

# **PERMESSO PONTE DEI GRILLI**

**Aleanna Resources LLC (100%)**

## **PROGRAMMA DI PERFORAZIONE**

**POZZO ARMONIA 1dir**

***PONTE DEI GRILLI PERMIT***

***DRILLING PROGRAM ARMONIA 1dir WELL***

***ALLEGATO 2***

## Sommario

PARTE 1 – Introduzione .....	4
1.2 Specifiche tecniche/Rig characteristics and main outfit .....	6
1.3 Dispositivi di sicurezza e strumenti/Safety outfits and devices .....	7
1.4 Elenco potenziali appaltatori/Potential contractors .....	8
PARTE 2 – SEQUENZA OPERATIVA/OPERATIONS .....	9
2.1 CONDUCTOR PIPE 13 3/8" .....	9
2.2 - Fase 12" ¼ fino a m 526 p.c.      2.2 12 ¼" phase till about 526 m GL .....	9
2.3: Fase: 8 ½" fino a TD (m 2376 p.c.)      2.3: 8 1/2" phase to TD (m 2376 GL) .....	11
2.4 - 7" csg (Opzionale)      2.4: 7" csg (Optional) .....	11
2.5 - P&A senza discesa csg 7" (fig. 4)      2.5: P&A without 7" csg (fig.4) .....	12
2.6: P&A Dopo Well Testing      2.6: P&A after Well Testing .....	13
2.7: P&A dopo logging & well testing      2.7: P&A After logging & well testing .....	14
2.8: Completamento e Well testing      2.8 Completion & Well Testing .....	15
2.9 Schema di completamento (fig. 5)      2.9 Possible Completion Drawing (fig.5) .....	16
PARTE 3: WELL ENGINEERING      PART 3: WELL ENGINEERING .....	17
3.1 Diagramma di avanzamento (Progress Chart).....	17
3.2 Selezione quote di tubaggio .....	19
3.2.1 - Conductor pipe 13 3/8" .....	19
3.2.2 - Casing 9 5/8" .....	19
3.2.3: Casing 7" .....	19
3.2.1: 13 3/8" CP:.....	19
3.2.2: 9 5/8" Casing.....	19
3.2.3: 7" Casing.....	19
3.3 Gradienti/Gradients.....	20
3.3.1 Discussione/Discussion.....	20
3.3.2 Dati relativi ai gradienti/Gradient data .....	21
3.3.3 Diagramma gradienti/Diagrams .....	22
3.3.4 Kick tolerance .....	23
3.4 Fluido di perforazione      3.4 Drilling fluid .....	24
3.4.1 Fase 12" ¼ dalla superficie a m 526 p.c./ 12" ¼ phase from 526 m GL to surface.....	24
3.4.2 Fase 8" ½ da m 526 a TVD 2376 m p.c./ 8" ½ phase from 526 m to TVD 2376 m GL .....	24
3.5 Casing design .....	25
3.5.1 Csg 9 5/8" .....	25



## PARTE 1 – Introduzione

Il Permesso “Ponte dei Grilli” è situato nel settore orientale della regione Emilia Romagna, nelle province di Ravenna, Bologna e Forlì-Cesena (fig. 1). Il permesso di ricerca ha una superficie di 258,45 km<sup>2</sup> ed è stato conferito a Aleanna Resources LLC, che ne detiene l’intera titolarità, con D.M. 30/03/2009. L’area del permesso ricade sul territorio dei comuni di Bagnacavallo, Bagnara di Romagna, Castel Bolognese, Cotignola, Faenza, Lugo, Massalombarda, Ravenna, Russi, S. Agata sul Santerno e Solarolo in provincia di Ravenna; di Forlì in provincia di Forlì-Cesena; di Imola e Mordano in provincia di Bologna.

Il prospetto minerario che si intende verificare, mediante la perforazione del sondaggio “Armonia 1dir”, è ubicato nella porzione occidentale del permesso, nel territorio del comune di Solarolo, circa 1 km a Est dell’abitato.

Il territorio nei dintorni del sondaggio è pianeggiante, con quote di circa 25-26 metri sopra al livello del mare.

“Ponte de Grilli” permit is located in the Eastern side of Emilia Romagna Region, within the provinces of Ravenna, Bologna and Forlì-Cesena (fig. 1). The permit surface is 258,45 km<sup>2</sup> and was awarded to Aleanna Resources LLC, which has 100% ownership, by the Ministerial Decree 30/03/2009. The permit area includes the following municipalities: Bagnacavallo, Bagnara di Romagna, Castel Bolognese, Cotignola, Faenza, Lugo, Massalombarda, Ravenna, Russi, S. Agata sul Santerno and Solarolo (Ravenna Province); Forlì (Forlì-Cesena province); Imola and Mordano (Bologna province).

The prospect to be explored by the drilling of “Armonia 1 dir” well is located in the Western section of the permit, in the municipality of Solarolo, around 2 km East of the residential area.

The surface location is located within a plain area, 25-26 meters above the sea level.

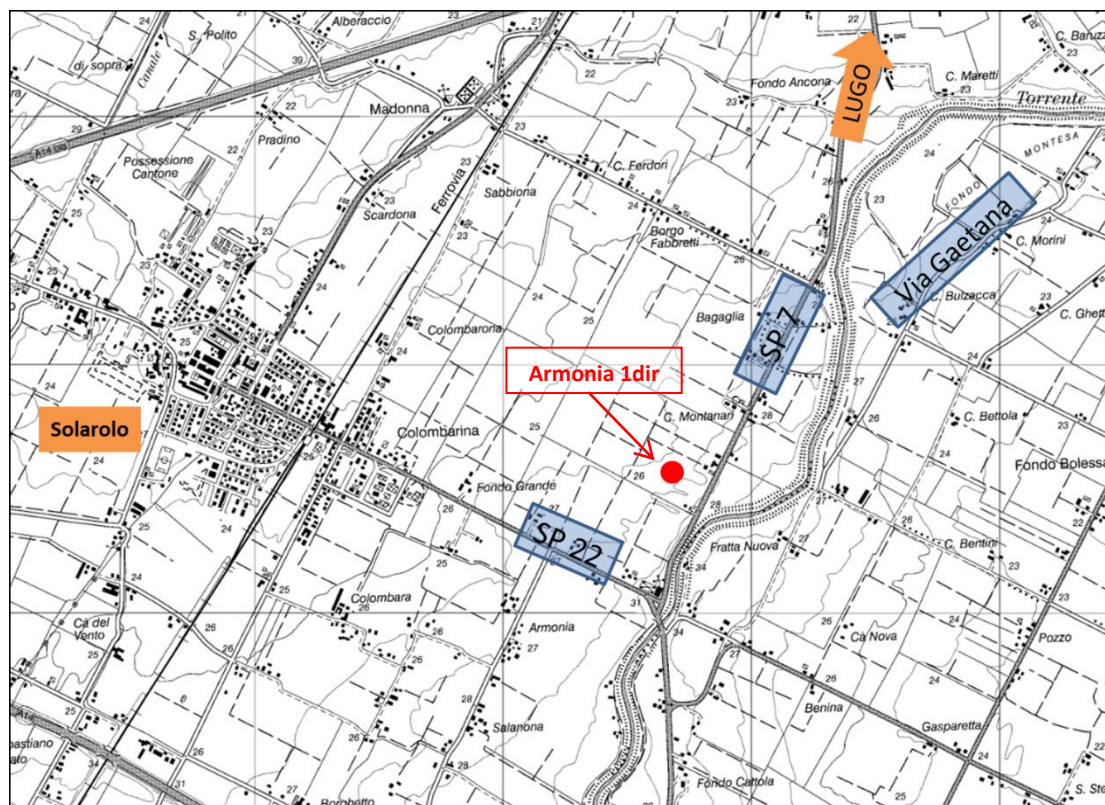


Figura 1 Ubicazione Armonia 1dir/ Armonia 1dir location



Figura 2 RIG DRILLMEC HH200MM (LP Drilling)



Figura 3 Layout postazione/Location layout

## 1.2 Specifiche tecniche/Rig characteristics and main outfit

Caratteristica	DRILLMEC HH-200MM
Contrattista	LP Drilling
Nome Impianto	DRILLMEC HH-200MM
Tipo Impianto	Trailer mounted idraulico
Tipo Mast	Idraulico telescopico
Altezza Tavola Rotary – P.C.	7,7 metri
Generatori	2 x CAT C18 – 545kW l'uno
Potenza Argano	Non Applicabile (equivalente 800 hp)
Potenzialità impianto	3000 metri
Top Drive	Drillmec HH-200
Capacità Top Drive	200 ton metriche (3.600 kg.m – 200 rpm)
Pressione esercizio Top Drive	345 bar
Tiro al gancio	181 ton (400,000 libbre)
Tiro al gancio dinamico	127 ton (70% tiro statico)
Set back capacity	Non applicabile
Diametro tavola rotary	27.1/2"
Pressione esercizio stand-pipe	5.000psi
Pompe Fluido	2 x 1000 hp – 7"x 9"
Motore Pompe	CAT 3512
Max. Input HP Pompe	1000 HP
Camicie disponibili	4.1/2" – 5" - 5.1/2" – 6" – 6.1/2" – 7"
Vasche Fluido	6 (187mc attive + 100mc H2O)
Trip tank	4mc
Vibrovgli	2 x Swaco Mongoose
Screen size	Da 20 a 175 mesh
Stoccaggio acqua	100 mc
Stoccaggio gasolio	23mc
Crane da 15 tons	Muletto da 14 ton

### 1.3 Dispositivi di sicurezza e strumenti/Safety outfits and devices

Caratteristica	
Diverter spools e valvole	20.3/4" – 3M diverter spool + q.tà 2 valvole 8" – 1M
Diverter System Hydril	Consolidated Pressure Control
BOP Stack Cameron	1 bag 13 5/8 5.000 psi 1 single ram 13 5/8 10.000 psi 1 double ram 13 5/8 10.000 PSIpsi Bag – NL Shaffer Ram Bop's – Church Energy Service
Cup type tester	Breda running & testing tool
Choke Manifold	MCM Oil tools
Linee di Superficie	5000 psi
Unità di controllo BOP	24 bottiglie da 11 galloni
Ubicazione comandi BOP	Drill Floor + Tool pusher + uscita di emergenza
Vacuum Degasser	Swaco Vertical
Inside BOP	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Float valve 7"5/8-6"5/8-4"1/2-3"1/2</li> <li>➤ Valvola di circolazione 5"-3"1/2</li> <li>➤ Gray valve 4"3/4-6"1/2</li> <li>➤ Hydril Drop-in per NC 38 e 50</li> </ul>

<p>L'impianto HH 200-MM ha la potenzialità sufficiente per operare in sicurezza in tutte le condizioni previste nella perforazione del pozzo. La capacità di tiro di 181 tonnellate garantisce un sufficiente margine di sicurezza per tutte le operazioni di perforazione e di posa dei casings. L'impianto è anche dotato di un sistema di vasche adeguato ai volumi di fango/acqua previsti, come specificato nel programma fango. La testa pozzo ed i BOP sono ampiamente sufficienti per le pressioni in gioco.</p>	<p>The HH MM-200 rig has the potential to operate safely in all conditions of drilling. Its 181 tons pull capacity guarantees a margin of safety for all drilling and casing installation operations. The rig is also equipped with a system of tanks suitable to the volume of mud/water provided, as specified in the mud program. Wellhead and BOP are more than sufficient for the pressures involved.</p>
--	--

#### 1.4 Elenco potenziali appaltatori/Potential contractors

<p>Il seguente elenco degli appaltatori è puramente indicativo e sarà aggiornato, prima dell'inizio delle operazioni, in seguito alla stipula dei contratti di servizio.</p>	<p>The following Contractor's list should be considered as provisional and will be updated before the beginning of operations</p>
--	---

Perforazione/Rig	LP Drilling
Mud Engineering	AVA
Mud Logging	GEOLOG
Log Elettrici/Logs	BAKER HUGHES
Cementazioni/Cement	BAKER HUGHES
Testa Pozzo/Well head	WEATHERFORD
Scalpelli/Bits	BAKER HUGHES
Down Hole Tools	WEATHERFORD
Pescaggi/fishing	WEATHERFORD
Power Tong & Casing Equipment	WEATHERFORD
Well Testing	BAKER HUGHES
Completamento/Completion	BAKER HUGHES
Battipalo e saldatori/C.P. driving and moulding	RAM
Lavori Civili/Civil works	FURIA
Smaltimento reflui	ACR REGGIANI



## PARTE 2 – SEQUENZA OPERATIVA/OPERATIONS

**Tutte le quote sono riferite al piano campagna (+ 26 m.s.l.m.)**

**All depths refer to GL (+ 26 m s.l.)**

### 2.1 CONDUCTOR PIPE 13 3/8"

<p>Il Conductor Pipe da 13" <sup>3/8</sup> (68 #) sarà battuto prima dell'arrivo dell'impianto di perforazione in postazione. Il tubo guida sarà battuto fino ad un rifiuto di +/- 1 mm/colpo. Nei pozzi limitrofi si è raggiunta una profondità di infissione intorno ai 60 m. Tagliare il tubo guida a fondo cantina all'altezza opportuna e saldarvi sopra la Flangia Base da 13" <sup>5/8</sup> x 5000. Testare la saldatura a 500 psi x 10'.</p> <p>Quando l'impianto di perforazione sarà in postazione, montare l'adapter 13" <sup>5/8</sup> x 5000-20" <sup>3/4</sup> x 3000 psi, il Diverter spool 20" <sup>3/4</sup> x 3000 psi, lo Shaffer anulare 20" <sup>3/4</sup> x 3000 psi e la linea di scarico da 8" con valvola automatica. Eseguire prova di funzionalità del Blow Out Preventer e della valvola di scarico automatica.</p> <p>Effettuare una prova generale di funzionalità, <u>con accettazione ufficiale</u> dell'impianto di perforazione e, soltanto a questo punto, potranno iniziare le operazioni che seguono.</p>	<p>The 13 3/8" C.P. (68#) will be driven before the arrival of the rig in location. The C.P. will be driven till a refusal of +/- 1 mm/stroke. In the surrounding wells a ground penetration of about 60 m was achieved. Cut the C.P. near the cellar bottom, recover the landing string, then weld on top of the cut the Base Flange 13 5/8"x 5000. Test seal @ 500 psi x 10'.</p> <p>When the rig arrives to the location, install the adapter 13 5/8x5000-20 3/4"x 3000 psi, the Diverter spool 20 3/4" x 3000 psi, the annular Shaffer 20 3/4 x 3000 psi, the 8" discharge line w/ automatic valve. Verify functionality of Blow Out Preventer and automatic discharge valve.</p> <p>Perform a complete functionality test of all equipment, followed by an <u>official acceptance</u> of the rig will signed by the Company Man and the Rig Contractor in charge. Then, operations can start.</p>
---	--

### 2.2 - Fase 12" 1/4 fino a m 526 p.c.

### 2.2 12 1/4" phase till about 526 m GL

<p>Non si prevede di incontrare sacche di gas o strati con gas in prossimità della superficie. In ogni caso, come misura precauzionale, verranno confezionati 30 m<sup>3</sup> di <i>kill mud</i> a base acqua con densità pari a 1.40 kg/l prima dell'inizio della perforazione e mantenuti sempre disponibili.</p> <p>Assemblare e discendere: 12" <sup>1/4</sup> BIT + NB + 1 x 6" <sup>1/2</sup> DC + STAB + 1 x 6" <sup>1/2</sup> DC + STAB + 1 x 6" <sup>1/2</sup> DC + STAB + 2 x 6" <sup>1/2</sup> DC + 12 x 5" HWDP + 5" DP.</p> <p>Montare sullo scalpello l'anello porta TOTCO per il rilevamento della inclinazione.</p> <p>Cominciare a perforare usando il fango previsto dal programma fluido e con parametri di perforazione controllati, fino almeno all'uscita degli <i>stabs</i> dalla scarpa del C.P. Quindi proseguire con i parametri</p>	<p>No shallow gas pockets or layers are expected at the proposed location. However, as a precautionary measure, 30m<sup>3</sup> of 1.4 sg water based kill mud will be mixed and held in reserve prior spudding the well.</p> <p>Assemble and RIH: 12 1/4" BIT + NB + 1x6 1/2" DC + STAB + 1x6 1/2" DC + STAB + 1x6 1/2" DC + STAB + 2x6 1/2" DC + 12x5" HWDP + 5" DP.</p> <p>Install on top of the bit the proper TOTCO seat ring for inclination measure.</p> <p>Start washing down and drilling using the mud suggested by the AVA drilling fluid program. To avoid risks of torque excess, washouts around the C.P. or losses, use limited parameters (Pump rate,</p>
---	---

<p>pieni.</p> <p>Eeguire una prima misura dell'inclinazione sotto la scarpa del C.P., quindi una seconda intorno ai 250-300 m p.c. e, infine, l'ultima una volta raggiunta la quota scarpa, prima dell'estrazione finale.</p> <p>In funzione dei dati di inclinazione ottenuti decidere se proseguire con gli stessi parametri di perforazione o modificarli per evitare di raggiungere valori troppo alti.</p> <p>Raggiunta la quota scarpa di 526 m, circolare e condizionare il fango fino a completa pulizia del foro.</p> <p>Estrarre fino alla scarpa del C.P. e ritornare al fondo. Circolare il <i>bottom-up</i>, lanciare il TOTCO ed estrarre.</p> <p>Effettuare il rig-up per il tubaggio, scendere il casing da 9 5/8" fino al fondo, circolare e condizionare il fango.</p> <p>Miscelare e pompare il cemento secondo il programma di cementazione.</p> <p>Spiazzare la malta con fango fino ad un contatto tappi di 500 psi al di sopra della pressione finale di spiazzamento. Controllare il funzionamento delle valvole. Se c'è ritorno, mantenere la pressione per 4 ore.</p> <p>W.O.C. come da test di laboratorio (controllare i campioni).</p> <p>Rilasciare il csg 9" <sup>5/8</sup> sui cunei, tagliarlo e recuperare lo spezzone di <i>landing string</i>.</p> <p>Smontare Diverter Spool e BOP anulare e saldare la flangia base 11" x 5000 psi sul casing 9" <sup>5/8</sup> tagliato.</p> <p>Inflangiare Casing Spool 13" <sup>5/8</sup> x 5000 - 11" x 5000 psi e testare inflangiatura a 2000 psi x 10 min.</p> <p>Installare il BOP stack 13" <sup>5/8</sup> 5000 psi come da paragrafo 3.8. e testare:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Ganasce cieche/trancianti a 500 e 1000 psi per 10 min.</li> </ul> <p>Testare con il <i>cup tester</i>:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Ganasce sagomate a 1500 psi per 10 min.</li> <li>• BOP anulare a 1000 psi e 500 psi per 10 min.</li> </ul>	<p>Bit RPM, WOB) at least until the stabs are still inside the C.P., then drill ahead with full parameters</p> <p>Make a first inclination measurement under C.P. shoe, and a second one at about 250-300 m GL. POOH Bit to read values. Based on inclination results, decide if drill ahead as before or change parameters in order to avoid reaching an uncontrolled inclination.</p> <p>Drill ahead till the 526 m casing point, circulate and condition mud to hole clean. Perform a wiper trip to C.P. shoe, run back to bottom and condition mud again.</p> <p>Drop TOTCO and POOH.</p> <p>Rig Up for csg job and run 9 5/8" csg to bottom and condition mud.</p> <p>Mix, pump slurry and cement csg as per program.</p> <p>Displace until plugs bump and test csg integrity @ 500 psi over last displacement pressure. Check for back flow.</p> <p>W.O.C. as per lab tests.</p> <p>N/D adapter spool and pick up Diverter.</p> <p>Set the 9 5/8" slips in place and lower 9 5/8" casing.</p> <p>Cut it and recover landing string.</p> <p>N/D and recover Diverter flange and annular BOP.</p> <p>N/U Casing spool 13 5/8"x5000-11"x5000 psi and test @ 2000 psi x 10 min.</p> <p>N/U BOP stack 13 5/8"x5000 psi (Single, Double and Annular)</p> <p>Install BOP stack stack 13" <sup>5/8</sup> 5000 psi as per point 3.8. and test:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Blind/share Rams at 500 and 1000 psi for 10 mins.</li> </ul> <p>Test with <i>cup tester</i>:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Pipe Rams at 1500 psi for 10 mins.</li> <li>• Annular BOP at 500 and 1000 psi for 10 mins.</li> </ul>
--	--

### 2.3: Fase: 8 ½" fino a TD (m 2376 p.c.)

### 2.3: 8 1/2" phase to TD (m 2376 GL)

<p>Assemblare e discendere la BHA suggerita dal Directional Drilling Engineer per l'impostazione del foro deviato con KOP appena sotto scarpa 9" <sup>5/8</sup> (Allegati A1/A2).</p> <p>Fresare collare, circa metà del cemento tra scarpa e collare, quindi fermarsi e testare l'integrità della colonna chiudendo il BOP e pressurizzando a circa 100 kg/cm<sup>2</sup> per 10 min.</p> <p>Se il test è OK, scaricare la pressione e riprendere a perforare il rimanente cemento e la scarpa. Perforare circa 5 m di nuova formazione, circolare fino a uniformare il fango in pozzo, quindi fermarsi e ritirare in scarpa.</p> <p>Eeguire con molta accuratezza un L.O.T. con la Cementing Unit per determinare il <math>G_{fr}</math> sotto la scarpa 9" <sup>5/8</sup>.</p> <p>Perforare il foro fino alla TD programmata seguendo il programma di deviazione (Allegati A1/A2). Monitorare tutti gli indizi che possano segnalare un incremento del Gp, e soprattutto, in caso di <i>drilling break</i>, fermarsi per controllare i livelli ed eventualmente circolare <i>Bottom Up</i>.</p> <p>Raggiunta la TD, circolare per condizionare il fango e pulire il foro, quindi estrarre per effettuare i <i>logs</i> elettrici.</p> <p>In caso di responso negativo dei <i>logs</i>, si passerà alla chiusura mineraria del foro, come da programma approvato da UNMIG.</p>	<p>M/U and RIH the BHA suggested by the Directional Drilling Engineer for the Deviation of the well, with KOP just below the 9 5/8" csg shoe (Attachments A1/A2).</p> <p>Drill-out Float Collar, about half of the shoe track cement, then stop and test the csg integrity by closing BOP and presurizing @ about 100 kg/cm<sup>2</sup> for 10 mins.</p> <p>If the test is OK, bleed off the pressure and complete the cement milling out.</p> <p>Drill about 5 m of new formation, circulate to condition mud and clean hole, then stop and pick up the bit inside csg shoe.</p> <p>Perform accurate Leak Off test with Cementing Unit to determine the Fracture Gradient below shoe 9 5/8" csg.</p> <p>Drill the 8½" section till TD, following the directional plan (Attachments A1/A2). Carefully monitor any possible indication of overpressure. In case of Drilling Breaks promptly stop drilling, check for flow and, if necessary, circulate Bottom Up.</p> <p>After reaching TD, circulate to condition mud and POOH for wireline logs.</p> <p>In case of negative response the well will be P&amp;A as per program approved by UNMIG.</p>
--	--

### 2.4 - 7" csg (Opzionale)

### 2.4: 7" csg (Optional)

<p>La discesa del <i>casing</i> di produzione 7" dipenderà dai risultati dei <i>logs</i> elettrici e, eventualmente, dei test <i>wireline</i>.</p> <p>In caso di tubaggio della 7", dopo i <i>logs</i> eseguire una manovra di controllo foro.</p> <p>Montare scarpa e collare, scendere il <i>casing</i>, e cementarlo secondo programma.</p> <p>W.O.C. come da test di laboratorio. Sollevare i BOP, incuneare il <i>casing</i> e tagliarlo recuperando la <i>landing string</i>.</p> <p>Inflangiare il Tbg Spool 11" x 5000 – 7" <sup>1/16</sup> x 5000 e testare l'inflangiatura a 3000 psi x 10 min.</p> <p>Rimontare il BOP stack. Sostituire la Pipe Rams 5" con 3 ½".</p> <p>Eeguire BOP tests con Cup Tester:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Ganasce sagomate a 3000 psi x 10 min.</li> <li>• Hydril a 500 e 1000 psi x 10 min.</li> </ul>	<p>7" production casing will depend on the response of Electrical Logs.</p> <p>In case of 7" casing to be run, after the logs perform a check of the hole.</p> <p>Rig Up for casing job, run casing and cement as per cementing program.</p> <p>WOC as per lab tests results. Nipple Down and Pick Up BOP stack, set slips and release 7" csg on Tubing Spool. Cut csg and recover landing string.</p> <p>N/U 11" x 5000 – 7 1/16" x 5000 Tbg Spool and test @ 3000 psi for 10 mins.</p> <p>Release BOP stack and replace 5" Pipe Rams with 3 ½".</p> <p>Perform BOP tests with Cup Tester:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Pipe Rams @ 3000 psi for 10 mins.</li> <li>• Hydril @ 500 and 1000 psi for 10 mins.</li> </ul>
---	---

- Shear Blind rams a 500 e 1000 psi x 10 min.
- Montare bit 6" + Scraper e scendere fino al Float Collar.
- Circolare e condizionare fango, testare casing a 3000 psi x 10 min.
- Estrarre ed eseguire CBL-VDL-CCL
- Proseguire con operazioni completamento

- Shear Blind rams @ 500 and 1000 psi for 10 mins.
- M/U 6" Bit + Scraper and run till Float Collar.
- Circulate and condition hole, test csg at 3000 psi for 10 mins.
- POOH and record CBL-VDL-CCL.
- Go ahead with completion operations.

## 2.5 - P&A senza discesa csg 7" (fig. 4)

## 2.5: P&A without 7" csg (fig.4)

Lo schema di chiusura mineraria è attualmente definito in via preliminare. Il programma definitivo, da predisporre in seguito all'esecuzione dei logs e sulla base delle quote reali, dovrà essere approvato da UNMIG.

In caso di esito negativo dei logs elettrici, si procederà a chiudere minerariamente il pozzo tramite tappi di cemento e/o BP, per isolare livelli a diverso gradiente, e ripristinare le tenute preesistenti nel sottosuolo.

- Scendere 5" DP con un peduncolo di 150-200 m di tbgs fino a m 2300.
- Eseguire un tappo di cemento da m 2326 p.c. a m 2176 p.c. per isolare i livelli porosi della Formazione Porto Corsini
- Sollevare la string fino a m 1300 circa ed eseguire un tappo di cemento da m 1326 p.c. a m 1176 per separare le sabbie pleistoceniche dalle argille del Santerno.
- Estrarre, montare lo scalpello e scendere in pozzo per testare il tappo eseguito.
- Estrarre, rimontare e discendere la batteria fino a m 576 per eseguire il 3° tappo da m 576 a 426.
- Estrarre per discendere bit + Scraper per testare il tappo e pulire la colonna dove fissare un B.P. Estrarre Bit + Scraper.
- Scendere di nuovo il peduncolo per eseguire il tappo di superficie da m 150 fino a fondo cantina.
- Tagliare la 7" e la 9 5/8" appena dentro la 13" 3/8" e recuperare la testa pozzo.
- Saldare un'unica piastra di chiusura mineraria al top della 13" 3/8", saldare una valvola da 1/2" e testare la tenuta a 400 psi.

The current P&A scheme is preliminary. The final program, to be executed after logs and based on actual depths, should be approved by UNMIG.

In case of negative results from electric logs, P&A will be executed with cement plugs and/or BP to isolate levels at different gradients, and restore the original subsoil conditions.

- RIH 5" DP with 150-200 m of tbg stinger till 2300 m.
- Perform cmt plug from 2326 to 2176 to isolate the porous Porto Corsini levels.
- POOH string to about 1300 m and perform a cmt plug from 1326 to 1176 m. to separate Asti Sands from Santerno Shale.
- POOH and RIH the bit to test cement plug.
- POOH and RIH string to 576 m to perform 3<sup>rd</sup> cement plug from 576 m to 426 m.
- POOH and RIH Bit + Scraper to test cement plug and clean casing where to set a B.P. POOH Bit + Scraper.
- RIH Cementing String and perform surface cement plug from 150 m to cellar bottom.
- Cut 7" and 9 5/8" just inside 13 3/8" csg and recover Wellhead.
- Weld a steel plate on top of 13 3/8" cut csg, weld a 1/2" valve and test seal at 400 psi
- The P&A program must be approved and authorized by UNMIG.

## 2.6: P&A Dopo Well Testing

## 2.6: P&A after Well Testing

Lo schema di chiusura mineraria è attualmente definito in via preliminare. Il programma definitivo, da predisporre in seguito all'esecuzione dei test e sulla base delle quote reali, dovrà essere approvato da UNMIG.

- Se dopo il tubaggio del casing 7" le prove hanno dato esito negativo, i livelli testati dovranno essere isolati con un *Cement Retainer* disceso con le DP e fissato sopra gli spari (orientativamente intorno ai 2056 m p.c.).
- Prima di estrarre lo *stinger* del *setting tool* si cercherà di iniettare in *squeezing*, attraverso gli spari, la malta di cemento in formazione.
- Sfilare il *setting tool*, sollevarlo di alcuni metri, e testare la tenuta a circa 1000 psi.
- Estrarre il *setting tool* e scendere in pozzo un peduncolo di circa 200 m di tbg 2" <sup>7/8</sup> + DP fino a ca. m 1276 p.c.
- Eseguire un tappo di cemento di 150 m da m 1276 a m 1126 p.c.
- Ritirare il peduncolo a m 576 ed eseguire un tappo di cemento da m 576 a m 426, circolare ed estrarre.
- Scendere Bit + scraper fino a toccare il tappo di cemento precedente e testarlo con 10 tonnellate. Estrarre.
- Scendere e fissare un B.P. a m 226 circa e testare tenuta idraulica a 1000 psi.
- Eseguire un tappo di cemento nel csg 7" a partire da circa 176 m fino alla superficie.
- Quindi tagliare i casing 7" e 9 <sup>5/8</sup>" a fondo cantina e recuperare la testa pozzo.
- Chiudere il pozzo con un'apposita piastra da saldare sul C.P. 13" <sup>3/8</sup>. Sulla piastra sarà montata una valvola da 1/2" attraverso la quale si testerà la tenuta della saldatura a 400 psi.

The current P&A scheme is preliminary. The final program, to be executed after tests and based on actual depths, should be approved by UNMIG.

- In case of negative test results after 7" casing, tested levels should be isolated with Cement Retainer set at 2056 m GL, about 20 m above the top of perforations.
- Before slipping off the stinger of Setting Tool some cement slurry should be squeezed through perforations into formation, in order to better seal the holes.
- Slip off setting tool, lift it up a few metres, and test sealing at about 1000 psi.
- POOH Setting tool and RIH about 200 m of 2" <sup>7/8</sup> tbg stinger, until 1276 m GL.
- Set a 150 m cement plug from 1276 to 1126 m.
- Pick up Stinger at 576 m and set a cmt plug from 576 to 426 m. Circulate and POOH.
- RIH Bit + Scraper to reach cement plug and test with 10 tons. POOH.
- RIH and set a B.P. @ 226 m, test seal at 1000 psi.
- Set a surface cmt plug on 7" csg from 176 m to surface.
- Cut 7" and 9 <sup>5/8</sup>" casings at bottom cellar and recover wellhead.
- Close the well by welding a plate on top of 13 <sup>3/8</sup>" csg. On top of the plate a 1/2" valve will be welded to eventually control the inside pressure if needed. Test the plate seal @ 400 psi.

**2.7: P&A dopo logging & well testing**

**2.7: P&A After logging & well testing**

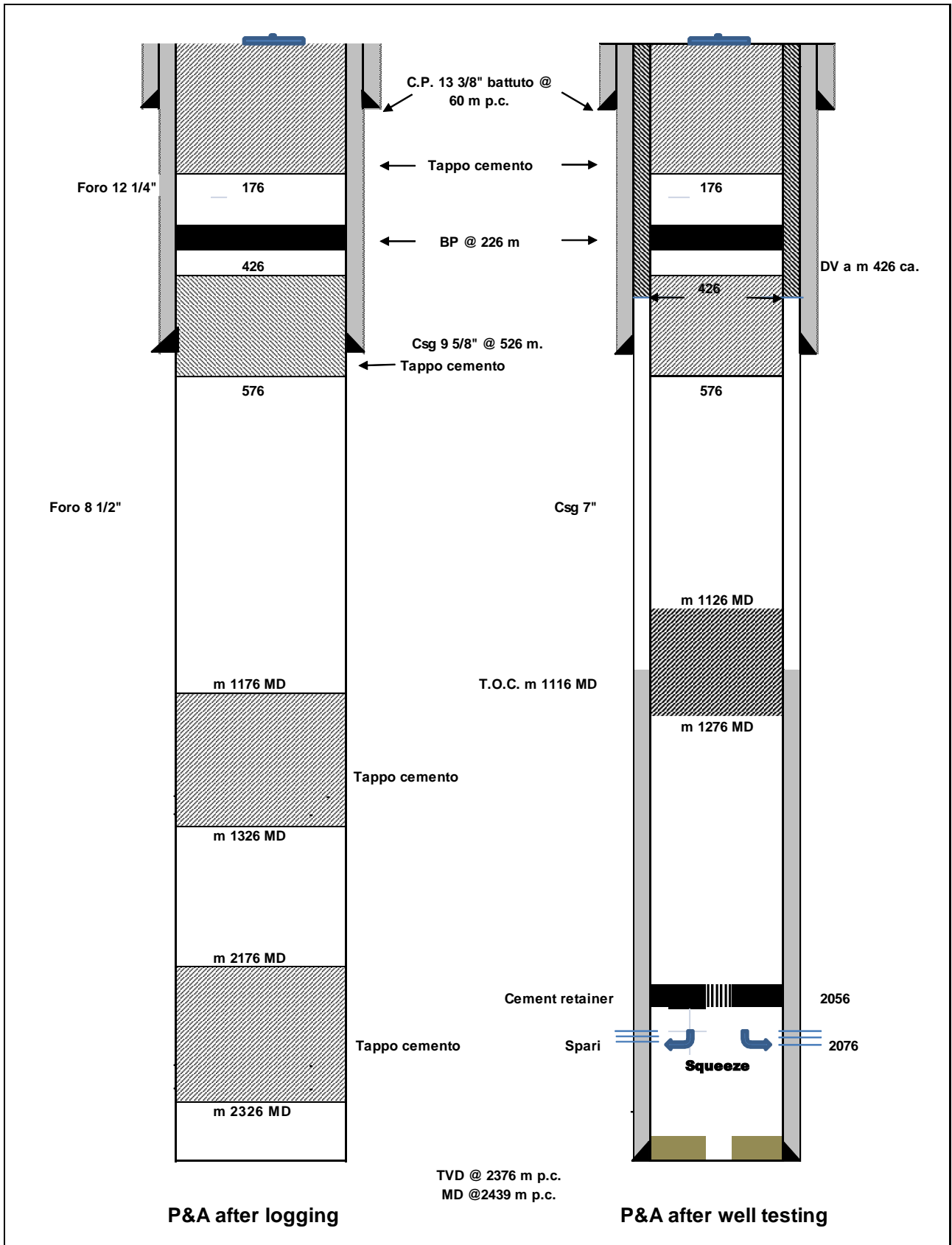


Figura 4 Schema di chiusura mineraria/P&A

## 2.8: Completamento e Well testing

## 2.8 Completion & Well Testing

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

Lo schema che segue (fig. 5) mostra uno schema preliminare semplificato di completamento singolo, nel caso di un solo target mineralizzato. Nel caso di 2 livelli da completare si prevederà un completamento singolo selettivo o doppio.

Programma di massima:

- Eseguire spari con wireline per aprire i livelli da testare.
- Assemblare e scendere la *string* di completamento singolo composta da tubings 2" <sup>3/8</sup>, *hydraulic set retrievable packer*, *safety valve* e *tbg hanger* come da schema di completamento e testa pozzo (figure 5 e 8).
- Scaricare tutto il peso della string sul tbg spool e fissare i *lock down pins*.
- Spiazzare il fluido in pozzo con brine contenente antifermentante come *fluid packer*.
- Mantenere un'adeguata contropressione anulare per impedire l'ingresso di gas nell'*annulus*.
- Lanciare la biglia di settaggio, pressurizzare e fissare il *packer*. Espellere la biglia.
- Fissare con *wireline* un *Retrievable Plug* nella *string*.
- Smontare il BOP stack. Montare il *Tubing Head Adapter Flange* e la *X-Mas tree* (fig. 8 - testa pozzo).
- *Rig Up wireline* e recuperare il *Retrievable Plug*.
- Dopo l'installazione delle adeguate attrezzature di superficie (chokes, separatore, heater, fiaccola) mettere in erogazione il pozzo.

***Il programma definitivo di completamento e well testing verrà stabilito in seguito all'analisi dei log elettrici e sottoposto a UNMIG per approvazione.***

A complete and detailed program for Completion and Well testing will be issued only after a deep analysis of the wireline logs, including cementing log analysis.

The program will include perforations type and interval, completion string design, detailed layout of testing equipment at location, operational plan and procedures to be followed.

The following scheme (fig. 5) is just an example of completion, that will be single (in case of a unique productive interval), or double/selective in case of two productive intervals in the same formation (Porto Corsini).

Preliminary program:

- Open the intervals w/ 4" guns to open levels to be tested.
- Assemble and RIH the completion string of 2 3/8" MS tbgs including hydraulic set retrievable Packer, Safety Valve, and tbg Hanger as shown in figures 5 and 8.
- Release all the string Weight on Tbg Spool and set the Lock Down pins.
- Displace the fluid in hole with brine containing non-fermenting additive.
- Keep an adequate pressure at *annulus* to prevent gas entrance.
- Drop setting ball, pressurize and set packer. Extrude setting ball.
- R/U slick line and set a Retrevable Plug inside the string.
- N/D and remove BOP stack. N/U Tubing Head Adapter Flange and Christmas Tree (figure 8 – Wellhead).
- R/U wireline and recover Retrievable Plug.
- After installation of surface equipment (Chokes, Separator, Heater, Flare, etc.) open well and start flowing.

***Final and detailed program for completion and well testing will be issued after logs analysis and filed to UNMIG for approval.***

2.9 Schema di completamento (fig. 5)

2.9 Possible Completion Drawing (fig.5)

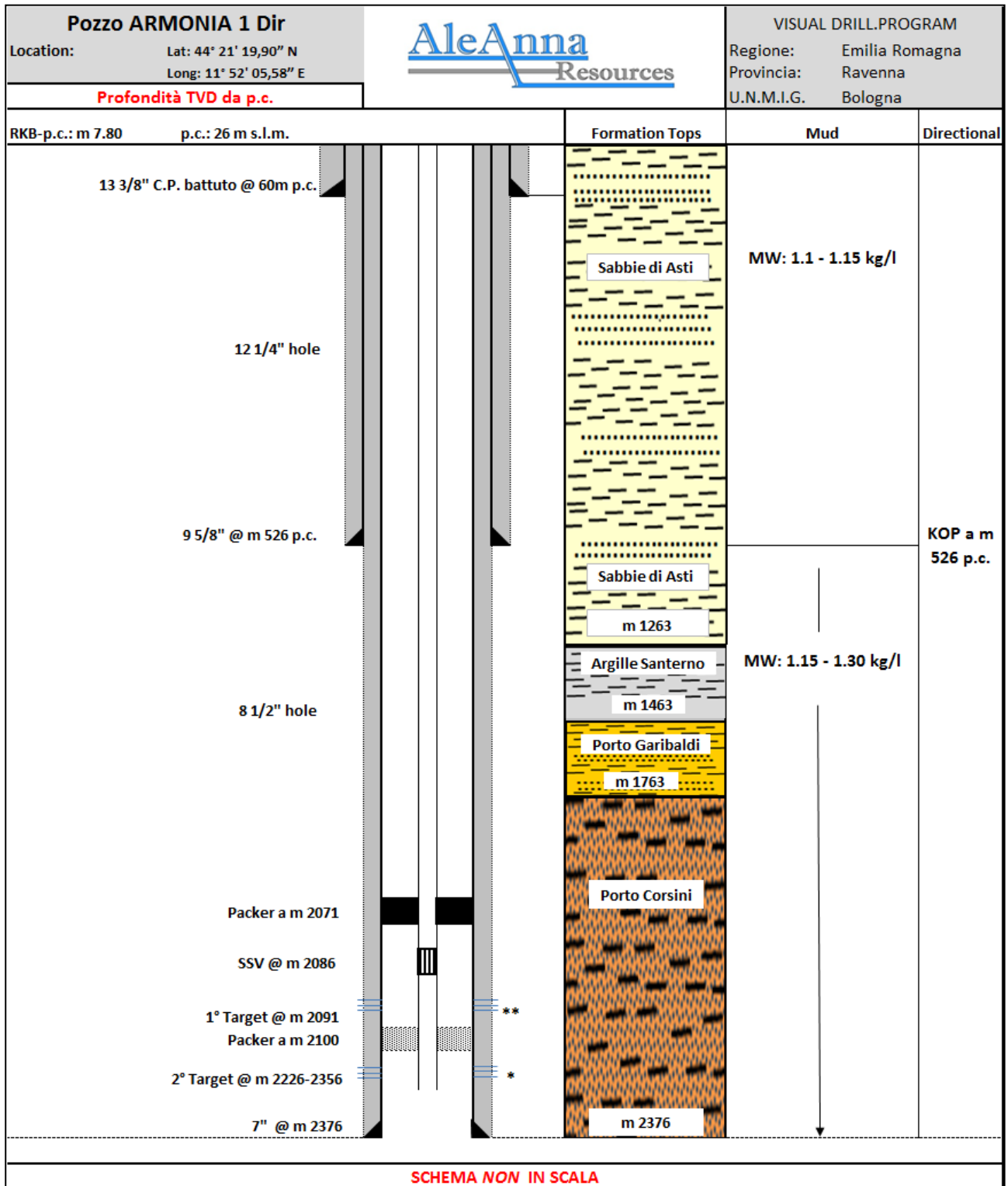


Figura 5 Schema di completamento/Completion scheme



**PARTE 3: WELL ENGINEERING**

**PART 3: WELL ENGINEERING**

**3.1 Diagramma di avanzamento (Progress Chart)**

**3.1.1 – Caso pozzo sterile/Dry well**

CASO DRY WELL			
Fase	G. Parziali	G. Cumulativi	Profondità*
	0	0	0
Fase 12 1/4"	5	5	526
9 5/8" csg	5	10	526
Fase 8 1/2"	11	21	2376
Logs	2	23	2376
P&A	4	27	2376

*\*quote da p.c. = 26m*

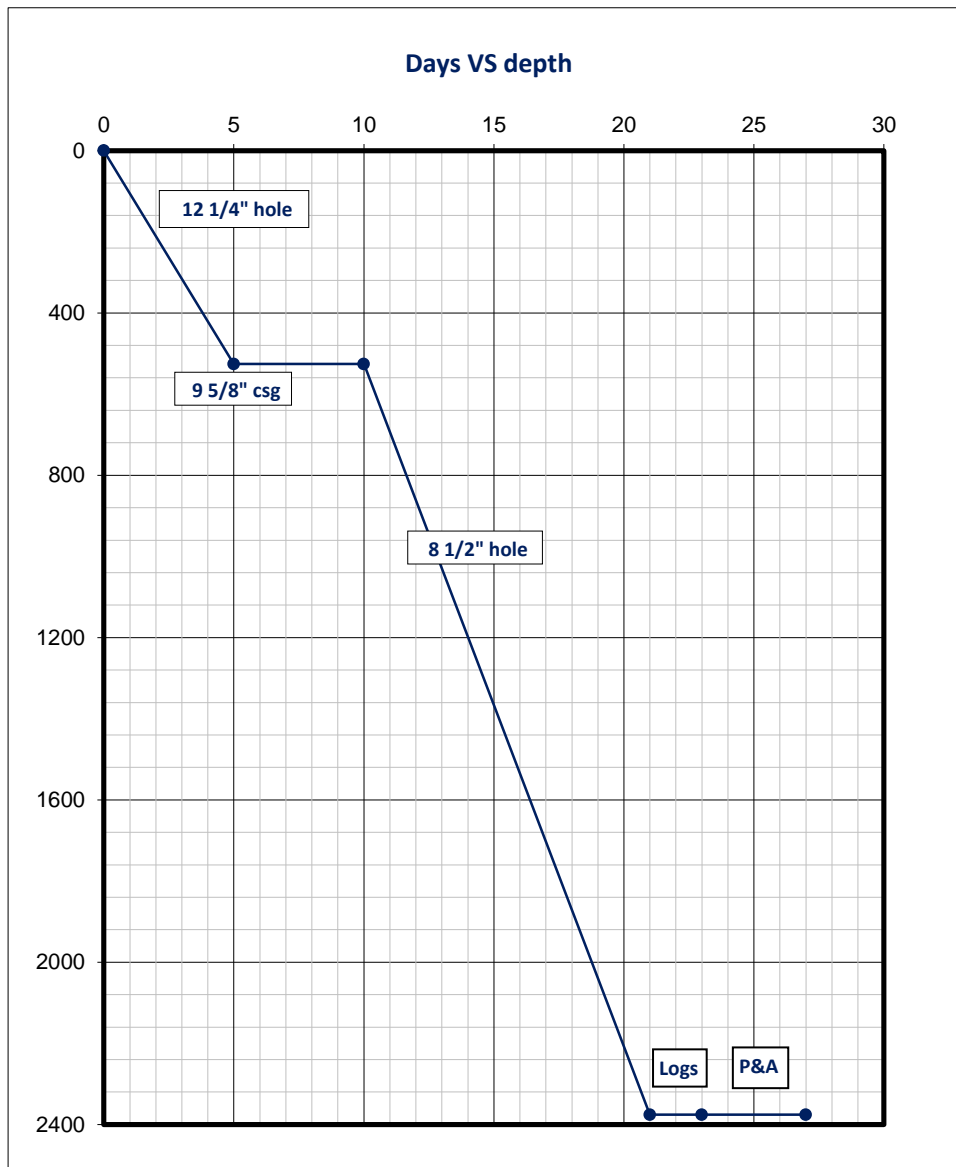


Figura 6 - Diagramma avanzamento in caso di pozzo sterile/Progress chart dry well

**3.1.2 – Caso pozzo a gas/Gas well**

CASO GAS WELL			
Fase	G. Parziali	G. Cumulativi	Profondità*
	0	0	0
Fase 12 1/4"	5	5	526
9 5/8" csg	5	10	526
Fase 8 1/2"	11	21	2376
Logs	2	23	2376
7" csg. & compl.	4	27	2376
Test	4	31	2376

\*quote da p.c. = 26m

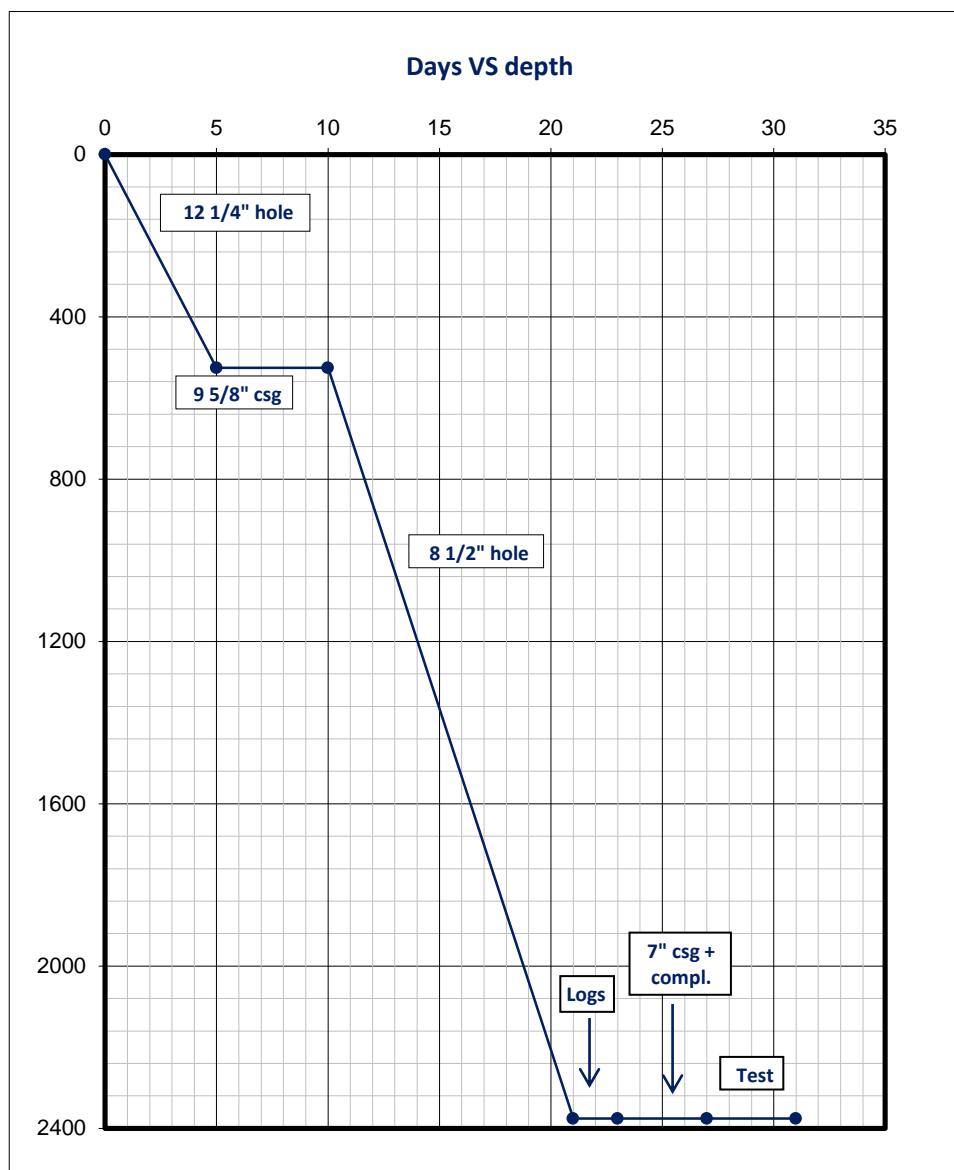


Figura 7 Diagramma avanzamento in caso di pozzo a gas/Progress chart gas well

### 3.2 Selezione quote di tubaggio

### 3.2 Casing points selection

<p><b>3.2.1 - Conductor pipe 13<sup>3/8</sup>"</b></p> <p>Il C.P. verrà battuto prima dell'arrivo dell'impianto da un battipalo DELMAG 22 fino ad un rifiuto di circa +/- 1mm/colpo. Tutti i pozzi perforati nell'area hanno raggiunto un'infissione reale di circa 60 metri.</p> <p><b>3.2.2 - Casing 9<sup>5/8</sup>"</b></p> <p>Il foro 12" ¼ sarà perforato in verticale fino ad una profondità di circa 526 metri per 3 ragioni:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Raggiungere un G<sub>fr</sub> (circa 1.70) in grado di fronteggiare un possibile aumento del G<sub>p</sub> (e conseguentemente del MW) nella fase finale del sondaggio che raggiungerà gli obiettivi minerari nella formazione Porto Corsini.</li> <li>• A m 526 è previsto il KOP del foro che raggiungerà l'inclinazione massima di circa 21° per poi rientrare in verticale prima di intercettare gli obiettivi.</li> <li>• Il casing 9<sup>5/8</sup>" verrà cementato fino a giorno.</li> </ul> <p><b>3.2.3: Casing 7"</b></p> <p>Il casing di produzione da 7" verrà disceso solo nel caso in cui i logs mostrino sufficienti indizi di mineralizzazione a gas, oppure nel caso si decida di testare qualche livello indiziato.</p> <p>Il casing 7" dovrà essere cementato con risalita entro la scarpa della 9<sup>5/8</sup>", anche in previsione della chiusura mineraria dell'intercapedine 9<sup>5/8</sup>-7".</p> <p>Al momento della cementazione si dovrà verificare la risalita della malta fino ai 300-400 m p.c. Altrimenti, nel caso di eventuali assorbimenti durante lo spiazamento, bisognerà prevedere di cementare tale intervallo tramite un 7" DV @ m 400 p.c. circa.</p>	<p><b>3.2.1: 13 3/8" CP:</b></p> <p>The C.P. will be driven by a DELMAG 22 hammer till a final refusal of +/- 1 mm stroke. All reference wells drilled in the area have reached a ground penetration of about 60 meters.</p> <p><b>3.2.2: 9 5/8" Casing</b></p> <p>The 12 ¼" hole will be drilled vertical till the depth of 526 m for 3 main reasons:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• reach a suitable G<sub>fr</sub> (around 1.70 EMW) to face a possible G<sub>p</sub> increase (and consequent MW increase) in final drilling phase, when approaching to the targets.</li> <li>• Hole KOP is expected at 526 m, with a max angle of about 21° and subsequent drop off to reach verticality before reaching the targets.</li> <li>• 9<sup>5/8</sup>" casing will be cemented to the top.</li> </ul> <p><b>3.2.3: 7" Casing</b></p> <p>The 7" production casing will be run and cemented only in case of productive well, or to perform production tests.</p> <p>The casing 7" will be cemented up the 9<sup>5/8</sup>" shoe lifts, also expecting a closure of 9<sup>5/8</sup>-7" interspace.</p> <p>At cementation, check the slope of cement up to 300-400 m GL. Otherwise, in the case of any absorption during the displacement, it will be necessary to cement that level through a 7" DV @ about 400 m GL.</p>
--	--

### 3.3 Gradienti/Gradients

#### 3.3.1 Discussione/Discussion

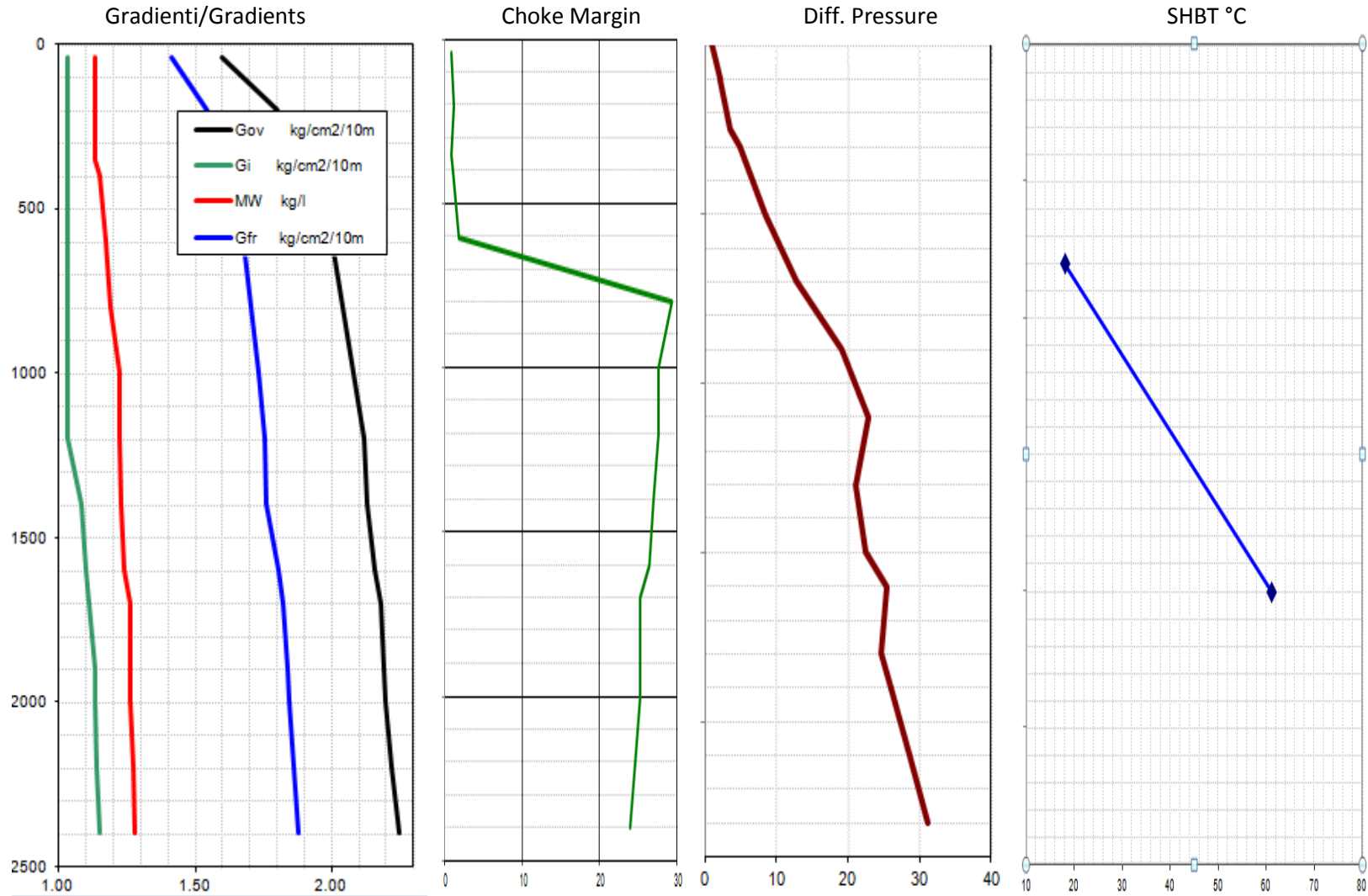
<p><b><i>Il Gradiente dei pori (<math>G_p</math>)</i></b></p> <p>Le previsioni sul gradiente dei pori state ricavate dai dati di numerosi pozzi limitrofi quali Zagonara 1, Lugo 1, Cotignola 26, Cotignola 25, Cotignola 27, Boschetti 1, tra gli altri.</p> <p>In base a questi dati, il <math>G_p</math> rimane su valori normali fino intorno ai 1200-1400 m, da cui inizia un leggero incremento fino a raggiungere valori di 1.14-1.15 kg/l/10m a fondo pozzo, per un MW richiesto di circa 1.30-1.40 kg/l.</p> <p>In genere, in questa area della pianura padana, il <math>G_p</math> si sviluppa decisamente, con generazione di sovrappressioni, solo nelle formazioni del Miocene, che il pozzo Armonia 1 Dir non raggiunge.</p> <p><b><i>Il Gradiente geostatico (<math>G_{ov}</math>)</i></b></p> <p>Il gradiente geostatico è stato calcolato dai tempi di transito ricavati dal Sonic Log dei pozzi di riferimento e di altri pozzi circostanti. I valori risultanti sono riportati in tabella 1 (diagrammi a pag. 22).</p> <p><b><i>Il gradiente di fratturazione (<math>G_{fr}</math>)</i></b></p> <p>Il <math>G_{fr}</math> è stato calcolato per tutto il profilo del pozzo (tabella 1 e diagrammi a pag. 22) secondo la formula:</p> $G_{fr} = 2/3 (G_{ov} - G_p) + G_p$ <p>Prima di iniziare la perforazione della fase 8" ½ sotto la scarpa della 9" 5/8 si dovrà procedere ad una verifica accurata del valore del <math>G_{fr}</math> mediante l'esecuzione di un L.O.T.</p>	<p><b><i>Pores Gradient (<math>G_p</math>)</i></b></p> <p>The forecast of pores gradient was obtained from many reference wells such as Zagonara 1, 1 Lugo, Cotignola 26, Cotignola 25, Cotignola 27, and Boschetti 1, among others.</p> <p>Based on these data, the <math>G_p</math> remains on normal values up to around 1200-1400 m, from where it starts a slight increase up to values of 1:14 to 1:15 kg/l/10m bottom hole, for a required MW of about 1:30 -1.40 kg / l.</p> <p>Typically, in this area of the Po Valley, the <math>G_p</math> develops with overpressure only in Miocene formations, which are not reached by Armonia 1 Dir well.</p> <p><b><i>Geostatic Gradient (<math>G_{ov}</math>)</i></b></p> <p>The geostatic gradient was calculated from transit time taken from Sonic Log of reference wells and other surrounding wells. The resulting values are reported in table 1.</p> <p><b><i>Fracture Gradient (<math>G_{fr}</math>)</i></b></p> <p>The <math>G_{FR}</math> was calculated for the whole well profile (table 1) according to the formula:</p> $G_{fr} = 2/3 (G_{ov} - G_p) + G_p$ <p>Before starting the drilling phase of 8" ½ below the shoe of 9" 5/8, a thorough check of <math>G_{FR}</math> value will be executed by running a L.O.T.</p>
---	---

### 3.3.2 Dati relativi ai gradienti/Gradient data

VD m	G <sub>ov</sub> kg/cm <sup>2</sup> /10m	G <sub>i</sub> kg/cm <sup>2</sup> /10m	MW kg/l	G <sub>fr</sub> kg/cm <sup>2</sup> /10m	Choke margin kg/cm <sup>2</sup>	Differential pressure kg/cm <sup>2</sup>	SBHT °C	Fm	NOTES
40	1.60	1.03	1.13	1.41	1	0		Alluvionale	13 3/8" CP
200	1.80	1.03	1.13	1.54	1	2		Asti sands	
350	1.90	1.03	1.13	1.61	1	4	20	Asti sands	
400	1.95	1.03	1.15	1.64	1	5		Asti sands	
600	2.00	1.03	1.17	1.68	2	8	18	Asti sands	9 5/8" csg
800	2.04	1.03	1.19	1.70	29	13		Asti sands	
1000	2.08	1.03	1.22	1.73	28	19		Asti sands	
1200	2.12	1.03	1.22	1.76	28	23	40	P.to Garibaldi	
1400	2.13	1.08	1.23	1.76	27	21		P.to Garibaldi	
1600	2.16	1.10	1.24	1.81	26	22		P.to Garibaldi	
1700	2.18	1.11	1.26	1.82	25	26	61	P.to Garibaldi	
1900	2.20	1.13	1.26	1.84	25	25		P.to Corsini	Plioc.Inf
2000	2.20	1.13	1.26	1.84	25	26		P.to Corsini	Plioc.Inf
2200	2.22	1.14	1.27	1.86	25	29		P.to Corsini	Plioc.Inf
2400	2.25	1.15	1.28	1.88	24	31	74	P.to Corsini	TVD

Tabella 1 Dati relativi ai gradienti/Gradient data

**3.3.3 Diagramma gradienti/Diagrams**



### 3.3.4 Kick tolerance

Kick tolerance - Casing 9" 5/8		
Drill pipe size	5	inch
Next hole size	8 1/2	inch
Next hole depth	2350	m
Hole volume	36,61	l/m
Annular volume	23,94	l/m
Mud weight in hole (next phase)	1,28	s.g.
Influx pore gradient	1,15	kg/cm <sup>2</sup> /10m
Influx depth TVD	2350	m
Fracture grad. @ shoe	1,68	kg/cm <sup>2</sup> /10m
Influx density	0,3	s.g.
Height of influx @ shoe	760,8	m
Volume of influx @ shoe	18215,4	l
Volume of influx @ bottom	12019	l

Kick tolerance - Casing 7"		
Drill pipe size	3,5	inch
Next hole size	6 1/8	inch
Next hole depth	2350	m
Hole volume	19,01	l/m
Annular volume	12,8	l/m
Mud weight in hole (next phase)	1,25	s.g.
Influx pore gradient	1,55	kg/cm <sup>2</sup> /10m
Influx depth TVD	2350	m
Fracture grad. @ shoe	1,68	kg/cm <sup>2</sup> /10m
Influx density	0,3	s.g.
Height of influx @ shoe	147,4	m
Volume of influx @ shoe	1886,7	l
Volume of influx @ bottom	1704,1	l

### 3.4 Fluido di perforazione

### 3.4 Drilling fluid

<p>Il programma dettagliato del programma fango, contenente le caratteristiche fisiche e reologiche, i prodotti da impiegare, gli stock da mantenere in cantiere, compresi quelli di emergenza (prese di batteria, assorbimenti e perdite in pozzo, preventivo costi, etc.), predisposto da una Società specializzata per la preparazione e conduzione dei fluidi di perforazione è riportato nell'Allegato B.</p> <p>Di seguito si riassumono le principali proprietà dei fluidi di perforazione per le diverse fasi:</p>	<p>A detailed drilling fluid program, showing mud characteristics, products employed, costs, etc., has been developed by the Mud Services Contractor and attached to this Drilling Program (Attachment B).</p> <p>Main characteristics of drilling fluids are shown below for each phase:</p>
--	---

#### 3.4.1 Fase 12" ¼ dalla superficie a m 526 p.c./ 12" ¼ phase from 526 m GL to surface

<b>Mud type</b>	<b>FW-GE-PO</b>
<b>MW</b>	<b>1.15 kg/l</b>
<b>Marsh Viscosity</b>	<b>50-65 sec/l</b>
<b>Plastic Viscosity</b>	<b>10-15 cps</b>
<b>Yeld Point</b>	<b>12-16 g/100 cm2</b>
<b>Gel 10"/10'</b>	<b>3-5 / 10-15</b>
<b>pH</b>	<b>9.5-10</b>

#### 3.4.2 Fase 8" ½ da m 526 a TVD 2376 m p.c./ 8" ½ phase from 526 m to TVD 2376 m GL

<b>Mud type</b>	<b>FW-EXTRADRILL</b>
<b>MW</b>	<b>1.15-1.25 kg/l</b>
<b>Marsh Viscosity</b>	<b>45-55 sec/l</b>
<b>Plastic Viscosity</b>	<b>14-20 cps</b>
<b>Yeld Point</b>	<b>12-16 g / 100 cm2</b>
<b>Gel 10"/10'</b>	<b>3-4 / 8-12</b>
<b>pH</b>	<b>9-10</b>
<b>API filtrate (cc 30')</b>	<b>&lt;5.0</b>
<b>MBT (kg/mc</b>	<b>&lt;40</b>
<b>K+ (mg/l)</b>	<b>25000-30000</b>
<b>Solids (% vol)</b>	<b>10-14</b>



### 3.5 Casing design

#### 3.5.1 Csg 9 5/8"

9 5/8" Surface casing		
Shoe depth TVD-BDF	m	526.0
Shoe depth MD	m	526.0
Fracture gradient at shoe	Kg/cm <sup>2</sup> /10m	1.66
Fracture pressure at shoe	Kg/cm <sup>2</sup>	87.3
Internal casing fluid SG	Kg/l	0.3
MW at casing run	Kg/l	1.17
MW next phase	Kg/l	1.28
Next phase TVD	m	2376.0
Level drop in casing(assumption)	m	1200.0
Bump plug pressure	Kg/cm <sup>2</sup>	70.0
KOP	m	
EOB	m	
BUR	deg./30m	3.0
<b>Burst</b>		
Internal pressure at well head	Kg/cm <sup>2</sup>	140.0
Internal pressure at csg shoe	Kg/cm <sup>2</sup>	87.3
External pressure at well head	Kg/cm <sup>2</sup>	0.0
External pressure at csg shoe	Kg/cm <sup>2</sup>	0.0
Acting pressure at well head	Kg/cm <sup>2</sup>	140.0
Acting pressure at csg shoe	Kg/cm <sup>2</sup>	87.3
<b>Collapse</b>		
Internal pressure at well head	Kg/cm <sup>2</sup>	0.0
Internal pressure at csg shoe	Kg/cm <sup>2</sup>	-78.9
External pressure at well head	Kg/cm <sup>2</sup>	0.0
External pressure at csg shoe	Kg/cm <sup>2</sup>	61.5
Acting pressure at well head	Kg/cm <sup>2</sup>	0.0
Acting pressure at csg shoe	Kg/cm <sup>2</sup>	140.4
<b>Tension</b>		
Casing nominal weight	lb/ft	43.50
Buoyancy factor		0.85
Csg weight in air	t	34.05

9 5/8" Surface casing				
CASING DATA				
Diam	Steel	Weight	from	to
inch	Grade	lb/ft	m	m
9 5/8	N-80	43.5	0	500.0

BURST			
Max Stress	Yield csg	S.F.	S.F.
Kg/cm <sup>2</sup>	Kg/cm <sup>2</sup>	Biax.stres.	request
140.00	445.00	3.18	1.00

COLLAPSE			
Max Stress	Yield csg	S.F.	S.F.
Kg/cm <sup>2</sup>	Kg/cm <sup>2</sup>	Biax.stres.	request
139.20	284.00	1.96	1.00

TENSION			
Max Stress	Yield csg	S.F.	S.F.
t	t		request
66.41	384.00	5.78	1.60

**3.5.2 Csg 7"**

<b>7" Production csg</b>		
Shoe depth TVD-BDF	m	2376.0
Shoe depth MD	m	2434.0
Fracture gradient at shoe	Kg/cm <sup>2</sup> /10m	1.88
Fracture pressure at shoe	Kg/cm <sup>2</sup>	446.7
Internal casing fluid SG	Kg/l	0.3
MW at casing run	Kg/l	1.28
MW next phase	Kg/l	1.42
Next phase TVD	m	1530.0
Level drop in casing(assumption)	m	1000.0
Bump plug pressure	Kg/cm <sup>2</sup>	140.0
KOP	m	500.0
EOB	m	829.0
BUR	deg./30m	2.0
<b>Burst</b>		
Internal pressure at well head	Kg/cm <sup>2</sup>	225.2
Internal pressure at csg shoe	Kg/cm <sup>2</sup>	446.7
External pressure at well head	Kg/cm <sup>2</sup>	0.0
External pressure at csg shoe	Kg/cm <sup>2</sup>	0.0
Acting pressure at well head	Kg/cm <sup>2</sup>	225.2
Acting pressure at csg shoe	Kg/cm <sup>2</sup>	446.7
<b>Collapse</b>		
Internal pressure at well head	Kg/cm <sup>2</sup>	0.0
Internal pressure at csg shoe	Kg/cm <sup>2</sup>	176.1
External pressure at well head	Kg/cm <sup>2</sup>	0.0
External pressure at csg shoe	Kg/cm <sup>2</sup>	304.1
Acting pressure at well head	Kg/cm <sup>2</sup>	0.0
Acting pressure at csg shoe	Kg/cm <sup>2</sup>	128.0
<b>Tension</b>		
Casing nominal weight	lb/ft	26.00
Buoyancy factor		0.84
Csg weight in air	t	94.18
Csg weight in mud	t	78.83
Buoyancy	t	15.36
Bump plug	t	27.97
Bending Stress	t	10.53
X/Y ratio for biaxial	0.2941	0.820
Acting tension at well head	t	106.80
Acting tension at KOP	t	
Acting tension at EOB	t	
Trazione alla Scarpa	t	-15.36

**Collapse**  
kg/cm<sup>2</sup>

**Burst**  
kg/cm<sup>2</sup>

**Tension**  
Ton

<b>7" Production csg</b>				
<b>CASING DATA</b>				
Diam inch	Steel Grade	Weight lb/ft	from m	to m
7	N-80	29	0	2434

<b>BURST</b>			
Max Stress Kg/cm <sup>2</sup>	Yield csg Kg/cm <sup>2</sup>	S.F. Biax.stres.	S.F. request
446.69	573.00	1.28	1.00

<b>COLLAPSE</b>			
Max Stress Kg/cm <sup>2</sup>	Yield csg Kg/cm <sup>2</sup>	S.F. Biax.stres.	S.F. request
128.00	429.00	2.66	1.00

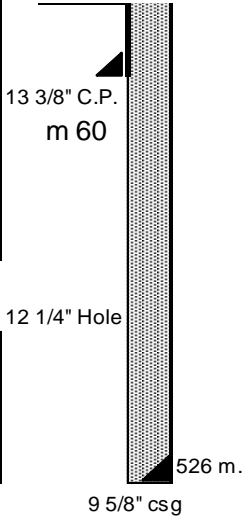
  

<b>TENSION</b>			
Max Stress ton	Yield csg ton	S.F.	S.F. request
115.89	383.00	3.30	1.60

### 3.6 Cementazione dei casing

#### 3.6.1 Csg 9" 5/8

9 5/8" CEMENTING JOB								
CASING PROFILE								
grado	#	Thread	ID inches	from m	to m	burst kg/cm2	collapse kg/cm2	tension t
N-80	43.5	BTC	8.60	526	surf.	445	284	384
CASING EQUIPMENT								
	type	from m	to m	spacing	notes			
Float shoe	Weatherford	526	526		PDC Drillable			
Float collar	Weatherford	500	500		PDC Drillable			
Centralizers	Weatherford	500	550	C1	1 stop collar each centralizer			
Centralizers	Weatherford	550	60	C3	0 stop collar each centralizer			
Centralizers (Positive)	Weatherford	15	10	C1	1 stop collar each centralizer			
HOLE VOLUMES								
	OD inches	ID inches	capacity l/m	length m	volume mc			
13 3/8"-9 5/8" annulus			30.9	60	1.85			
Open hole 12 1/4" hole - 9 5/8"	12.250	9.625	28.8	410	11.81			
Shoe track 9 5/8" csg		8.54	38.82	26	1.01			
Excess on open hole volume	100		%		11.81			
TOTAL VOLUME					26.48			
SLURRY								
	Top :	surf.	Volume mc :	26.48	Slurry weight:	1.90 Kg/l		
Cement	type "G"	(13,2 q/mc)	=	q	349.5			
Mixing water	drilling	(44 l/q)	=	mc	15.4			



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

**NOTA:** lo schema riportato in questa pagina ha il solo scopo di visualizzare graficamente la cementazione del casing 9" 5/8" in quanto i calcoli sono basati su dati e misure da "programma".

In occasione della cementazione effettiva tutti i calcoli saranno nuovamente effettuati in base alla situazione reale del pozzo.

**NOTE:** The diagram on this page has the sole purpose of displaying graphically the cementing of 9" 5/8" casing, since calculations are based on data and measurements taken from the "program".

Upon cementing phase all calculations will be repeated according to the actual situation of the well.

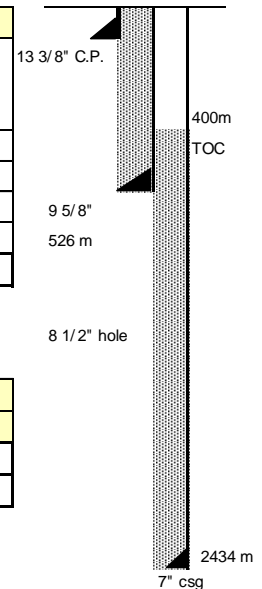
**3.6.2 Csg 7"**

**7" CEMENTING JOB**

CASING PROFILE								
grade	# lb/ft	Thread	ID inches	from m	to m	burst kg/cm2	collapse kg/cm2	body yield t
N80	29	AMS	6,18	2434	526	573	453	383

CASING EQUIPMENT					
	type	from m	to m	spacing	notes
Float shoe	Spiraglider	1000	1000		PDC drillable
Float Collar	Spiraglider	975	975		PDC drillable
Centralizers	Spiraglider	1000	940	C1	
Centralizers	Spiraglider	940	350	C4	

HOLE VOLUMES					
	∅ external inches	∅ internal inches	capacity l/m	length m	volume mc
9 5/8"-7" annulus	9 5/8"	7,000	11,95	500	5,98
Open hole 8 1/2" hole - 7"	8,500	7,000	11,65	1934	22,53
Shoe track 7" csg		6,27	18,81	25	0,47
Excess on open hole volume	30 %				6,76
<b>TOTAL VOLUME</b>					<b>35,74</b>



SLURRY					
	Top : surf.	Volume mc :	35,74	Slurry weight:	1.90 Kg/l
Cement	type "G"	(13,2 q/mc)	=	q	471,7
Mixing water	drilling	(44 l/q)	=	mc	20,8

La cementazione della 7" dovrà raggiungere almeno la scarpa della 9 5/8". Bisognerà verificare la possibilità di tale risalita, con l'impiego di malte leggere, oppure con l'impiego di un DV posizionato intorno ai 400 m per un 2° stadio.

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

The 7" cementing should reach at least the 9 5/8" shoe. Verify feasibility with light cement, or using a DV positioned around 400 m for a 2nd stage.

**NOTA:** lo schema riportato in questa pagina ha il solo scopo di visualizzare graficamente la cementazione del casing 7" in quanto i calcoli sono basati su dati e misure da "programma".  
In occasione della cementazione effettiva tutti i calcoli saranno nuovamente effettuati in base alla situazione reale del pozzo.

**NOTE:** The diagram on this page has the sole purpose of displaying graphically the cementing of 7" casing, since calculations are based on data and measurements taken from the "program".  
Upon cementing phase all calculations will be repeated according to the actual situation of the well.

### 3.7 Wellhead

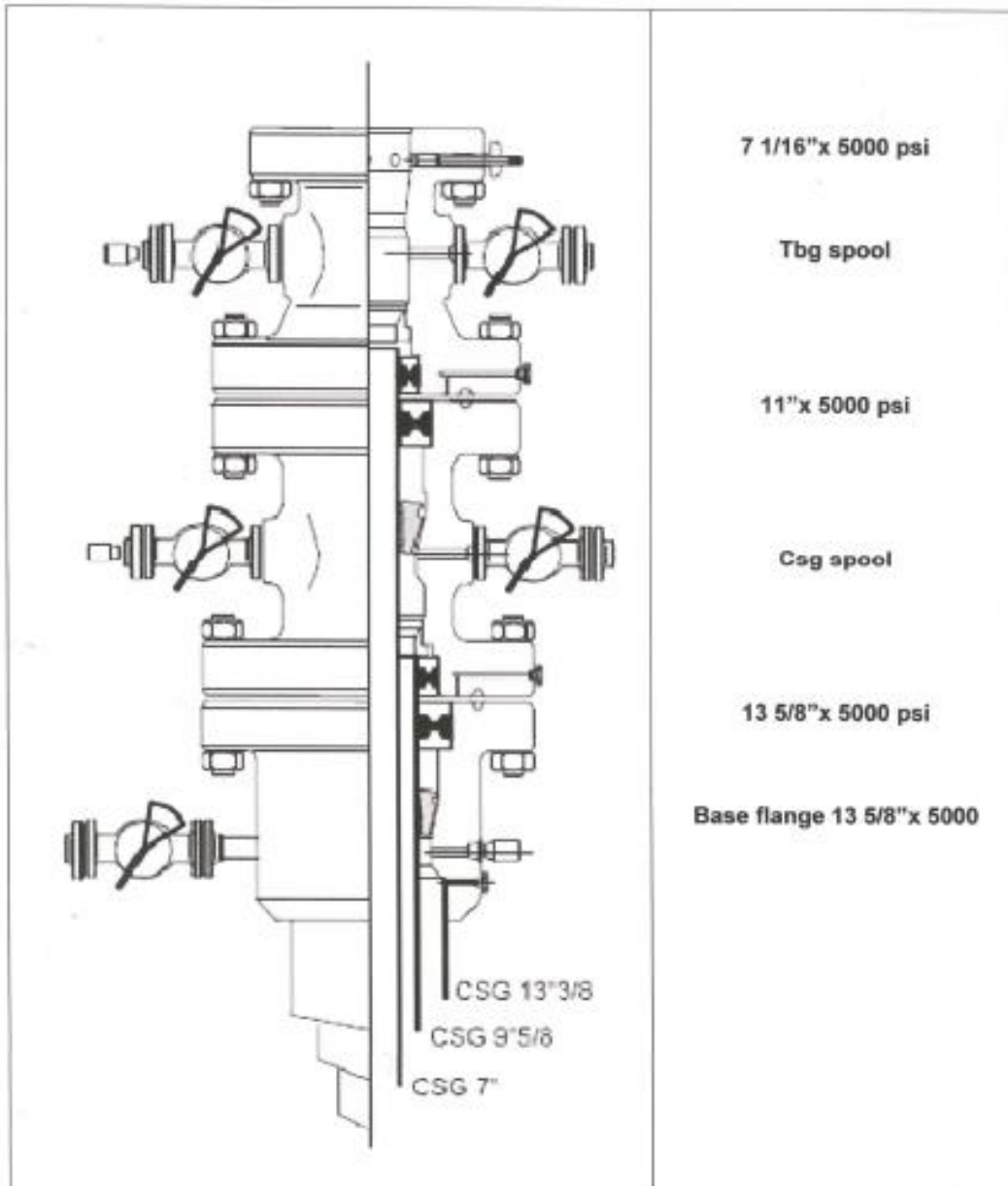


Figura 8 Testa pozzo/Wellhead

### 3.8 BOP e attrezzature di sicurezza

### 3.8 BOP & safety equipment

#### 3.8.1 Configurazioni BOP

#### 3.8.1 BOP stack configurations

#### 3.8.2 Diverter in fase 12 1/4"

#### 3.8.2 Diverter in 12 1/4" Phase

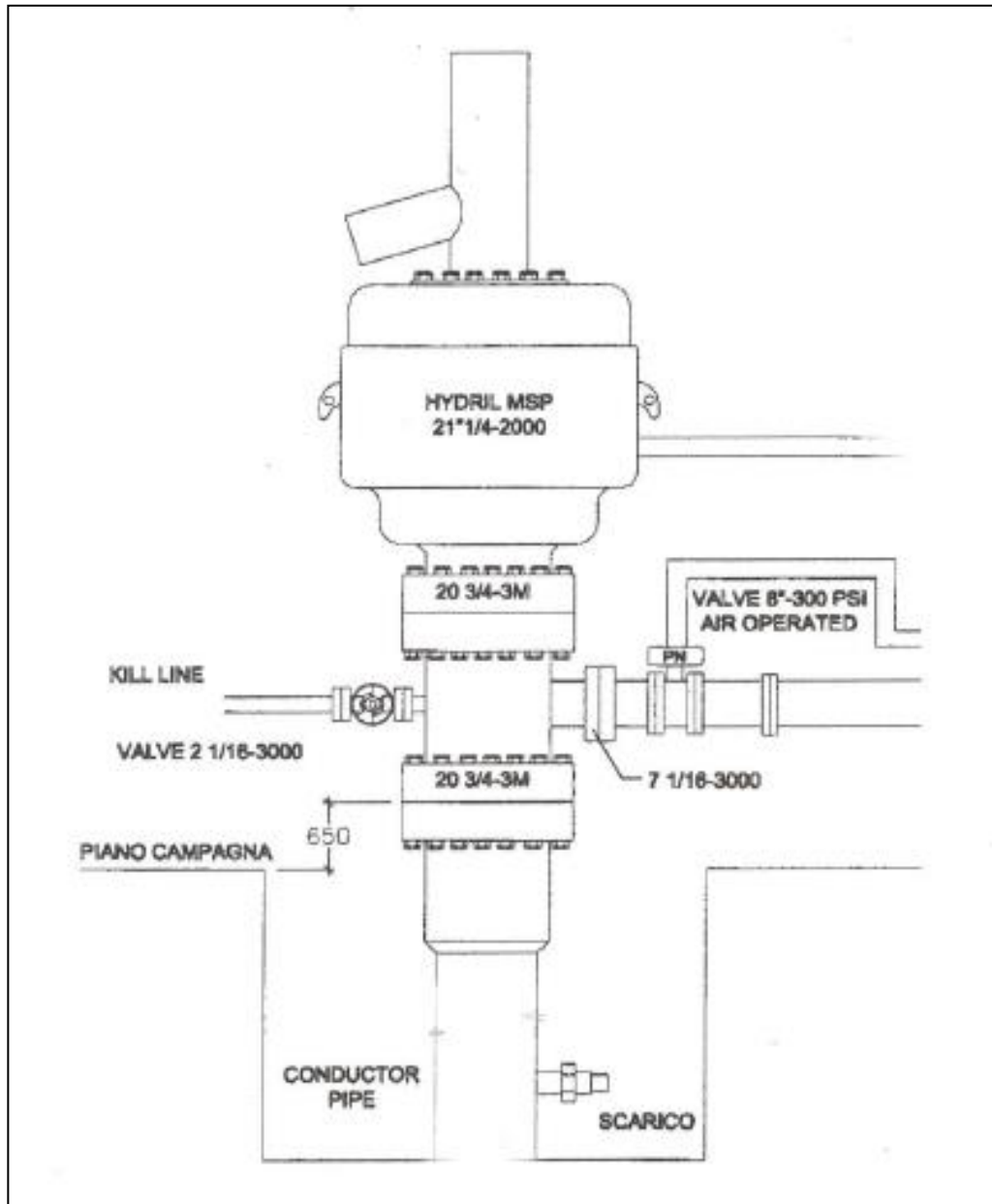


Figura 9 Diverter in fase 12 1/4"/ Diverter in 12 1/4" phase

**3.8.3 BOP STACK in fase 8 ½"**

**3.8.3 BOP STACK in 8 ½" phase**

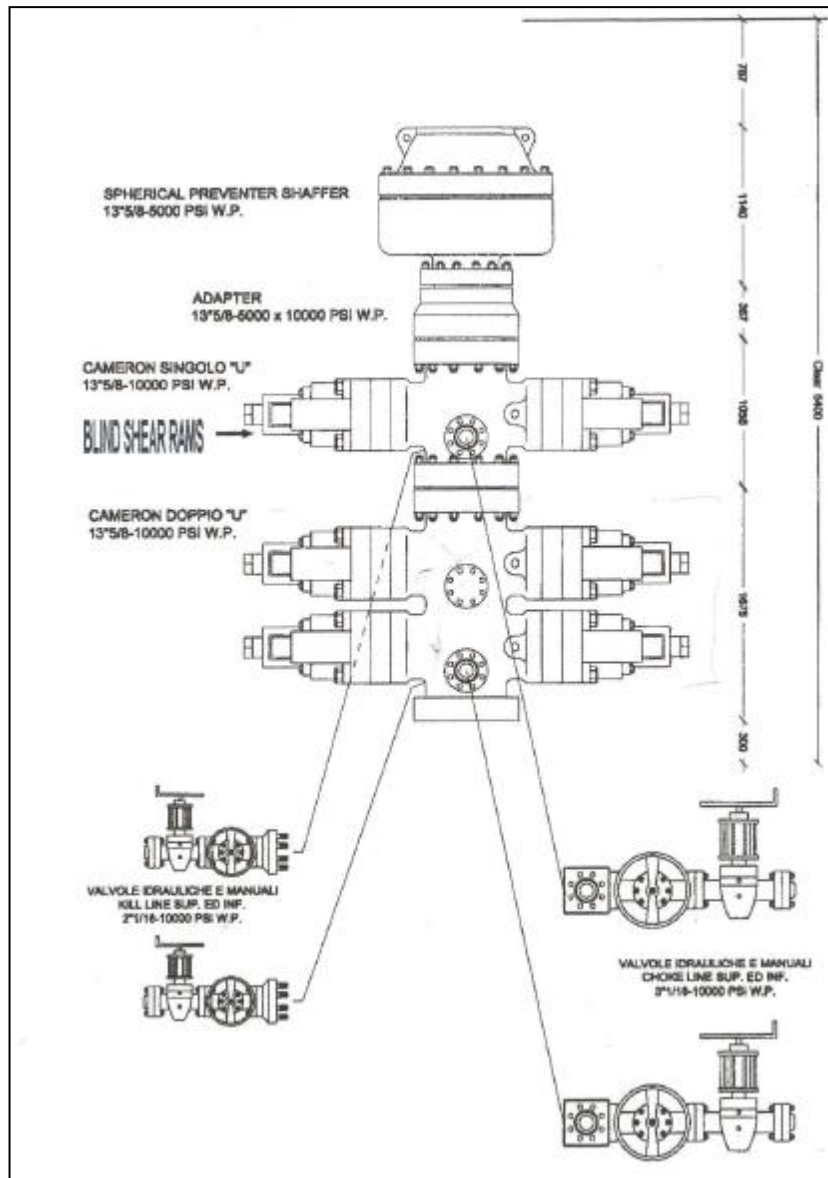


Figura 10 BOP Stack in fase 8 ½"/BOP Stack in 8 ½" phase

**3.8.4 Attrezzature di sicurezza**

**3.8.4 Safety devices**

Inside BOP	Inside BOP
<ul style="list-style-type: none"> <li>• DP Circulating Head per ogni diametro di DP impiegate, da tenere sul Rig Floor in posizione di apertura.</li> <li>• Gray Float Valve per ogni diametro di DP impiegate, da tenere sul Rig Floor in posizione di apertura.</li> <li>• Drop in Valve per ogni diametro di DP impiegate, da lanciare in pozzo in caso di kick in estrazione.</li> <li>• Kelly Cocks installati sul Top Drive</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• DP Circulating Head for each diameter of DP employed, to be kept on the Rig Floor in open position.</li> <li>• Gray Float Valve for each diameter of DP employed, to be kept on the Rig Floor in open position.</li> <li>• Drop in Valve for each diameter of DP used, to be launched in the well in case of a kick during extraction.</li> <li>• Kelly Cocks installed on the Top Drive</li> </ul>

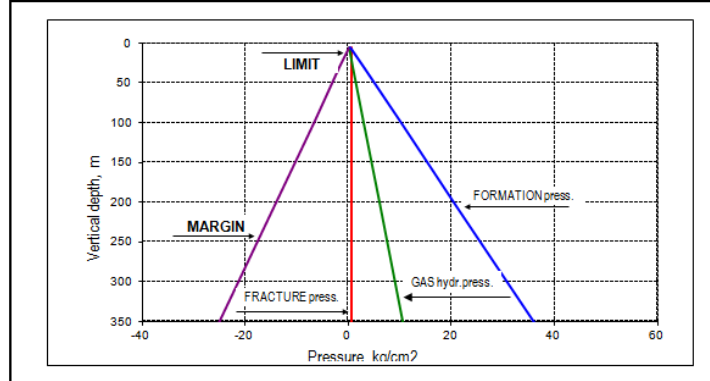
- Float Valve Baker "F" installata in batteria durante la perforazione
- Casing Circulating Head per ogni diametro e filettatura di Csg da scendere, da tenere su Rig Floor in posizione di apertura
- Float Valve Baker "F" installed during drilling.
- Casing Circulating Head for each diameter and thread of Csg to be put in hole, to be kept on the Rig Floor in open position.

**3.8.5 Limite profondità Blind Shear rams**

**3.8.5 Blind Shear rams depth limit**

12 1/4" phase - Blind/Diverter depth limit

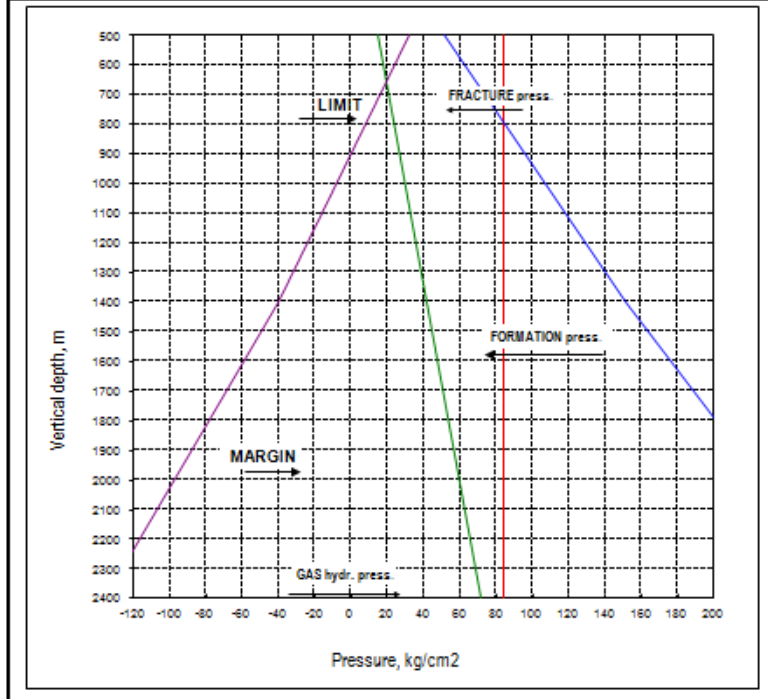
Vertical depth	Formation grad.	Formation press.	Gas S.G.	Gas press.	Frac. grad. at shoe	Overburden grad.	Frac.press. at shoe	MARGIN
5	1.03	0.52	0.3	0.2	1.41	1.60	0.71	0.2
30	1.03	3.09	0.3	0.9	1.41	1.60	0.71	-1.6
100	1.03	10.30	0.3	3.0	1.41	1.80	0.71	-6.7
200	1.03	20.60	0.3	6.0	1.41	1.80	0.71	-14.0
500	1.03	51.50	0.3	15.0	1.41	1.98	0.71	-35.9



Armonia 1 Dir.

8 1/2" phase -Shear rams depth limit

Vertical depth	Formation grad.	Formation press.	Gas S.G.	Gas press.	Frac. grad. at shoe	Overburden grad.	Frac.press. at shoe	MARGIN
500	1.03	51.50	0.3	15.0	1.68	1.470	84.00	32.5
1400	1.08	151.20	0.3	42.0	1.76	1.980	84.00	-40.2
2400	1.15	276.00	0.3	72.0	1.88	2.050	84.00	-135.0





### 3.9 BHA<sup>s</sup>

<p><b>3.9.1 Fase 12 ¼” e 3.9.2 Fase 8 ½”</b></p> <p>Le BHA da impiegare nella perforazione, sia nella fase verticale che in quella direzionata, saranno quelle suggerite con congruo anticipo dal Directional Drilling Engineer al Company Man, che le dovrà concordare e approvare.</p>	<p><b>3.9.1 12 ¼” phase and 3.9.2 8 ½” phase</b></p> <p>The BHA to be used to drill the vertical and directional phases will be suggested in due time from the Directional Drilling Engineer to the Company man, that will agree and approve.</p>
--	---

### 3.10 Progetto di deviazione

### 3.10 Directional project

#### 3.10.1 Descrizione del progetto description

#### 3.10.1 Project

<p><b>Il progetto di deviazione del pozzo si trova negli Allegati A1 (Well Path) e A2 (Well plot) al presente documento.</b></p> <p>Il pozzo sarà perforato in verticale fino a m 526 circa, in corrispondenza con tutto il tratto di foro 12 ¼”.</p> <p>A questo punto, dopo aver tubato il csg 9 5/8” inizierà il tratto direzionato, con un KOP appunto a 526 m, un BUR di circa 2°/30m, fino a raggiungere la massima inclinazione di 21.06° a m 842 MD p.c., con un azimuth di 77.948°.</p> <p>A questo punto inizierà un tratto tangente fino a m 1573 MD p.c., dove inizierà il rientro in verticale che si concluderà intorno a 1889 MD p.c., da cui il foro proseguirà in verticale, attraverso gli obiettivi, fino alla TVD di 2376 m p.c.</p>	<p><b>The complete directional plan is attached as Attachment A1 (Well Path) and A2 (Well plot) to this Drilling Program</b></p> <p>The well will be drilled vertically till about 526 m, corresponding to the initial 12 ¼” hole.</p> <p>After 9<sup>5/8</sup>” csg set and cemented, the directional section will start with a KOP @ 526 m, a BUR of about 2°/30m, to reach the maximum inclination of 21.06° at 842 m MD GL, with an azimuth of 77.948°.</p> <p>From here, a tangent section will start till 1573 m MD GL, where you will have a vertical return, crossing the targets, to be concluded @ about 1889 m MD GL.</p> <p>From this point the hole will proceed vertical till TVD of 2376 m GL.</p>
--	---

### 3.11 Scalpelli e parametri di perforazione

### 3.11 Bits and drilling parameters

<p><b>3.11.1 Foro 12 ¼”</b></p> <p>Per il foro 12 ¼” sarà sufficiente un unico scalpello PDC per terreni teneri.</p> <p>Nella fase iniziale, verticale, sarà essenziale utilizzare una BHA rigida ed adottare parametri tali da evitare una deviazione indesiderata del foro. Durante il lavaggio interno del C.P., almeno fino a che gli stabs saranno all’interno del C.P., perforare con bassa portata (eventualmente pompare saltuariamente cuscini viscosi) e parametri</p>	<p><b>3.11.1 12 ¼” hole</b></p> <p>To drill 12 ¼” hole one PDC bit for soft-medium formations will be enough.</p> <p>To drill the initial vertical section, it will be crucial to use a stabilized BHA and adopt controlled parameters, in order to avoid an undesired increase in hole inclination. While washing the inside CP, at least until the stabilizers are still inside the CP, keep a limited pump rate and low parameters (specially RPM) to avoid risks of washing around the CP.</p>
--	--

controllati (specie la rotazione) per evitare rischi di lavaggio attorno al CP stesso.

**3.11.2 Foro 8 ½”**

Anche per il foro 8 ½” basterà un unico scalpello PDC. Per quel che riguarda i parametri, nella fase direzionata si dovranno seguire le indicazioni del Directional Drilling Engineer, in funzione dell’andamento della deviazione rispetto al target.

**3.11.2 8 ½” hole**

Also for 8 ½” hole one PDC bit should be enough. The Directional Drilling Engineer will suggest the parameters during the drilling of the oriented hole, according to the Directional plan and the surveys collected.

### 3.12 Acronimi impiegati nel presente programma/Acronyms used in this program

<b>API</b>	American Petroleum Institute	<b>HP/HT</b>	High Pressure/ High Temperature
<b>BGG</b>	Background Gas	<b>HSE</b>	Health, Safety, Environment
<b>BHA</b>	Bottom Hole Assembly	<b>HSI</b>	Horsepower per Square inch
<b>BHP</b>	Bottom Hole Pressure	<b>HW/HWDP</b>	Heavy Weight Drill Pipe
<b>BHT</b>	Bottom Hole Temperature	<b>IADC</b>	Inter.I Ass.n Drilling Contractor
<b>BO</b>	Back Off	<b>IBOP</b>	Inside BOP
<b>BOP</b>	Blow Out Preventer	<b>ICGP</b>	Inside Casing Gravel Pack
<b>BPD</b>	Barrel Per Day	<b>ID</b>	Inside Diameter
<b>BPM</b>	Barrels per minute	<b>IP</b>	Internal Pressure
<b>BPV</b>	Back Pressure Valve	<b>JAM</b>	Joint Make-up Torque Analyser
<b>BUR</b>	Build Up Rate	<b>KOP</b>	Kick Off Point
<b>CBL</b>	Cement Bond Log	<b>L/D</b>	Lay Down
<b>CCL</b>	Casing Collar Locator	<b>L/S</b>	Long String
<b>CP</b>	Conducto Pipe	<b>LAT</b>	Lowest Astronomical Tide
<b>CR</b>	Cement Retainer	<b>LCM</b>	Lost Circulation Materials
<b>CSG</b>	Casing	<b>LEL</b>	Lower Explosive Limit
<b>DC</b>	Drill Collar	<b>LMRP</b>	Low Marine Riser Package
<b>DHM</b>	Down Hole Motor	<b>LN</b>	Landing Nipple
<b>DLS</b>	Dog Leg Severity	<b>LOT</b>	Leak Off Test
<b>DOR</b>	Drop Off Rate	<b>LTA</b>	Lost Time Accident
<b>DP</b>	Drill Pipe	<b>LWD</b>	Logging While drilling
<b>DST</b>	Drill Stem Test	<b>M/D</b>	Martin Decker
<b>DV</b>	DV Collar	<b>M/U</b>	Make Up
<b>ECD</b>	Equivalent Circulation Density	<b>MMASP</b>	Max Allow.le Ann.Surface Press.
<b>ECP</b>	Equivalent Circulation Pressure	<b>MD</b>	Measured Depth
<b>EMS</b>	Electronic Multi Shot	<b>MLH</b>	Mud Line Hanger
<b>EMW</b>	Equivalent Mud Weight	<b>MLS</b>	Mud Line Suspension
<b>EOC</b>	End of Curve	<b>MMS</b>	Magnetic Multi Shot
<b>ESD</b>	Electric Shut-Down System	<b>MODU</b>	Mobile Offshore Drill. Unit
<b>ETA</b>	Expected Time of Arrival	<b>MOP</b>	Margin oh Overpull
<b>ETU</b>	Endless Tubing Unit	<b>MPI</b>	Magnetic Particle Inspection
<b>FBHP</b>	Flowing Bottom Hole Pressure	<b>MSL</b>	Mean Sea Level
<b>FBHT</b>	Flowing Bottom Hole Temperature	<b>MSS</b>	Magnetic Single Shot
<b>FPI</b>	Free point indicator	<b>MUT</b>	Make Up Torque
<b>FTHT</b>	Flowing Tubing Head Pressure	<b>MW</b>	Mud Weight
<b>Gfr</b>	Fracture Gradient	<b>MWD</b>	Measurement While Drilling
<b>GMS</b>	Gyro Multi Shoot	<b>N/A</b>	Not Available
<b>GOC</b>	Gas Oil Contact	<b>N/D</b>	Nipple Down
<b>GOR</b>	Gas Oil Ratio	<b>N/U</b>	Nipple Up
<b>Gov</b>	Overburden Gradient	<b>NB</b>	Near Bit Stabilizer
<b>Gp</b>	Pore Gradient	<b>NDT</b>	Non Destructive Test
<b>GP</b>	Gravel Pack	<b>NMDC</b>	Non Magnetic Drill Collar
<b>GPM</b>	Gallons per Minute	<b>NSG</b>	North Seeking Gyro
<b>GPS</b>	Global Positioning System	<b>NTU</b>	Nephelometric Turbidity Unit
<b>GR</b>	Gamma Ray	<b>OBM</b>	Oil Base Mud
<b>GSS</b>	Gyro Single Shot	<b>OD</b>	Outside Diameter
<b>HAZOP</b>	Hazard and Operability	<b>OEDP</b>	Open End Drill Pipes
<b>HDT</b>	High Resolution Deepmeter	<b>OH</b>	Open Hole
<b>HHP</b>	Hydraulic Horsepower	<b>OHGP</b>	Open Hole Gravel Packing
<b>HO</b>	Hole Opener	<b>OIM</b>	Offshore Installation Manager

<b>ORP</b>	Origin Reference Point	<b>SICP</b>	Shut-In Casing Pressure
<b>OWC</b>	Oil Water Contact	<b>SIDPP</b>	Shut-In Drill Pipe Pressure
<b>P&amp;A</b>	Plug & Abandoning	<b>SIMOP</b>	Simultaneous Operations
<b>P/U</b>	Pick Up	<b>SPM</b>	Strokes per Minutes
<b>PCG</b>	Pipe Connection Gas	<b>SR</b>	Separation Ratio
<b>PDC</b>	Polycrystalline Diamond Cutter	<b>SRG</b>	Surface Readout Gyro
<b>PDM</b>	Positive Displacement Motor	<b>SSC</b>	Sulphide Stress Cracking
<b>PGB</b>	Permanent Guide Base	<b>ST</b>	Steering Tool
<b>PKR</b>	Packer	<b>STG</b>	Short trip Gas
<b>P/N</b>	Part Number	<b>TCP</b>	Tubing Conveyed Perforations
<b>POB</b>	Personnel On Board	<b>TD</b>	Total depth
<b>POOH</b>	Pull Out Oh Hole	<b>TFA</b>	Total Flow Area
<b>PPB</b>	Pounds Per Barrel	<b>TG</b>	Trip Gas
<b>PPG</b>	Pounds per Gallon	<b>TGB</b>	Temporary Guide Base
<b>ppm</b>	Parts Per Million	<b>TOC</b>	Top Of Cement
<b>PTR</b>	Piano Tavola Rotary	<b>TOL</b>	Top Of Liner
<b>PV</b>	Plastic Viscosity	<b>TVD</b>	True Vertical Depth
<b>PVT</b>	Pressure Volume Temperature	<b>TW</b>	Target Well
<b>Q</b>	Flow Rate	<b>UAR</b>	Uncertainty Area Radius
<b>Q/A Q/C</b>	Quality Assurance/Control	<b>UGF</b>	Unoversal Guide Frame
<b>R/D</b>	Rig Down	<b>UR</b>	Under Reamer
<b>R/U</b>	Rig Up	<b>VBR</b>	Variable Bore Rams
<b>RBP</b>	Retrievable Bridge Plug	<b>VDL</b>	Variable Density Log
<b>RCP</b>	Reverse Circulation Position	<b>VSP</b>	Velocity Seismic Profile
<b>RFT</b>	Repeat Formation Test	<b>W/L</b>	Wireline
<b>RIH</b>	Run In Hole	<b>WBM</b>	Water Base Mud
<b>RJ</b>	Ring Joint	<b>WC</b>	Water Cut
<b>RKB</b>	Rotary Kelly Bushing	<b>WL</b>	Water Loss
<b>ROE</b>	Radius Of Exposure	<b>WOB</b>	Weight On Bit
<b>ROP</b>	Rate Of Penetration	<b>WOC</b>	Waiting On Cement
<b>ROU</b>	Radius Of Uncertainty	<b>WOW</b>	Waiting On Weather
<b>ROV</b>	Remote Operated Vehicle	<b>WP</b>	Working Pressure
<b>RPM</b>	Round Per Minute	<b>YP</b>	Yeld Point
<b>RPSP</b>	Reduced Pump Strokes		
<b>RT</b>	Rotary Table		
<b>S(HDT)</b>	High Resolution Deepmeter		
<b>S/N</b>	Serial Number		
<b>SBHP</b>	Static Bottom Hole Pressure		
<b>SBHT</b>	Static Bottom Hole Temperature		
<b>SCC</b>	Stress Corrosion Cracking		
<b>SD</b>	Separation Distance		
<b>SDE</b>	Senior Drilling Engineer		
<b>SF</b>	Safety Factor		
<b>SG</b>	Specific Gravity		

## PARTE 4: PROCEDURE GENERALI

## PART 4: GENERAL PROCEDURES

### 4.1 Rischi e possibili problemi

### 4.1 Risks and potential issues

<p>Dalle informazioni raccolte dai numerosi pozzi circostanti non si prevede la presenza di sacche di gas superficiale e nemmeno si prevedono perdite di circolazione.</p> <p>Anche la presenza di H<sub>2</sub>S può essere totalmente esclusa.</p> <p>Naturalmente la prima fase verrà comunque perforata con Diverter a testa pozzo.</p>	<p>Based on information gathered from the many surrounding wells, the presence of shallow gas pockets is not expected, nor are losses of circulation.</p> <p>The presence of H<sub>2</sub>S can be totally excluded.</p> <p>The first phase will be perforated with Diverter wellhead, in any case.</p>
---	---

### 4.2 Perforazione

### 4.2 Drilling

<p>Nonostante non siano previste sovrappressioni, nell'avvicinarsi alla quota di 2000 m dovranno essere messi in atto tutti gli strumenti possibili per l'individuazione di aumenti del Gp (legati alla presenza non prevista di strati del Miocene) e regolare di conseguenza il MW.</p> <p>Nel caso si verifichi un significativo <i>drilling break</i>, il <i>Driller</i> dovrà eseguire un controllo statico dopo aver perforato non più di 1 metro del nuovo livello.</p> <p>Il Geologo di cantiere dovrà assicurarsi che il campione di fondo venga circolato a giorno entro al massimo 2 metri nella nuova formazione.</p> <p>Se in corrispondenza del <i>drilling break</i> si dovessero avere manifestazioni di idrocarburi potrebbe essere programmata una prova di produzione.</p>	<p>Although overpressure is not expected, when approaching the depth of 2000 m all possible means to detect increases in the Gp should be adopted (which could be related to the presence of unexpected layers of the Miocene) and adjust MW accordingly.</p> <p>In case of a significant drilling break, the Driller will have to perform a static control after penetrating no more than 1 meter of the new level.</p> <p>The site geologist must ensure that the bottom sample will be circulated to surface within a maximum of 2 meters in the new formation.</p> <p>If you have hydrocarbons shows close to a drilling break, a production test could be planned.</p>
---	---

### 4.3 Tubaggi e cementazioni

### 4.3 Casing and cementing jobs

<ul style="list-style-type: none"> <li>• La scarpa del casing dovrà essere posizionata il più vicino possibile al fondo pozzo.</li> <li>• Assicurarsi che nessun manicotto venga a trovarsi in corrispondenza del punto dove dovrà avvenire l'incuneamento del casing.</li> <li>• Un casing più corto dovrà essere posizionato circa 10 m sotto il gas/ water contact.</li> <li>• Il primo centralizzatore dovrà essere posizionato circa 4 metri sopra la scarpa, quindi uno ogni giunto per i successivi 4 giunti.</li> <li>• Tenere sul piano sonda una testina di circolazione di emergenza, in posizione aperta.</li> <li>• A fine discesa controllare la <i>tally</i> e verificare il numero di giunti rimasti nel parco tubi.</li> <li>• Al fondo, circolare almeno una volta e mezzo il volume interno del <i>casing</i> monitorando il ritorno. In caso di perdite ridurre la portata di circolazione.</li> <li>• Reciprocare il <i>casing</i> durante la circolazione, il pompaggio e lo spiazamento della malta.</li> <li>• In caso di mancato Contatto Tappi non sovrapiazzare più di <math>\frac{1}{4}</math> del volume interno fra scarpa e collare.</li> <li>• Controllare la pressione differenziale a fine spiazamento per avere una stima della risalita del cemento nell'annulus.</li> <li>• Un <i>marker joint</i> (tubo più corto) di pari grado e spessore del <i>casing</i> dovrà essere posizionato sotto ogni intervallo produttivo, per l'identificazione con CCL e la correlazione di logs e spari.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• The casing shoe should be placed as close as possible to the bottom of the well.</li> <li>• Ensure there isn't any sleeves in correspondence of casing slot.</li> <li>• A shorter casing should be placed about 10 m below gas / water contact.</li> <li>• The first centralizer should be placed about 4 metres above the shoe, then one every joint for the next 4 joints.</li> <li>• Keep on the floor site a circulation head of emergency, in open position.</li> <li>• At the end of the run down check the tally and verify the number of joints left in the tubings stock.</li> <li>• At the bottom, circular at least one and half the internal volume of the casing and monitor the return. In case of losses reduce the flow.</li> <li>• Reciprocate the casing during circulation, pumping and displacement of cement.</li> <li>• In case of non-contact of plugs displace again no more than <math>\frac{1}{4}</math> of the internal volume between shoe and collar.</li> <li>• Check the differential pressure at the end of displacement to estimate the volume of cement coming up in the annulus.</li> <li>• A marker joint (shorter tube) of the same grade and thickness of casing should be placed under each productive interval, for identification with CCL and correlation of logs and shots.</li> </ul>
--	--

#### 4.4 Leak off tests

#### 4.4 Leak off tests

<ul style="list-style-type: none"> <li>• Il Leak Off Test (L.O.T.) è un metodo sicuro per collaudare la tenuta della cementazione, determinare il valore del <math>G_{fr}</math> del nuovo intervallo ed evitare rischi di fratturazione e assorbimenti.</li> <li>• Il L.O.T. e tutti i test in pressione verranno eseguiti usando la cementatrice, ed i volumi pompati verranno misurati nella vaschetta di detta cementatrice. Un manometro con scala adeguata verrà usato per le letture di pressione. Un controllo del fango verrà eseguito per controllare l'uniformità della densità e le caratteristiche fisiche e reologiche.</li> <li>• 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.</li> <li>• L'andamento dei test dovrà essere registrato su supporto cartaceo o informatico.</li> <li>• Se per qualunque ragione il test dovesse essere interrotto, una volta risolto il problema, dovrà essere ripreso dall'inizio. In caso di risultati dubbi, il test dovrà essere ripetuto.</li> <li>• Il risultato del test verrà riportato sul rapporto di perforazione (IADC report).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Leak Off Test (LOT) is a safe method to test the tightness of cementation, determine the value of the new range of <math>G_{FR}</math> and avoid the risk of fractures and absorptions.</li> <li>• LOT and all the pressure tests will be performed using the cement machine. Pumped volumes will be measured in the basin of the machine. A pressure gauge with an appropriate scale will be used for pressure control. A mud control will be performed to check consistency of density, and physical and rheological properties.</li> <li>• The total volume pumped will be recorded, as well as the flow rate and the amount of mud returned to the discharge. The flow rate must be constant from beginning to the end.</li> <li>• The performance of the test must be recorded on paper or computer.</li> <li>• If for any reason the test should be stopped, once solved the problem, it must be resumed from the beginning. In case of doubtful results, the test should be repeated.</li> <li>• The result of the test will be reported on the relationship of perforation (IADC report).</li> </ul>
---	---

#### 4.5 Wiper trips e hole cleaning

#### 4.5 Wiper trips and hole cleaning

<ul style="list-style-type: none"> <li>• Le manovre di controllo foro e loro frequenza sono lasciate alla discrezione dei <i>Company Men</i>.</li> <li>• Eseguire il <i>Back Reaming con Top Drive</i> ogni lunghezza perforata.</li> <li>• Circolare con batteria in movimento almeno una volta e mezzo il volume del foro prima di iniziare il <i>Wiper Trip</i>.</li> <li>• In caso di forzamenti in estrazione, ridiscendere alcune lunghezze e ripetere la manovra di estrazione.</li> <li>• Eseguire il controllo foro per almeno l'ultimo intervallo perforato.</li> <li>• Mantenere bassa la reologia del fango.</li> <li>• Controllare con attenzione la quantità dei <i>cuttings</i> al vibrovaglio.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• The operations of hole control and their frequency are decided by the <i>Company Men</i>.</li> <li>• Perform the <i>Back Reaming with Top Drive</i> each perforated depth.</li> <li>• Circulate with battery in movement at least one and a half the volume of the hole before starting <i>Wiper Trip</i>.</li> <li>• In case of forcing during extraction, descend again and repeat extraction procedure.</li> <li>• Inspect the hole at least for the last perforated interval.</li> <li>• Keep mud rheology low.</li> <li>• Carefully check the amount of cuttings at the vibrating screen.</li> </ul>
---	--

- |   |   |
|---|---|
| <ul style="list-style-type: none"><li>• Riprendere la perforazione del foro fino alla T.D.</li><li>• Circolare a giorno il campione di fondo, eseguire <i>Wiper Trip</i> fino alla scarpa precedente, ridiscendere e circolare fino a completa pulizia del foro e a densità del fango uniforme.</li><li>• Estrarre, montare l'attrezzatura e discendere <i>tools</i> per la registrazione dei <i>logs</i> elettrici, come da programma.</li></ul> | <ul style="list-style-type: none"><li>• Resume hole drilling up to TD.</li><li>• Circulate the bottom sample to surface, run Wiper Trip to the previous shoe, descend and circulate until complete hole cleaning and uniformity of mud density.</li><li>• Remove, install the equipment and run tools down for registration of electric logs, as scheduled.</li></ul> |
|---|---|