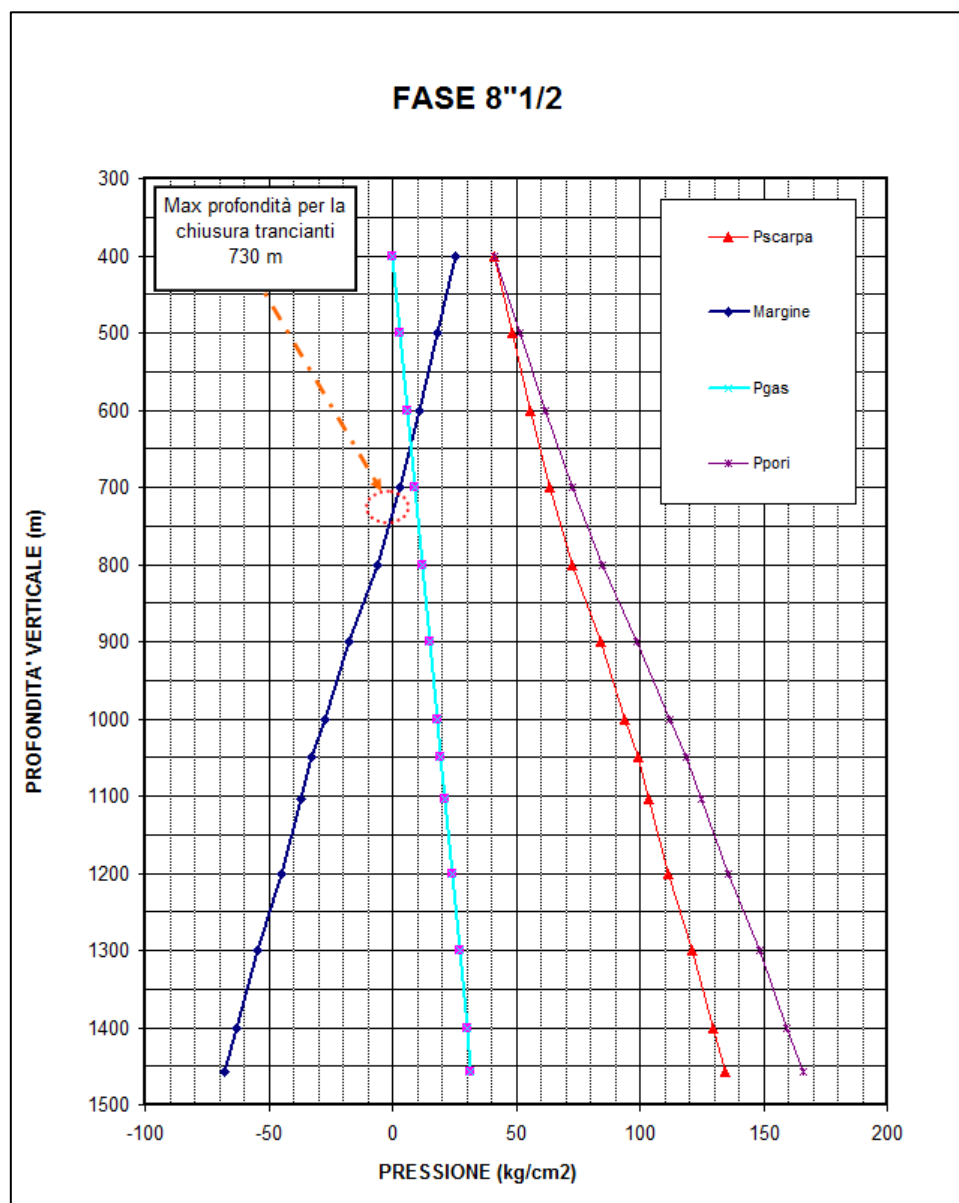


Figura 16 - Limiti utilizzo trancianti 8 1/2"/Rams Limitations for 8 1/2" phase

## **ANALISI POSSIBILITA' UTILIZZO GANASCE TRACCIANTI**

**FASE 8"1/2**

**Well: Trava NE 1 dir**

Scarpa 9"5/8 @ 400 m VD  
G<sub>fr</sub> @ m 400 = 1.667 kg/cm<sup>2</sup>/10m  
P<sub>fr</sub> @ m 400 = 66.68 kg/cm<sup>2</sup>  
Grad. gas = 0.3 kg/l  
Fine fase @ 1457 m VD

Prof.	G <sub>p</sub>	P <sub>pori</sub>	P <sub>gas</sub>	P <sub>scarpa</sub>	Margine
400	1.03	41.2	0.0003	41.20073	25.48
500	1.03	51.5	3	48.5	18.18
600	1.03	61.8	6	55.8	10.88
700	1.04	72.8	9	63.8	2.88
800	1.06	84.8	12	72.8	-6.12
900	1.1	99	15	84	-17.32
1000	1.12	112	18	94	-27.32
1050	1.13	118.7	19.5	99.15	-32.47
1104	1.13	124.8	21.12	103.632	-36.95
1200	1.13	135.6	24	111.6	-44.92
1300	1.14	148.2	27	121.2	-54.52
1400	1.14	159.6	30	129.6	-62.92
1457	1.14	166.1	31.71	134.388	-67.71

**Tabella 6- Analisi utilizzo traccianti/Rams analysis**


















### 3.10 BHA

La composizione delle batterie di perforazione verrà confermata in fase operativa. Si prevede l'utilizzo delle seguenti batterie di deviazione con **valvola di contro** installata come riportato anche in Allegato C.














#### 3.10.1 FASE 12 1/4"

#### 12 1/4" DRILLING ASSEMBLY

12 1/4" Steerable Motor BHA + MWD NaviTrak								
Operator	Aleanna Resources		Field		Corte dei Signori			
Well	Trava NE 1 dir		Depth IN: 50m MD		Depth OUT: 400m MD			
String Components								
Item	#	Component	Gauge OD In	OD In	ID In	Thread	Length m	Total Length m
	15	Drill pipe		5	4.276	(BP) 4 1/2 IF – 4 1/2 IF	221.70	400.00
	14	HWDP x 8		5	3	(BP) 4 1/2 IF – 4 1/2 IF	73.60	178.30
	13	Drill Collar x 4		6 3/4	2 1/2	(BP) 4 1/2 IF – 4 1/2 IF	36.80	104.70
	12	Jar		6 3/4	2 1/2	(BP) 4 1/2 IF – 4 1/2 IF	9.60	67.90
	11	Drill Collar x 3		6 3/4	2 1/2	(BP) 4 1/2 IF – 4 1/2 IF	27.90	58.30
	10	Circulating Sub		6 3/4	2 1/2	(BP) 4 1/2 IF – 4 1/2 IF	2.00	38.40
	9	String Stab	8 3/8	6 3/4	2 1/2	(BP) 4 1/2 IF – 4 1/2 IF	1.80	28.40
	8	Filter Sub		6 3/4	2 1/2	(BP) 4 1/2 IF – 4 1/2 IF	1.80	26.60
	7	Pulsar		6 3/4	2 1/2	(BP) 4 1/2 IF – 4 1/2 IF	1.60	24.80
	6	MWD NaviTrak		6 3/4	2 3/4	(BP) 4 1/2 IF – 4 1/2 IF	9.30	23.20
	5	X-Over Sub		8	2 3/4	(BP) 4 1/2 IF – 6 5/8 Reg	0.80	13.90
	4	String Stab	11 3/4	8 1/4	2 13/16	(BP) 6 5/8 Reg – 6 5/8 Reg	2.10	13.10
	3	Float Valve (included in the motor)		8	2 3/4	(BP) 6 5/8 Reg – 6 5/8 Reg	0.80	11.00
	2	Ultra XL Motor (12 1/8" UBHS, AKO= 1.5°)	12 1/8	8	6.400	(BB) 6 5/8 Reg – 6 5/8 Reg	9.80	10.20
	1	Bit	12 1/4	12 1/4		6 5/8 Reg	0.40	0.40
15 BHA components.								

3.10.2 FASE 8 1/2"

8 1/2" DRILLING ASSEMBLY

8 1/2" Steerable Motor BHA + MWD NaviTrak								
Operator	Aleanna Resources		Field		Corte dei Signori			
Well	Trava NE 1 dir		Depth IN: 400m MD		Depth OUT: 1515 MD			
String Components								
Item	#	Component	Gauge OD in	OD in	ID in	Thread	Length m	Total Length m
	13	Drill pipe		5	4.276	(BP) 4 1/2 IF – 4 1/2 IF	1351.20	1515.00
	12	HWDP x 8		5	3	(BP) 4 1/2 IF – 4 1/2 IF	73.60	163.80
	11	Drill Collar x 4		6 3/4	2 1/2	(BP) 4 1/2 IF – 4 1/2 IF	36.80	90.20
	10	Jar		6 3/4	2 1/2	(BP) 4 1/2 IF – 4 1/2 IF	9.60	53.40
	9	Drill Collar x 3		6 3/4	2 1/2	(BP) 4 1/2 IF – 4 1/2 IF	27.90	43.80
	8	Circulation Sub		6 3/4	2 3/4	(BP) 4 1/2 IF – 4 1/2 IF	1.40	25.20
	7	Sub - Filter		6 3/4	2 3/4	(BP) 4 1/2 IF – 4 1/2 IF	1.20	23.80
	6	Pulser		6 3/4	2 1/2	(BP) 4 1/2 IF – 4 1/2 IF	1.60	22.60
	5	MWD NaviTrak		6 3/4	2 3/4	(BP) 4 1/2 IF – 4 1/2 IF	9.30	21.00
	4	Stab string	8	6 3/4	2 1/4	(BP) 4 1/2 IF – 4 1/2 IF	1.80	11.70
	3	Float Valve (included in the motor)		6 3/4	2 1/2	(BP) 4 1/2 IF – 4 1/2 IF	0.60	9.90
	2	Ultra XL motor UBHS = 8 3/8" AKO=1.3°	8 3/8	6.791	5.400	(BB) 4 1/2 IF – 4 1/2 Reg	9.00	9.30
	1	Bit	8 1/2	8 1/2		4 1/2 Reg	0.30	0.30
13 BHA components								

### **3.11 CONTROLLO DEVIAZIONE**

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

Pericolose tendenze alla deviazione si dovranno combattere con l'uso di batterie stabilizzate, oppure pendolari, e con la gestione dei parametri, cioè WOB limitati e RPM alti, che dovrebbero comunque consentire facilmente ROP intorno ai 7-10 m/h in tutte le fasi.

### **DEVIATION CONTROL**

During drilling, there is need to implement all the precautions to keep the hole as close as possible in the planned trajectory to reach the target in favorable structural position, and to avoid the problems related to wrong hole incl., or washed out intervals, and unusual wear of the equipment.

Natural and possible deviation shall be corrected by proper BHA stabilization or by changing drilling parameters: RPM, WOB etc.

### 3.12 SCALPELLI E PARAMETRI DI PERFORAZIONE BITS AND DRILLING PARAMETERS

#### 3.12.1 FASE 12 1/4"

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

WOB :7-8 tRPM:100-120

#### 12 1/4" HOLE

A single toothed or PDC bit, (1.1.5 IADC) will be sufficient for the phase. Suggested parameters:

WOB: 7-8 tRPM: 100-120 RPM

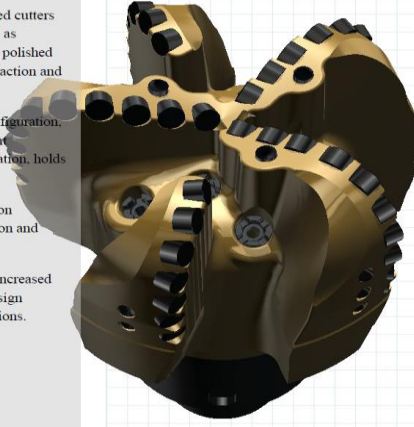
#### 12.25 in. (311.1 mm) TD605S

**StaySharp™ Polished Cutter Technology** StaySharp™ polished cutters are tailored to improve abrasion and impact resistance as well as diamond degradation mitigation. In addition, the industry's only polished cutters eliminate buildup on the cutter face, enhancing cutting action and cuttings removal increasing performance.

**Talon™ "D" Enhanced Directional Control** Bit profile, gauge configuration, shorter make-up length and Baker Hughes torque management technology provide a stable design platform that mitigates vibration, holds toolface control and delivers on-plan build-up rates.

**StayTough™ Hardfacing** Proprietary metallurgy and application techniques enhance durability and reliability, reducing bit erosion and abrasion in a variety of environments.

**Optimized Hydraulic Efficiency** Complete junk slot mapping, increased blade standoff and diverging junk slots are just some of the design elements that provide hydraulic efficiency in low-HSI applications.



#### Bit Specifications

IADC	S223	Junk Slot Area	37.595 sq.in (242.58 sq.cm)
Number of Blades	5	Bit Breaker	F
Cutter Quantity (Face, Backup) (33, 16)		Connection	6-5/8 Reg Pin
Primary Cutter Size	0.75 in (19.1 mm)	Makeup Torque	7 1/2" Bit Sub 37.1 - 40.8kft-lb (50.3 - 55.4kNm) 7 3/4" and larger Bit 42.7 - 46.9kft-lb (57.9 - 63.6kNm)
Number of Nozzles	8 SP	Features	D, EC, G3, PT1, SL, U4
Fixed TFA	0 sq.in (0 sq.mm)		
Gauge / Makeup Length	3 in (76.2 mm) / 15.911 in (404.1 mm)		

#### Operating Recommendations\*

Hydraulic flow rate: 550-1200 gpm (2100-4550 lpm). Rotation Speed: For Rotary and Motor Applications. Max. Weight On Bit: 39 klb (17 tn or kdaN)

#### 12.25 in. (311.1 mm) GX117 IADC 117

**Standard Bearing Package** A very reliable bearing package that incorporates field proven technology and precision manufacturing tolerances for increased reliability. Reliable either for rotary or motor application.

**Hardfacing** Durable hardfacing is applied to every tooth.

**Standard Gauge Protection**

**Center Jet** A fourth jet is positioned in the center of the bit and utilized to prevent bit balling and the associated reduction in penetration rate.



#### Bit Specifications

Features	XL,JF,J,VO,CJ	Bearing / Seal Package	Journal / Shrouded O-ring
Inner Row	N/A	Nozzle Type	Standard
Heel Row	N/A	Center Jet Nozzle	FK or VF
Gauge Trimmers	N/A	Connection	6-5/8 REG API
Gauge Row	N/A	Makeup Torque	28.0 - 32.0 kft-lb (38.0 - 43.4 kNm)
Tooth Hardfacing	N/A	Approx. Shipping Weight	235 lbs (106.6 kg)
OD Hardfacing	Shirttail		

#### Operating Recommendations\*

Rotation Speed: For Rotary and Motor Applications. Max. Weight On Bit: 20 - 50 klb (9 - 22 tn or kdaN)

### 3.12.2 FASE 8 1/2" 8 1/2" HOLE

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

WOB: 3-8 tRPM: 100-120 RPM

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

WOB: 3-8 tRPM: 100-120 RPM

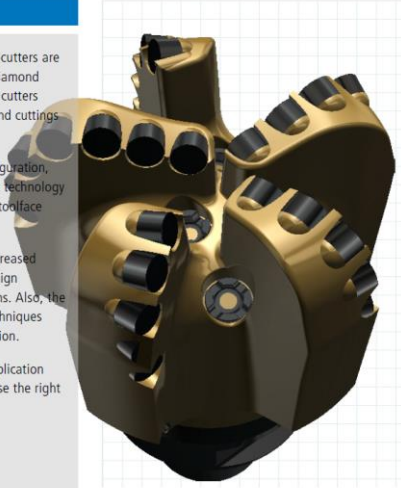
#### 8.5 in. (215.9 mm) TD605

**StaySharp™ Polished Cutter Technology** StaySharp™ polished cutters are tailored to improve abrasion and impact resistance as well as diamond degradation mitigation. In addition, the industry's only polished cutters eliminate buildup on the cutter face, enhancing cutting action and cuttings removal increasing performance.

**Talon "D" Enhanced Directional Control** Bit profile, gauge configuration, shorter make-up length and Baker Hughes torque management technology provide a stable design platform that mitigates vibration, holds to face control and delivers on-plan build-up rates.

**Optimized Hydraulic Efficiency** Complete junk slot mapping, increased blade standoff and diverging junk slots are just some of the design elements that provide hydraulic efficiency in low-HSI applications. Also, the use of newly advanced Computational Fluid Dynamic (CFD) techniques ensure flow field in each junk slot, maximizing cuttings evacuation.

**DART Approved** The well balanced and experienced Drilling Application Review Team (DART) carefully analyze the application to propose the right solution for your needs. The Network Behind the Solution.



#### Bit Specifications

IADC	M223	Junk Slot Area	19,098 sq.in (123.23 sq.cm)
Number of Blades	5	Bit Breaker	U
Cutter Quantity (Face, Backup)	(21, 0)	Connection	4-1/2 Reg Pin
Primary Cutter Size	0.75 in (19.1 mm)	Makeup Torque	5 1/2" Bit Sub 12.5 - 13.7kft-lb (16.9 - 18.6kNm) 5.3/4" Bit Sub 16.5 - 18.1kft-lb (22.4 - 24.6kNm) 6" and larger Bit Sub 20.3 - 22.4kft-lb (27.6 - 30.3kNm)
Number of Nozzles	6 SP	Features	Updrill Backreaming Cutters
Fixed TFA	0 sq.in (0 sq.mm)		
Gauge / Makeup Length	3 in (76.2 mm) / 11.2 in (284.5 mm)		

#### Operating Recommendations\*

Hydraulic flow rate: 300-750 gpm (1150-2850 lpm). Rotation Speed: For Rotary and Motor Applications. Max. Weight On Bit: 25 klb (11 tn or kdaN)

#### 8.5 in. (215.9 mm) GX117 IADC 117

**Premium Class GX Tricone** The new GX Tricone series is the next stage in this ongoing process of technological advancement, combining rigorous design and performance parameters with next-generation Tricone technology.

**G3 Motor Bearing application** Third generation elastomer sealed journal bearings, designed for maximum load capacity and long life in both rotary and motor applications.

**Standard Gauge Protection** Feature Description

**High RPM Drilling** Durable steel tooth bit designed for high rotary speeds in very soft formations with low compressive strength.

**Center Jet** A fourth jet is positioned in the center of the bit and utilized to prevent bit balling and the associated reduction in penetration rate.



#### Bit Specifications

Features	XLJF,J,CJ	Bearing / Seal Package	Journal / Shrouded O-ring
Inner Row	N/A	Nozzle Type	Standard
Heel Row	N/A	Center Jet Nozzle	FF or VF
Gauge Trimmers	N/A	Connection	4-1/2 REG API
Gauge Row	N/A	Makeup Torque	12.0 - 16.0 kft-lb (16.3 - 21.7 kNm)
Tooth Hardfacing	Endura	Approx. Shipping Weight	90 lbs (40.8 kg)
OD Hardfacing	Shurtail		

#### Operating Recommendations\*

Rotation Speed: For Rotary and Motor Applications. Max. Weight On Bit: 17 - 42 klb (7 - 18 tn or kdaN)

### 3.13 IDRAULICA

Si consiglia una buona portata (unita ad un'adeguata reologia del fango) per assicurare la pulizia accurata del foro e fornire una buona forza di impatto allo scalpello per aiutare il ROP.

#### 3.13.1 FORO 12 1/4" A 400m

Portata: 2200-2600 l/min

TFA: 0.7-0.8 sq. inch

### HYDRAULIC PARAMETERS

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.

#### HOLE 12 1/4" TO 400m

Pumps Rate: 2200-2600 l / min

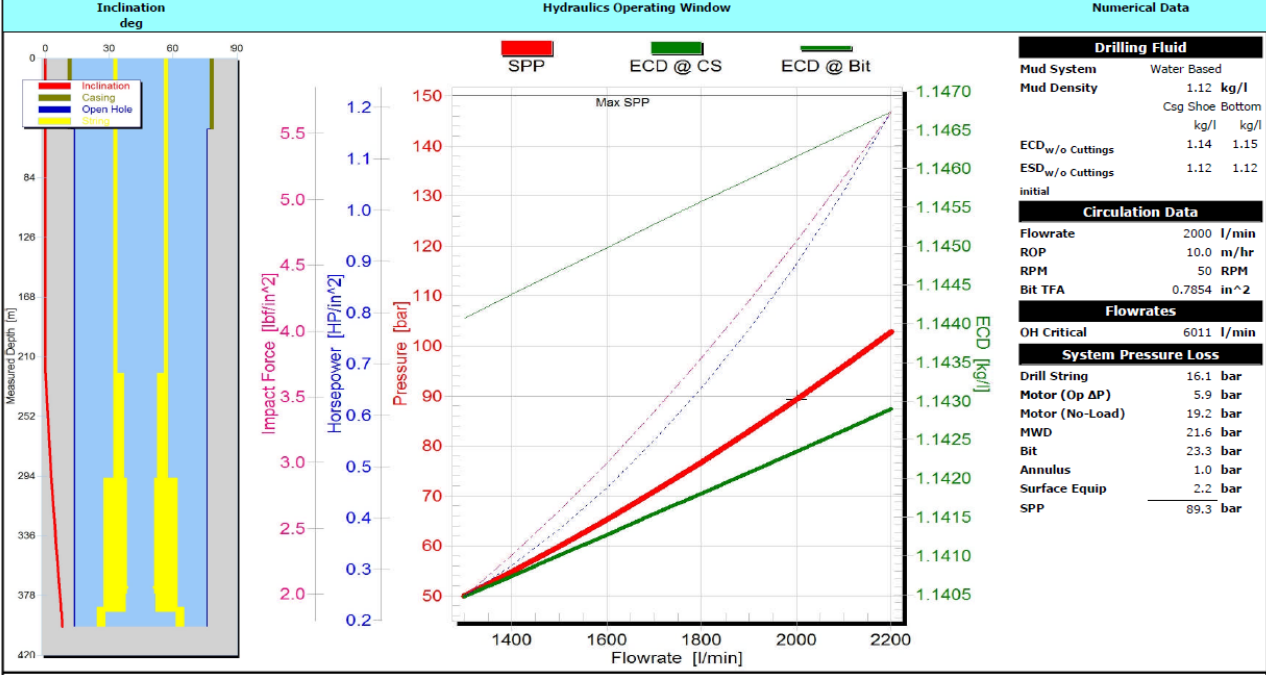
TFA: 0.7-0.8 sq. inch

Aleanna Resources		ADVANTAGE Hydraulics Spreadsheet Report				BAKER HUGHES a GE company					
Case - Trava NE 1 Dir - 12 1/4" Ultra XL+NTK											
Operator		Aleanna Resources LLC		Facility		Trava NE 1 dir					
Well		Trava NE 1 dir		Field		Corte dei Signori					
General				Drill String							
Max Allw.SPP	150.0 bar			Type	Length	OD	ID	TJ	Weight		
Surface Equip.	Type 4			m	in	in	in \ in	lb/ft			
Bit Depth	400.00	Bit TVD	399.48 m	DP - NC50 (IF) /S-1...	221.70	5	4.276	6 5/16 \ 2 3/4	19.50		
Bit Nozzles in/32	4x16	TFA	0.7854 in^2	HWDP-HT50 /HW-100	73.60	5	3	6 5/8 \ 3	50.38		
Drilling Fluid				DC - API N.C. 50	36.80	6 3/4	2 1/2		105.00		
Mud System	Water Based			Jar	9.60	6 3/4	2 1/2		220.23		
Mud Weight	1.12 kg/l			DC - API N.C. 50	27.90	6 3/4	2 1/2		105.00		
PV \ YP	10.00 cP \ 25.00 lbf/100ft^2			Sub - circulation	2.00	6 3/4	2 1/2		150.66		
Gel Strength, 10s\10min	16 \ 20 lbf/100ft^2			Stab - string	1.80	6 3/4	2 1/4		112.53		
Rheological Model	Robertson-Stiff			NM Sub - filter	1.80	6 3/4	2 1/2		146.82		
	k 1,297.940[cP] N 0.404[-] sri 68.514[1/s]			UP / UPU	1.60	6 3/4	2 1/2		240.86		
Casing / Open Hole				NAVITRAK /INTEQ	9.30	6 3/4	2 3/4		230.24		
Type	OD	ID	Bottom MD	Sub - X/O	0.80	8	2 3/4		150.66		
	in	in	m	Stab - string	2.10	8	2 3/4		178.34		
Casing	13 3/8	12.615	50.00	Sub - float	0.80	8	2 3/4		165.01		
Openhole		12 1/4	400.00	PDM - Ultra XL w/ I...	9.80	8	6.400		94.64		
Volumes bbl				Bit - insert - roll...	0.40	12 1/4			179.08		
Annulus Volume	152.460	Hole Volume	192.750								
String Displacement	22.380	String Volume	17.910								
Flowrate	l/min	2200	2100	2000	1800	1700	1600	1500	1400	1300	
Bit Hydraulics											
SPP	bar	102.9	95.9	89.3	82.9	76.7	70.9	65.3	59.9	54.8	50.0
Surface HP	HP	505.4	450.0	398.8	351.7	308.5	269.1	233.2	200.7	171.4	145.2
Bit DeltaP	bar	28.2	25.7	23.3	21.0	18.9	16.8	14.9	13.1	11.4	9.8
%SPP	%	27	27	26	25	25	24	23	22	21	20
Jet Velocity	ft/sec	237.4	226.6	215.8	205.0	194.2	183.5	172.7	161.9	151.1	140.3
Impact Force	lbf/in^2	5.7	5.2	4.7	4.2	3.8	3.4	3.0	2.6	2.3	2.0
HSI	HP/in^2	1.19	1.04	0.90	0.77	0.65	0.55	0.46	0.38	0.31	0.25
System Pressure Loss - W/O Cuttings Effect											
Surf Equip	bar	2.6	2.4	2.2	2.0	1.8	1.6	1.4	1.3	1.1	1.0
DP,CSG,LNR,TBG	bar	3.5	3.2	3.0	2.8	2.5	2.3	2.1	1.9	1.7	1.6
HWDP/CSDP	bar	4.5	4.2	3.9	3.6	3.3	3.0	2.8	2.5	2.3	2.0
DC/CT	bar	8.3	7.8	7.2	6.7	6.1	5.6	5.2	4.7	4.2	3.8
MWD	bar	25.4	23.5	21.6	19.8	18.2	16.6	15.2	13.8	12.6	11.4
Motor ( Op DP 5.9 bar)	bar	27.0	26.0	25.1	24.1	23.1	22.2	21.2	20.3	19.3	18.3
Additional Tools	bar	2.4	2.2	2.1	1.9	1.8	1.6	1.5	1.3	1.2	1.1
Annulus	bar	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	0.9
ECD - CSG Shoe	kg/l	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14
ECD - BH	kg/l	1.15	1.15	1.15	1.15	1.15	1.15	1.14	1.14	1.14	1.14
Annular Velocities m/s Flow Regime											
Hole ID in	String OD in										
12.615	5	0.54 L	0.51 L	0.49 L	0.47 L	0.44 L	0.42 L	0.39 L	0.37 L	0.34 L	0.32 L
12 1/4	5	0.58 L	0.55 L	0.53 L	0.50 L	0.47 L	0.45 L	0.42 L	0.39 L	0.37 L	0.34 L
12 1/4	6 3/4	0.69 L	0.66 L	0.63 L	0.60 L	0.57 L	0.54 L	0.50 L	0.47 L	0.44 L	0.41 L
Fluid Circulation Times											
Surface to Bit	hr	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Bottom Up	hr	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3

Case - Trava NE 1 Dir - 12 1/4" Ultra XL+NTK

<b>Operator</b>	Aleanna Resources LLC	<b>Facility</b>	Trava NE 1 dir
<b>Well</b>	Trava NE 1 dir	<b>Field</b>	Corte dei Signori

<b>Hole Size</b>	12 1/4 in	<b>Bit Depth (MD)</b>	400.00 m	<b>Bit Depth (TVD)</b>	399.48 m
------------------	-----------	-----------------------	----------	------------------------	----------



3.13.2 FORO 8½" A 1515 m MD

HOLE 8 ½ " TO 1515 m MD

Portata: 1800-2000 l/min

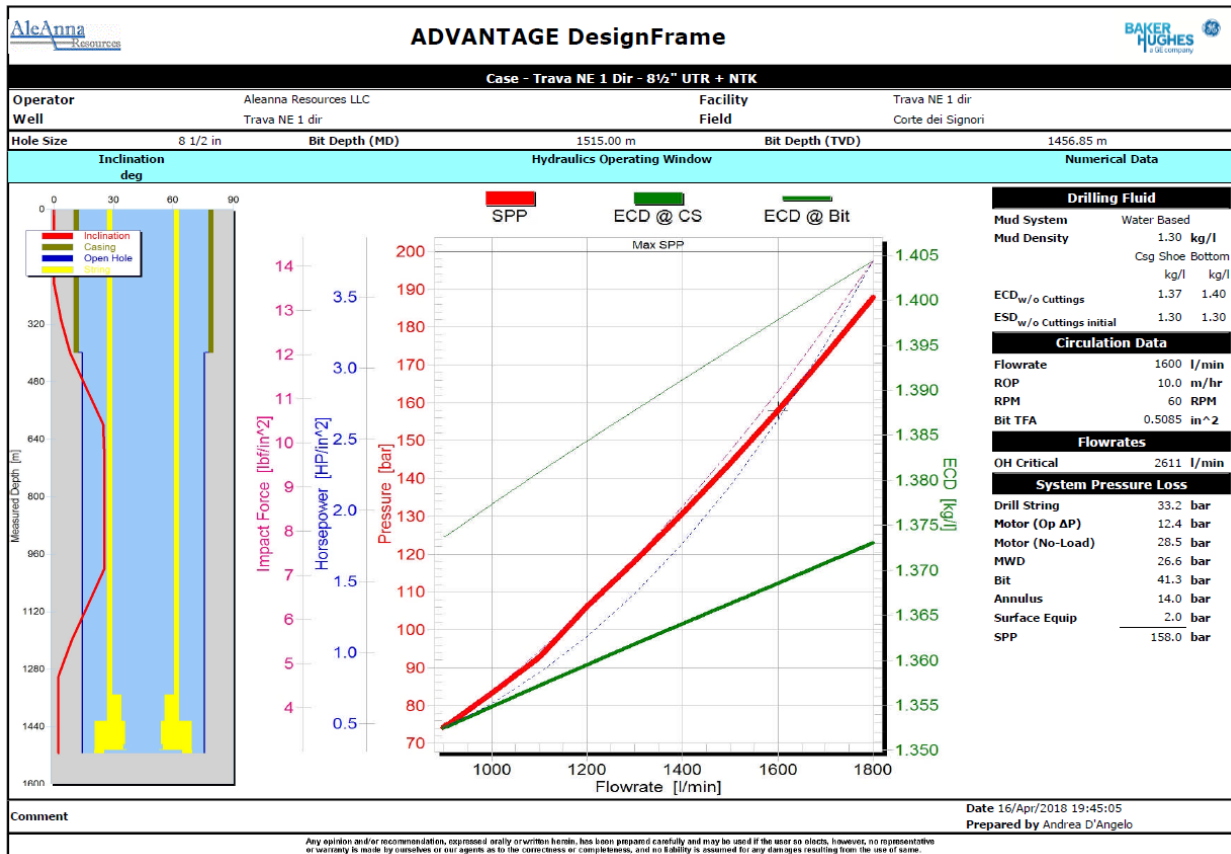
Pumps Rate: 1800-2000 l / min

TFA: 0.7-0.8 sq.inch

TFA: 0.7-0.8 sq. inch

Aleanna Resources		ADVANTAGE Hydraulics Spreadsheet Report				BAKER HUGHES a GE company					
<b>Case - Trava NE 1 Dir - 8½" UTR + NTK</b>											
<b>Operator</b>	Aleanna Resources LLC			<b>Facility</b>	Trava NE 1 dir						
<b>Well</b>	Trava NE 1 dir			<b>Field</b>	Corte dei Signori						
<b>General</b>				<b>Drill String</b>							
<b>Max Allw.SPP</b>	200.0 bar			<b>Type</b>	<b>Length</b>	<b>OD</b>	<b>ID</b>	<b>TJ</b>	<b>Weight</b>		
<b>Surface Equip.</b>	Type 4				<b>m</b>	<b>in</b>	<b>in</b>	<b>in \ in</b>	<b>lb/ft</b>		
<b>Bit Depth</b>	1515.00	<b>Bit TVD</b>	1456.85 m	DP - NC50 (IF) /S-1...	1351.20	5	4.276	6 5/16 \ 2 3/4	19.50		
<b>Bit Nozzles in/32</b>	3x11 \ 3x10	<b>TFA</b>	0.5085 in^2	HWDP-NC50 /HW-55	73.60	5	3	6 5/8 \ 3 1/16	50.10		
<b>Drilling Fluid</b>				DC - API N.C. 50	36.80	6 3/4	2 1/2		105.00		
<b>Mud System</b>	Water Based			Jar	9.60	6 3/4	2 1/2		148.91		
<b>Mud Weight</b>	1.30 kg/l			DC - API N.C. 50	18.60	6 3/4	2 1/2		105.00		
<b>PV \ YP</b>	25.00 cP \ 14.00 g/100cm^2			Sub - circulation	1.40	6 3/4	2 3/4		100.51		
<b>Gel Strength, 10s\10min</b>	6.00 \ 8.00 g/100cm^2			NM Sub - filter	1.20	6 3/4	2 3/4		97.60		
<b>Rheological Model</b>	Robertson-Stiff			PULSER /INTEQ	1.60	6 3/4	2 1/2		150.77		
	k 706.040[cP] N 0.577[-] sri 30.514[1/s]			NAVITRAK /INTEQ	9.30	6 3/4	2 3/4		152.16		
<b>Casing / Open Hole</b>				Stab - string	1.80	6 3/4	2 1/4		100.95		
<b>Type</b>	<b>OD</b>	<b>ID</b>	<b>Bottom MD</b>	Sub - float	0.60	6 3/4	2 1/2		104.94		
	<b>in</b>	<b>in</b>	<b>m</b>	PDM - Ultra XL /INT...	9.00	6.791	5.400		87.04		
Casing	9 5/8	8.921	400.00	Bit - PDC - fixed c...	0.30	8 1/2			134.39		
Openhole		8 1/2	1515.00								
<b>Volumes bbl</b>											
<b>Annulus Volume</b>	228.150	<b>Hole Volume</b>	358.210								
<b>String Displacement</b>	49.000	<b>String Volume</b>	81.060								
<b>Flowrate</b>	<b>l/min</b>	<b>1800</b>	<b>1700</b>	<b>1600</b>	<b>1500</b>	<b>1400</b>	<b>1300</b>	<b>1200</b>	<b>1100</b>	<b>1000</b>	<b>900</b>
<b>Bit Hydraulics</b>											
<b>SPP</b>	<b>bar</b>	187.8	172.6	158.0	144.0	130.8	118.1	106.2	92.8	83.3	74.3
<b>Surface HP</b>	<b>HP</b>	755.1	655.2	564.5	482.5	408.8	343.0	284.6	228.0	186.0	149.4
<b>Bit DeltaP</b>	<b>bar</b>	52.2	46.6	41.3	36.3	31.6	27.2	23.2	19.5	16.1	13.1
<b>%SPP</b>	<b>%</b>	28	27	26	25	24	23	22	21	19	18
<b>Jet Velocity</b>	<b>ft/sec</b>	300.0	283.3	266.7	250.0	233.3	216.7	200.0	183.3	166.7	150.0
<b>Impact Force</b>	<b>lbf/in^2</b>	14.1	12.6	11.2	9.8	8.5	7.4	6.3	5.3	4.4	3.5
<b>HSI</b>	<b>HP/in^2</b>	3.76	3.16	2.64	2.17	1.77	1.41	1.11	0.86	0.64	0.47
<b>System Pressure Loss - W/O Cuttings Effect</b>											
<b>Surf Equip</b>	<b>bar</b>	2.4	2.2	2.0	1.7	1.5	1.3	1.2	1.0	0.8	0.7
<b>DP,CSG,LNR,TBG</b>	<b>bar</b>	23.1	21.1	19.1	17.3	15.5	13.8	12.1	8.4	8.0	7.6
<b>HWDP/CSDP</b>	<b>bar</b>	5.5	5.1	4.6	4.1	3.7	3.3	2.9	2.5	2.2	1.8
<b>DC/CT</b>	<b>bar</b>	9.0	8.3	7.5	6.8	6.1	5.4	4.7	4.1	3.6	3.0
<b>MWD</b>	<b>bar</b>	33.7	30.1	26.6	23.4	20.4	17.6	15.0	12.6	10.4	8.4
<b>Motor ( Op ΔP 12.4 bar)</b>	<b>bar</b>	44.5	42.7	40.9	39.1	37.3	35.5	33.8	32.0	30.2	28.4
<b>Additional Tools</b>	<b>bar</b>	2.4	2.2	2.0	1.8	1.6	1.4	1.3	1.1	0.9	0.8
<b>Annulus</b>	<b>bar</b>	14.9	14.4	14.0	13.5	13.0	12.5	12.0	11.5	11.0	10.5
<b>ECD - CSG Shoe</b>	<b>kg/l</b>	1.37	1.37	1.37	1.37	1.36	1.36	1.36	1.36	1.35	1.35
<b>ECD - BH</b>	<b>kg/l</b>	1.40	1.40	1.40	1.39	1.39	1.39	1.38	1.38	1.38	1.37
<b>Annular Velocities m/s Flow Regime</b>											
<b>Hole ID in</b>	<b>String OD in</b>										
8.921	5	1.08 L	1.02 L	0.96 L	0.90 L	0.84 L	0.78 L	0.72 L	0.66 L	0.60 L	0.54 L
8 1/2	5	1.25 L	1.18 L	1.11 L	1.04 L	0.97 L	0.90 L	0.84 L	0.77 L	0.70 L	0.63 L
8 1/2	6 3/4	2.22 L	2.10 L	1.97 L	1.85 L	1.73 L	1.60 L	1.48 L	1.36 L	1.23 L	1.11 L
<b>Fluid Circulation Times</b>											
<b>Surface to Bit</b>	<b>hr</b>	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
<b>Bottom Up</b>	<b>hr</b>	0.3	0.4	0.4	0.4	0.4	0.5	0.5	0.6	0.6	0.7





### 3.14 RISCHI E POSSIBILI PROBLEMI

Nella perforazione del pozzo "Trava NE 1 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. Sono quindi noti i gradienti e le possibili problematiche.

Non sono previste sacche di gas superficiale.

Non è prevista la presenza di H<sub>2</sub>S.

Non sono previsti assorbimenti.

Potrebbero verificarsi assorbimenti di lieve entità nella fase superficiale o se si dovessero incontrare livelli depletati da precedenti pozzi.

### RISKS AND POSSIBLE PROBLEMS

The drilling of the well Trava NE 1 dir does not provide any particular risk. This is an area of the Po Valley with many previous wells (see Geological Program).

There are therefore known gradients and few possible issues. Although there are no pockets of gas on surface, the surface hole will be drilled with 1,1sg mud available.

Possible minor losses of mud in the surface hole. Care and precautions should be followed for the detection of any excess pressure, and all the equipment for the monitoring of gas in the mud should be maintained.

Also, wells that have passed through the Pliocene and Pleistocene sediments in the eastern Po Valley have never been reported the presence of H<sub>2</sub>S.

## **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.

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.

La Mud logging dovrà assicurarsi che il campione di fondo venga circolato e prelevato a giorno.

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

#### **4.1.2 TUBAGGI E CEMENTAZIONI**

#### **CASING & CEMENTING JOBS**

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

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

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

Ensure that no csg coupling will remain in the slips setting area.

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

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

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.

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

In caso di mancato contatto Tappi non sovrappiappare più di ¼ del volume interno tra scarpa e collare. Controllare la pressione differenziale a fine spiazzamento per avere una stima della risalita del cemento nell'annulus.

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.

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 durante gli spari.

A joint marker (short joint) of the same grade and thickness of the casing, should be placed under each interval production for the identification and correlation of logs with CCL and perforating guns.

#### **4.1.3 LEAK OFF TEST**

#### **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.

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.

Il LOT e tutti i test in pressione verranno eseguiti usando la cementatrice, ed i volumi pompati verranno misurati nella vaschetta di detta

The LOT and all the pressure test will be performed using the cementing unit, and

cementatrice. Un manometro con scala adeguata verrà usato per le letture di pressione. Prima del test circolare, condizionare e uniformare scrupolosamente la densità del fango. 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.

In caso di interruzioni o di risultati dubbi, il test dovrà essere ripetuto.

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

pumped volumes will be measured in the tank of the cement unit. 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 mud return. 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).

#### **4.1.4 PULIZIA E CONTROLLI FORO**

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

Alcuni suggerimenti:

- Eseguire il back reaming con top drive ogni asta 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 ed estrarre.

#### **HOLE CLEANING AND WIPER TRIPS**

Wiper trips and their frequency are left to the discretion of the Company Man.

Some suggestions:

- Before connections check hole condition and do back reaming if necessary.
- Carefully check the type and quantity of cuttings at the shale shaker.
- Run Wiper Trip up to the previous shoe, then RIH to TD, circulate bottoms up and POOH.

#### **4.1.5 DISPOSITIVI PROTEZIONE INDIVIDUALE (DPI) - PERSONAL PROTECTION EQ.(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**

##### **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.

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

#### **HAZARDOUS SUBSTANCES**

##### **Chemicals**

All mud products 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**

##### **4.2.1 ALEANNA DRILLING MANAGER**

Il Drilling Manager è il rappresentante della Società.

Egli riceve giornalmente dal Company Man tutti i 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.

#### **DUTIES AND RESPONSIBILITIES**

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

He receives complete daily reports from the 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**

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.

#### **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.

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.

#### **ALEANNA COMPANY MAN**

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.

#### **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.

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 SUPERVISORE DEL COMPL.**

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

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

Coordina tutti i Contrattisti coinvolti nelle varie fasi di lavoro.

#### **ALEANNA COMPLETION ENG.**

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

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

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.

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

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

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

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

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

#### **TOOL PUSHER**

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

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

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

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

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

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

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**

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.

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

Conduce le operazioni come da istruzioni del Tool Pusher e del Company Man.

#### **DRILLER**

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

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

Conducts operations as instructed by the Company Man and Tool Pusher.

#### **4.2.6 CONTRATTISTI**

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

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

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

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

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

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

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.

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.

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.

#### **CONTRACTORS**

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

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

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

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

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

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

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

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.

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 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 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 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

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



i dipendenti sono fortemente incoraggiati a seguire i meeting e di essere attivamente coinvolti nel programma EHS.

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 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.

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 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.

## **6 ALLEGATI**

## **ANNEXES**

### **6.1 ALLEGATO "A" PROGRAMMA FANGO**

### **ANNEX "A" MUD PROGRAMME**

### **6.2 ALLEGATO "B" SPECIFICHE TECNICHE IMPIANTO**

### **ANNEX "B" RIG SPECIFICATIONS**

### **6.3 ALLEGATO "C" PROGRAMMA DI DEVIAZIONE**

### **ANNEX "C" DIRECTIONAL PLAN**