



■ OPEM / ARPO

## SAMPERI SUD 1 DIR

Programma Geologico e di Perforazione

*01 Agosto 2017*



**EniMed**  
IN RILASCIO DISCIPLINATO S.L.A.  
 TEGE

**POZZO: Samperi Sud 1 dir**  
**PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE**

PAG **1**  
 DI **20**

**TITOLO**

**SEZ. 1 - INFORMAZIONI GENERALI**

**Pozzo: Samperi Sud 1 dir**

**Data di emissione: giugno '17**

②				
①				
③		F. Benzi <i>F. Benzi</i> (TEPE-INGP)	F. Benzi <i>F. Benzi</i> (TEPE-INGP)	R. Cararelli <i>R. Cararelli</i> (TEPE-INGP)
		F. Franchino <i>F. Franchino</i> (EniMed-TEGE)	P. Pastura <i>P. Pastura</i> (EniMed-TEGE)	A. Mascolo <i>A. Mascolo</i> (EniMed-TEGE)
		AGGIORNAMENTI	PREPARATO	CONTROLLATO

**SEZIONE 1 - INFORMAZIONI GENERALI**

*Il presente documento è RISERVATO ed è di proprietà EniMed  
 Esso non sarà mostrato a terzi né sarà utilizzato per scopi diversi da quelli per i quali è stato trasmesso.*

 <b>EniMed</b> <small>ENI MEDITERRANEA IDROCARBURI S.p.A</small> 	<b>POZZO: Samperi Sud 1 Dir</b> <b>PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE</b>	PAG. <b>2</b> DI <b>20</b>
--	---	-------------------------------

## INDICE

<b>1.1 DATI GENERALI DEL POZZO.....</b>	<b>3</b>
1.1.1 TABELLA DATI GENERALI.....	3
1.1.2 OBIETTIVI DEL POZZO .....	4
1.1.3 POZZI DI RIFERIMENTO.....	6
1.1.4 SEQUENZA OPERATIVA.....	6
<b>1.2 CARATTERISTICHE GENERALI DELL' IMPIANTO .....</b>	<b>7</b>
1.2.1 CARATTERISTICHE ATTREZZATURE DI SOLLEVAMENTO .....	8
1.2.2 BOP STACK E DOTAZIONI DI SICUREZZA.....	10
<b>1.5 ELENCO PRINCIPALI CONTRATTISTE .....</b>	<b>11</b>
<b>1.6 CONTATTI DI EMERGENZA .....</b>	<b>12</b>
<b>1.7 AUTORITA' LOCALI/NAZIONALI DA CONTATTARE IN EMERGENZA.....</b>	<b>16</b>
<b>1.8 MANUALISTICA DI RIFERIMENTO.....</b>	<b>17</b>
<b>1.9 SCHEMA DI DEVIAZIONE .....</b>	<b>18</b>
<b>1.10 DIAGRAMMA DI AVANZAMENTO PREVISTO.....</b>	<b>19</b>
<b>1.11 STIP-LOG PREVISIONI E PROGRAMMI .....</b>	<b>19</b>

 <b>EniMed</b> <small>ENI MEDITERRANEA IDROCARBURI S.p.A</small> 	<b>POZZO: Samperi Sud 1 Dir</b> <b>PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE</b>	PAG. <b>3</b> DI <b>20</b>
--	---	-------------------------------

## 1.1 DATI GENERALI DEL POZZO

### 1.1.1 TABELLA DATI GENERALI

VOCE	DESCRIZIONE
<b>ANAGRAFICA</b>	
Nome e sigla del pozzo	Samperi Sud 1 Dir
Commessa	Non Disponibile
Classificazione iniziale	NFW
<b>Profondità finale prevista</b>	<b>m 3345 TVD da p.c.</b>
Concessione	SAMPERI
Operatore	EniMed
Quote di titolarità	EniMed 100%
Comune	TROINA
Provincia	ENNA
Distanza base operativa (NCD)	140 Km ca.
Quota piano campagna	935 m slm
<b>OBIETTIVI</b>	
Linea sismica di riferimento	
<b>Litologia obiettivo principale</b>	<b>Arenarie</b>
<b>Formazione obiettivo</b>	<b>Flysh Numidico</b>
<b>Obiettivo principale ( top Langhiano)</b>	<b>2780 m TVD da p.c.</b>
<b>RIFERIMENTI TOPOGRAFICI</b>	
Latitudine di Partenza (geografica) (*)	37° 46' 38.5792" N
Longitudine di Partenza (geografica) (*)	02° 14' 23.0805" E MM
Latitudine di Partenza (metrica)	4181229.4 N
Longitudine di Partenza (metrica)	2492882.5 E
Latitudine al Target principale (geografica)	37° 45' 59.2062" N
Longitudine al Target principale (geografica)	02° 13' 57.7191" E MM
Latitudine al Target principale (metrica)	4180018.0 N
Longitudine al Target principale (metrica)	2492258.0 E
Latitudine a TD (geografica)	37° 45' 59.2062" N
Longitudine a TD (geografica)	02° 13' 57.7191" E MM
Latitudine a TD (metrica)	4180018.0 N
Longitudine a TD (metrica)	2492258.0 E
Tipo di proiezione	GAUSS-BOAGA ELLISSOIDE INT. Hayford 1909/
Semiassse maggiore	6378388
Eccentricità al quadrato (1/F)	0.00672267 ( 297 )
Central meridian	15° EST GREENWICH
Falso Est	2520000 M
Falso Nord	0
Scale Factor	0.9996

\* dati provvisori da confermare dopo realizzazione postazione

 <b>EniMed</b> <small>ENI MEDITERRANEA IDROCARBURI S.p.A</small> 	<b>POZZO: Samperi Sud 1 Dir</b> <b>PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE</b>	PAG. <b>4</b> DI <b>20</b>
--	---	-------------------------------

## 1.1.2 OBIETTIVI DEL POZZO

Il pozzo Samperi Sud 1 Dir indagherà la falda tettonica compresa tra i giacimenti di Fiumetto e Samperi; il sondaggio raggiungerà gli obiettivi minerari circa 1,4 km a S-SW del pozzo Samperi 1 dir, e circa 1,5 km a N del pozzo Fiumetto 2d.

L'obiettivo del pozzo Samperi Sud 1 Dir è raggiungere i livelli quarzarenitici del Flysch Numidico Unità Inferiore mineralizzati nei giacimenti di Fiumetto e Samperi, per verificare la presenza, continuità e mineralizzazione dei livelli quarzarenitici.

Il reservoir oggetto della ricerca è rappresentato da arenarie quarzose della F.ne Flysch Numidico; dal punto di vista petrografico si tratta di arenarie con cemento siliceo e carbonatico, con porosità media compresa tra 5 e 9 % costituita sia da porosità primaria residua che da micro-fratturazione; la permeabilità in questi reservoir è da bassa a discreta, generalmente aumentata dai fenomeni di fratturazione e micro-fratturazione che si sviluppano in corrispondenza di litologie a comportamento fragile.

Il profilo litostratigrafico previsto è riportato in figura 8, mentre in figura 9 è riportato il diagramma tempi-profondità atteso per il pozzo Samperi Sud 1 Dir.

Durante la perforazione del pozzo Samperi Sud 1 Dir si prevede di incontrare livelli porosi con una significativa presenza di gas a partire dalla profondità di 2780 m TVD da piano campagna, corrispondente al top del target Langhiano livello obiettivo più superficiale, con uno spessore atteso totale della sequenza di circa 200 m.

L'obiettivo più profondo è rappresentato dalla sequenza Burdigaliana ed è atteso alla profondità di 3230 m TVD da piano campagna, per uno spessore gross di circa 170 m.

All'interno della sequenza di copertura dei target individuati e descritti per il sondaggio esplorativo, il pozzo Samperi Sud 1 Dir avrà l'obiettivo secondario di verificare la presenza e mineralizzazione della sequenza Numidica Superiore denominata "Samperi": le arenarie contenute in questa unità sono state incontrate con mineralizzazione a gas e condensati dal pozzo Samperi 1 dir.

La perforazione si arresterà alla profondità di 3345 m TVD da piano campagna.

**Sicilia Onshore, Concessione Samperi**  
**Samperi Sud 1 dir – profilo litostratigrafico previsto**

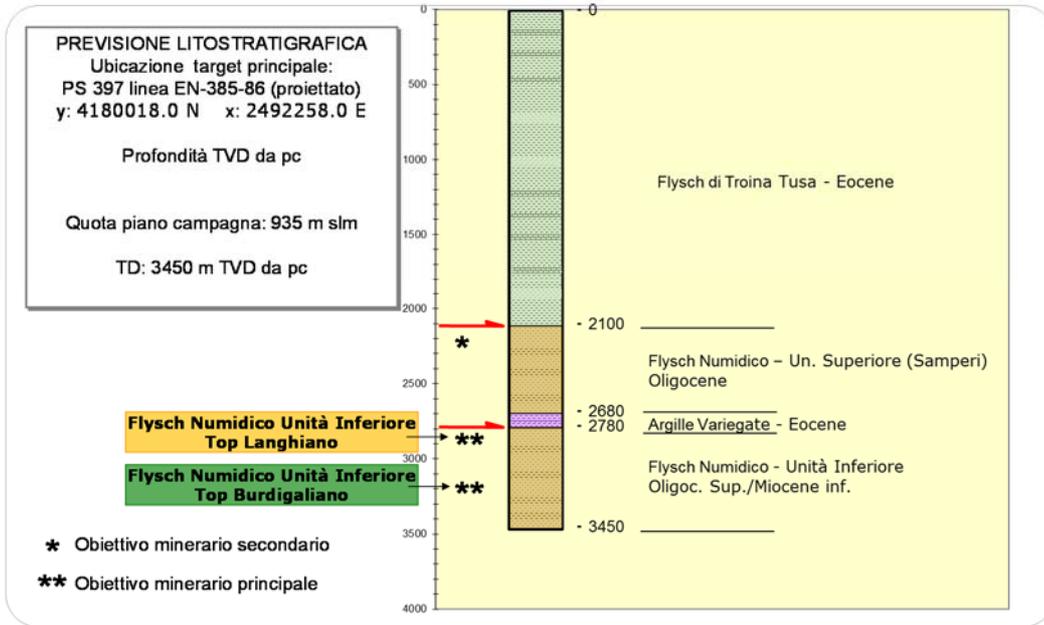


Figura 8

**Sicilia Onshore, Concessione Samperi**  
**Samperi Sud 1 dir – Diagramma previsione tempi / profondità**

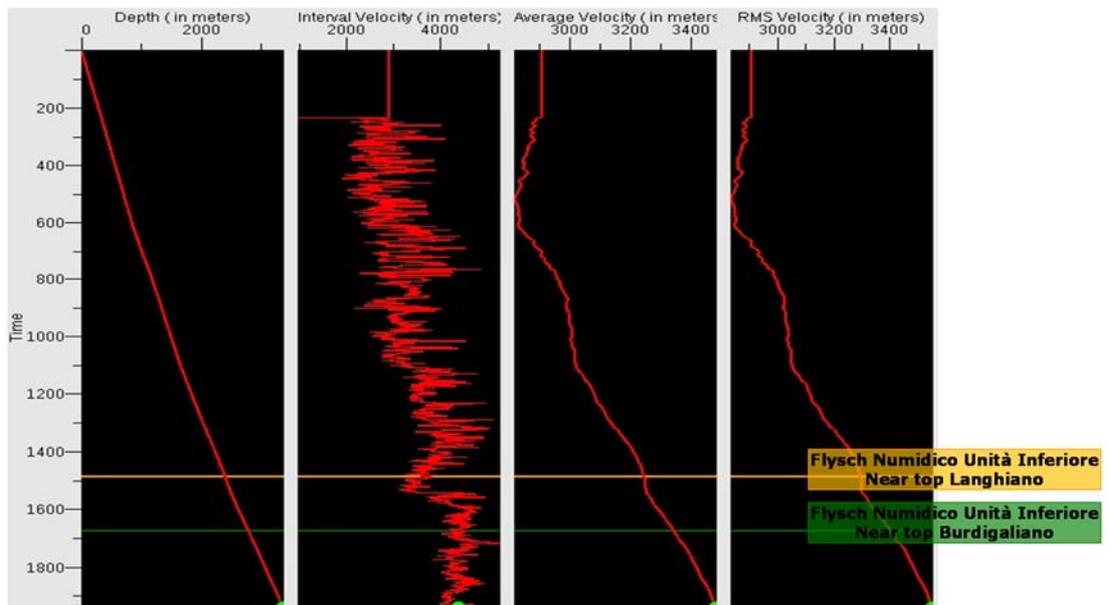


Figura 9

 <p>EniMed ENI MEDITERRANEA IDROCARBURI S.p.A. TIG</p>	<b>POZZO: Samperi Sud 1 Dir</b> <b>PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE</b>	PAG. <b>6</b> DI <b>20</b>
--	---	-------------------------------

### 1.1.3 POZZI DI RIFERIMENTO

I principali pozzi di riferimento per la successione che verrà perforata da Samperi Sud 1 Dir sono i pozzi Fiumetto, Masseria Vecchia 1 e Samperi 1 dir.

### 1.1.4 SEQUENZA OPERATIVA

Il pozzo esistente Samperi 1 dir per ragioni di sicurezza dovrà essere preventivamente infangato, chiuse le valvole di sicurezza montate sulla tringa di completamento e dovrà essere mantenuto in tali condizioni almeno fino al completamento della fase di perforazione da 23" di Samperi Sud 1 Dir.

Dopo aver montato e collaudato l'impianto la sequenza delle operazioni prevede:

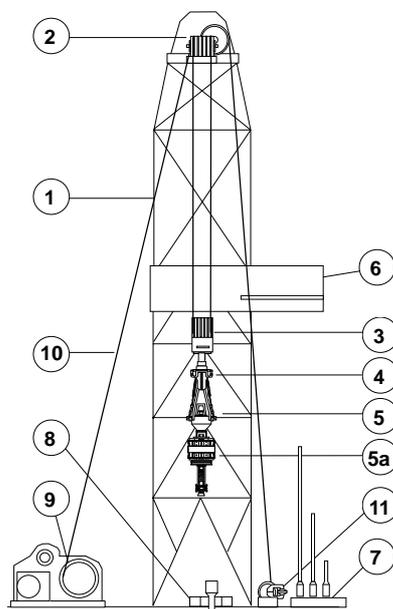
- Perforazione della fase 28" con circolazione in cantina
- Discesa del CP 24 1/2" a circa 50 m TVD-PTR cementato a giorno allo scopo di poter montare il dyverter MSP Hydril 29 1/2" x 500 psi e perforare in sicurezza la fase superficiale.
- Dopo aver collaudato il dyverter perforare fase 23" in verticale (argilliti instabili del Flysh Troina Tusa)
- Tubaggio colonna superficiale 18 5/8" a m 450 TVD PTR cementato a giorno
- Collaudo testa pozzo e B.O.P. (21 1/4" – 5000 psi)
- Perforazione (argilliti instabili del Flysh Troina Tusa) con bit 16" in deviazione con KOP da m 470 m raggiungendo una inclinazione massima di circa 36,5° in direzione del target con azimuth 207° Nord per poi proseguire in fase slant con inclinazione e direzione costanti fino al td di fase.
- Tubaggio colonna 13 3/8" a m 1500 TVD 1691.5 MD e cementarla come da programma.
- Ancoraggio della colonna 13 3/8" e collaudo inflangiatura
- Smontaggio BOP 21 1/4" 5000 psi Montaggio BOP 13 5/8" 10000 psi. e collaudi
- La perforazione proseguirà in deviazione in fase da 12 1/4" attraversando in **fase slant** le argilliti instabili del Flysh Troina Tusa fino al target secondario per poi penetrare droppando l'inclinazione fino al rientro in verticale ed attraversare le alternanze arenacee meno instabili potenzialmente beanti del Flysh Numidico Un. Superiori ed arrestare la perforazione dopo avere attraversato le instabili Argille variegate.
- Discesa della colonna 9 5/8", cementata come da programma che verrà ancorata alla testa pozzo collaudata l'inflangiatura.
- La perforazione proseguirà in verticale in fase 8 1/2" fino TD programmato attraversando gli obiettivi minerari principali alternanze arenacee del Flysh Numidico Inferiore
- In base ai risultati minerari verrà stilato un programma a fine perforazione e le operazioni potranno proseguire con accertamento mediante DST o PDP oppure con chiusura mineraria

 <b>EniMed</b> <small>ENI MEDITERRANEA IDROCARBURI S.p.A</small> 	<b>POZZO: Samperi Sud 1 Dir</b> <b>PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE</b>	PAG. <b>7</b> DI <b>20</b>
--	---	-------------------------------

## 1.2 CARATTERISTICHE GENERALI DELL' IMPIANTO

Di seguito riportiamo le caratteristiche e le dotazioni di sicurezza dell'impianto che eseguirà il sondaggio del pozzo Samperi Sud 1 Dir

VOCE	DESCRIZIONE
Contrattista	
Nome Impianto di riferimento	NATIONAL 1320
Codice Impianto	
Tipo Impianto	Diesel Elettrico con sistema SCR e argano da 2000 Hp
Tavola Rotary / Piano Campagna	m 9
Distanza Sotto Rotary Beam	m 8.7
Mast	Massarenti – Branham Lo.Lift (454 ton)
Potenza Totale Installata	<b>4800 Hp</b>
	N° 4 Motori Diesel CAT. D-399 Silenziati da 1200 Hp cad.
	N° 3 Alternatori CAT. 866-SR4 da 1500 KVA
	N° 1 Alternatore Brusho BJS 8.100-6P da 1329 KVA
	N° 1 Gruppo Elettrog. di emergenza composto da:
	Motore Diesel VM 1312T con potenza di 360 Hp
	Alternatore Leroy Somer da 250 KVA 380V – 60Hz
Potenza Argano	2000 Hp
Tipo di Argano	National 1320 E da 2000 HP con D.L 1"3/8 x 7.200 Ft
Potenzialità Impianto con DP 5"	<b>6000 m</b>
Tipo Top Drive System	VARCO TDS-3 175 – 230 Rpm 5K psi
Tavola Rotary	37 1/2" – 584 ton capacity tipo Lanzhou ZP375
Pressione di esercizio Stand Pipe	5000 psi
Pompe Fango	N° 2 IDECO T-1600 + N° 1 BW 1600
Diametro camicie disponibili	6 1/2" – 6" – 5 1/2"
Vibrovagli	N° 2+1 DERRICK + N° 1 BRANDT ( Dual Unit)
Reti disponibili	Derrick (60-84-110-140-175 mesh) Brandt (20-40-60-80)
Degasser Unit	SWACO D-Gasser Vacum Type
Capacità totale Vasche Fango	330 mc (aspirabile)
Capacità stoccaggio Acqua Industriale	140 mc
Capacità stoccaggio Gasolio	80 mc x 15 gg di autonomia
Capacità stoccaggio Barite	112 mc (n° 4 Silos verticali da 28 mc cadauno)
Capacità stoccaggio Cemento	Service Company

**1.2.1 CARATTERISTICHE ATTREZZATURE DI SOLLEVAMENTO**


ITEM	DESCRIPTION	STATIC CAPACITY (t)	Remarks	
1	MAST	Gross nominal capacity	<b>603</b>	
1a		Hook load capacity	<b>454</b>	
1b		With max. number of lines	<b>12</b>	
2	CROWN BLOCK	Rated load capacity	<b>580</b>	
3	TRAVELLING BLOCK	Rated load capacity	<b>454</b>	Integrale con Gancio
4	HOOK BLOCK	Rated load capacity	<b>454</b>	
5	SWIVEL HEAD	Rated load capacity	<b>454</b>	
5 a	TOP DRIVE	Rated load capacity	<b>454</b>	
6	RAKING PLATFORM	n.° DP, DC	<b>240 stand</b>	
7	RIG FLOOR SET BACK	Rated load capacity	<b>272</b>	
8	ROTARY CASING CAPACITY	Rated load capacity	<b>454</b>	
9	DRAWWORK:	Max fast line pull	<b>42</b>	
10	DRILLING LINE	Breaking strength rated load capacity	<b>87</b>	1 3/8" EIPS
11	DEAD LINE ANCHOR	Rated load capacity	<b>45</b>	
11a	Max. load that rig can handle: In drilling mode		<b>270 con S F = 3</b>	
11b	Max. load that rig can handle: In running csg mode		<b>405 SF= 2</b>	

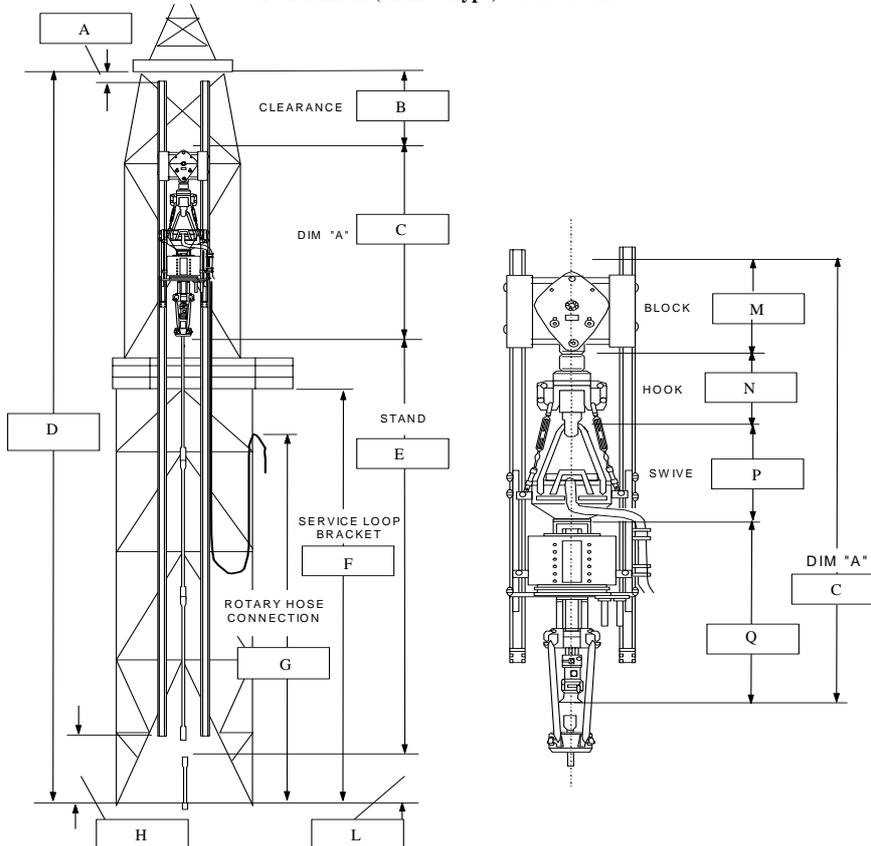


7. **DIMENSIONI D'INGOMBRO ED INTERFERENZA CON TOP DRIVE**  
(DA COMPILARSI A CURA DEL PARTECIPANTE ALLA GARA)

NOME COMPAGNIA : **PERGEMINE**

NOME IMPIANTO : **National 1320 – Az n 26**

TOP DRIVE (Make e Type) : **Varco TDS**



A	Zero	E	28,40 m
B	5,71 m	F	25,20 m
C	12,79 m	G	22,30 m
D	46,90 m	H	2,87 m
		L	0,90 m

C	12,79 m	N	2,37 m
M	2,48 m	P	2,45 m
		Q	5,43 m

 <b>EniMed</b> <small>ENI MEDITERRANEA IDROCARBURI S.p.A.</small> 	<b>POZZO: Samperi Sud 1 Dir</b> <b>PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE</b>	PAG. <b>10</b> DI <b>20</b>
---	---	--------------------------------

### 1.2.2 BOP STACK E DOTAZIONI DI SICUREZZA.

VOCE	DESCRIZIONE
DIVERTER	MSP Hydril
	29 1/2" x 500 psi
B.O.P. (26 3/4" - 3000)	HYDRIL MSP – 29 1/2" 500 psi
	Single 26 3/4" 3000 psi (a richiesta)
	Single 26 3/4" 3000 psi (a richiesta)
B.O.P. (21 1/4" - 5000)	Bag Preventer - 21 1/4" 2000
	CAMERON Type U single 21 1/4" 5000 psi
	CAMERON Type U double 21 1/4" 5000 psi
B.O.P. (13 5/8" 10000)	BAG CAMERON type "U" 13 5/8" 5000 psi
	CAMERON double type "U" 13 5/8" 10000 psi
	N° 2 CAMERON single type "U" 13 5/8" 10000 psi
Choke Manifold (size & working pressure)	2 1/16" / 3 1/16" - 10000 psi
Kill Lines (size & working pressure)	2" - 10000 psi
Choke Lines (size & working pressure)	3 1/16" - 10000 psi
Pannello Controllo B.O.P. (type)	
Pannello Controllo B.O.P. (ubicazione)	Piano Sonda
Inside B.O.P. (type)	Upper & Lower Kelly Cocks (10000 psi W.P.)
Inside B.O.P. (ubicazione)	Installati su Top Drive
Inside B.O.P. (type)	Drop-In Check Valve
Inside B.O.P. (ubicazione)	Piano Sonda
Inside B.O.P. (type)	Sede per Drop-In Check Valve
Inside B.O.P. (ubicazione)	BHA
Inside B.O.P. (type)	Gray Valve X DP 5" - 3 1/2" 10000 PSI
Inside B.O.P. (ubicazione)	Piano Sonda
Inside B.O.P. (type)	Drill Pipe Float Valve BAKER "G" or "F"
Inside B.O.P. (ubicazione)	BHA

## 1.5 ELENCO PRINCIPALI CONTRATTISTE

SERVIZIO	SOCIETA' APPALTATRICE
Impianto di perforazione NAT. 1320	
Servizio assistenza fanghi, fornitura prodotti chimici	NewPark – Schlumberger (M-I)
Assistenza tecnica x manutenzione centrifughe	NewPark – Schlumberger (M-I)
Servizio trattamento e smaltimento reflui	R.T.I NICO
Servizio cementazione, fornitura prodotti chimici	Halliburton – Schlumberger
Servizio di Mud Logging	Geolog
Servizio di logs elettrici e spari	Weatherford - Schlumberger
Servizio deviazione e mwd service	Schlumberger
Servizio di carotaggio	Non previsto
Servizio chiavi casing e tubing	PTS – Weatherford
Servizio di Pick-Up Lay Down Machine	Frank's International
Servizio di well testing	A.T.I Italfuid/PTS – Schlumberger
Servizio DST	Halliburton - Schlumberger
Fornitura scalpelli a rulli e diamantati	NOV Down Hole – Baker Hughes – Magadrill
Servizio fornitura liner hanger e accessori	Weatherford – Baker Hughes
Servizio fishing e milling	NSC
Servizio di sorveglianza (D.Lgs 624/96)	Sering – SIS
Servizio di Direttore Responsabile	Sering – SIS
Servizio C.T.	Halliburton – Smape
Fornitura servizio di facchinaggio	Pergemine (in subappalto)
Fornitura servizio gru	Pergemine (in subappalto)
Noleggio piattaforme	Pergemine (in subappalto)
Servizio wire line e slick line	Dajan
Servizio pompamento fluidi	Halliburton – Schlumberger
Servizio antincendio	DiMarca
Servizio assistenza completamento	Halliburton – Baker Hughes
Fornitura floating equipment	Weatherford - Ecotech
Fornitura equipaggiamento casing	Weatherford - Ecotech
Fornitura e trasporto H2O Industriale	Consorzio Gela Trans
Fornitura carburanti on shore	Pergemine
Servizio assistenza tecnica per discesa ECP	Weatherford
Silos barite + carbonato	Pergemine
Telecomunicazioni satellitari	SAT-CS
Servizi di pompamento fluidi e installazione plunger lift	Dajan – Sivam
Servizio di Pulling Unit	LP Drilling - Bonassisa
Testa pozzo e accessori	Breda
H2S Service	SIS
Controlli non distruttivi	Dalmine - Ompa



## 1.6 CONTATTI DI EMERGENZA

### CLASSIFICAZIONE LIVELLI DI EMERGENZA

#### I° LIVELLO

Emergenza gestibile dal personale del sito con i mezzi in dotazione sotto la responsabilità del Datore di Lavoro (ERM).

GESTIONE  
Referente del sito

#### II ° LIVELLO

Emergenza gestibile dal personale del sito, con i mezzi in dotazione al sito, con l'assistenza di risorse esterne (es: Vigili del Fuoco, Strutture Sanitarie, ecc...), sotto la responsabilità del Datore di Lavoro (ERM) e con il supporto dell'HOERT.

GESTIONE  
Responsabile enimed  
(Emergency Response Manager)

#### III° LIVELLO

Emergenza gestibile dal personale del sito, con i mezzi in dotazione al sito sotto la responsabilità del Datore di Lavoro (ERM), con il supporto dell'HOERT di enimed, dell'HQERT della sede di San Donato e con l'assistenza di Autorità e Amministrazioni Pubbliche, e con il supporto di risorse esterne specializzate.

GESTIONE  
Responsabile enimed  
(Emergency Response Manager)

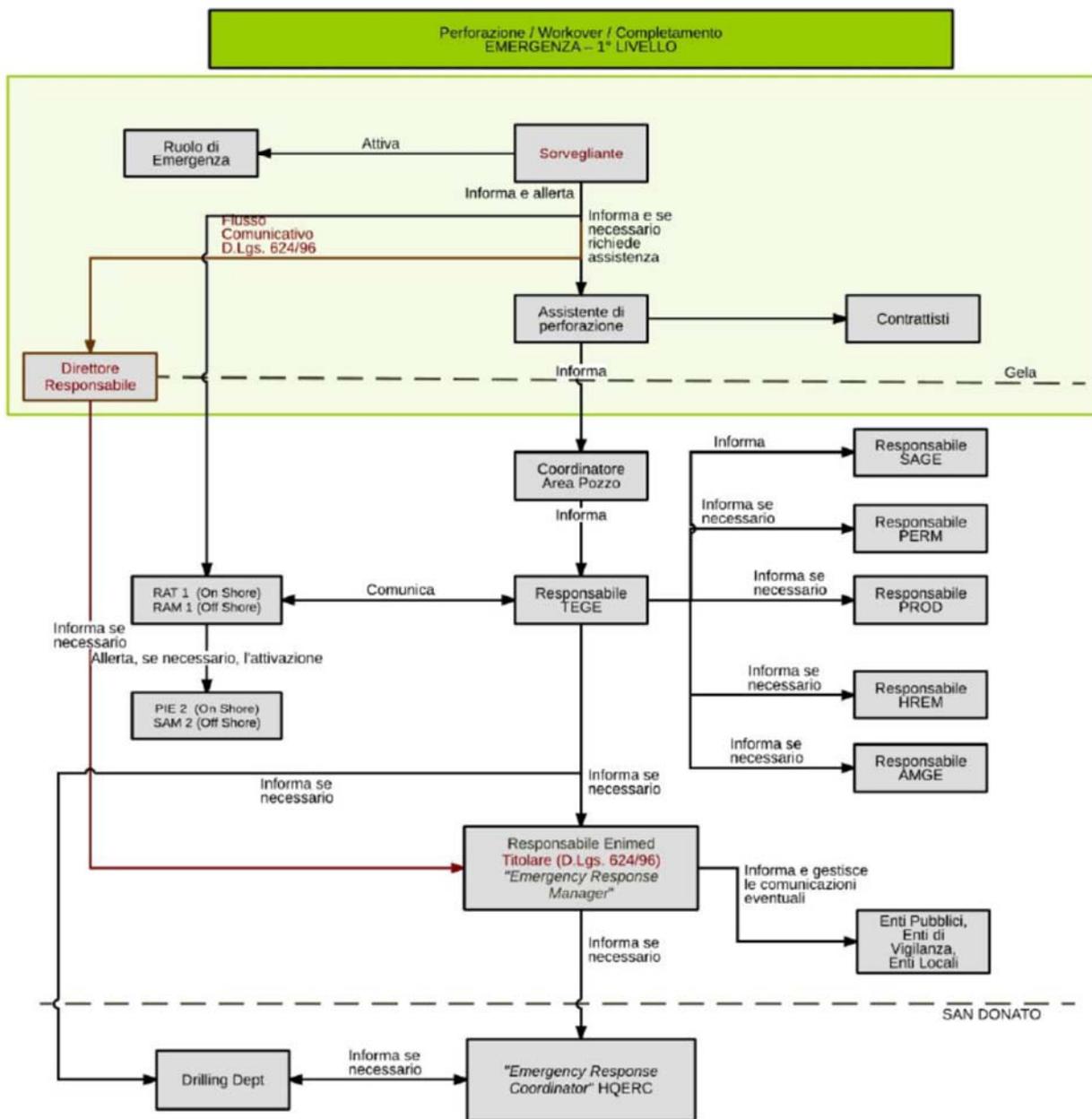
#### CRISI

Evento la cui risoluzione può essere prolungata nel tempo e che ha la potenzialità di determinare gravi ripercussioni sull'integrità dell'azienda, sia a livello nazionale, sia internazionale, nonché compromettere l'immagine e la reputazione di eni sui mercati internazionali.

GESTIONE  
Comitato di crisi eni



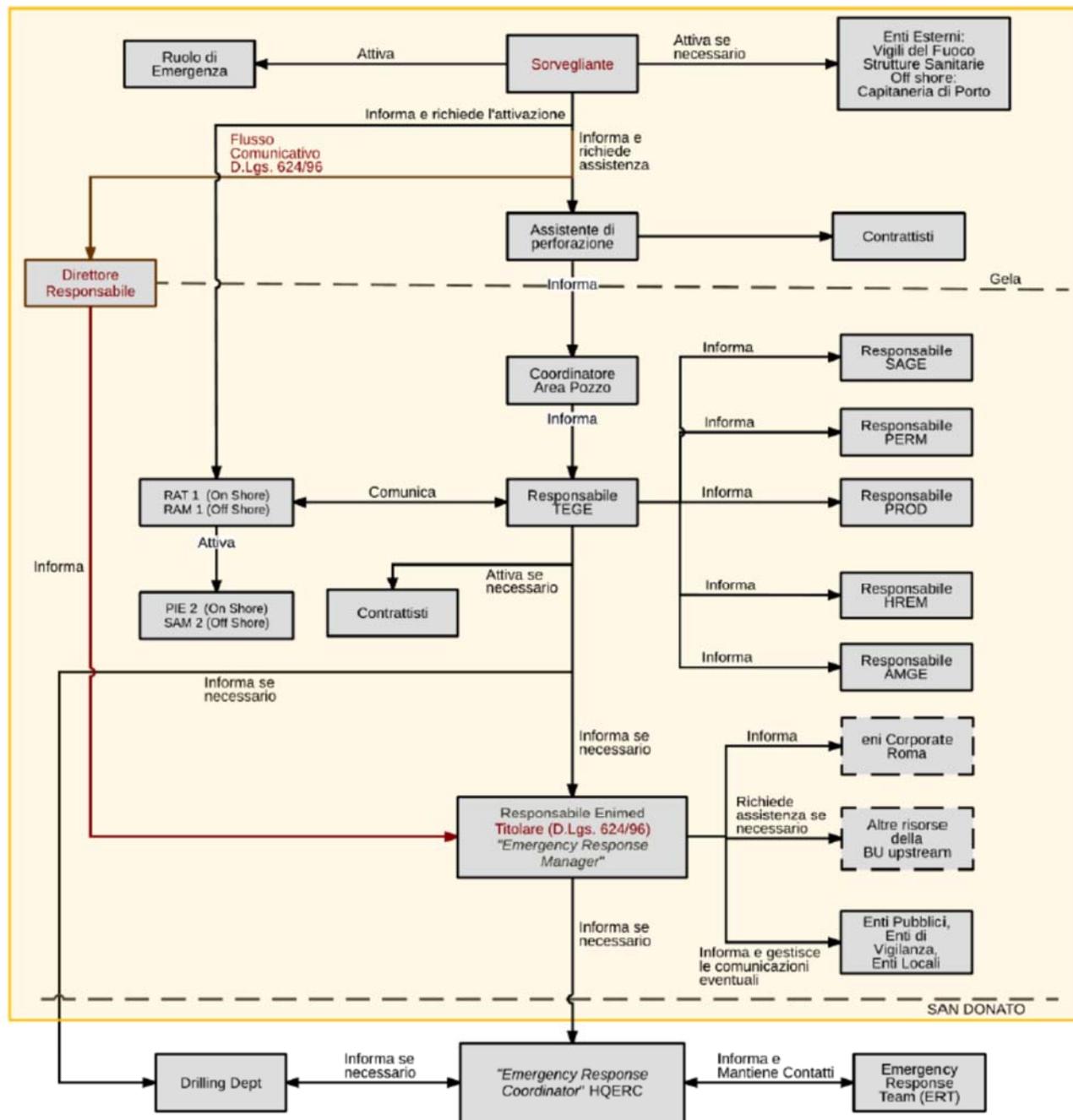
# PERFORAZIONE / WORKOVER / COMPLETAMENTO



- 1 RAT = Coord. Ripristini e Bonifiche
- RAM = Coord. Logistica, Magazzino, Servizi AereoNavali
- 2 PIE = Pronto Intervento Ecologico
- SAM = Servizio Antinquinamento Marino



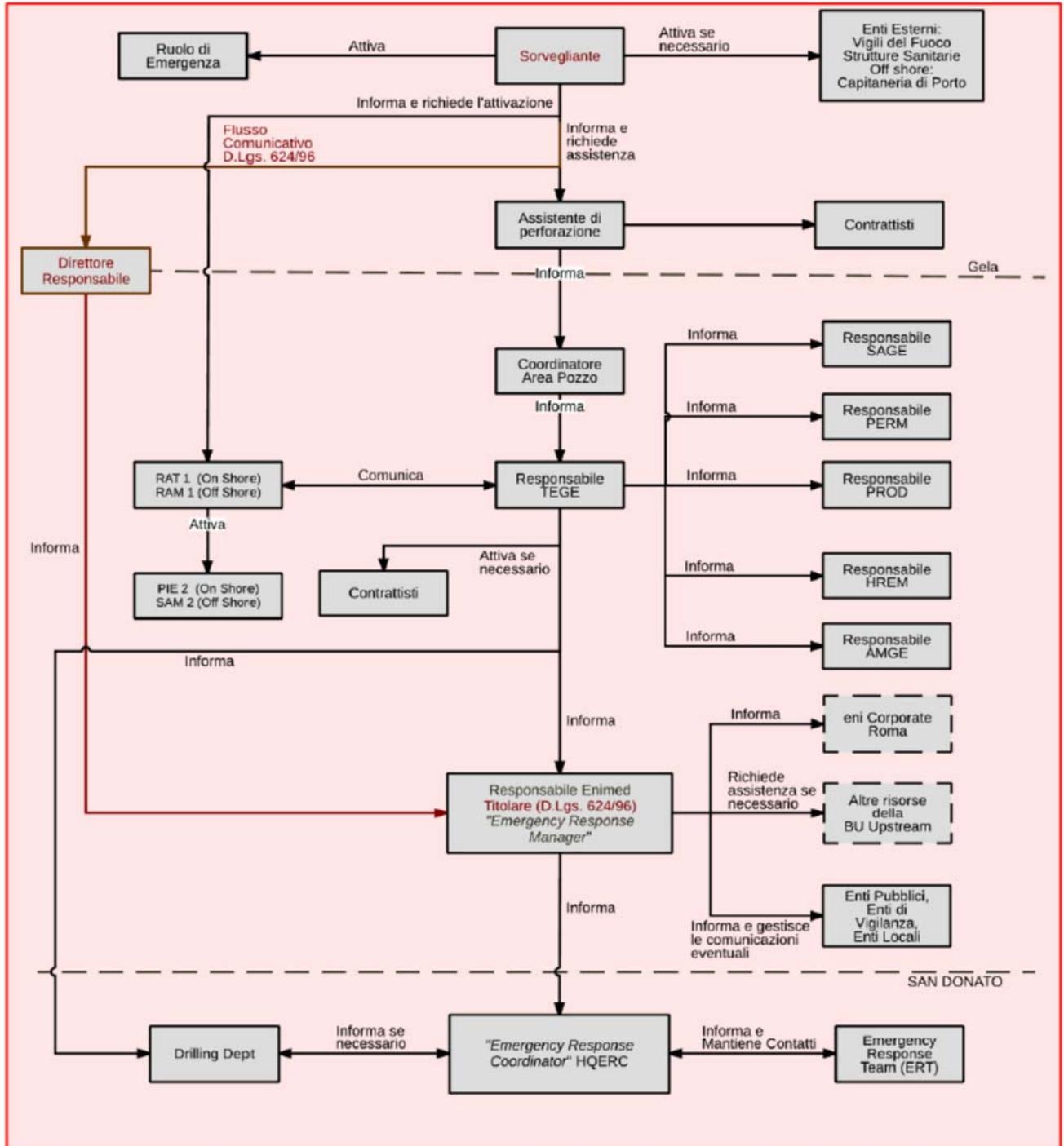
Perforazione / Workover / Completamento  
EMERGENZA - 2° LIVELLO



1 RAT = Coord. Ripristini e Bonifiche  
 RAM = Coord. Logistica, Magazzino, Servizi AereoNavali  
 2 PIE = Pronto Intervento Ecologico  
 SAM = Servizio Antinquinamento Marino



Perforazione / Workover / Completamento  
EMERGENZA - 3° LIVELLO



- 1 RAT = Coord. Ripristini e Bonifiche
- RAM = Coord. Logistica, Magazzino, Servizi AereoNavali
- 2 PIE = Pronto Intervento Ecologico
- SAM = Servizio Antinquinamento Marino

### 1.7 AUTORITA' LOCALI/NAZIONALI DA CONTATTARE IN EMERGENZA

LOCALITA'	GELA	CALTANISSETTA	CATANIA
PREFISSO TELEFONICO	0933	0934	095
VIGILI DEL FUOCO (115)	0933/911222		
POLIZIA (113)			
CARABINIERI (112)	0933/912868-914320		
ELISOCORSO (116)		0934/554044	
OSPEDALE	0933/930030-930522		Cannizzaro:095-7261111 V.Emanuele:095-32653 Garibaldi: 095-7591111
COMUNE (MUNICIPIO)			
CORPO FORESTALE			
PREFETTURA			095-257111

#### DEFINIZIONE COMPITI E RESPONSABILITA' DEL RAPPRESENTANTE ENI IN CANTIERE

a) Il Rappresentante EniMed in "situ" è l'assistente di cantiere; egli informa in distretto il Supervisore Attività o il Reperibile di turno dell'impossibilità di controllo del pozzo e comunica tutte le informazioni richieste dal questionario.

b) Egli può attivare autonomamente una procedura di primo intervento (mobilitazione Squadre di emergenza di impianto, Vigili del fuoco più vicini, navi appoggio, ecc.).

Per i contatti di emergenza e per l'organizzazione relativa alle situazioni di emergenza in caso di Blow out si fa riferimento al "PIANO DI EMERGENZA ENI S.p.A. DIVISIONE AGIP" del 15-10-2002.

## 1.8 MANUALISTICA DI RIFERIMENTO

La manualistica base di riferimento è la seguente:

1. Professional Operating Instruction – Technical documents for Well Operations opi ope 005 eni spa r01.
2. Directional Control & Surveying Procedures STAP- P-1-M-26535 - rev.01.
3. Drilling Design Manual STAP-P-1-M-6100.
4. Casing Desing Procedure STAP-P-1-M-26534 - rev.01.
5. Well Control Manual STAP-P-1-M-25007 rev.A.
6. Regole Specifiche Aziendali N° 1.4.15.3-8 (Procedure di Geologia Operativa versione rev. 2 09/99 GESO).
7. Regole Specifiche Aziendali N° 1.4.2.29 (Procedure di Ubicazione Pozzi Off-Shore e On-Shore Unità Geografica Italia OPEG).
8. Procedure per l'Acquisizione della Sismica di Pozzo (APSI)

## UNITA' DI MISURA

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

GRANDEZZA	UNITA' DI MISURA
PROFONDITA'	m
PRESSIONI	Kg/cm <sup>2</sup> oppure psi
GRADIENTI DI PRESSIONE	Atm/10m oppure kg/cm <sup>2</sup> /10m
TEMPERATURE	°C
PESI SPECIFICI	kg/l oppure g/l
LUNGHEZZE	m
PESI	tons oppure ql
VOLUMI	m <sup>3</sup> oppure liters
DIAMETRI BIT & CASING	inches
PESO MATERIALE TUBOLARE	lb/ft oppure Kg/m
VOLUME DI GAS	Smc
PLASTIC VISCOSITY	Centipoise
YIELD & GEL	g/100cm <sup>2</sup>
SALINITA'	ppm oppure g/l di NaCl

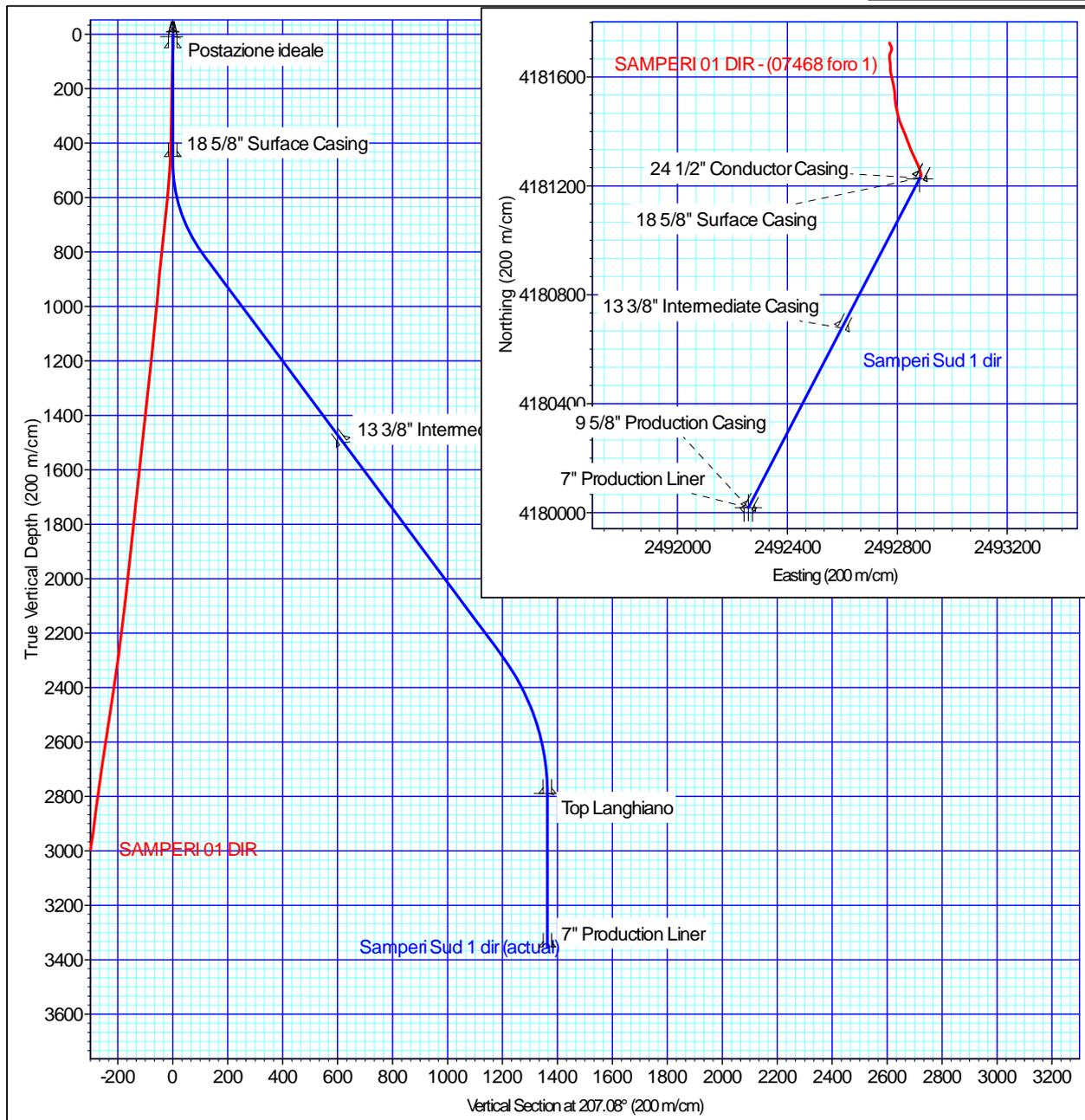
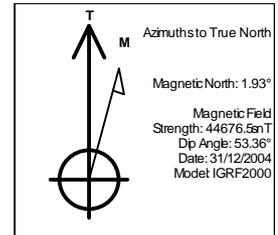


1.9 SCHEMA DI DEVIAZIONE



WELL DETAILS: Samperi Sud 1 dir					
+N/-S	+E/-W	Nothing	Ground Level	935.00	
0.00	0.00	4181229.43	Easting	2492882.49	Longitude
			Latitude	37° 46' 38.580 N	2° 14' 23.080 E

DESIGN TARGET DETAILS					
Name	TVD	Nothing	Easting	Latitude	Longitude
Postazione ideale	9.00	4181225.67	2492880.6537	46° 38.464 N	2° 14' 23.006 E
Top Langhiano	2789.00	4180018.00	2492258.0037	45° 59.206 N	2° 13' 57.719 E



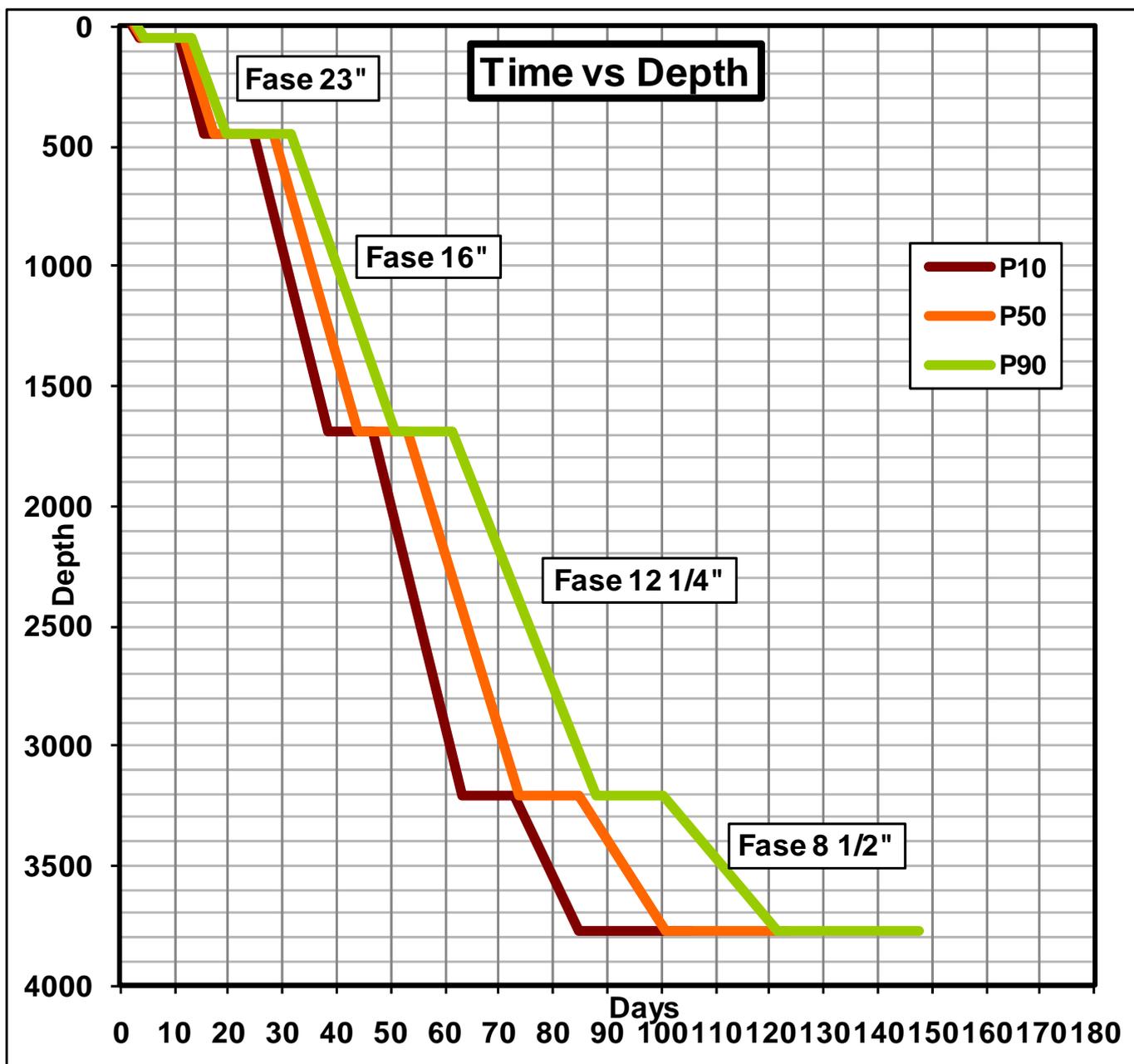
SECTION DETAILS											CASING DETAILS		
Sec	MD	Inc	Azi	TVD	+N/-S	+E/-W	Dleg	TFace	V Sect	Target	TVD	MD	Name
1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		50.00	50.00	24 1/2" CP
2	470.00	0.00	0.00	470.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		450.00	450.00	18 5/8" Surface Casing
3	834.24	36.42	207.08	810.20	-99.66	-50.96	3.00	207.08	111.93		1499.59	1691.00	13 3/8" Intermediate Casing
4	2659.28	36.42	207.08	2278.71	-1064.46	-544.30	0.00	0.00	1195.55		2788.37	3206.00	9 5/8" Production Casing
5	3205.63	0.00	0.00	2789.00	-1213.95	-620.74	2.00	180.00	1363.45	Top Langhiano	3353.37	3770.00	7" Production Liner
6	3770.63	0.00	0.00	3354.00	-1213.95	-620.74	0.00	0.00	1363.45				



### 1.10 DIAGRAMMA DI AVANZAMENTO PREVISTO

Di seguito viene allegato il diagramma d'avanzamento lavori per l'intervento previsto sul pozzo in oggetto.

Phases description	start depth	end depth	TIME					
			Planned			Cumulated		
			P10	P50	P90	P10	P50	P90
WELL PREPARATION 1	0	0	2.3	<b>2.7</b>	3.1	2.3	<b>2.7</b>	3.1
DRILL CONDUCTOR HOLE	9	50	1.2	<b>1.4</b>	1.5	3.6	<b>4.0</b>	4.6
RUN/CEMENT CONDUCTOR CASING	50	50	7.4	<b>7.9</b>	8.5	11.0	<b>11.9</b>	13.0
DRILL SURFACE HOLE	50	450	4.4	<b>5.3</b>	6.3	15.4	<b>17.2</b>	19.4
RUN/CEMENT SURFACE CASING	450	450	9.3	<b>11.0</b>	12.3	24.7	<b>28.2</b>	31.7
DRILL 1ST INTERMEDIATE ZONE	450	1691	13.5	<b>15.6</b>	19.0	38.2	<b>43.8</b>	50.7
RUN/CEMENT 1ST INTERMEDIATE CASING	1691	1691	8.4	<b>9.1</b>	10.4	46.6	<b>52.9</b>	61.1
DRILL TO PRODUCTION ZONE 1	1691	3205	16.5	<b>20.8</b>	26.8	63.1	<b>73.7</b>	87.9
RUN/CEMENT PRODUCTION CASING 1	3205	3205	9.7	<b>11.1</b>	12.3	72.7	<b>84.8</b>	100.2
DRILL TO PRODUCTION ZONE 2	3205	3770	11.9	<b>15.8</b>	21.3	84.6	<b>100.6</b>	121.5
RUN/CEMENT PRODUCTION CASING 2	3770	3770	9.9	<b>11.0</b>	12.9	94.5	<b>111.6</b>	134.4
WELL ABANDON 1	3770	3770	10.7	<b>11.8</b>	13.2	105.2	<b>123.4</b>	147.6





Pozzo: Samperi Sud 1 Dir

PROGNOSI

Depth m MDRKB	Depth m TVDSS	Age	Lithology	Cadling Design	Open Hole Diameter	Deviation	LWD	WLL	Mud Weight	Mud type	Formation Gradient
100	+885 m TVDSS	Eocene		24 1/2" at 50 m MD	24"	0°					
200					23"	0°	GR - Res		1.1 - 1.2 sg	WBIM	
300											
400											
500	+485 m TVDSS	Eocene		18 5/8" at 450 m MD	16"	build up from 0° to 35°	GR - Res		1.2 - 1.3 sg	WBIM	
600											
700											
800											
900											
1000											
1100											
1200											
1300											
1400											
1500											
1600											
1700											
1800	-565 m TVDSS	Oligocene		13 3/8" at 1681.5 m MD	12 1/4"	drop from 35° to 0°	GR - Res	PEX (GR - Res - Den/Neut) - Sonic - XPT	1.3 - 1.4 sg	WBIM	
1900											
2000											
2100											
2200											
2300											
2400											
2500	-894 m TVDSS										
2600											
2700											
2800											
2900											
3000											
3100	-1745 m TVDSS	Eocene									
3200											
3300	-1845 m TVDSS	Oligocene Sup. - Miocene inf.									
3400											
3500											
3600											
3700											
3800											
3900	well TD - 2515 m TVDSS										

RKB 944 m asl; GL 935 m asl

target secondario : Fliah Numidico Unità Superiore Samperi  
 target Primario target Primario : Fliah Numidico Unità Inferiore Top Langhiano Top Burdig.

Top Lnr 7" at 3050 m MD

Lnr 7" at 3770 m MD



CONCESSIONE SAMPERI

PROGRAMMA GEOLOGICO

Pozzo: SAMPERI SUD 1 DIR

Data di emissione: luglio '17

Emissione luglio '17	V. Gatti	V. Gatti	L. Aleotti
AGGIORNAMENTI	PREPARATO DA	CONTROLLATO DA	APPROVATO DA



## INDICE

### 1 - DATI GENERALI

- 1.1 Dati generali pozzo

### 2 - PROGRAMMA GEOLOGICO

- 2.1 Ubicazione geografica del prospect
- 2.2 Inquadramento geologico
- 2.3 Interpretazione sismica
- 2.4 Obiettivi del pozzo
- 2.5 Rocce madri
- 2.6 Rocce di copertura
- 2.7 Profilo litostratigrafico previsto
- 2.8 Pozzi di riferimento

### FIGURE

- Fig. 1 Carta indice
- Fig. 2 Carta geologico-strutturale schematica
- Fig. 3 Inquadramento stratigrafico – minerario
- Fig. 4 Ubicazione pozzo
- Fig. 5 Mappe isobate obiettivi minerari
- Fig. 6 Line sismica composite EN-385-86 + ME 312-85
- Fig. 7 Linea sismica EN-386-86
- Fig. 8 Profilo litostratigrafico previsto
- Fig. 9 Diagramma previsione tempi / profondità



## 1 - DATI GENERALI

**1.1 DATI GENERALI POZZO**

Nome e sigla del pozzo	SAMPERI SUD 1 DIR
Classificazione iniziale	NFW
Profondità finale prevista verticale	3345 m TVD da p.c.
Concessione	SAMPERI
Operatore	ENIMED
Quote di titolarità	ENIMED 100 %
Quota p.c.*	935 m ca s.l.m.
Linea sismica di riferimento	EN-385-86
Litologia obiettivi	Arenarie
Formazione obiettivi	Flysch Numidico
Profondità Top primo obiettivo	2780 m TVD da p.c.
Latitudine - Longitudine di partenza (geografica)*	37° 46' 38.5792" - 02° 14' 23.0805"
Lat. - Long. top target Langhiano (geografica)	37° 45' 59.2062" - 02° 13' 57.7191"
Lat. - Long. a fondo pozzo (geografica)	37° 45' 59.2062" - 02° 13' 57.7191"
Latitudine / Longitudine di partenza (metrica)*	4181229.4 N - 2492882.5 E
Lat. - Long. top target Langhiano (metrica)	4180018.0 N - 2492258.0 E
Lat. - Long. a fondo pozzo (metrica)	4180018.0 N - 2492258.0 E
Proiezione	Gauss-Boaga
Ellissoide	Hayford 1909/ Internazionale
Datum	Monte Mario 1940
Semiasse maggiore	6378388.000
Eccentricità al quadrato	0.00672267002
1/F	297.00
Meridiano Centrale	15° Est Greenwich
Falso Est	2520000 m
Falso Nord	0.
Fattore di Scala	0.9996
Latitudine origine	0
Long. Monte Mario:	12° 27' 08,4"

\* dati provvisori da confermare dopo realizzazione postazione



## **2 - PROGRAMMA GEOLOGICO**

### **2.1 Ubicazione geografica del prospect**

La Concessione di Coltivazione Samperi è ubicata nella Sicilia nord-orientale e si estende su una superficie di 69,2 kmq comprendendo porzioni di territorio delle province di Enna e Messina. La concessione è stata conferita in data 01/10/2004 con scadenza del primo periodo il 30/09/2024 ed è detenuta da Enimed 100%.

Confina a Nord con l'Istanza di Permesso Gold (FMG) e con aree libere, a Sud con le Concessioni Fiumetto e Gagliano "B", a Ovest con la Concessione Gagliano "A" e ad Est con la Concessione Bronte (Fig.1).

L'area presenta una morfologia da collinare a montuosa in relazione alla presenza di rilievi originatisi in seguito all'orogenesi Appenninico - Maghrebide.

Il prospect Samperi Sud si colloca nell'area centro-orientale della Concessione, circa 1,5 km a Nord del limite meridionale della Concessione. L'area di ubicazione del prospect è in un settore con morfologia montuosa.

### **2.2 Inquadramento geologico**

Dal punto di vista geologico-strutturale l'area coperta dalla Concessione Samperi si colloca nella zona interna della catena Appenninico - Maghrebide e fa parte di un complesso sistema di falde tettoniche con generale vergenza meridionale. L'assetto strutturale è il risultato della convergenza del blocco Sardo-Corso e della placca Africana avvenuta in età oligo-miocenica e di successive fasi tettoniche plio-quadernarie che hanno creato ampie antiformali e sinformi.

Attraverso l'analisi dei dati di superficie e di sottosuolo a scala regionale è stato definito un modello geologico-strutturale costituito da tre elementi strutturali principali separati da due importanti livelli di scollamento.

L'elemento strutturale inferiore è rappresentato dall'Unità Mesozoico-Terziaria dell'avampaese Ibleo-Saccense parte integrante del blocco Pelagiano.

Questa Unità è ricoperta tettonicamente da due elementi strutturali alloctoni separati da un livello di scollamento principale.

L'elemento strutturale alloctono inferiore è costituito dall'Unità bacinale Imerese-Sicana e dalla sua copertura clastica neogenica, Flysch Numidico Unità Inferiore (principale reservoir dei campi di Gagliano e Fiumetto).

L'elemento strutturale superiore è rappresentato dalle Unità Sicilidi, una serie pelagica di età Cretaceo-Neogenica la cui copertura clastica è costituita dal cosiddetto Flysch Numidico Unità Superiori.



Gli elementi strutturali alloctoni descritti si sono messi in posto tra la fine dell'Oligocene ed il Miocene superiore e sono stati successivamente ri-deformati dalla propagazione della deformazione ai livelli strutturali inferiori, a partire dal Miocene Superiore (Fig. 2-3).

Le unità litostratigrafiche affioranti nell'area della Concessione sono costituite principalmente da:

- Unità Sicilide, costituita da sedimenti pelagici d'età da cretacico-eocenica a oligo-miocenica (Argille Scagliose, Argille Variegate e Flysch di Troina-Tusa) e da coperture neogeniche torbiditiche di età oligo-miocenica (Flysch Numidico Unità Superiori).

Nell'area di studio la successione Mesozoico-Paleogenica bacinale non affiora, così come le Unità Numidiche Inferiori risultano essere sempre sepolte in sottosuolo.

Il reservoir definito come oggetto della ricerca del pozzo Samperi Sud 1 Dir è la porzione quarzarenitica della serie terrigena Oligo-miocenica numidica facente parte delle Unità Numidiche Inferiori; il pozzo avrà anche il compito di verificare la presenza di un eventuale target minerario in corrispondenza dell'unità denominata "Samperi" nell'omonimo pozzo.

### **2.3 Interpretazione sismica**

L'interpretazione sismica è stata eseguita su un data-set di linee sismiche 2D , che rappresenta il risultato di diverse campagne di acquisizione sismica succedutesi nell'area a partire dagli anni '70. La qualità del dato sismico è molto variabile da un rilievo all'altro e in generale è caratterizzata da un rapporto segnale/disturbo scarso, modesta continuità dei riflettori sismici e caratterizzazione non univoca degli orizzonti geologici in termini di contrasto di impedenza acustica.

Lo studio è stato condotto principalmente interpretando il near top dell'Unità Numidica Inferiore (top target Langhiano) e il top del target sottostante Burdigaliano; i due obiettivi rappresentano le due principali sequenze sedimentarie all'interno dell'Unità Numidica Inferiore, individuate attraverso gli studi eseguiti in questo settore della Sicilia e nell'area dei principali giacimenti con tema a gas e condensati in questa regione.

Gli obiettivi del pozzo Samperi Sud 1 Dir sono le sequenze arenacee all'interno del principale reservoir regionalmente riconosciuto nell'area (l'Unità Numidica Inferiore) rinvenute mineralizzate nei giacimenti di Gagliano e Fiumetto.

L'interpretazione è stata condotta nell'area della macro-struttura di Fiumetto-Samperi con l'obiettivo di definire l'assetto geologico-strutturale e le potenzialità esplorative dell'area utilizzando le informazioni minerarie dei pozzi esistenti.

Il lavoro ha ricostruito i principali lineamenti di una struttura anticlinalica complessa a livello dell'Unità Numidica Inferiore, sviluppata sul dorso di un thrust a vergenza meridionale; la struttura caratterizzata da un serie di compartimentazioni minerarie limitate principalmente da thrust a



vergenza meridionale e retro-scorrimenti antitetici; i lineamenti tettonici ad andamento N-S sono presenti in misura subordinata.

In particolare la culminazione principale dell'anticlinale risulta indagata dai pozzi Fiumetto 2-3-4 e Masseria Vecchia 1 all'interno della Concessione Fiumetto, mentre il pozzo Fiumetto 1 si colloca su una falda ribassata frontale sempre all'interno della stessa Concessione.

Il pozzo Samperi 1 dir raggiunge il target dell'Unità Numidica Inferiore in corrispondenza di una falda ribassata sul fianco settentrionale dell'anticlinale.

Il pozzo Samperi Sud 1 Dir indagherà il fianco settentrionale dell'anticlinale in corrispondenza di una falda delimitata da faglie inverse nord-vergenti; questa falda si colloca geometricamente in una fascia intermedia tra la culminazione principale e la falda più bassa mineralizzata rinvenuta da Samperi 1 dir.

Gli orizzonti sono stati mappati in tempi e successivamente convertiti in profondità attraverso la realizzazione di mappe di velocità media basate principalmente sui valori di velocità ricavate dai pozzi presenti nell'area.

La mappatura del top dell'Unità Numidica Inferiore ha evidenziato la culminazione della falda intermedia obiettivo del pozzo Samperi Sud 1 Dir, all'interno della Concessione Samperi; tale culminazione si colloca circa 1,5 km a Nord del bordo meridionale della Concessione.

Il pozzo esplorativo Samperi Sud 1 Dir è progettato con un profilo di deviazione "S-shape" e partirà dalla postazione di superficie esistenti di Samperi per raggiungere il target Langhiano con uno scostamento programmato di circa 1400 m ( fig. 5).

La trappola è costituita da un'anticlinale compresa tra due retroscorrimenti E-W sviluppata alle spalle della culminazione assoluta della struttura di Fiumetto; la chiusura a quattro vie è presente in corrispondenza del culmine interno della falda, si ritiene che le faglie inverse ad andamento EW rappresentino elementi di delimitazione mineraria per i livelli arenacei obiettivo del pozzo.

Nelle fig. 6 e 7 sono riportate le linee sismiche di riferimento per il pozzo Samperi Sud 1 Dir.

## **2.4 Obiettivi del pozzo**

Il pozzo Samperi Sud 1 Dir indagherà la falda tettonica compresa tra i giacimenti di Fiumetto e Samperi; il sondaggio raggiungerà gli obiettivi minerari circa 1,4 km a S-SW del pozzo Samperi 1 dir, e circa 1,5 km a N del pozzo Fiumetto 2d.

L'obiettivo del pozzo Samperi Sud 1 Dir è raggiungere i livelli quarzarenitici del Flysch Numidico Unità Inferiore mineralizzati nei giacimenti di Fiumetto e Samperi, per verificare la presenza, continuità e mineralizzazione dei livelli quarzarenitici.

Il reservoir oggetto della ricerca è rappresentato da arenarie quarzose della F.ne Flysch Numidico; dal punto di vista petrografico si tratta di arenarie con cemento siliceo e carbonatico, con porosità media compresa tra 5 e 9 % costituita sia da porosità primaria residua che da micro-fratturazione;



la permeabilità in questi reservoir è da bassa a discreta, generalmente aumentata dai fenomeni di fratturazione e micro-fratturazione che si sviluppano in corrispondenza di litologie a comportamento fragile.

Il profilo litostratigrafico previsto è riportato in figura 8, mentre in figura 9 è riportato il diagramma tempi-profondità atteso per il pozzo Samperi Sud 1 Dir.

Durante la perforazione del pozzo Samperi Sud 1 Dir si prevede di incontrare livelli porosi con una significativa presenza di gas a partire dalla profondità di 2780 m TVD da piano campagna, corrispondente al top del target Langhiano livello obiettivo più superficiale, con uno spessore atteso totale della sequenza di circa 200 m.

L'obiettivo più profondo è rappresentato dalla sequenza Burdigaliana ed è atteso alla profondità di 3230 m TVD da piano campagna, per uno spessore gross di circa 170 m.

All'interno della sequenza di copertura dei target individuati e descritti per il sondaggio esplorativo, il pozzo Samperi Sud 1 Dir avrà l'obiettivo secondario di verificare la presenza e mineralizzazione della sequenza Numidica Superiore denominata "Samperi": le arenarie contenute in questa unità sono state incontrate con mineralizzazione a gas e condensati dal pozzo Samperi 1 dir.

La perforazione si arresterà alla profondità di 3345 m TVD da piano campagna.

## **2.5 Rocce madri**

La parte argillosa basale della successione del Flysch Numidico ha un contenuto in materia organica generalmente basso, un potenziale petrolifero da scarso a medio ed è in grado di produrre idrocarburi prevalentemente gassosi e subordinatamente liquidi.

Pur in un contesto geochimicamente povero, gli spessori di argille di questa parte della successione numidica sono tali da compensare ampiamente le caratteristiche geochimiche non ottimali. Si è riscontrato che il potenziale petrolifero della successione terrigena è tale da poter generare gli idrocarburi intrappolabili in una singola struttura, senza la necessità di migrazioni secondarie su lunga distanza.

## **2.6 Rocce di copertura**

La copertura dei livelli quarzarenitici del Flysch Numidico mineralizzati è rappresentata dalle Argille Variegate e dalle facies più argillose del Flysch Numidico stesso.



## **2.7 Profilo litostratigrafico previsto**

Sulla base dei dati geologici disponibili, delle analisi di velocità e delle informazioni estrapolabili dai pozzi dell'area, si prevede la seguente successione stratigrafica (fig. 8):

- ***Il datum di riferimento è il piano campagna, alla quota prevista di circa 935 m slm***
- ***Profondità TVD***

0 - 2100 m:	Argillite grigio-verdastra con intercalazioni di siltiti. Subordinati livelli carbonatici e arenacei. F.ne: Flysch di Troina Tusa Età: Eocene
2100 - 2680 m:	Intercalazioni di arenaria quarzitica grigio-chiaro, e di argillite scistosa grigio verde. F.ne: Flysch Numidico Unità Samperi - Unità Superiori Età: Oligocene
2680 - 2780 m:	Argilla scagliettata talora siltoso-arenacea, con rare intercalazioni di calcare biancastro F.ne: Argille Variegate Età: Eocene
2780 - 3345 m:	Arenaria quarzitica grigio-chiaro, con intercalazioni di argilla scistosa F.ne: Flysch Numidico Unità Inferiore Età: Oligocene superiore - Miocene inferiore

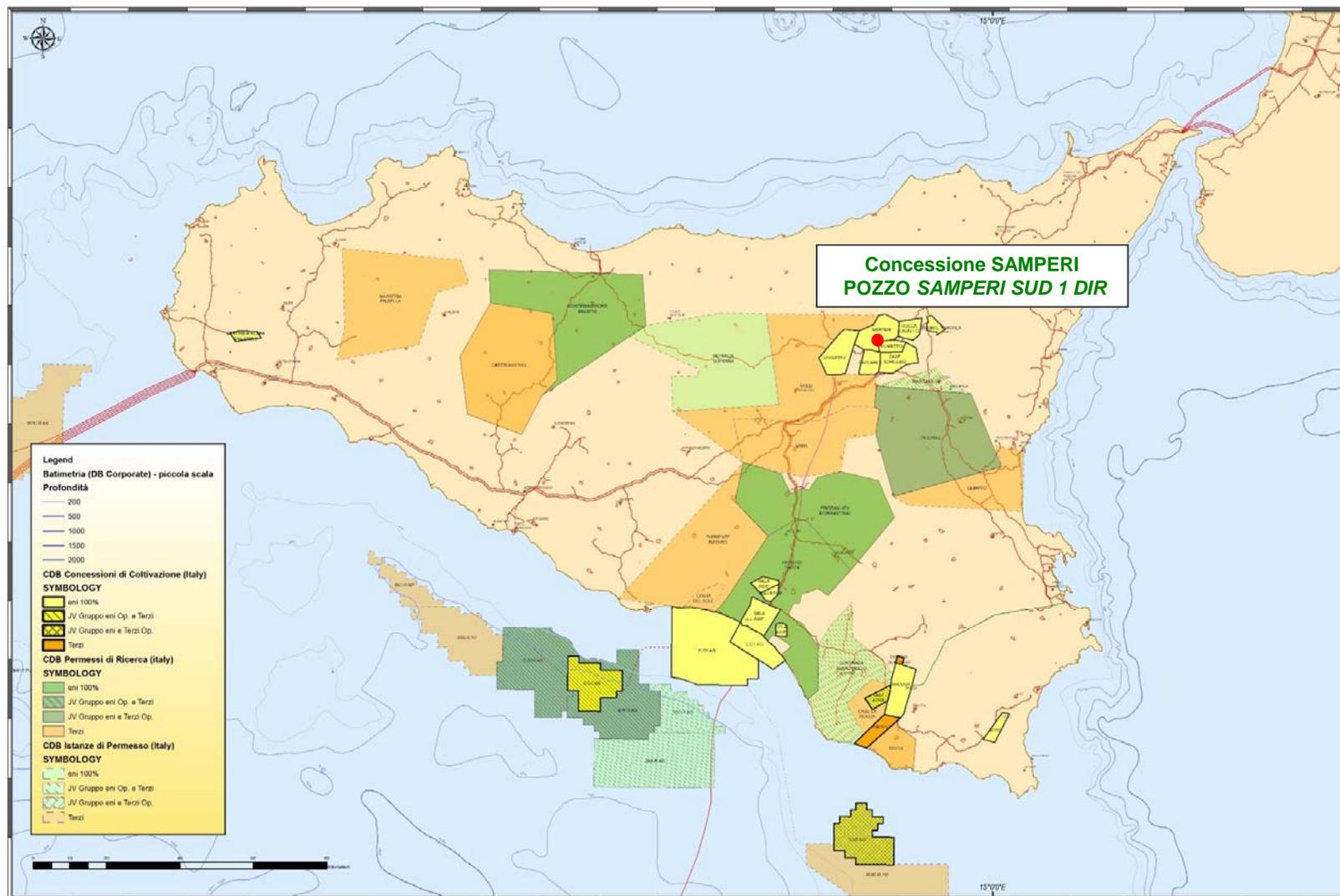
Si segnala che la difficoltà di interpretazione e correlazione dei corpi costituenti la copertura tettonica di quest'area di catena impone di considerare un range di affidabilità delle previsioni litostratigrafiche di +/- 100 m.

 <b>Eni S.p.A</b> Upstream and Technical Services	<b>PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE</b> <b>POZZO: SAMPERI SUD 1 DIR</b>	<b>PAG 10 DI 10</b>
---	---	---------------------

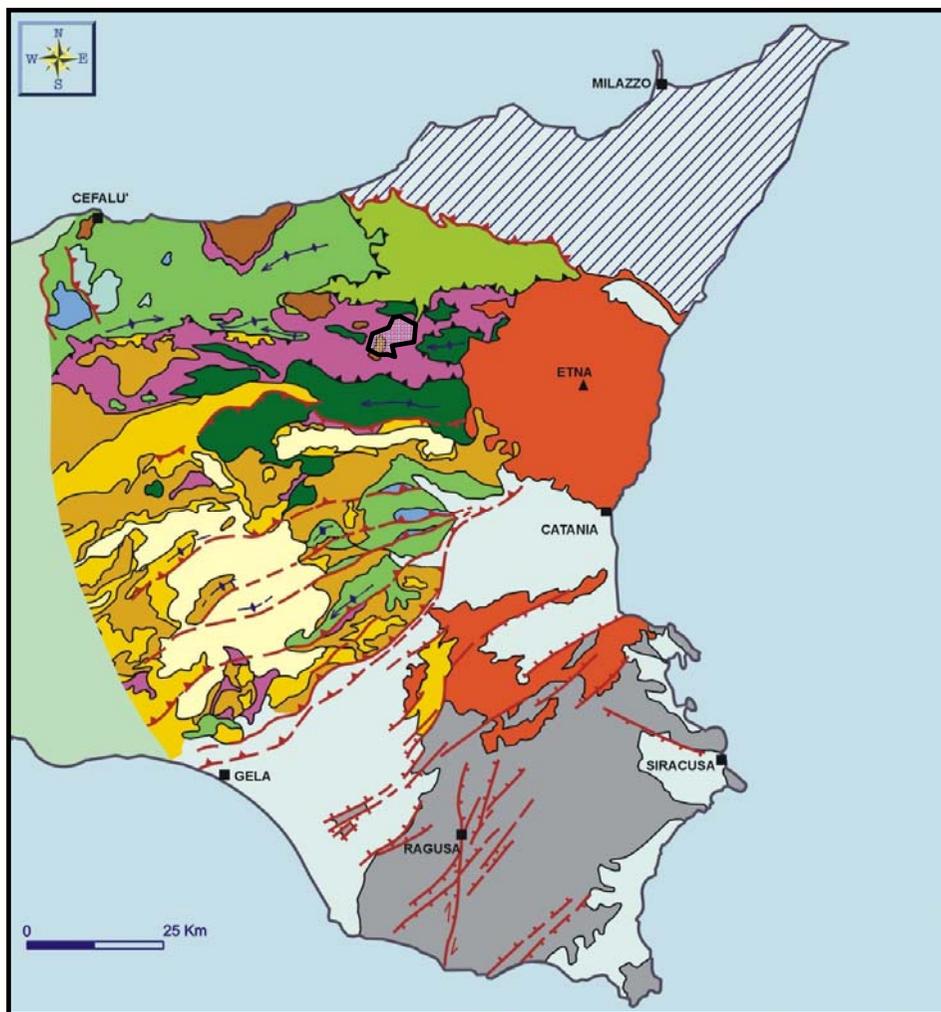
## **2.8 Pozzi di riferimento**

I principali pozzi di riferimento per la successione che verrà perforata da Samperi Sud 1 Dir sono i pozzi Fiumetto, Masseria Vecchia 1 e Samperi 1 dir.

# Sicilia Onshore, Concessione Samperi Samperi Sud 1 Dir – Carta indice

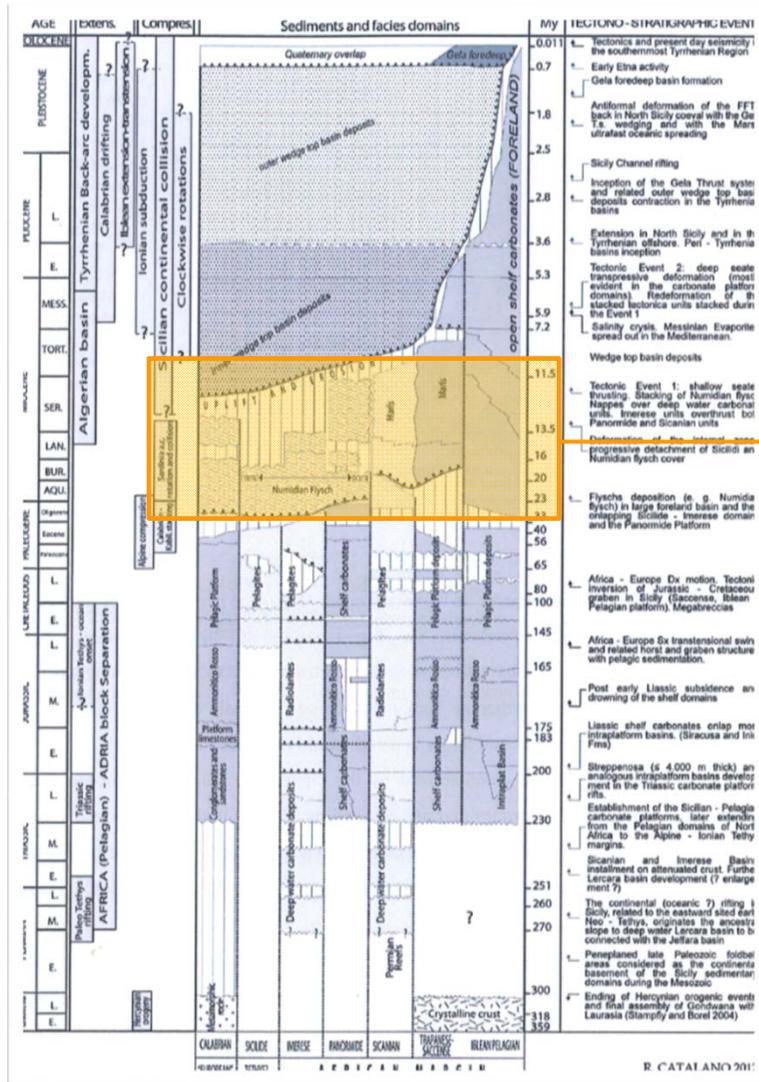


# Sicilia Onshore, permesso Paternò Samperi Sud 1 Dir – Carta geologico-strutturale schematica



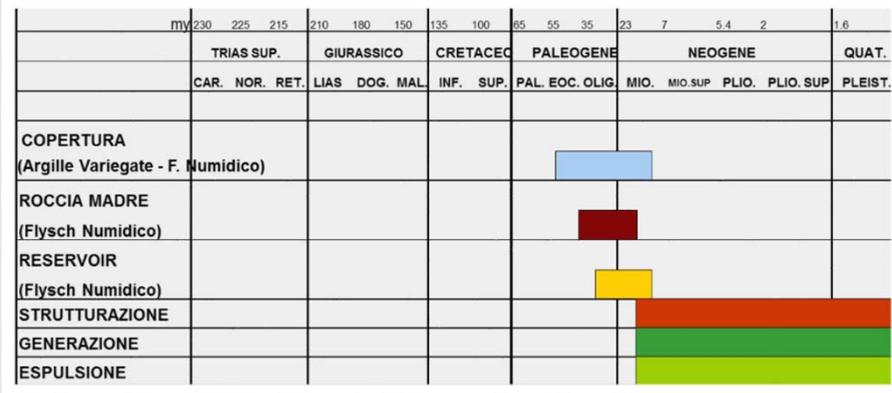
-  Coperture neogeniche-quaternarie
-  F.ne Ribera
-  F.ne Terravecchia
-  Flysch Numidico
-  Unità Sicilidi
-  Unità di M. Soro
-  Calcari del Complesso Imerese
-  Unità Avampaese Ibleo
-  Falde metamorfiche peloritane
-  Vulcaniti

# Sicilia Onshore, Concessione Samperi Samperi Sud 1 Dir – Inquadramento stratigrafico - minerario

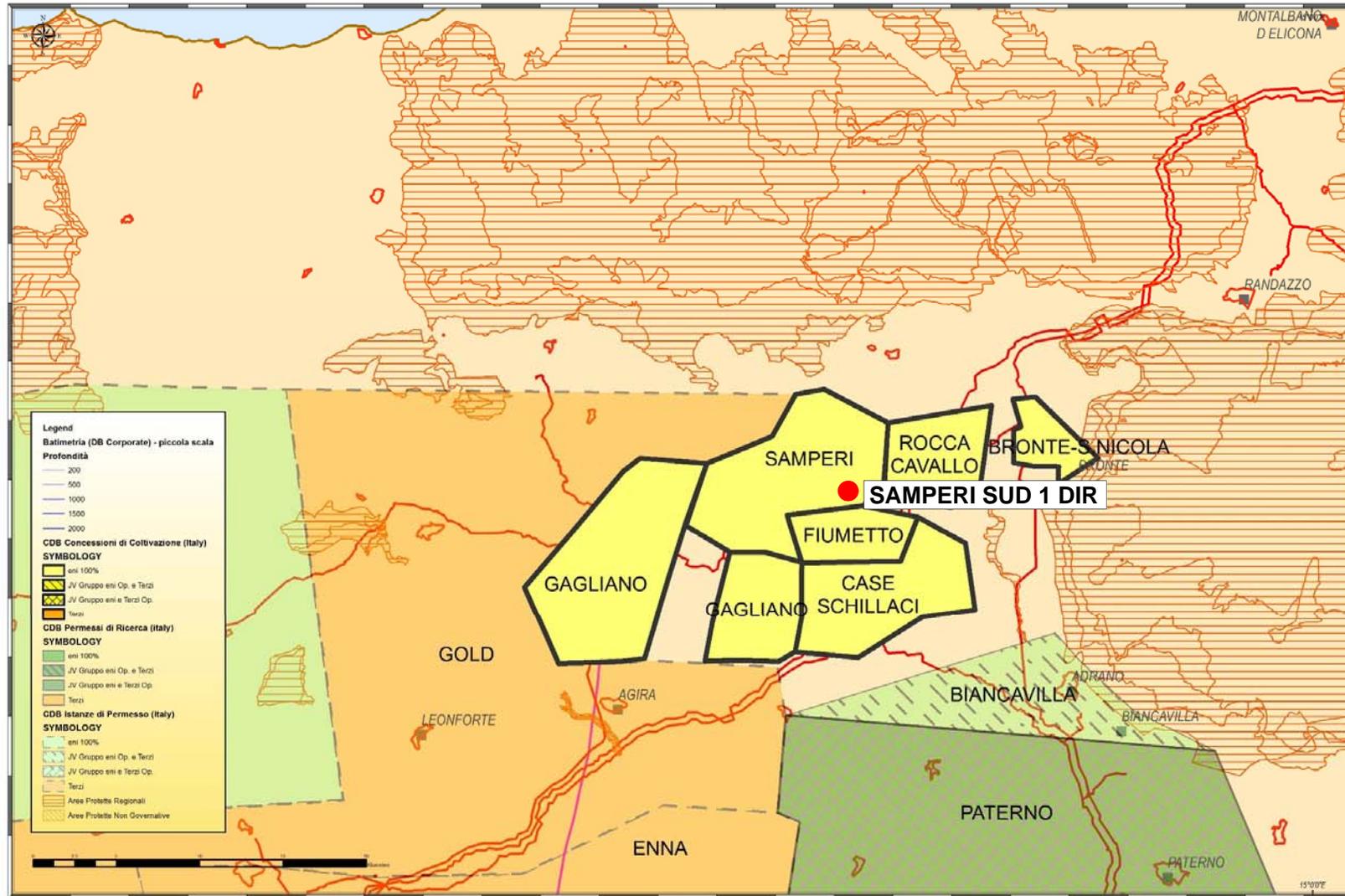


Successione stratigrafica Flysch Numidico

Sistema petrolifero Play Flysch Numidico



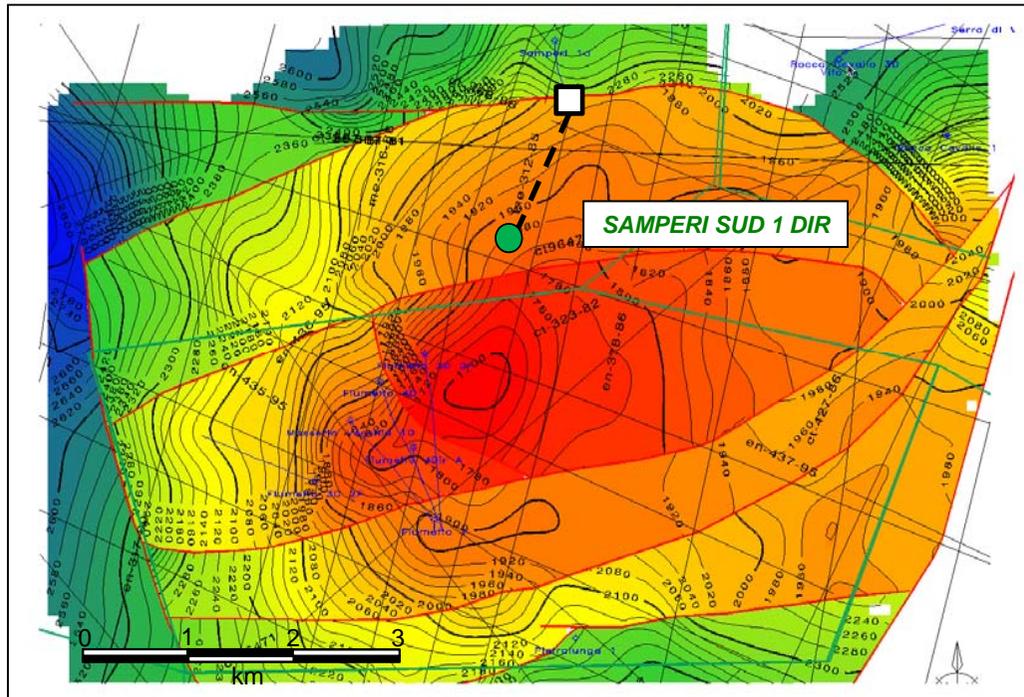
# Sicilia Onshore, Concessione Samperi Samperi Sud 1 Dir – Ubicazione pozzo



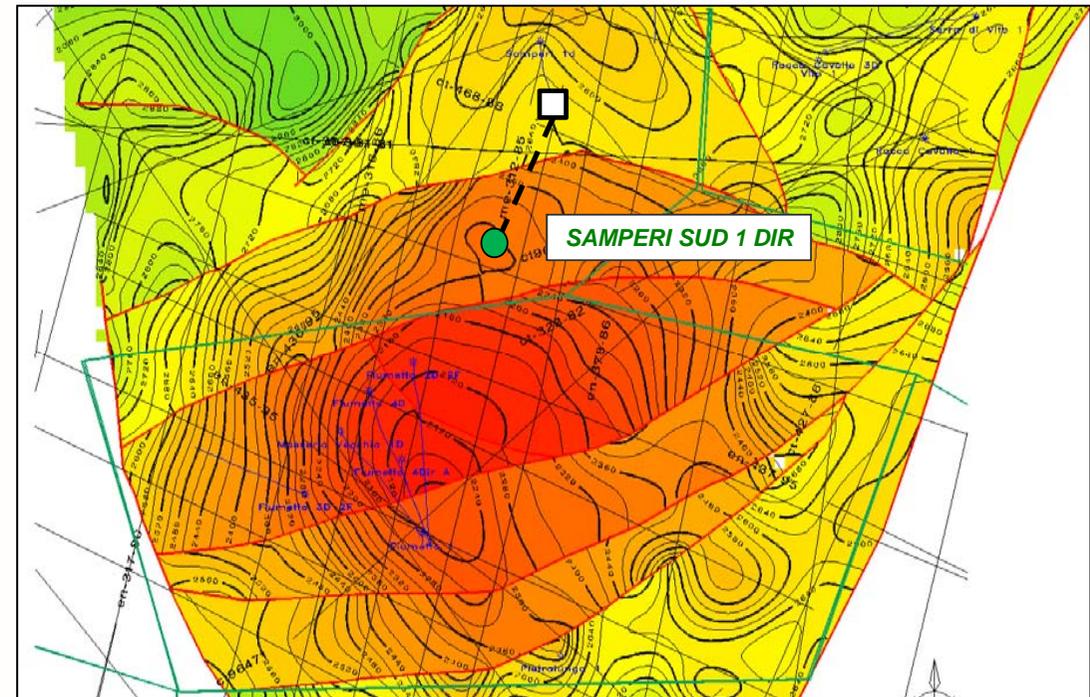
# Sicilia Onshore, Concessione Samperi

## Samperi Sud 1 Dir – Mappe isobate obiettivi minerali

Flysch Numidico – Unità Inferiore  
Top Langhiano



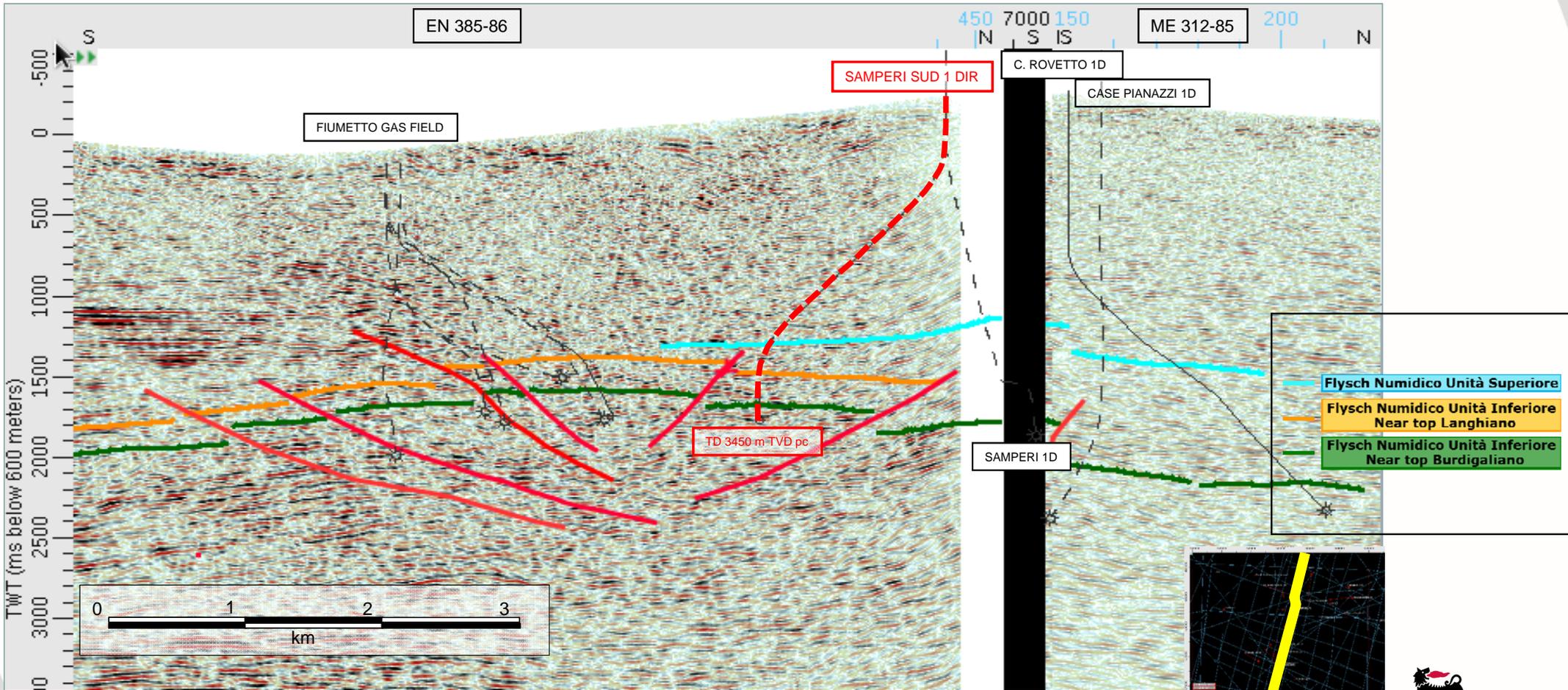
Flysch Numidico – Unità Inferiore  
Top Burdigaliano



Datum Plane = s.l.  
Contour Interval = 20 m

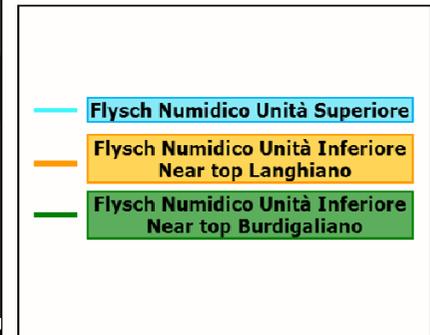
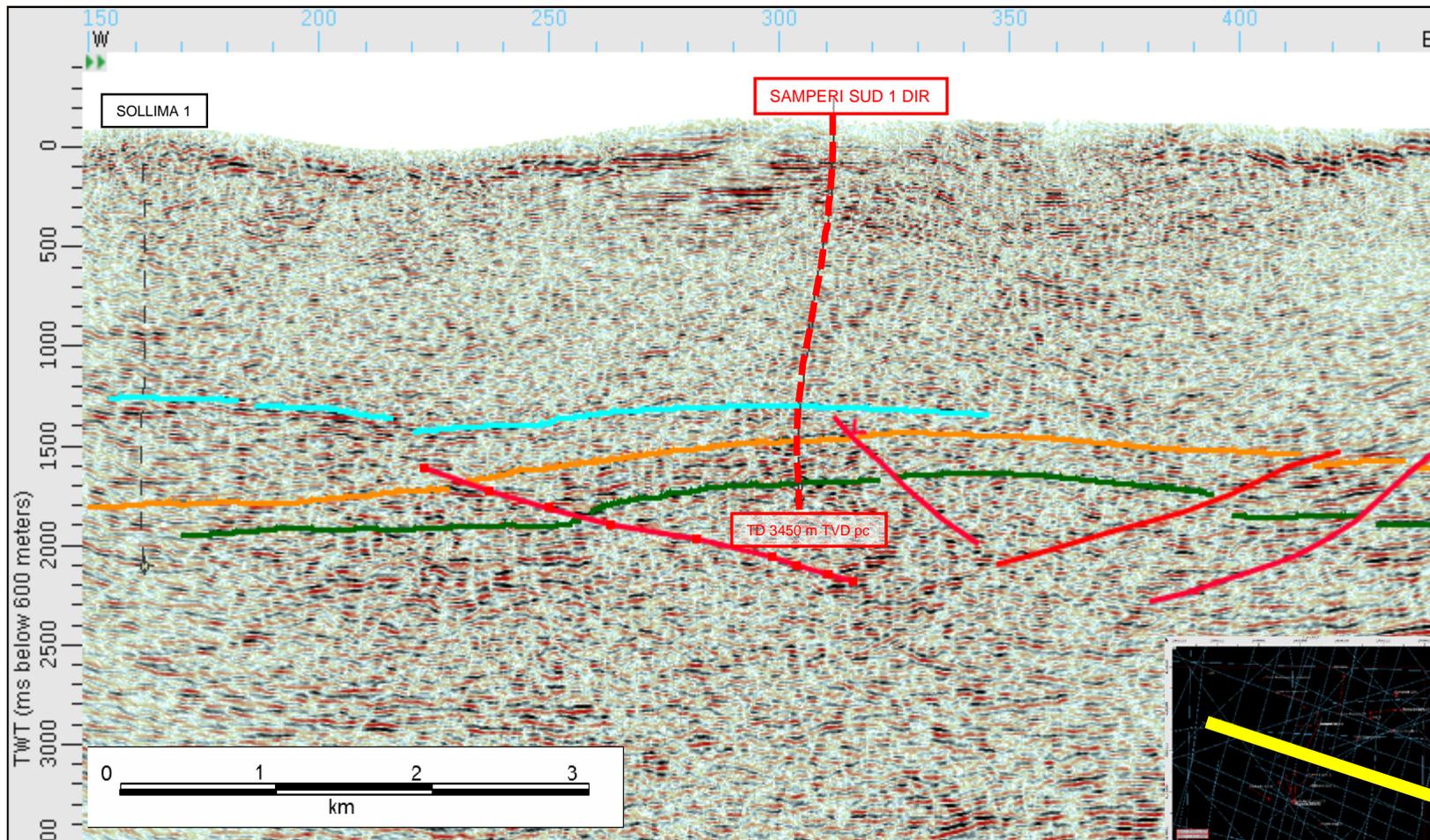
# Sicilia Onshore, Concessione Samperi

## Samperi Sud 1 Dir – Line sismica composite EN-385-86 + ME 312-85



# Sicilia Onshore, Concessione Samperi

## Samperi Sud 1 Dir – Linea sismica EN-386-86



# Sicilia Onshore, Concessione Samperi

## Samperi Sud 1 Dir – profilo litostratigrafico previsto

### PREVISIONE LITOSTRATIGRAFICA

Ubicazione target principale:  
 PS 397 linea EN-385-86 (proiettato)  
 y: 4180018.0 N x: 2492258.0 E

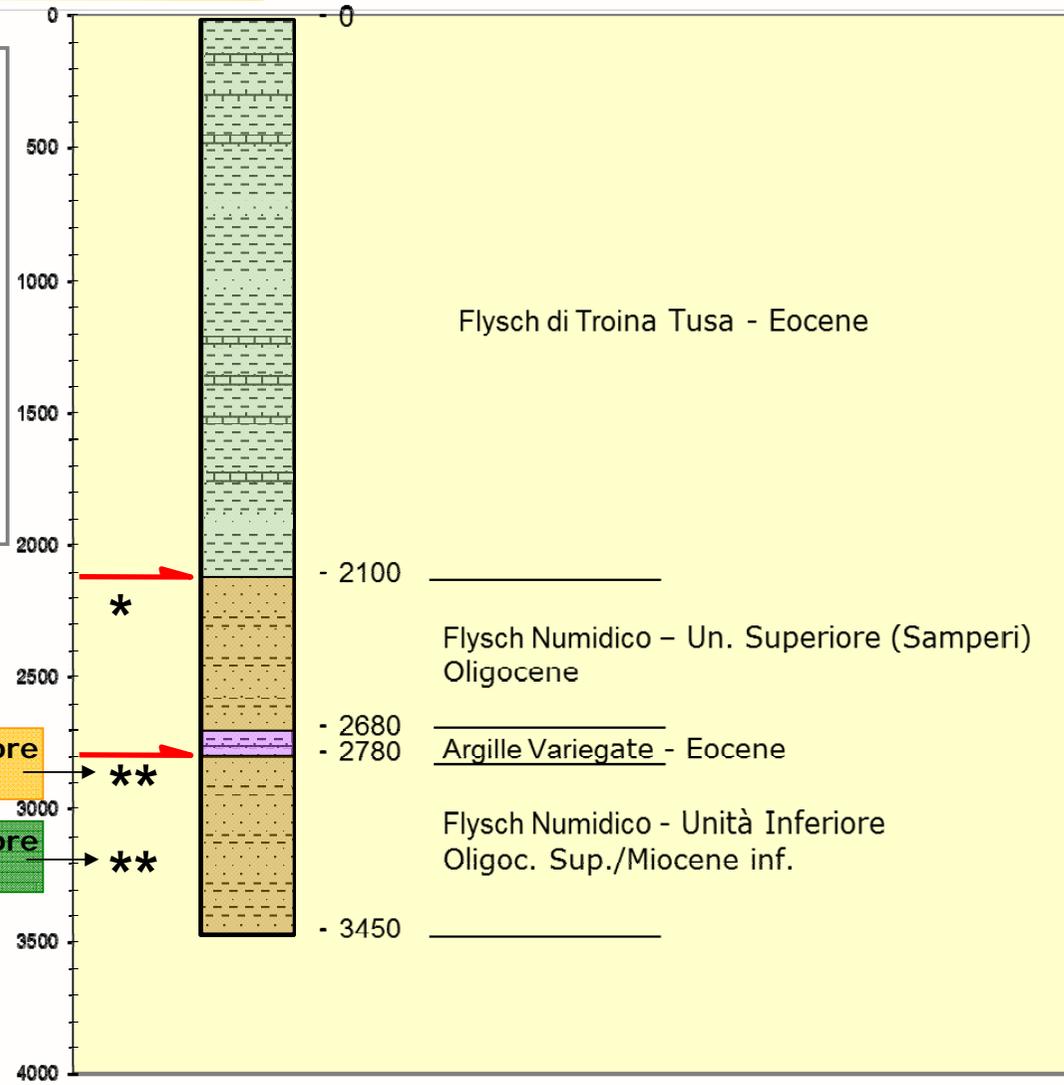
Profondità TVD da pc

Quota piano campagna: 935 m slm

TD: 3450 m TVD da pc

**Flysch Numidico Unità Inferiore  
 Top Langhiano**

**Flysch Numidico Unità Inferiore  
 Top Burdigaliano**



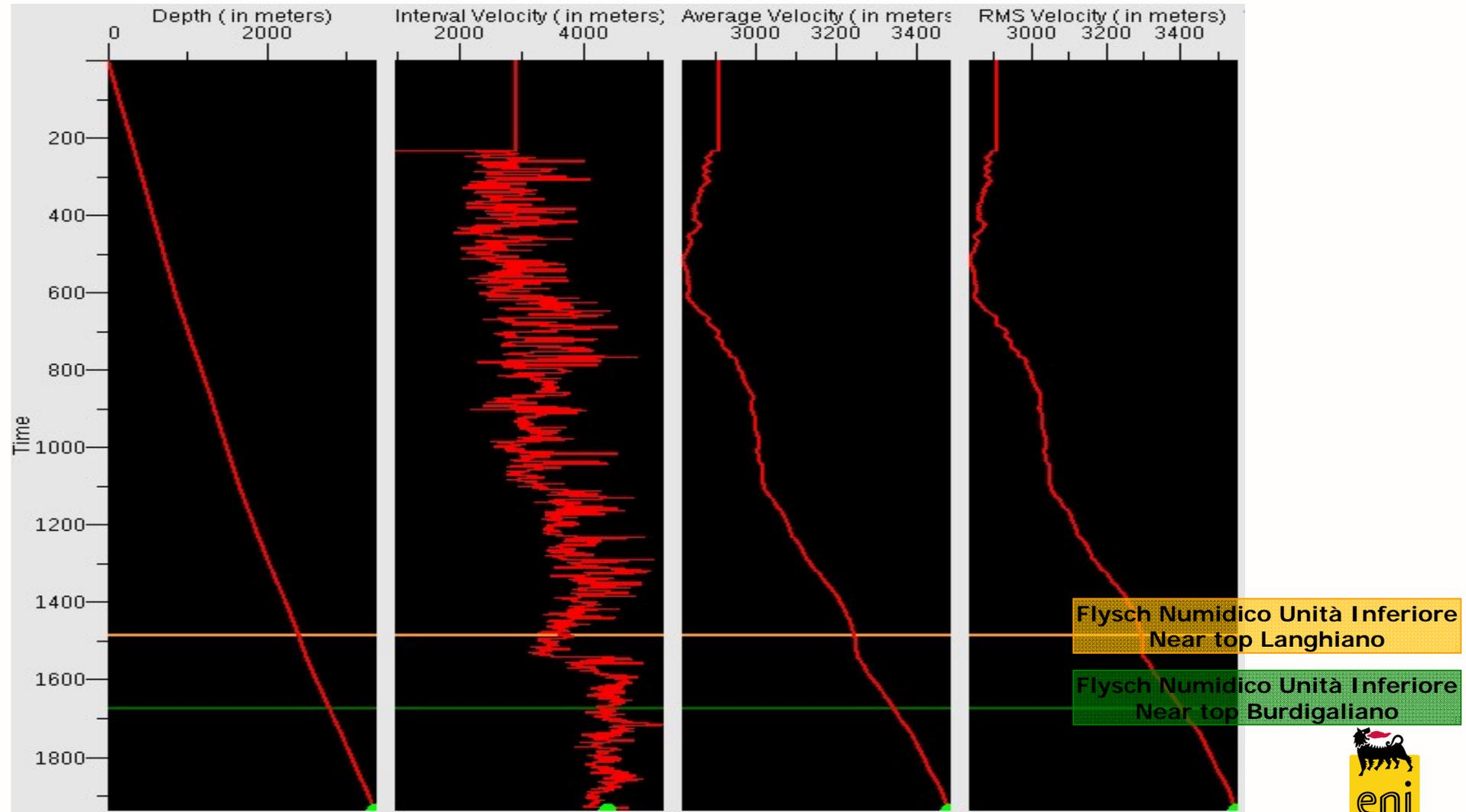
\* Obiettivo minerario secondario

\*\* Obiettivo minerario principale



# Sicilia Onshore, Concessione Samperi

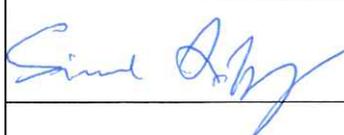
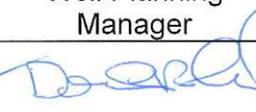
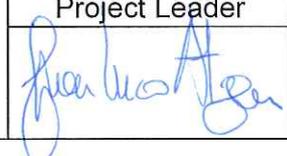
## Samperi Sud 1 Dir – Diagramma previsione tempi / profondità



**SEZIONE 3 - PROGRAMMA DI GEOLOGIA OPERATIVA**

**Pozzo: Samperi S 1 Dir**

**Data di emissione: luglio 2017**

	Preparato da	Controllato da	Approvato da
	GEOP	GEOP	GEOP
	S. Rodorigo Operation geologist	D. Baldini Well Planning Manager	A. Malossi Operation Geology Manager
			
		GL. Atzeni Operation Geology Project Leader	
			

 <b>Eni S.p.A</b> Upstream and Technical Services	<b>Programma Geologia Operativa</b> <b>Pozzo: Samperi S 1 Dir</b>	PAG <b>2</b> DI 12			
		AGGIORNAMENTI:			
		<b>0</b>			

<b>SEZIONE 3 - PROGRAMMA DI GEOLOGIA OPERATIVA.....</b>	<b>1</b>
.....	2
3.1 SURFACE LOGGING .....	3
3.2 CAMPIONAMENTI .....	5
3.2.1 <i>Cutting</i> .....	5
3.2.2 <i>Carote di Fondo</i> .....	7
3.2.3 <i>Carote di Parete</i> .....	7
3.2.4 <i>Fluidi</i> .....	7
3.3 ACQUISIZIONE LOG ELETTRICI .....	8
3.3.1 <i>Logging While Drilling</i> .....	8
3.3.2 <i>Wireline logging</i> .....	9
3.3.3 <i>Acquisizione sismica di pozzo</i> .....	10
3.4 WIRELINE TESTING .....	11
3.5 TESTING .....	11
3.6 STUDI ED ELABORATI.....	11
3.7 PROGRAMMA DI ACQUISIZIONE .....	12
.....	

 <b>Eni S.p.A</b> Upstream and Technical Services	<b>Programma Geologia Operativa</b> <b>Pozzo: Samperi S 1 Dir</b>	PAG 3 DI 12			
		AGGIORNAMENTI:			
		0			

### 3.1 SURFACE LOGGING

Compagnia di servizio: **da assegnare**

E' previsto l'inizio del servizio Mud Logging a partire dalla fase da 23" e sono richiesti i servizi come di seguito riportato:

- **"Operating Service"** con squadra al completo (4 operatori) durante le fasi di perforazione;
- **"Reduced Service"** con due operatori nelle fasi di accertamento o chiusura mineraria.

Il numero di sensori di esplosività (gas metano) e delle barre ADF acustico-luminose verrà stabilito successivamente, sulla base di quanto verrà riportato nell'Ordine di Servizio e delle disposizioni che verranno impartite dal Direttore responsabile della sicurezza.

L'unità dovrà essere conforme alle specifiche tecniche eni **STAP-A-1-SS-1722 REV G** (in possesso della Compagnia di Servizio) e dovrà assicurare l'esecuzione di tutte le operazioni previste dal contratto.

Particolare cura dovrà essere posta all'installazione, calibrazione e manutenzione della strumentazione di detezione delle manifestazioni gassose (portata di aspirazione costante, pulizia frequente della gas trap, controllo giornaliero delle linee gas, etc.) essendo questo un valido strumento di valutazione degli intervalli mineralizzati.

Viene richiesta inoltre la massima attenzione per quanto concerne la calibrazione e la manutenzione dei sensori di monitoraggio dei parametri di sicurezza.

Il personale operante in cantiere dovrà essere in regola con le specifiche contrattuali e con quanto dichiarato nel D.S.S. / D.S.S.C.

Al termine del Rig up dell'unità' mudlogging, dovrà essere presentato il Rig Up Unit Report contenente una copia compilata del Surface Logging Unit Data Sheet ed una copia del Parameter/Equipment Data Sheet per ciascuno strumento installato.

Tale documento dovrà contenere la procedura di testing adottata, il risultato di funzionalità con i dati del test o di calibrazione. Si richiede di segnalare e mettere in evidenza eventuali discrepanze e/o non conformità tra parametri/attrezzature installate e quanto previsto da Contratto.

All'interno dell'unità dovrà sempre essere presente ed aggiornato il Calibration Log Book con gli ultimi test/calibrazioni, l'indicazione della data del prossimo test delle attrezzature/sensori che devono essere chiaramente individuabili dal serial number.

Alla fine del Rig up, il rappresentante eni, potrà richiedere ulteriori test per la verifica dell'efficienza e funzionalità delle attrezzature.

 <b>Eni S.p.A</b> Upstream and Technical Services	<b>Programma Geologia Operativa</b> <b>Pozzo: Samperi S 1 Dir</b>	PAG 4 DI 12			
		AGGIORNAMENTI:			
		0			

La documentazione di carattere geologico prodotta in cantiere dovrà essere compilata con tempestività, in modo da disporre sempre di dati e grafici aggiornati, in particolare:

- il rapporto geologico giornaliero deve comprendere le operazioni ed i dati salienti raccolti dalle 00:00 alle 24:00 del giorno precedente, con un flash su quanto accaduto dalla mezzanotte alle 07:00 del mattino. Il rapporto deve essere consegnato all'Assistente Geologico o, in sua assenza, all'Assistente di Perforazione, ed inviato giornalmente tramite "WellView" - Peloton (o via Fax, in caso di mancanza del collegamento) al distretto Operativo.
- il Master Log, aggiornato il più spesso possibile, deve essere allegato giornalmente come File.pdf in "FTP\_Cantieri " (o inviato via Fax al Distretto operativo, in caso di mancanza del collegamento di rete). Una copia aggiornata dovrà essere disponibile in qualsiasi momento, sulla base delle esigenze operative (individuazione di passaggi formazionali, casing point, logs elettrici, ecc.). A fine pozzo dovranno essere consegnate n. 4 copie complete.
- E' inoltre richiesto l'inserimento giornaliero in "FTP\_Cantieri" dei Files.zip dei dati su base profondità (frequenza ogni 0,2 m) e su base tempo (frequenza ogni 5 sec).  
I file dovranno essere denominati nel modo seguente:  
Dati Depth: SAMPERI\_S \_1\_ DIR\_d\_(top)\_(bottom).  
Dati Time: SAMPERI\_S \_1\_ DIR\_ t\_(aaaammgg).
- i dati "Well PC" per DBC vanno inseriti quanto prima, compatibilmente con le esigenze di lavoro, e in ogni caso con un ritardo di massimo 6 ore.
- A fine pozzo dovranno essere inviate al Distretto Operativo quattro copie complete del Rapporto Finale del pozzo, con gli allegati e il CD-ROM con tutti i file relativi a diagrammi, elaborati e dati su base "Time" e "Depth".

Il controllo del servizio di Surface logging dovrà essere effettuato dall'Assistente Geologico mediante verifiche periodiche sulla qualità dei dati forniti, sulle caratteristiche del personale, sulla modalità di svolgimento delle operazioni e su quant'altro sia stato richiesto o segnalato nelle specifiche contrattuali.

 <b>Eni S.p.A</b> Upstream and Technical Services	<b>Programma Geologia Operativa</b> <b>Pozzo: Samperi S 1 Dir</b>	PAG <b>5</b> DI 12			
		AGGIORNAMENTI:			
		<b>0</b>			

## 3.2 CAMPIONAMENTI

### 3.2.1 Cutting

E' previsto il campionamento dal primo ritorno del fango ai vibrovagli.

#### **Cutting lavati ed asciugati**

Prelevare **3 serie** di cutting da conservare in bustine di plastica, su cui dovrà essere riportato il nome del pozzo, la profondità e il tipo di campione.

**Due serie** sono destinate a **GEOLAB** presso i laboratori di Milano.

La frequenza di campionamento dipenderà dalla velocità d'avanzamento, ma in linea di massima dovrà essere la seguente:

**Dal primo ritorno ai vagli, fino a TD ogni 5 - 20 metri** (in base ROP). La quantità di cutting da raccogliere ai vibrovagli non dovrà essere inferiore a 100 gr per serie. Particolare attenzione dovrà essere posta alle dimensioni delle maglie dei vagli, considerata la granulometria fine delle sabbie dei livelli obiettivi.

#### **Campioni lavati con H<sub>2</sub>O<sub>2</sub>**

Non sono richiesti campioni di **cutting lavati** con "**acqua ossigenata**": il servizio e' contingent a specifica richiesta di stratigrafi (se presenti).

#### **Non lavati / non asciugati (Source rock)**

Richieste **3 serie**.

Questi campioni non lavati (previa eliminazione del fango in eccesso) dovranno essere esposti all'aria per circa 10 minuti e quindi conservati in buste di plastica chiuse ermeticamente.

Specificare, oltre al nome del pozzo e alla profondità, anche il tipo di campione, ad esempio: "Source Rock". Il campionamento inizierà a partire **dal primo ritorno ai vagli, fino a TD** con la stessa frequenza dei cutting "Lavati e asciugati" cioè **ogni 5-20 metri** (in base ROP) su tutto l'intervallo perforato.

 <b>Eni S.p.A</b> Upstream and Technical Services	<b>Programma Geologia Operativa</b> <b>Pozzo: Samperi S 1 Dir</b>		PAG 6 DI 12			
			AGGIORNAMENTI:			
			0			

### Campioni di tipo Head Space Analysis

La serie di campioni per HSA dovrà essere conservata utilizzando le fiale in vetro fornite dalla Committente secondo le modalità indicate da ENI. Questi campioni andranno inviati ai laboratori GEOLAB Bolgiano - San Donato Milanese assieme ai campioni di fango d'inizio e fine fase di perforazione.

Anche eventuali additivi e battericidi del fango andranno campionati ed inviati unitamente ai campioni HSA.

Le fiale per la conservazione dei campioni non devono mai essere riempite oltre i 2/3 per evitare il danneggiamento dell'attrezzatura automatica di laboratorio.

E' previsto il prelievo a partire **dal primo ritorno ai vagli fino a TD ogni 5-10 m.**

### Campioni di tipo "Vacuum"

I campioni di gas dovranno essere prelevati direttamente dalla linea collegata alla "Gas trap", utilizzando le apposite provette sottovuoto ("Vacutainer test tube") che saranno fornite direttamente dalla Committente. Il campionamento dovrà essere eseguito in corrispondenza degli head space a partire **dal primo ritorno ai vagli fino a TD ogni 10 m**, e inoltre in corrispondenza di **manifestazione di gas rilevanti** (valori maggiori di almeno tre volte il background gas). Su ogni campione dovrà essere riportato: il n° campione, la profondità e i valori del gas letti al "Gas Detector" e al "Cromatografo". E' buona norma segnalare i punti di prelievo sul Masterlog. Questi campioni andranno inviati ai laboratori GEOLAB Bolgiano - San Donato Milanese assieme ai campioni HSA. Se ritenuto necessario, l'Assistente Geologico eni potrà tuttavia variare la frequenza e le modalità di campionamento di cuttings e gas, in base a specifiche esigenze operative (cambi litologici, drilling break o in presenza di indizi minerari).

Tutti i campioni dovranno essere disposti in ordine di prelievo in cassette apposite, corredate di dati generali ed indirizzo del destinatario.

### Recommended Levels for Correct HEAD SPACE SAMPLING



Vial 20 ml Head Space

 <b>Eni S.p.A</b> Upstream and Technical Services	<b>Programma Geologia Operativa</b> <b>Pozzo: Samperi S 1 Dir</b>	PAG 7 DI 12			
		AGGIORNAMENTI:			
		0			

I campioni di pertinenza eni, dovranno essere spediti all'attenzione di:

**Sig. Michele Impalà**

**eni S.p.A. Servizi GEOLAB**

**Laboratori eni di BOLGIANO**

**Via Maritano, 26**

**20097 SAN DONATO Milanese (MI)**

### 3.2.2 Carote di Fondo

Non è previsto il prelievo di carote di parete.

### 3.2.3 Carote di Parete

Non è previsto il prelievo di carote di parete.

### 3.2.4 Fluidi

Tutti i fluidi che si ritengono provenire dalle formazioni attraversate dal sondaggio durante la perforazione (acqua o fango contaminato) dovranno essere campionati, specificando la profondità da cui si ritiene questi provengano e il punto di prelievo.

I campioni, accompagnati dal relativo rapporto e dalla richiesta d'analisi, dovranno essere inviati al Distretto che provvederà a spedirli ai laboratori, dopo aver formulato eventuali altre richieste.

A tal proposito, si ricorda di inviare anche i campioni di fango di perforazione e dell'acqua di confezionamento.

Dovranno inoltre essere campionati tutti i fluidi di strato recuperati durante eventuali test di produzione.

 <b>Eni S.p.A</b> Upstream and Technical Services	<b>Programma Geologia Operativa</b> <b>Pozzo: Samperi S 1 Dir</b>	PAG <b>8</b> DI 12			
		AGGIORNAMENTI:			
		<b>0</b>			

### 3.3 ACQUISIZIONE LOG ELETTRICI

#### 3.3.1 Logging While Drilling

E' prevista l'acquisizione di un set di log "while drilling" (in real time-memory) di tipo **GR - Resistivity** lungo il profilo del pozzo, a partire dalla fase da 16" a TD, a scopo minerario, litologico e di correlazione. Se disponibile dalla compagnia di servizio sarà richiesto il **GR Azimutale**.

Compagnia di servizio: *da definire*  
 Unità di misura: metri  
 Scala di registrazione: 1:1000 - 1:200  
 Campionatura: Standard  
 Inizio del servizio: a partire dalla fase da 16".

Nei limiti del possibile, è preferibile una configurazione della BHA di perforazione con una distanza fra i punti di lettura (offset) quanto più ravvicinata possibile al bit.

Per ogni registrazione, a fine fase, la Compagnia di servizio dovrà fornire:

- n. 1 Copia su carta (copie provvisorie);
- Files provvisori (real time) in formato PDF;
- Files finali (in "memory") in formato PDF.

Al termine del lavoro:

- n. 4 Copie su carta (copie definitive);
- 2 CD-ROM con tutti i dati in formato DLIS, LAS e PDF;
- n. 4 Relazioni finali.

 <b>Eni S.p.A</b> Upstream and Technical Services	<b>Programma Geologia Operativa</b> <b>Pozzo: Samperi S 1 Dir</b>	PAG <b>9</b> DI 12			
		AGGIORNAMENTI:			
		<b>0</b>			

### 3.3.2 Wireline logging

Le sigle log indicate nel programma riportato qui di seguito, sono solo indicative del tipo di acquisizione richiesta e non dell'assegnazione ad una contrattista.

Il reservoir oggetto della ricerca è rappresentato da arenarie quarzose della F.ne Flysch Numidico, per la caratterizzazione petrofisica di questa formazione è sufficiente acquisire log wireline standard (gamma ray, resistività, density, neutron), il cui responso fornisce una caratterizzazione delle proprietà della formazione.

L'acquisizione di tali logs è da considerarsi contingente oltre che al risultato preliminare dei Log LWD, anche all'evidenza di idrocarburi e/o alle manifestazioni riscontrate in perforazione (GWD).

Compagnia di servizio:           **da definire**  
Unità di misura:                   metri  
Scala di registrazione:           1:1000 - 1:200  
Campionatura:                      standard

Programma log da registrare in open hole nella Fase 16" (450 – 1691.5 m MD)

Non è prevista l'acquisizione di log wireline.

Programma log da registrare in open hole nella Fase 12" 1/4 (1691.5 – 3205.5 m MD)

In questa fase sarà attraversato il target secondario del pozzo, un'Arenaria quarzifica grigio-chiaro, con intercalazioni di argilla appartenenti alla formazione del Flysch Numidico, denominato Unità superiore Samperi, in caso di evidenza di idrocarburi e/o manifestazioni, sarà quindi acquisito il seguente set di WLL.

Run 1: GR – Res –Neutron/Density – Wire line formation pressure.

- Valutazione dei parametri petrofisici
- Identificazione dei regimi di pressione
- Identificazione dei fluidi e degli eventuali contatti reciproci

 <b>Eni S.p.A</b> Upstream and Technical Services	<b>Programma Geologia Operativa</b> <b>Pozzo: Samperi S 1 Dir</b>	PAG <b>10</b> DI 12			
		AGGIORNAMENTI:			
		0			

Programma log da registrare in open hole nella Fase 8 ½" (3205.5 - 3770 m MD)

I target principali del pozzo sono due livelli di Arenaria quarzifica grigio-chiaro, con intercalazioni di argilla appartenenti alla formazione del Flysh Numidico. Unità inferiore Top Langhiano e Unità inferiore Top Burdigaliano, in caso di evidenza di idrocarburi e/o manifestazioni, sarà quindi acquisito il seguente set di WLL .

Run 1: GR – Res –Neutron/Density – Wire line formation pressure.

- Valutazione dei parametri petrofisici
- Identificazione dei regimi di pressione
- identificazione dei fluidi e degli eventuali contatti reciproci

Run 2 : VSP – GR

Log in foro tubato da acquisire:

**USIT-CBL-VDL-GR-CCL**

sia nella colonna da 9 5/8" sia in quella da 7"

Per ogni registrazione, la Compagnia di servizio dovrà fornire:

- 4 Copie opache a colori;
- 2 CD-ROM con relativi dati in formato DLIS, LAS e PDF.

Per entrambe le fasi obiettivo, verrà valutata, in base ai risultati preliminari di accertamento minerario, la possibilità di effettuare una discesa aggiuntiva dedicata al campionamento dei fluidi di formazione.

Le discese sopra menzionate potrebbero subire cancellazioni e/o variazioni in funzione di esigenze tecniche ed operative, oppure in seguito a variazioni del programma del pozzo; tali modifiche andranno concordate con le unità competenti.

### 3.3.3 Acquisizione sismica di pozzo

É prevista l'acquisizione di sismica di pozzo nella fase da 8 ½", le cui fattibilità e modalità saranno definite in accordo con l'unità competente di sede.

 <b>Eni S.p.A</b> Upstream and Technical Services	<b>Programma Geologia Operativa</b> <b>Pozzo: Samperi S 1 Dir</b>	PAG <b>11</b> DI 12			
		AGGIORNAMENTI:			
		<b>0</b>			

### 3.4 WIRELINE TESTING

E' prevista l'acquisizione di misure di pressione in corrispondenza delle F.ni obiettivo al fine di determinare, oltre ai regimi di pressione, anche eventuali trend a gas o acqua di strato, verrà valutato in base alle evidenze di mineralizzazione, di effettuare il campionamento dei fluidi di formazione.

### 3.5 TESTING

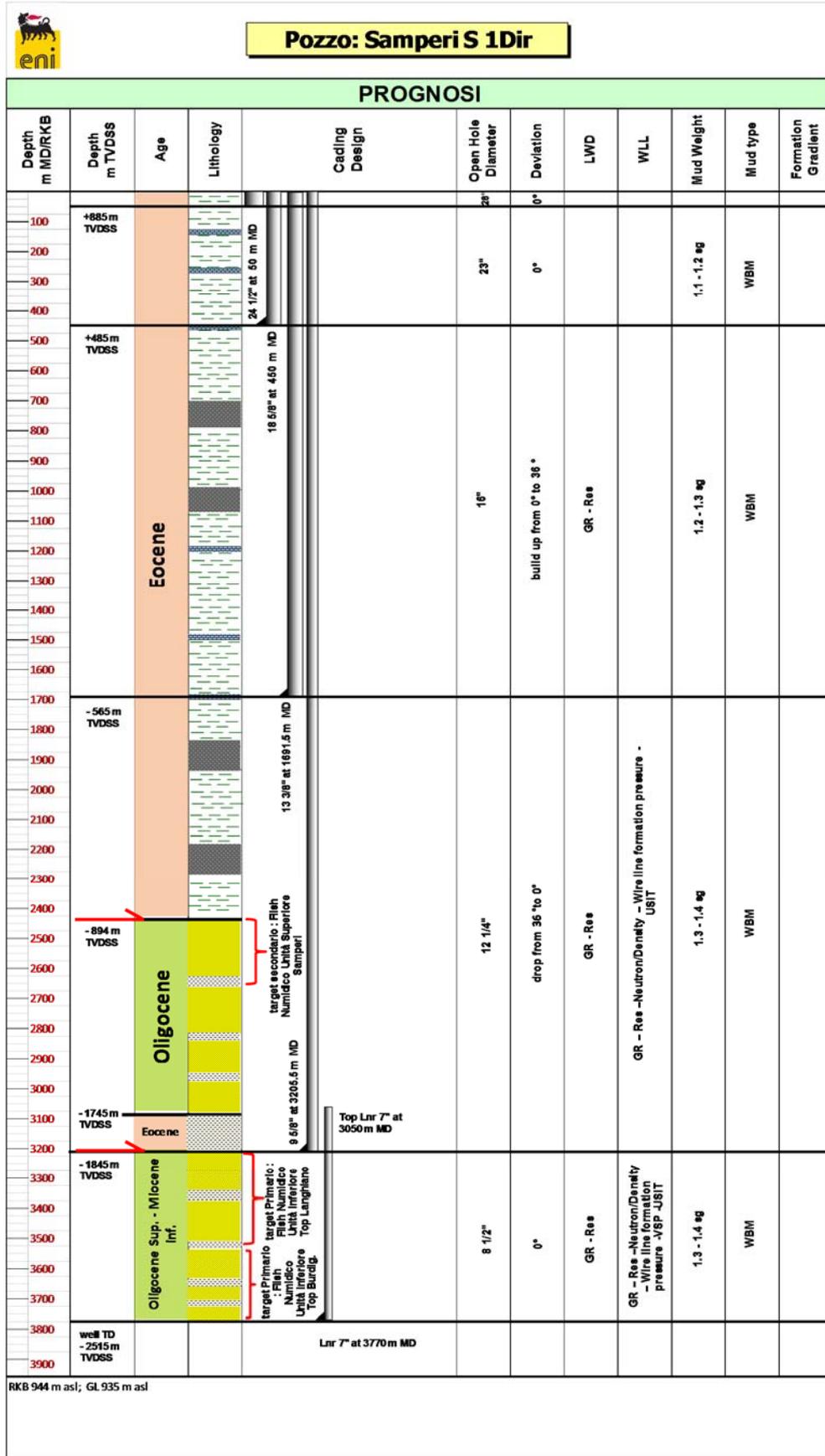
In caso di scoperta di idrocarburi in uno o più livelli target, potrebbe essere deciso di completare l'acquisizione dei dati con l'esecuzione di un test di produzione.

### 3.6 STUDI ED ELABORATI

Sono richiesti i seguenti studi dei servizi tecnici di Distretto, Sede e Laboratori:

- "Quicklook Evaluation" dei log di valutazione mineraria ed eventuale CPI;
- Analisi dei dati gas durante la perforazione con metodologia "Gas while drilling";
- Studio geochimico dei cuttings, HSA e Vacutainer, in caso di esito positivo del pozzo;
- Studio petrografico-stratigrafico delle sequenze attraversate dal sondaggio;
- Studio ed elaborazione dei dati sismici di pozzo.

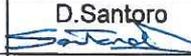
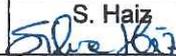
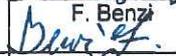
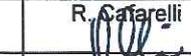
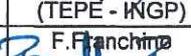
**3.7 PROGRAMMA DI ACQUISIZIONE**



**SEZ 4**  
**PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE**

**Pozzo: Samperi Sud 1 dir**

**Data di emissione: giugno '17**

②				
①				
③				
		D.Santoro 	S. Haiz 	
		F. Benzi  (TEPE - INGP)	F. Benzi  (TEPE - INGP)	R. Cafarelli  (TEPE - INGP)
		F. Franchina 		
		F. Puzanghera  (EniMed - TEGE)	P. Pastura  (EniMed - TEGE)	Al Mascolo  (EniMed - TEGE)
	AGGIORNAMENTI	PREPARATO DA	CONTROLLATO DA	APPROVATO DA

**INDICE**

**SEZIONE 4 - SEQUENZA OPERATIVA e PROGETTAZIONE DEL POZZO**

*Il presente documento è RISERVATO ed è di proprietà EniMed  
 Esso non sarà mostrato a terzi ne sarà utilizzato per scopi diversi da quelli per i quali è stato trasmesso.*



## INDICE

<b>4.1</b>	<b>PROGRAMMA OPERATIVO.....</b>	<b>3</b>
4.1.1	PRELIMINARI - PERFORAZIONE FASE 28" @ 50M X C.P 24 ½" 162# J55 .....	3
4.1.2	FASE SUPERFICIALE 23" X CSG 18 5/8" 96,5# N80 @ M 450 TVD-MD PTR .....	3
4.1.3	FASE INTERMEDIA 16" X CSG 13 3/8" 68# L80 @ M 1500 TVD-PTR M 1691.5 MD PTR .....	4
4.1.4	FASE INTERMEDIA 12 ¼" X CSG 9 5/8" L80 53.5# SD @ 2789 M TVD PTR 3205 MD PTR .....	6
4.1.5	FASE 8 ½" X LINER 7" T95 29# @ 3354 M TVD PTR M 3770 MD PTR.....	7
<b>4.2</b>	<b>PROGETTAZIONE DEL POZZO.....</b>	<b>9</b>
4.2.1	PREVISIONE GRADIENTI DELLE FORMAZIONI .....	9
4.2.2	ANALISI DI STABILITÀ FORO E PROBLEMI DI PERFORAZIONE.....	11
4.2.2.1	SAMPERI 1 DIR – RISULTATI ANALISI OFFSET.....	13
4.2.2.2	FIUMETTO 1 – RISULTATI ANALISI OFFSET .....	14
4.2.2.3	SAMPERI SUD 1 DIR-1 – RISULTATI ANALISI POZZO PIANIFICATO.....	15
4.2.2.4	PROBLEMI DI PERFORAZIONE .....	18
4.2.3	ANALISI DEI MARGINI DI PERFORAZIONE E PROFILO DI TUBAGGIO.....	18
4.2.4	SCELTA QUOTE DI TUBAGGIO.....	20
4.2.5	CASING DESIGN .....	21
4.2.5.1	24 ½" CONDUCTOR PIPE @ M 50 TVD-MD PTR .....	22
4.2.5.2	18 5/8" CASING SUPERFICIALE @ M 450 TVD-MD PTR.....	24
4.2.5.3	13 3/8" CASING INTERMEDIO @ M 1500 TVD PTR 1691.5 MD PTR .....	26
4.2.5.4	9 5/8" CASING DI PRODUZIONE @ M 2789 TVD PTR 3205 MD PTR .....	28
4.2.5.5	7" LINER DI PRODUZIONE" M 3354 TVD PTR 3770 MD PTR .....	30
4.2.6	PROGRAMMA FANGO DI PERFORAZIONE .....	32
4.2.7	PROGRAMMA CEMENTAZIONI.....	34
4.2.8	B.O.P.....	39
4.2.9	TESTA POZZO E CROCE DI PRODUZIONE.....	42
4.2.10	BARRIERE OPERATIVE IN POZZO .....	43
4.2.11	STABILIZZAZIONE BATTERIE PRELIMINARI E IDRAULICA POZZO.....	55
4.2.11.1	FASE 23".....	55
4.2.11.2	FASE 16".....	56
4.2.11.3	FASE 12 1/4".....	57
4.2.11.4	FASE 8 1/2".....	58
4.2.12	SELEZIONE SCALPELLI PRELIMINARE .....	59
4.2.1	PROGETTO DI DEVIAZIONE E ANALISI DI COLLISIONE .....	60
<b>5.</b>	<b>APPENDICE.....</b>	<b>63</b>
<b>5.1</b>	<b>ABBREVIAZIONI .....</b>	<b>64</b>

 <b>EniMed</b> ENI MEDITERRANEA IDROCARBURI S.p.A. TEGE	POZZO Samperi Sud 1 dir PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE	PAG 3 DI 65			
		AGGIORNAMENTI:			
		1			

## 4.1 PROGRAMMA OPERATIVO

### 4.1.1 PRELIMINARI - PERFORAZIONE FASE 28" @ 50M X C.P 24 1/2" 162# J55

Il pozzo esistente Samperi 1 dir per ragioni di sicurezza dovrà essere preventivamente infangato, chiuse le valvole di sicurezza montate sulla tringa di completamento e dovrà essere mantenuto in tali condizioni almeno fino al completamento della fase di perforazione da 23" di Samperi Sud 1 dir.

- La testa Pozzo del pozzo di Samperi 1 dir dovrà essere adeguatamente protetta durante il montaggio dell'impianto
- Rig Up impianto **National 1320 o similare**
- La fase sarà perforata con acqua, eventualmente pompare cuscini viscosi con biopolimero (preparare una vasca a D=1.4 Kg/Lt di Kill Mud).
- Montare tubo pipa sullo spezzone di csg 32" annegato in cantina, saldare una flangia con saracinesca 6" sul tubo pipa.
- Predisporre pompa mono per aspirazione da saracinesca 6" (cantina – predisporre pompa di back-up per emergenza) e rilancio al vibrovaglio o vasca.
- Assemblare Bit 28" + BHA stabilizzata e perforare fino a m 50 PTR.
- Al fondo eseguire controllo foro, circolare per pulizia foro, lanciare Totco, eseguire controllo statico, se OK estrarre a giorno bit
- Discendere il C.P. 24 1/2" 166# J55 ANT con scarpa atta a ricevere lo stinger, circolare.
- Discendere lo stinger con DP 5" con piastrone e doppio elevatore.
- Cementare il C.P 24 1/2" con risalita della malta a giorno (come da programma specifico di cementazione), prepararsi a ricementare l'intercapedine con tubini da 1".
- Verificare tenuta valvola prima di sollevare lo stinger.
- Pulire dalla malta il fondo cantina ed eseguire WOC (2/3 volte il tempo di pompabilità della malta).
- Finestrare il csg 32" tagliare il C.P 24 1/2" a misura (come da indicazioni BREDA) e recuperare lo spezzone, tagliare il csg 32" a misura (come da indicazioni BREDA) e recuperare lo spezzone smussare il top del csg 32" e del C.P. 24 1/2"
- Saldare flangia e montare sistema Diverter 29 1/2" MSP 500 psi. + tubo pipa.
- Con una lunghezza in pozzo testare funzionalità del Diverter tempo massimo di chiusura circa un minuto.

### 4.1.2 FASE SUPERFICIALE 23" X CSG 18 5/8" 96,5# N80 @ M 450 TVD-MD PTR

*Per ciò che concerne scalpelli, parametri, batterie di perforazione, idraulica, fango e modalità di cementazione, si rimanda ai paragrafi specifici. In questa fase si fa utilizzo di fango a base d'acqua FW-PO densità massima prevista 1,1 Kg/l. la fase penetrerà **in verticale** Argillite grigio-verdastra con intercalazioni di siltiti. Subordinati livelli carbonatici e arenacei. F.ne: Flysch di Troina Tusa. La scarpa verrà fissata al di sopra del quota prevista di KOP raggiungendo un gradiente di fratturazione sufficiente per perforare in sicurezza la successiva fase.*

*In perforazione non si prevedono assorbimenti*

*Assemblare e stivare in torre le lunghezze di DP 5" necessarie alla perforazione della fase.*

- Discendere lo scalpello 23" con BHA stabilizzata + eventuale attrezzatura automatica di deviazione settata per la perforazione verticale, fresare cemento e scarpa 24 1/2", circolare condizionando il fango come da programma specifico.
- Perforare con cautela i primi metri e proseguire incrementando la portata gradualmente e perforare mantenendo la verticalità
- Perforare fino a quota di tubaggio del casing 18 5/8".
- Rilevare la deviazione del foro con cadenza survey minima secondo norme Eni (manuale STAP-P-1-M-26535)
- A casing point eseguire una manovra di controllo foro (se necessario), circolare e condizionare il



fango in previsione del tubaggio.

- Circolare fino a pulizia foro eseguire un controllo statico ed estrarre bit.
- Discendere il csg. 18 5/8" 96,5# N80 con scarpa normale e **float collar atto a ricevere lo stinger + ECP la cui posizione verrà definita in fase operativa** (durante la discesa del csg fare attenzione alla pressione di gonfiaggio dell' ECP), circolare fino a vibrovagli puliti.
- Discendere lo stinger con DP 5" con piastrone e doppio elevatore.
- Cementare il csg 18 5/8" con risalita della malta a giorno (come da programma specifico di cementazione), prevedere l'utilizzo di Pack-Off Head adatta per eseguire l'operazione di gonfiaggio ECP.
- Prepararsi ad eventuale ricementazione intercapedine con tubini da 1".
- Verificare tenuta valvola prima di sollevare lo stinger pulire interno aste ed estrarre lo stinger
- Eseguire WOC ( 2/3 volte il tempo di pompabilità della malta )
- Smontare Tubo pipa sollevare diverter e tagliare casing 18 5/8" a misura (come da indicazioni BREDA) recuperare spezzone e rimuovere diverter
- Installare il Landing Ring 32" x 21 ¼" Nom sullo spezzone di csg 32. Installare il **Casing Head Housing 20 ¾" 5K psi x 18 5/8" Slip Lock** completo di valvole 2 1/16" 5K psi sul top del csg. 18 5/8", energizzare i P-Seal attraverso i port dedicati, eseguire test idraulico a **698 psi**, senza superare in ogni caso l'80% della pressione di collasso del csg 18 5/8" (**in questo caso 872 psi**).
- Montare sulla CHH (Casing Head Housing) il Multi Purpose Adapter Spool 20 ¾" 5K Q.L.C x 21 ¼" 5K studded prevedendo l'installazione del Metal Seal Ring VX-210 sul CHH,
- Montare drilling spool + stack BOP 21 ¼" 5K
- Discendere il BOP Test Plug con landing joint, alloggiarlo in sede aprire saracinesche inferiori ed eseguire test BOP come di seguito:
  1. Bag Preventer a 20 e 100 atm x 15'
  2. Pipe Rams a 20 e 210 atm x 15'
  3. Disconnettere landing joint ed eseguire test shear/blind rams a 20 e 210 atm x 15'.
  4. Linee di superficie, rubinetti Top Drive e Choke Manifold a 350 atm x 15'.
- Estrarre test plug ed inserire Wear Bushing 20 ¾" Nom. X csg 18 5/8" all'interno della CHH tramite l'apposito running tool.
- Ripetere il test dei Bop, con le stesse modalità ogni 21 giorni.

La sequenza operativa prevede l'utilizzo della testa pozzo BREDA tipo "**BSM**" **FOUR STAGE SPLIT WELLHEAD**" **13 5/8" NOM. 5K psi W.P.**; le procedure di montaggio per l'installazione e l'utilizzo dei tools previsti saranno fornite da **BREDA** e spediti in cantiere all'inizio delle attività. Per

#### 4.1.3 FASE INTERMEDIA 16" X CSG 13 3/8" 68# L80 @ M 1500 TVD-PTR M 1691.5 MD PTR

Per ciò che concerne scalpelli, parametri, batterie di perforazione, idraulica, fango e modalità di cementazione, si rimanda ai paragrafi specifici.

Le fase verrà perforata in deviazione utilizzando fango a base acqua tipo **FW-PO con densità prevista di 1,2 Kg/l max 1.35 Kg/l**. la fase penetrerà Intercalazioni di arenaria quarzifica grigio-chiaro, e di **instabile** argillite scistosa grigio verde F.ne: *Flysch Numidico Unità Samperi - Unità Superiori*

La scarpa verrà fissata al limite della prevista finestra di stabilità relativamente alla densità fango prevista di 1,2 Kg/l raggiungendo un gradiente di fratturazione sufficiente per perforare in sicurezza la successiva fase. Il KOP è previsto a 470 m incrementando l'inclinazione con DL di circa 3°/30m fino ad una inclinazione massima di 36.4° con azimuth 207°N per poi raggiungere la profondità prevista per il tubaggio in fase slant con inclinazione e direzione costanti

In perforazione si potrebbero verificare assorbimenti che dovranno essere gestiti con intasanti fini e medi (compatibilmente con le attrezzature in batteria)

Assemblare e stivare in torre le lunghezze di DP 5" necessarie alla perforazione della fase.



*Eventualmente pulire e preparare Mud Plant per utilizzo fango ad olio*

- Discendere lo scalpello 16" con BHA + eventuale attrezzatura automatica di deviazione settata per la perforazione verticale, fresare cemento
- Prima di fresare la scarpa chiudere le sagomate ed eseguire **Pressure test** del casing 18 5/8" portando la pressione in testa a **35 atm** con fango in pozzo **1,1 sg.** Quindi fresare la scarpa.
- Spiazzare e condizionare in pozzo fango come da programma specifico
- Perforare con parametri ridotti 10 m di nuova formazione, circolare e uniformare il fango, eseguire **LOT** (seguire le procedure della specifica STAP P-1-M-6140 (Drilling Procedures Manual), **Pressione prevista 23.7 atm (336.5 psi) con fango a 1,1 Kg/l**
- Strumentare per resettare attrezzatura in modalità deviazione ed impostare la deviazione come da programma e perforare fino a quota di tubaggio del casing 13 3/8".
- Rilevare la deviazione del foro con cadenza survey minima secondo norme Eni (manuale STAP-P-1-M-26535
- A casing point eseguire una manovra di controllo foro (se necessario), circolare e condizionare il fango in previsione del tubaggio.
- Recuperare Wear Bushing 20 3/4" Nom. X csg 18 5/8".
- Discendere Washing Tool con landing string all'interno della CHH e procedure al lavaggio del CHH.
- Assemblare il Casing Hanger 20" Nom. X 13 3/8" Csg alla landing string ed eseguire dummy run all'interno del CHH.
- Discendere la colonna 13 3/8" L80 68# monitorando con il diagramma del volume di spiazzamento eventuali assorbimenti e sovrattiri (durante la discesa eseguire prova tenuta valvole).
- Sollevare il Casing Hanger e avvitarlo sull'ultimo giunto.
- Scendere il Casing hanger e alloggiarlo sullo spallamento all'interno del CHH.
- Circolare fino a pulizia foro e cementare la colonna con risalita della malta a 1000m MD (come da programma di cementazione),
- Eseguire Pressure test del casing 13 3/8" al bump-plug portando la pressione a 110 atm x 10'. In caso di mancato bump-plug eseguire pressur test del casing prima di fresare la scarpa del casing successivo chiudendo sagomate e portando la pressione in testa a 80 atm x 10' con fango in pozzo 1,2 sg.
- Sdoppiare circa 2000 m di DP 5" in eccesso per il successivo montaggio DP 5 1/2"

***Nota: Un programma specifico di cementazione verrà preparato in base alle problematiche effettivamente incontrate ed inviato in cantiere.***

- Scendere il Washing Tool lavando la zona di alloggiamento del pack off, estrarre W.T.
- Scendere al top del Casing Hanger il pack off 20 3/4" Nom. x 13 3/8" ed eseguire test come da procedure BRED A attraverso il test port.
- Scollegare il Q.L.C. 20 3/4" 5K psi, sollevare e rimuovere il BOP Adapter,
- Smontare stack BOP 21 1/4" 5K + drilling spool.
- Installare il Metal Seal Ring VX-210 sul top hub del CHH.
- Posizionare sul CHH la **SPLIT COMPACT WELLHEAD 20 3/4" x 13 5/8" 5K NOM**, serrare le Quick Connector Latching Screws.
- Eseguire test idraulico di tenuta della connessione a **1800 psi** (non superare in ogni caso l'80% della pressione di collasso del csg 13 3/8" 68# L80 (collapse rating 2260 psi).
- Completare l'allestimento della testa pozzo con il montaggio della valvole laterali da 2 1/16" 5K psi.
- Montare il Metal Seal Ring VX-137 sul 13 5/8" SCW top hub.
- Montare sul top hub dell'SCW il BOP adapter 13 5/8" 5K Quick Lock Connector x 13 5/8" 5K top studded (**Ring Joint BX 160**).
- Montare BOP Stack 13 5/8" 10K psi composto da: Anulare 13 5/8" 5000 psi un singolo (Variable Pipe Rams) + un singolo (Blind Shear Rams) + un doppio (Upper and Lower Pipe Rams) +



- adapter drilling spool 13 5/8" 5K psi x 13 5/8" 10K psi (**Ring Joint Bx 159**). Stack 4 elementi
- Discendere il BOP Test Plug con landing joint, alloggiarlo in sede ed eseguire test BOP come di seguito:
  5. Bag Preventer a 20 e 100 atm x 15'
  6. Pipe Rams a 20 e 210 atm x 15'
  7. Disconnettere landing joint, aprire saracinesche inferiori ed eseguire test shear/blind rams a 20 e 210 atm x 15'.
  8. Linee di superficie, rubinetti Top Drive e Choke Manifold a 350 atm x 15'.
- Ripetere il test dei Bop, con le stesse modalità ogni 21 giorni.
- Discendere 13 5/8" Nom. x 13 3/8" casing Wear Bushing in sede all'interno della SCW seguendo procedure BREDA.

#### 4.1.4 FASE INTERMEDIA 12 1/4" X CSG 9 5/8" L80 53.5# SD @ 2789 M TVD PTR 3205 MD PTR

Per ciò che concerne scalpelli, parametri, batterie di perforazione, idraulica, fango e modalità di cementazione, si rimanda ai paragrafi specifici.

Assemblare e stivare in torre le lunghezze di DP 5 1/2" necessarie alla perforazione della fase.

**La fase 12 1/4" verrà perforata in deviazione utilizzando FW-PO con densità massima prevista di 1,35 Kg/l**

*la fase completerà l'attraversamento delle Argillite grigio-verdastra con intercalazioni di siltiti. Subordinati livelli carbonatici e arenacei. F.ne: Flysch di Troina Tusa e proseguirà attraversando Intercalazioni di arenaria quarzifica grigio-chiaro (**potenzialmente beanti**), e di **instabile** argillite scistosa grigio verde. F.ne: Flysch Numidico Unità Samperi - Unità Superi fissando la scarpa dopo avere attraversato l'Argilla scagliettata talora siltoso-arenacea, con rare intercalazioni di calcare biancastro F.ne: Argille Variegata. La scarpa isolerà l'obiettivo secondario al top del Flysch Numidico superiore e le formazioni e tutte le formazioni potenzialmente più instabili.*

*Si raggiungerà un gradiente di fratturazione sufficiente per perforare in sicurezza la successiva fase. In perforazione si potrebbero verificare assorbimenti.*

*Il progetto di deviazione prevede di proseguire in fase slant mantenendo inclinazione e direzione per raggiungere la quota di Drop-off prevista a m 22278.71 TVD 2659,3 MD per droppare l'angolo rientrando in verticale al top del obiettivo secondario a m 2789 TVPTR 3205.6 MDPTR*

- Discendere lo scalpello 12 1/4" con BHA da deviazione corredata di MWD-LWD (GR e Resistivity), fresare cemento e scarpa 13 3/8", circolare condizionando il fango come da programma specifico.
- Perforare con parametri ridotti 10 m di nuova formazione, circolare e uniformare il fango, eseguire **LOT** (seguire le procedure della specifica STAP P-1-M-6140 (Drilling Procedures Manual), **Pressione prevista 80.7 atm (1148 psi) con fango a 1,2 Kg/l**
- Proseguire la perforazione incrementando la densità fango come da programma proseguendo la perforazione del pozzo fino al TD previsto per la scarpa casing 9 5/8".
- Circolare ed estrarre a giorno sdoppiando BHA.
- Rilevare la deviazione del foro con cadenza survey minima secondo norme Eni (manuale STAP-P-1-M-26535)
- A casing point eseguire una manovra di controllo foro in scarpa, circolare e condizionare il fango in previsione del tubaggio.
- Registrare WL Logs come da programma di Geologia Operativa.
- Recuperare 13 5/8" Nom. X 13 3/8" casing Wear Bushing seguendo procedure BREDA.
- Sostituire pipe rams 5" con 9 5/8" e test.

**E' sconsigliato l'utilizzo di centralizzatori a balestra perché potrebbero, al passaggio nella testa pozzo, rovinare le sedi dei seal pack-off di tenuta.**

 <b>EniMed</b> ENI MEDITERRANEA IDROCARBURI S.p.A TEGE	POZZO Samperi Sud 1 dir PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE	PAG 7 DI 65			
		AGGIORNAMENTI:			
		1			

**Seguire le procedure BREDA per la preparazione e l'installazione del casing hanger.**

- Connettere il Washing Tool alla Landing String e lavare la sede di alloggiamento del Casing Hanger all'interno della SCW.
- Assemblare Casing Hanger Running Tool con Landing String ed assemblare 9 5/8" Casing Hanger, eseguire dummy run casing hanger verificando la corretta posizione.
- Discendere la colonna 9 5/8" 53.5# L80 al fondo equipaggiata con scarpa e collare entrambi PDC Drillable, monitorando con il diagramma del volume di spiazzamento eventuali assorbimenti e sovrattiri.
- Montare sull'ultimo tubo il Casing Hanger, il Running Tool e la Landing String.
- Discendere Csg al fondo ed eseguire il Landing del Casing Hanger sullo spallamento all'interno della SCW.
- Cementare il Casing 9 5/8" come da programma specifico di cementazione recuperando il ritorno dall'annulus.
- Eseguire Pressure test del casing al **bump-plug portando la pressione a 140 atm x 10'**. In caso di mancato bum-plug eseguire pressure test del casing prima di fresare la scarpa del casing successivo chiudendo le sagomate e portando la pressione in testa a 140 atm con fango in pozzo 1,35 sg.
- Svincolare il Running Tool e recuperare la Landing String.
- Montare e discendere Washing Tool ed eseguire lavaggio con acqua del BOP Stack e della SCW.
- Installare 13 3/8" Nom. x 9 5/8" Pack Off al top del casing hanger, come da procedura BREDA, testare il pack off in tiro applicando 10 ton e in pressione effettuando il test a 5000 psi attraverso il test port aprendo le saracinesche laterali.
- Sostituire pipe rams 9 5/8" con 5" e test.
- Discendere BOP test plug con landing joint, alloggiarlo in sede ed eseguire test BOP come di seguito:
  1. Bag Preventer a 20 e 100 atm x 15'
  2. Pipe Rams a 20 e 250 atm x 15'
  3. Disconnettere landing joint, aprire saracinesche inferiori ed eseguire test shear/blind rams a 20 e 250 atm x 15'.
  4. Linee di superficie, rubinetti Top Drive e Choke Manifold a 350 atm x 15'.
- Ripetere il test dei Bop, con le stesse modalità ogni 21 giorni.
- Discendere 13 5/8" Nom. X 9 5/8" casing Wear Bushing seguendo procedure BREDA.

***L'inserimento in batteria dell'LWD permetterà l'individuazione del top delle formazioni previste dal programma geologico***

***Durante la perforazione della fase sarà applicata la metodologia "Gas While Drilling" a cura di EniMed per l'individuazione dei passaggi formazionali (vedi Sez.3 Programma di Geologia Operativa). Stando ai dati e relativi al pozzo di correlazione non dovrebbero verificarsi assorbimenti di rilievo durante l'attraversamento delle formazioni arenacee del Flisch Numidico.***

**4.1.5 FASE 8 1/2" X LINER 7" T95 29# @ 3354 M TVD PTR M 3770 MD PTR**

*Per ciò che concerne scalpelli, parametri, batterie di perforazione, idraulica, fango e modalità di cementazione, si rimanda ai paragrafi specifici. La fase raggiungerà il TD previsto a 3345 m p.c. (m 3354 TVDPTR m 3770 MDPTR) attraversando ed isolando l'Arenaria quarzifica grigio-chiaro, con intercalazioni di argilla scistosa F.ne: Flysch Numidico Unità Inferiore obiettivo comprendenti gli obiettivi principali. Assemblare e stivare in torre le lunghezze di DP 5" necessarie alla perforazione della fase.*

- Discendere lo scalpello 8 1/2" con nuova BHA di deviazione con LWD per la registrazione di GR e



Resistivity,

- Prima di iniziare la perforazione della fase, circolare e condizionare fango come da programma specifico.
- Perforare con parametri ridotti 10 m di nuova formazione, circolare e uniformare il fango, eseguire **LOT** seguendo le procedure della specifica STAP P-1-M-6140 (Drilling Procedures Manual), Pressione prevista 116.5 atm 1660 psi con fango in pozzo a 1,35 sg.
- Proseguire la perforazione fino a TD con la densità fango come da programma.
- Rilevare la deviazione del foro con cadenza survey minima secondo norme Eni
- Se ritenuto necessario discendere il liner 7" eseguire una manovra di controllo foro in scarpa e registrare i Logs Elettrici come da Programma Geologico.
- Discendere il liner 7" T95 29# con liner hanger idraulico con TSP packer e tie-back (per eventuale reintegro), testa liner circa 150 m dentro il csg 9 5/8", monitorando con il diagramma del volume di piazzamento eventuali assorbimenti e sovrattiri.
- Eseguire circolazione intermedia (dopo 5-6 giunti), prima di montare il liner hanger e prima di uscire dalla scarpa registrando portate e pressioni, in foro scoperto effettuare prove di torsione ed attriti in up e down.
- Al fondo circolare tutto il volume del liner e comunque un bottom up. (La pressione durante le circolazioni non dovrà superare il 70% della pressione di fissaggio del liner hanger).
- In quota lanciare biglia, fissare liner hanger, cementare il liner in singolo stadio come da programma specifico.
- Liner pressur test a bump plug max 140 atm
- Sollevare setting tool, energizzare TSP packer, circolare inversamente.
- WOC - Estrazione stinger sdoppiando DP 5" in eccesso.
- Un programma specifico di cementazione verrà preparato in funzione alle reali condizioni di foro.

***L'inserimento in batteria dell'LWD permetterà l'individuazione del top delle formazioni previste dal programma geologico***

***Durante la perforazione della fase sarà applicata la metodologia "Gas While Drilling" a cura di EniMed per l'individuazione dei passaggi formazionali (vedi Sez.3 Programma di Geologia Operativa). Stando ai dati e relativi al pozzo di correlazione non dovrebbero verificarsi assorbimenti di rilievo durante l'attraversamento delle formazioni arenacee del Flisch Numidico.***

- Dopo le necessarie valutazioni minerarie e registrazioni Logs e l'acquisizione della sismica in pozzo (VSP) si valuterà eventualità di chiusura mineraria ed abbandono pozzo oppure la necessità di eseguire prove di produzione o DST.

**Eventuali programmi di prove/completamento o chiusura mineraria del pozzo verranno approntati dopo la valutazione in funzione dei risultati rilevati in pozzo.**

 <b>EniMed</b> ENI MEDITERRANEA IDROCARBURI S.p.A T&E	POZZO Samperi Sud 1 dir PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE	PAG 9 DI 65			
		AGGIORNAMENTI:			
		1			

## 4.2 PROGETTAZIONE DEL POZZO

### 4.2.1 PREVISIONE GRADIENTI DELLE FORMAZIONI

#### EXECUTIVE SUMMARY GEOP

Il pozzo esplorativo Samperi Sud 1 dir 1 è situato nella Sicilia nord-orientale all'interno della concessione Samperi, alle seguenti coordinate geografiche: X 2492882.5 Y 4181229.4

Dal punto di vista geologico-strutturale l'area coperta dalla Concessione Samperi si colloca nella zona interna della catena Appenninico-Maghrebide e fa parte di un complesso sistema di falde tettoniche con generale vergenza meridionale.

Il pozzo Samperi Sud 1 dir 1 è ubicato all'interno di un Blocco strutturale delimitato da faglie con effetto di isolamento, che lo rendono idraulicamente separato dai Blocchi strutturali adiacenti. Per questo motivo sono state prese in considerazione le misure di pressioni prese nei pozzi di riferimento alle condizioni originarie.

Di seguito viene descritto il profilo PPGF (tutte le profondità sono TVD e sono riferite al piano campagna)

#### Gradiente dei pori

L'area è caratterizzata da regimi di pressione pressoché in normal idrostatica. La curva di PPG varia da un minimo di 1.03 g/cc ad un massimo di 1.08 g/cc. I livelli target, come evidenziato dai pozzi già perforati nell'area, risultano essere a pressione minore dell'idrostatica. In corrispondenza degli obiettivi minerari è stata presa in considerazione la pressione originaria misurata nei pozzi di riferimento, Fiumetto 1, Fiumetto 2 Dir, Samperi 1 Dir e trasferita al pozzo Samperi Sud 1 dir 1 alla profondità di prognosi di tali livelli, che risulta essere in tutti e tre i casi con valori inferiori all'idrostatica. Il gradiente stimato al top del Flysch Numidico Superiore, alla profondità di 2100 m, è 0.721 g/cc, a 2780 m, top Langhiano del Flysch Numidico Inferiore, è 0.974 g/cc, mentre al top Burdigaliano del Flysch Numidico Inferiore è 0.747 g/cc. I gradienti e le profondità sono riferiti a piano campagna di 935 m s.l.m.

Per lo spessore degli obiettivi minerari è stata considerata la media degli spessori dei livelli attraversati nei pozzi di riferimento e rispettivamente sono risultati essere di 40 m per il livello del Flysch Numidico Superiore, 230 m per il Langhiano del Flysch Numidico Inferiore e 220 m per il Burdigaliano. Per tali livelli il gradiente dei pori è stato calcolato considerando una densità del gas di 0.20 g/cc.

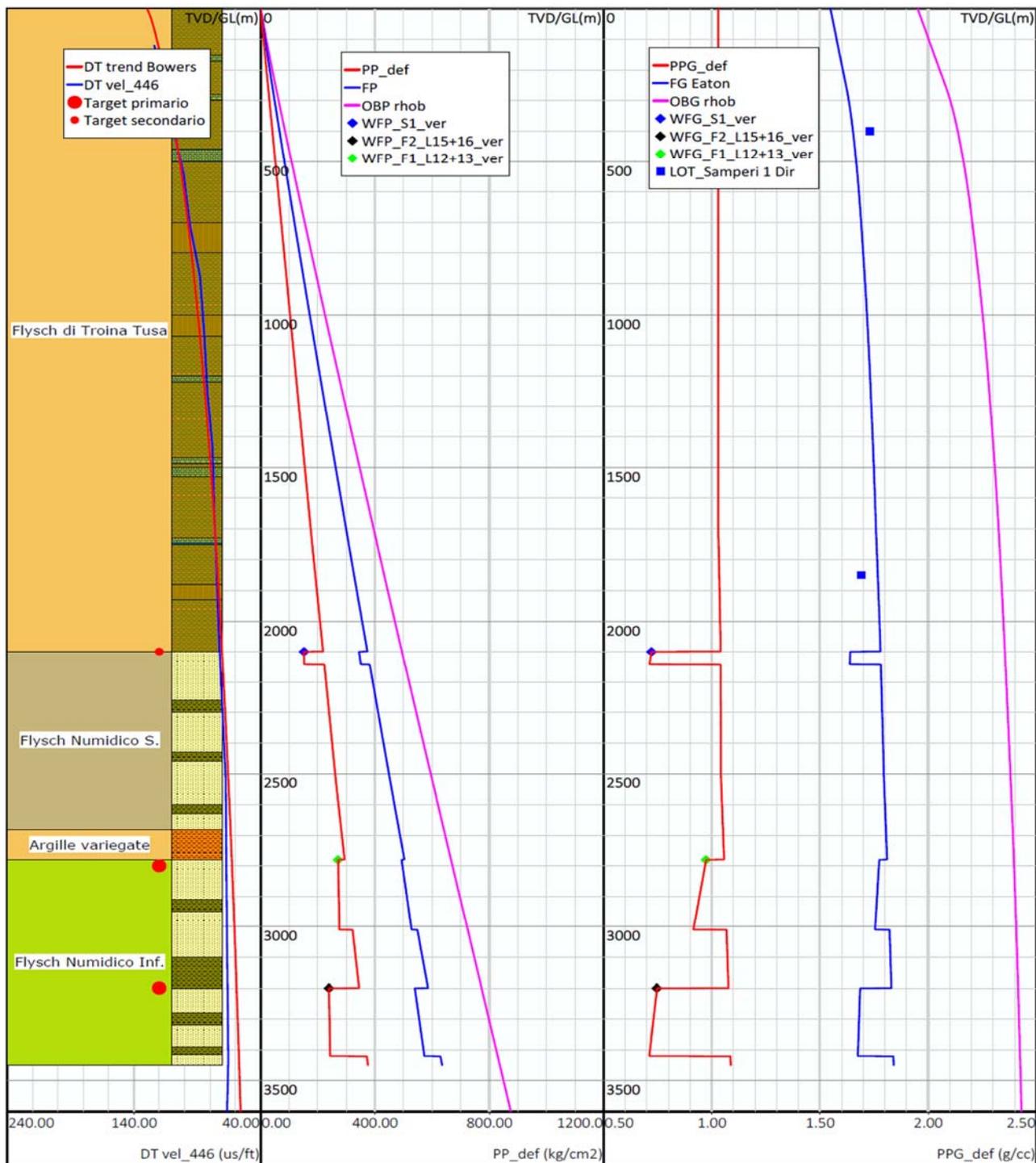


### Gradiente di fratturazione

SAMPERI SUD 1 DIR - PPGF

Project Name: Fiumetto

Wellbore: Fiumetto NE1 Air gap: 0 m Elevation: 935 m



 <b>EniMed</b> ENI MEDITERRANEA IDROCARBURI S.p.A 	POZZO Samperi Sud 1 dir PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE	PAG 11 DI 65			
		AGGIORNAMENTI:			
		1			

#### 4.2.2 ANALISI DI STABILITÀ FORO E PROBLEMI DI PERFORAZIONE

Per il pozzo in programma, SAMPERI SUD 1 DIR-1, è stata svolta un'analisi di stabilità foro basata sui dati disponibili da due pozzi considerati offset, quali SAMPERI 1DIR e FIUMETTO-1, per i quali è stata svolta un'analisi post-drill per la calibrazione del modello geomeccanico. Sulla base dei dati disponibili, viene effettuata una stima, lungo la profondità, dei parametri di resistenza della roccia, quali Resistenza a Compressione Uniassiale (*Uniaxial Compressive Strength*, UCS) e Angolo di Resistenza al Taglio (*Friction Angle*). In tal modo si può determinare il valore, in funzione della profondità, del minimo peso di fango richiesto per sostenere le pareti del foro scoperto. Nell'analisi si ottengono due curve:

- SFG\_0: gradiente di rottura a taglio (*Shear Failure Gradient*, SFG) con apertura breakout a 0°, corrispondente con il peso di fango minimo per mantenere il foro in gauge. Questa è la curva tipica che definisce il gradiente di collasso
- SFG\_90: gradiente di scavamento totale. Al di sotto di tale curva gli scavamenti generati si allargano lungo tutto il diametro del foro.

La rimozione del materiale litologico, durante la perforazione, e la sua sostituzione con del materiale a densità minore, come il fango di perforazione, comporta una redistribuzione localizzata degli stress formazionali, con un aumento degli stessi in parete, come previsto dai modelli geomeccanici. Se la roccia non è sufficientemente resistente da sostenere gli stress così indotti, il foro può scavare e fenomeni di frana si possono sviluppare, con evidenza di detriti di forma allungata e dimensioni maggiori dei tipici detriti di perforazione: questi ultimi possono essere riportati in superficie dal fango, e quindi essere trovati ai vibrovagli, oppure possono cadere sulla batteria, causando fenomeni di presa della stessa, con possibili intasamenti dell'intercapedine e impossibilità di circolare.

In linea generale, la finestra di fango che garantisce delle operazioni sicure è quella per la quale la densità del fango in pozzo è maggiore del massimo tra gradiente di formazione (*Pore Pressure Gradient*, PPG) e gradiente di collasso, e minore del gradiente di fratturazione (FG). Per evitare collassi in foro e/o kick, la densità del fango deve essere pari o al più uguale al massimo tra PPG e gradiente di collasso mentre, onde evitare ingenti perdite di circolazione e di pressione al fondo, deve essere minore del gradiente di fratturazione. Nel caso in cui la finestra operativa sia molto stretta, la densità del fango può essere inferiore alla curva di collasso, a patto di essere sempre in condizioni di overbalance e di stare sopra la curva di scavamento totale: in tal caso, una buona pratica operativa dovrà prevedere delle appropriate operazioni di circolazione e di pulizia del foro.

Sulla base delle analisi sui pozzi offset, sono state fatte le seguenti ipotesi:

- In virtù delle indicazioni fornite dalla World Stress Map e dal numero e intensità degli eventi osservati nei pozzi offset, è stato assunto un regime di stress formazionale del tipo estensionale (*normal faulting regime*). L'area circostante la concessione di Samperi, come confermato dalla World Stress Map, è interessata anche da componenti compressive che tendono a portare la curva di stress massimo orizzontale sopra la pressione dei sedimenti (tipico dei regimi di faglia del tipo strike-slip), tuttavia questa verifica richiede delle analisi più approfondite.
- Il coefficiente K per lo stress massimo orizzontale è stato assunto pari a 0.75 tramite calibrazione sui pozzi offset.
- La direzione dello stress massimo orizzontale è stata assunta pari a N45E, sulla base dei dati da World Stress Map e confermata, in parte, dalle analisi di breakout su FIUMETTO-1. E' bene infatti evidenziare come le analisi di caliper eseguite nella concessione di Fiumetto identifichino, per le formazioni profonde, una rotazione degli stress di campo, portando a dei valori di direzione di stress massimo orizzontale ruotate in modo significativo (fino a 90° rispetto alla direzione prevista nelle formazioni più superficiali). Ciò è indicativo della particolare condizione tensionale a cui sono sottoposte le formazioni in esame, coerentemente con quanto evidenziato in precedenza.



<b>FIUMETTO 1 DIR</b>				
<i>HDT (ORIENTED DUAL CALIPER TOOL; SCHLUMBERGER)</i>				
<i>FROM 210 TO 3315 m mdr</i>				
TOP	BOTT	SHMIN (MEAN DIRECTION)	SHMIN (MEAN DIRECTION)	TYPE OF EVENT
<i>m mdr</i>	<i>m mdr</i>	<i>°N</i>		
330	370	64-244	ENE-WSW	BREAKOUT
650	700	320-140	NW-SE	BREAKOUT
920	950	318-138	NW-SE	BREAKOUT
1155	1190	303-123	WNW-ESE	BREAKOUT
1460	1490	80-260	ENE-WSW	BREAKOUT
1560	1585	312-138	NW-SE	BREAKOUT
1700	1750	334-154	NW-SE	BREAKOUT
1850	1880	51-231	NE-SW	BREAKOUT
1924	1932	45-225	NE-SW	BREAKOUT
2210	2300	24-204	NNE-SSW	BREAKOUT
2510	2560	35-215	NNE-SSW	BREAKOUT
2670	2760	55-235	NE-SW	BREAKOUT
2800	2815	50-230	NE-SW	BREAKOUT
3030	3130	52-232	NE-SW	BREAKOUT
3163	3173	50-230	NE-SW	BREAKOUT
<b>FIUMETTO 3 DIR</b>				
<i>UBI (ACOUSTIC IMAGE TOOL; SCHLUMBERGER)</i>				
<i>FROM 2686 TO 2915 m mdr</i>				
TOP	BOTT	SHMIN (MEAN DIRECTION)	SHMIN (MEAN DIRECTION)	TYPE OF EVENT
<i>m mdr</i>	<i>m mdr</i>	<i>°N</i>		
2690	2692	45-225	NE-SW	BREAKOUT
2706	2708	15-195	NNE-SSW	TENSILE
2744	2752	0-180	N-S	TENSILE AND BREAKOUT
2752	2786	20-200	NNE-SSW	BREAKOUT
2807	2808	20-200	NNE-SSW	BREAKOUT
2838	2844	20-200	NNE-SSW	BREAKOUT
2908	2913	20-200	NNE-SSW	TENSILE
<b>MASSERIA VECCHIA 1 DIR</b>				
<i>CBIL (ACOUSTIC IMAGES TOOL; BAKER)</i>				
<i>FROM 2856 TO 3200 m mdr</i>				
TOP	BOTT	SHMIN (MEAN DIRECTION)	SHMIN (MEAN DIRECTION)	TYPE OF EVENT
<i>m mdr</i>	<i>m mdr</i>	<i>°N</i>		
2685	2686	7-187	N-S	BREAKOUT
2754	2756	6-186	N-S	TENSILE
2768	2770	4-184	N-S	BREAKOUT
2802	2806	5-185	N-S	TENSILE
2816	2818	10-190	NNE-SSW	BREAKOUT
2888	2910	15-195	NNE-SSW	BREAKOUT
2920	2930	15-195	NNE-SSW	BREAKOUT
2930	2934	350-170	NNW-SSE	BREAKOUT
2934	2948	10-190	NNE-SSW	BREAKOUT
3018	3022	0-180	N-S	BREAKOUT
3064	3065	356-176	N-S	TENSILE
3134	3136	340-160	NNW-SSE	TENSILE
3150	3152	355-175	N-S	TENSILE

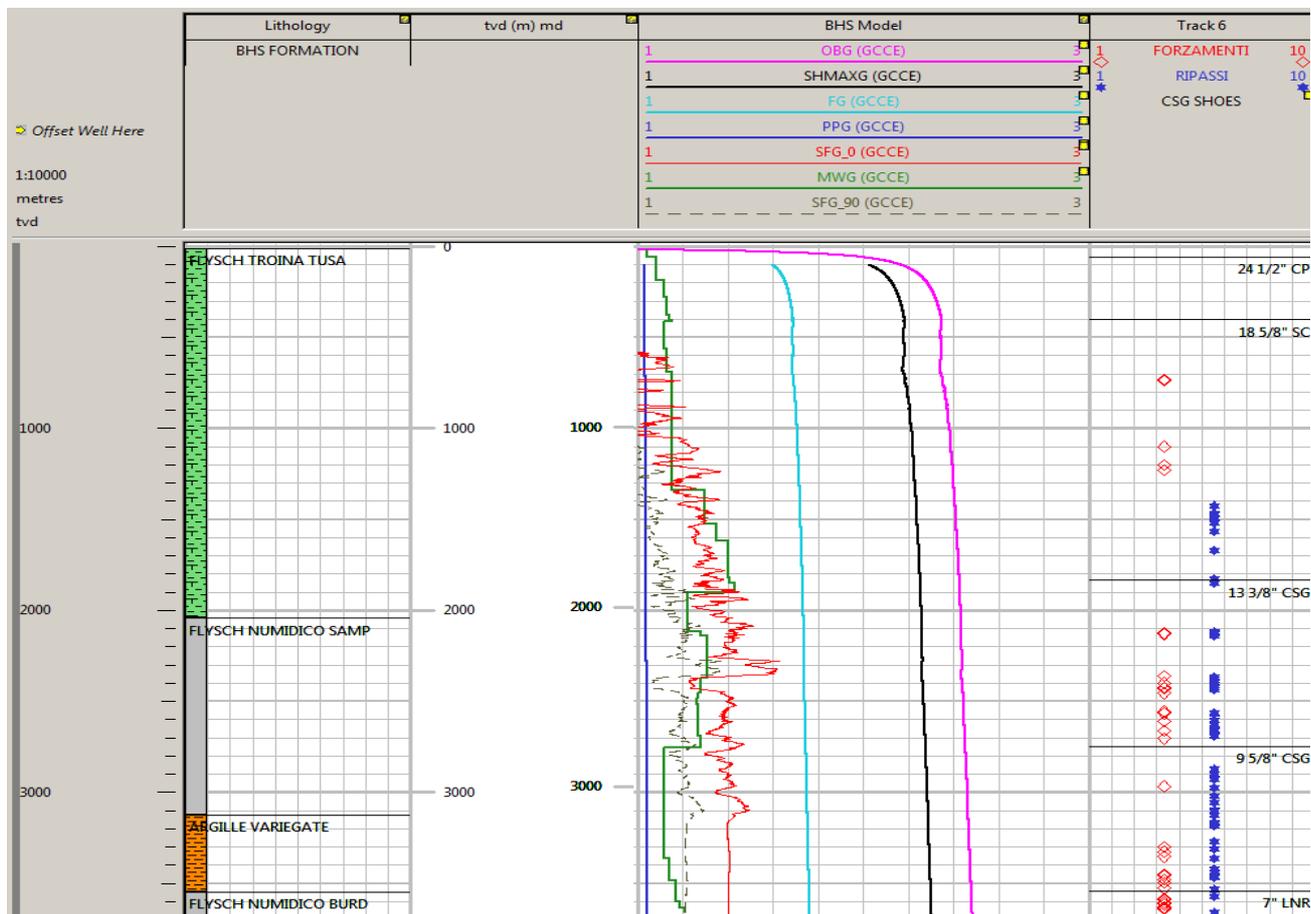
- Il coefficiente di Poisson è stato calibrato a 0.36, in virtù dei risultati dei Leak Off Test eseguiti su SAMPERI 1DIR.
- Il criterio di rottura scelto come modello geomeccanico per il calcolo del gradiente di collasso è il criterio di Mohr-Coulomb. Questo criterio sembra trovare maggior corrispondenza, tra i modelli disponibili, con la quantità e la distribuzione degli eventi registrati nei pozzi offset.
- I parametri di resistenza della roccia sono stati calcolati a partire dai dati sonici, utilizzando la correlazione semi-empirica di Lal.
- Coefficiente di Biot impostato unitario, come default.

I dati utilizzati in questo studio, incluse le traiettorie, dati sonici, top formazionali e gradienti di pozzo, sono stati forniti dalle unità preposte in sede al centro direzionale ENI di San Donato Milanese.



#### 4.2.2.1 SAMPERI 1 DIR – RISULTATI ANALISI OFFSET

Di seguito, vengono presentati i risultati dell'analisi post-drill svolta sul pozzo offset SAMPERI 1DIR. Il modello geomeccanico ottenuto per questo pozzo è stato correlato con gli eventi di pozzo osservati. Questo pozzo parte dalla stessa piattaforma da cui è previsto lo spud-in per SAMPERI SUD 1 DIR-1, per cui è stato preso questo pozzo come offset principale.



Dai dati disponibili, il gradiente di pressione dei pori è riportato come idrostatico, tuttavia vi sono delle misure di pressione eseguite su questo pozzo, nel livello Flysch Superiore (unità Samperi) per le quali il gradiente formazionale dovrebbe essere al di sotto di quello idrostatico.

Tipo Test	Profondità	TVD RKB	PP	PPG
-	m MD	m	kg/cm <sup>2</sup>	g/cc
DST	2805	2775	153	0.55
RFT	2828	2797	166	0.59

Non essendo disponibili dei profili completi di pressione per SAMPERI-1DIR, l'analisi è stata svolta in questo modo:

- Calcolo del gradiente dei sedimenti (OBG) attraverso i dati acquisiti da log di densità.
- Gradiente di pressione dei pori impostato come idrostatico, non verificato da studi dedicati e, per il quale invece sarebbe necessario un'opportuna taratura.
- Gradiente di fratturazione calcolato con formula di Eaton e calibrato sui LOT eseguiti su questo pozzo.

Queste scelte, soprattutto in virtù della curva di pressione dei pori, comportano delle incertezze sull'effettivo coefficiente di calibrazione per il gradiente di fratturazione e, conseguentemente, per il calcolo del gradiente di collasso. A parità di tensioni totali, una diminuzione della pressione dei pori comporta un aumento delle tensioni efficaci e, quindi, un aumento dello stress sulla matrice rocciosa: in conseguenza di ciò, sarebbe necessario un peso di fango maggiore per sostenere le pareti del foro.



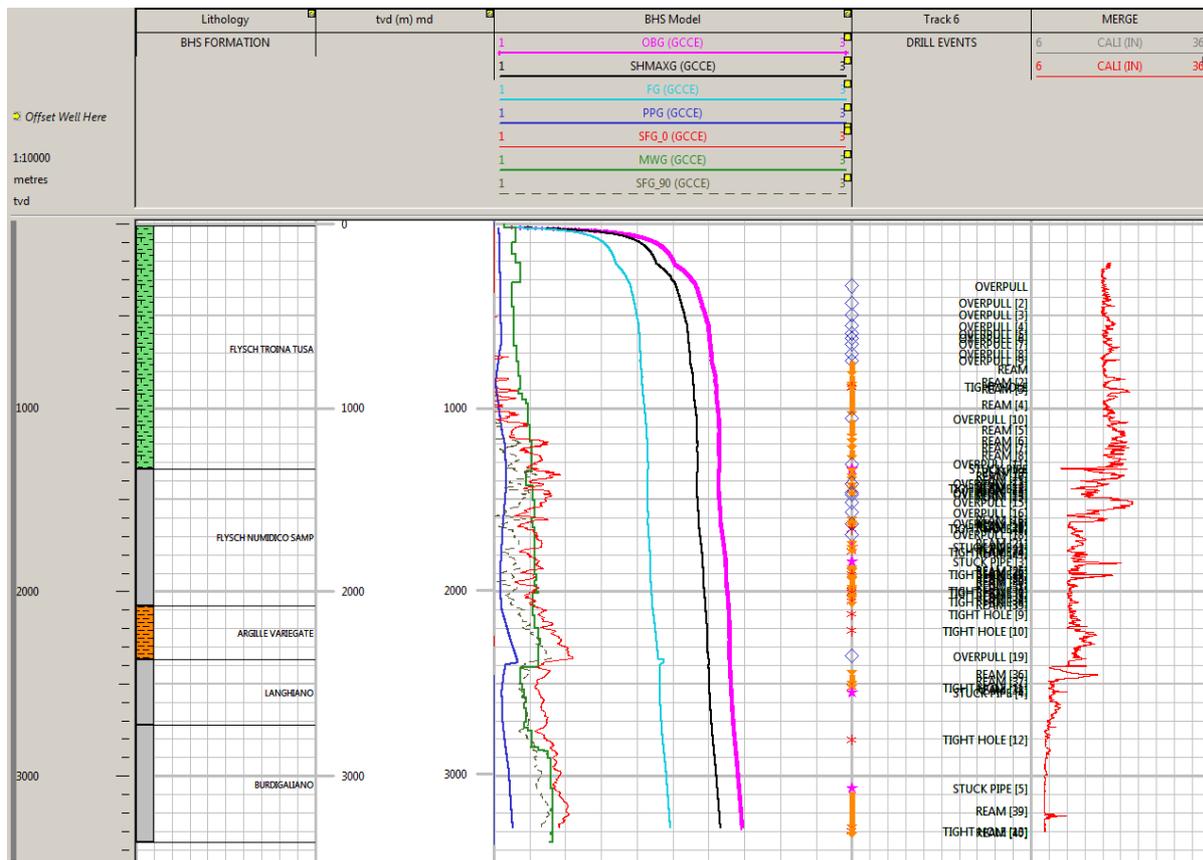
Tuttavia, una riduzione della pressione dei pori comporta, parimenti, una riduzione del gradiente di frattura: l'effetto complessivo sul peso di fango minimo non è immediatamente identificabile a livello qualitativo, per cui delle verifiche sul gradiente dei pori sarebbero opportune.

Il criterio di Mohr-Coulomb, fra i criteri disponibili, sembra prevedere meglio la presenza di problemi collegabili a instabilizzazione meccanica delle formazioni attraversate, soprattutto sotto la scarpa della colonna di tubaggio da 13 3/8": sono stati riportati perlopiù fenomeni di forzamento della batteria in discesa e in estrazione, dovuto probabilmente alla dilatazione delle argille che, se non dovuta a fenomeni di interazione chimica, è un comportamento transitorio tra la condizione iniziale di disequilibrio tensionale e quella di collasso per rottura a taglio del materiale roccioso. Molto numerosi sono anche i ripassi effettuati nelle varie fasi, soprattutto durante la fase di esecuzione del foro da 8 1/2".

Non sono tuttavia disponibili dati di superficie e DDR dettagliati per verificare la presenza di frana ai vibrovagli, né delle misure di caliper per verificare la presenza di scavernamenti: questo sarebbe stato particolarmente utile per la sezione da 8 1/2" dove la densità del fango sotto il gradiente di scavernamento totale non giustifica il fatto di essere riusciti comunque a portare a compimento la fase. L'unica ipotesi plausibile, tutta da validare, combinata con la verifica dell'effettivo gradiente formazionale, è che la fase da 8 1/2" sia stata completata in tempi sufficientemente rapidi da evitare il collasso effettivo del foro.

Sulla base di quanto analizzato, sarebbe stato teoricamente necessario un fango a 1.4 kg/l nella fase da 17 1/2" (colonna da 13 3/8") e un fango a 1.6 kg/l per coprire anche una zona debole nella fase da 12 1/4", in corrispondenza delle formazioni del Flysch Numidico Samperi. Per la fase da 8 1/2", la densità a 1.22 kg/l usata si è dimostrata del tutto insufficiente a evitare problemi di instabilità meccanica: per coprire interamente la curva di collasso, sarebbe stato richiesto un fango ad almeno 1.4-1.5 kg/l, tuttavia la mancanza del dato sonico nella parte profonda (coperta con i valori del trend del DT sismico) impedisce un'opportuna verifica: combinato con l'incertezza sul gradiente formazionale (che influenza significativamente i valori ottenuti per il gradiente di collasso), ciò rende necessaria un'ulteriore verifica della validità del modello geomeccanico su un secondo pozzo offset.

#### 4.2.2.2 FIUMETTO 1 – RISULTATI ANALISI OFFSET





Rispetto a SAMPERI 1DIR, il log sonico in FIUMETTO-1 è più esteso e va a interessare le stesse litologie previste per SAMPERI SUD 1 DIR-1, al contrario di SAMPERI 1DIR dove il target Langhiano non è presente, tuttavia questo pozzo è più lontano. Per questo pozzo, sono disponibili delle curve di gradiente (overburden, pori e frattura) complete, che sono state qui applicate.

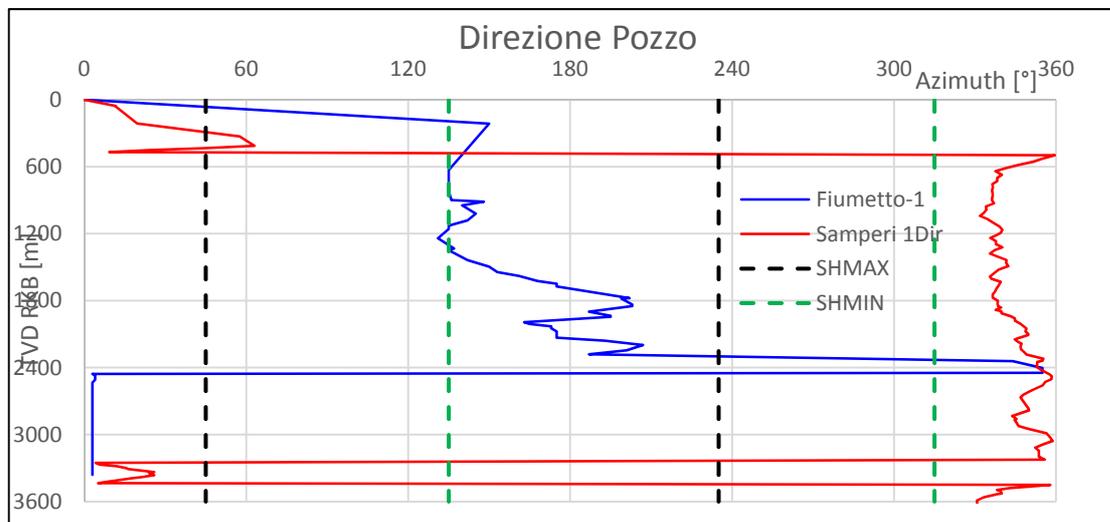
Come in SAMPERI 1DIR, numerosi sono stati gli eventi di pozzo registrati, quali

- Fenomeni di sovratiro soprattutto nel Flysch di Troina Tusa
- Forzamenti e ripassi distribuiti lungo tutte le formazioni
- Prese di batteria sia in corrispondenza delle Argille Variegate che nelle formazioni del Flysch Numidico Inferiore (Langhiano e Burdigaliano)

Le letture di caliper indicano, inoltre, un profilo di foro molto disturbato, con potenziali fenomeni di scavamento del foro identificati fin dal top del Flysch Numidico Superiore e fino al Langhiano. Anche in questo pozzo, il modello geomeccanico che è meglio in grado di prevedere questi eventi è il modello di Mohr-Coulomb. In tal caso, l'esistenza di un profilo di pressione dei pori, permette di ridurre l'incertezza sulla stima della densità del fango da utilizzare per evitare problemi di natura geomeccanica. In particolare, l'attraversamento di Argille Variegate, Langhiano e Burdigaliano avrebbe richiesto una densità di fango di almeno 1.4 kg/l. Ciò è sostanzialmente in linea con quanto visto per SAMPERI 1DIR, con differenze nei valori del gradiente di collasso calcolato sui due pozzi che sono riconducibili principalmente a:

- Incertezze sul gradiente formazionale
- Traiettorie del pozzo

Si osservi, comunque, come i pozzi eseguiti siano direzionati vicino alla direzione di stress minimo orizzontale, ovvero quella più favorevole.

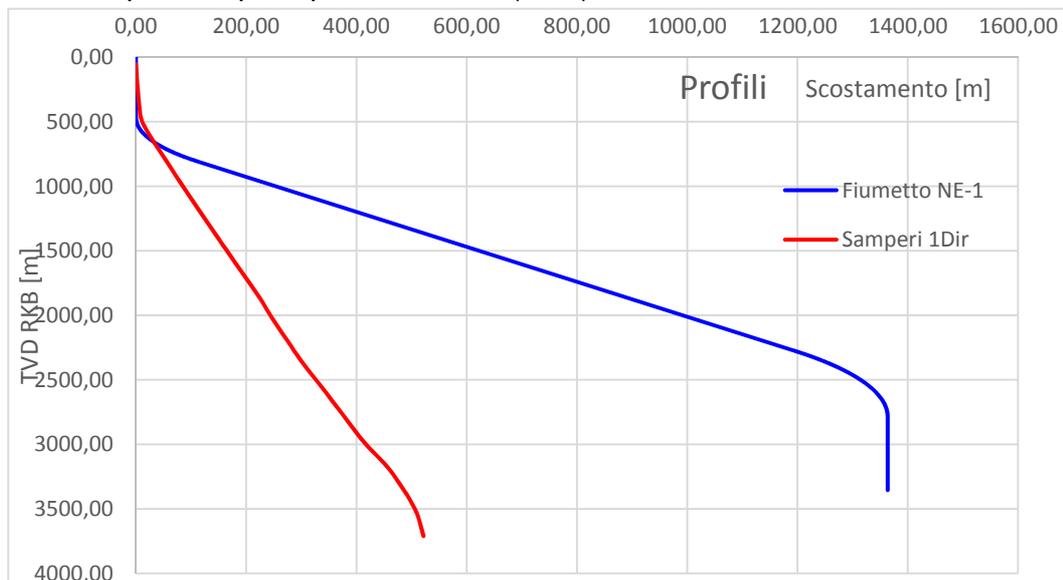


#### 4.2.2.3 SAMPERI SUD 1 DIR-1 – RISULTATI ANALISI POZZO PIANIFICATO

Rispetto al pozzo SAMPERI 1DIR, SAMPERI SUD 1 DIR-1 appare molto più inclinato, come evidenziato dal confronto tra le sezioni verticali dei due pozzi. Per SAMPERI SUD 1 DIR-1 è previsto un profilo a S, con drop-off in corrispondenza delle Argille Variegate, prima del collocamento della scarpa della colonna da 9 5/8”.

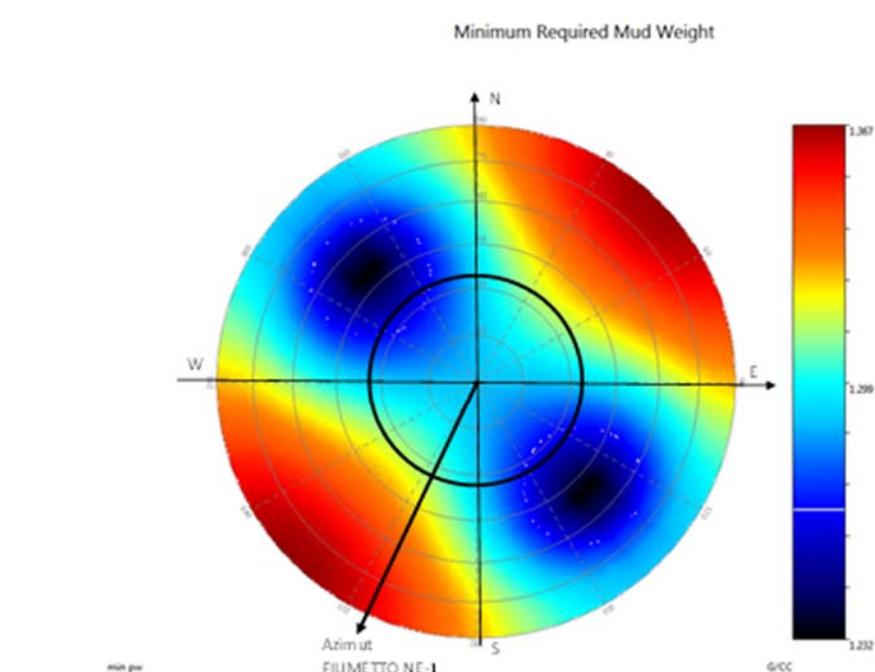


L'azimut previsto per il pozzo è S28W (208°).



Considerata la particolare situazione tensionale, in cui sono presenti delle rotazioni degli stress di campo nelle formazioni profonde, a livello di scelta dell'azimut, le condizioni di stabilità non dovrebbero variare in modo significativo, considerato che tali rotazioni arrivano fino a 90° rispetto alla direzione stabilita.

Per quantificare il gap tra fango massimo e fango minimo, si faccia riferimento allo stereoplot di seguito riportato, indicante i valori del gradiente di collasso al variare di inclinazione e azimut del pozzo, nel caso specifico con riferimento alla quota 2500 m TVD RKB. Come si può osservare, la massima deviazione seguita dal pozzo (cerchio nero) è di 36-37°, il che rende il gap tra valore di collasso massimo e minimo intorno ai 50-60 g/l, contro i 130-140 g/l tra massimo e minimo assoluto.

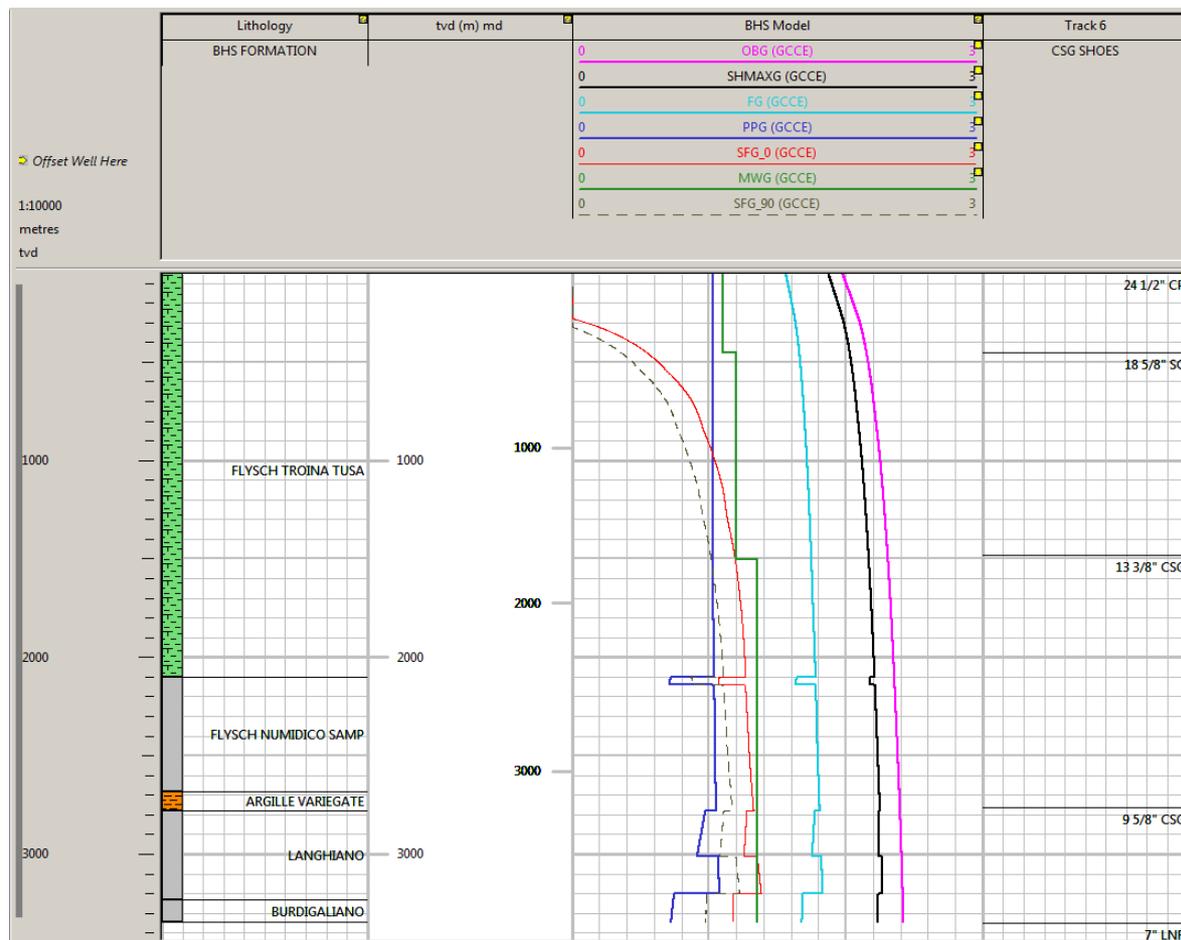


Come  
1500 n  
densità  
che la risoluzione del dato sismico fa sì che eventuali intercalazioni più deboli non vengano viste: data

carpa della colonna da 13 3/8" a  
angolo di deviazione, richiede una  
ffset. Tuttavia è bene osservare



la vasta presenza di argillite, si consiglia comunque di mantenere una pulizia foro ottimale. Le fasi più profonde richiedono un gradiente di fango a 1.35 kg/l: ciò permette di coprire il gradiente di collasso per tutte le litologie, eccezion fatta per il basamento del Langhiano, dove invece viene suggerito un peso di fango minimo a 1.38-1.4 kg/l. Considerata, tuttavia, la possibilità di perdite di circolazione e/o prese per incollamento dovute alla presenza di zone con gradiente inferiore all'idrostatica, si suggerisce di tenere il fango a densità 1.35 kg/l e alzarlo a 1.4 kg/l in caso di necessità



A titolo riassuntivo, si riporta una tabella con i valori indicativi per pesi di fango e massimo valore del gradiente di collasso fase per fase.

OD CSG	Quota Scarpa m TVD	Formazione alla scarpa	MW Fase kg/l	Max SFG_0 kg/l
18 5/8	450	Flysch Troina Tusa	1.1	<1
13 3/8	1500	Flysch Troina Tusa	1.2	1.19
9 5/8	2789	Argille Variegate	1.35	1.32
7	3354	Burdigaliano	1.35	1.38



#### 4.2.2.4 PROBLEMI DI PERFORAZIONE

In base ai dati di perforazione del pozzo offset Samperi 1 dir si prevede una moderata instabilità fino ad una profondità di circa 800 TVD m in assenza di problemi di assorbimento.

Da 800 a 1500 TVD l'instabilità delle aumenterà in modo accentuato con pericoli di presa di batteria per frana e l'aumento della densità del fango oltre 1,2 Kg/l potrebbe provocare assorbimenti.

L'instabilità si prevede accentuata per tutto il Flysh Troina Tusa e Argille Variegata fase 16" e fase 12 ¼" con pericolo di prese per frana e Pack-off durante la perforazione ed in manovra, sovrattiri e necessità di ripassi. Problemi di assorbimenti nell'attraversamento dei livelli più permeabili di arenarie e durante i pack-off. Nella parte finale 12 ¼" e poi nella fase successiva da 8 ½" passando dal blocco di Samperi 1 al blocco di Fiumetto 1 i problemi di instabilità dovrebbero diminuire.

I livelli più arenacei presenti nelle varie fasi potranno dare problematiche di assorbimento durante le cementazioni.

#### 4.2.3 ANALISI DEI MARGINI DI PERFORAZIONE E PROFILO DI TUBAGGIO

La previsione del gradiente di pressione dei pori e di fratturazione (PP/FG) in corrispondenza del pozzo Samperi Sud 1 dir 1 è stata basata sull'analisi dei dati di velocità sismiche sulla verticale dei target principali previsti per il sondaggio.

L'analisi risulta appropriata e calibrata per quanto riguarda la traiettoria prevista nella parte finale dalla quota del target principale 2780 TVD piano campagna ma alquanto poco conservativa per quanto riguarda la parte superiore della traiettoria che si sviluppa a partire dalla postazione del pozzo Samperi 1 dir perforando nel blocco di Samperi 1 dir (notoriamente molto instabile e problematico) fino alla quota di rispettivamente a 2440 m MD e 3200 m MD ove attraversando due faglie penetrerà nel blocco di Fiumetto 1 (con minori evidenze di instabilità).

Va tenuto quindi in considerazione che la densità del fango prevista per la perforazione nelle fasi 16" e 12 ¼" sulla base della stima GEOP potrebbe essere anche sensibilmente variata. Quindi nella scelta della densità del fango di perforazione e delle quote di tubaggio abbiamo considerato l'eventualità di trovare una situazione di instabilità delle formazioni più simile e problematica, come appunto quella già verificatasi durante la perforazione del pozzo Samperi 1 dir.

Il profilo dei gradienti, le quote ed il profilo di tubaggio definiti permettono di calcolare valori previsti di MAASP e Kick Tollerance accettabili per perforare in sicurezza le varie fasi

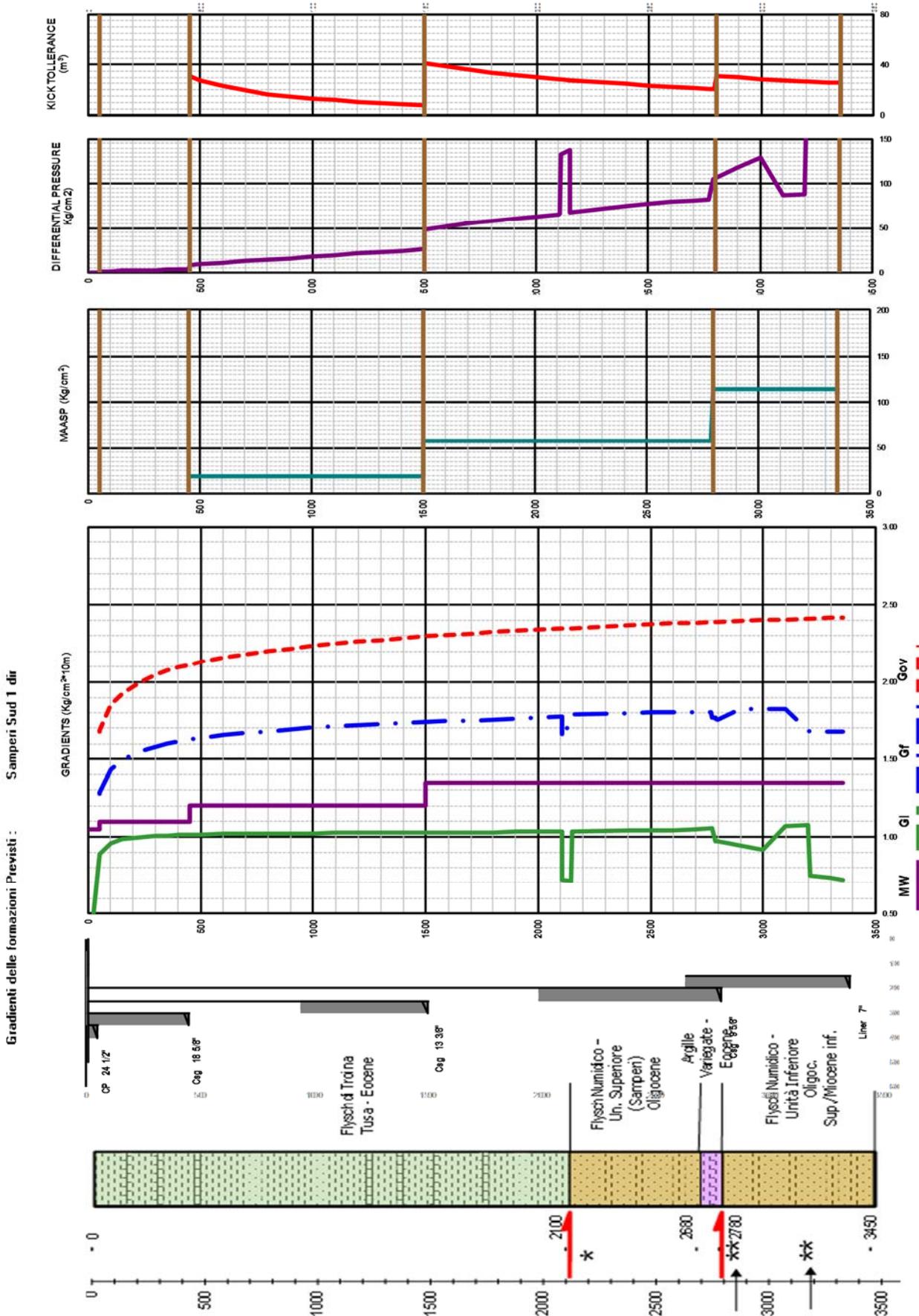
Allo scopo di verificare l'accettabilità dei minimi valori stimati da programma è consigliabile la registrazione dei LOT programmati e l'analisi while drilling del gradiente interstiziale.

Lat	37° 46' 38.5792" N	4181229.4 N
Long	02° 14' 23.0805" EMM	2492882.5 E
GL/SL	(m)	935
RKB/GL	(m)	9

CASING DATA					TOP							
MD PTR	TVD PTR	Phase Ø	Csg/Liner	Diam.	DV	CEMENTAZIONI					LINER	
m	m	inch		inch	MD (m)	TVD (m)	MD (m)	TVD (m)	MD (m)	TVD (m)	MD (m)	TVD (m)
50	50	28	CP	24 1/2"			9	9				
450	450	26	Csg	18 5/8"			9	9				
1691.5	1500	16	Csg	13 3/8"			1000	943				
3205	2789	12 1/4	Csg	9 5/8"			2300	1990				
3770	3354	8 1/2	Liner	7"			3050	2634			3050	2634



**Diagrammi Gradienti e "Safety Margins"**



 <b>EniMed</b> ENI MEDITERRANEA IDROCARBURI S.p.A. T&E	POZZO Samperi Sud 1 dir PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE	PAG <b>20</b> DI 65			
		AGGIORNAMENTI:			
		1			

#### 4.2.4 SCELTA QUOTE DI TUBAGGIO

##### **Conductor Pipe 24 1/2" 162# J55 ANT a m 50**

Il casing 24 1/2" sarà disceso a m 50 circa, permetterà l'installazione di un diverter 29 1/2" 500 psi per la prosecuzione del pozzo in sicurezza con la possibilità di controllare eventuali manifestazioni superficiali. Il casing verrà cementato con risalita a cemento a giorno per isolare al meglio le formazioni superficiali.

##### **Casing superficiale 18 5/8" 96.5# N80 @ m 450**

Il casing 18 5/8" sarà disceso all'interno di **instabile** Argillite grigio-verdastra con intercalazioni di siltiti F.ne: Flysch di Troina Tusa e la scarpa verrà fissata in foro perforato in verticale al di sopra della quota prevista di KOP. Avrà lo scopo essenziale di raggiungere un gradiente di fratturazione sufficiente a perforare la fase successiva in sicurezza con sufficienti valori di MASSP e KT **verrà eseguito un L.O.T.** La colonna sarà e cementata a giorno per supportare al meglio la Testa Pozzo.

Sul csg 18 5/8" verrà installata la prima parte della testa pozzo, la "BSM" Casing Head Housing permettendo l'installazione della testa pozzo tipo Compact WellHead BREDA.

##### **Casing Intermedio 13 3/8" L80 68# @ m 1691**

Il casing intermedio 13 3/8" sarà disceso in deviazione in fase slant con inclinazione di circa 36,4° di inclinazione, all'interno di molto **instabile** Argillite grigio-verdastra con intercalazioni di siltiti F.ne: Flysch di Troina Tusa e la scarpa verrà fissata ad una quota ove l'instabilità sia ancora moderata e possa essere affrontata con la densità programma del fango di circa 1,2 Kg/ .Avrà lo scopo di isolare la fase di curvatura ed essenzialmente di permettere l'installazione della testa pozzo tipo **Compact WellHead BREDA** dopo aver raggiunto un gradiente di fratturazione sufficiente a perforare la fase successiva. Al fine di valutare esattamente i valori MAASP e KT **verrà eseguito un L.O.T.** Verrà cementato a giorno con stinger. Successivamente verrà installata la seconda parte della CWH, la **SPLIT COMPACT WELLHEAD 20 3/4" x 13 5/8" 5K NOM 13 5/8" 5000 psi.**

##### **Casing di Produzione 9 5/8" L80 53.5# S.D 8 1/2" @ m 3205 m**

Il casing 9 5/8" penetrerà in deviazione ed isolerà **instabile** Argillite grigio-verdastra con intercalazioni di siltiti F.ne: Flysch di Troina Tusa, Intercalazioni di arenaria quarzifica grigio-chiaro, e di argillite scistosa grigio verde. F.ne: Flysch Numidico Unità Samperi (obiettivo secondario) - Unità Superiori e **instabile** Argilla scagliettata talora siltoso-arenacea, con rare intercalazioni di calcare biancastro F.ne: Argille Variegate. La scarpa della colonna verrà fissata al top degli obiettivi principali con traiettoria rientrata in verticale. Il casing è selezionato con caratteristiche atte a resistere alle sollecitazioni previste durante la produzione. Verrà cementato in singolo stadio con risalita della malta a circa 2300 m e sospeso nella Compact WellHead.

La colonna avrà lo scopo di coprire la curvatura di rientro ed escluderà completamente le serie più argillose ed instabili e si raggiungerà un gradiente di fratturazione adeguato a potere affrontare in sicurezza la perforazione della fase successiva e per valutare esattamente i valori MASSP e KT **verrà eseguito un L.O.T.**

##### **Liner di produzione 7" L80 29# 3770 m TVD PTR**

La perforazione in verticale della fase 8 1/2" raggiungerà il TD previsto a 3354 m TVD PTR attraversando ed isolando Arenaria quarzifica grigio-chiaro, con intercalazioni di argilla scistosa F.ne: Flysch Numidico Unità Inferiore isolando i livelli arenacei presunti mineralizzati a gas obiettivo del sondaggio. Il Liner 7" isolerà la fase da 8 1/2" fino al TD selezionata con caratteristiche di resistenza per resistere alle sollecitazioni previste durante la produzione.



#### 4.2.5 CASING DESIGN

Non avendo lista dei materiali disponibili da verificare, il design per la selezione dei casing è stato eseguito scegliendo materiale tubolare che avesse le caratteristiche minime di resistenza adeguate a resistere alle varie condizioni previste da regole ENI. Quindi i casing da reperire dovranno vere caratteristiche di resistenza a tensione, burst e collapse uguale o superiore ai casing selezionati e riportati nel casing design.

Di seguito riportiamo le tabella riassuntiva dei casing selezionati dal Casing Design del pozzo Samperi Sud 1 dir 1.

General Data	
Description:	Appraisal Samperi Sud 1 dir da Samperi 1 dir
Well Options, Deviated:	Yes
Well Options, Offshore:	No
Well TD (MD):	3770.63m
Reference Point:	RKB
Air Gap:	9.00m
Origin N:	0.00m
Origin E:	0.00m
Azimuth:	207.08N
Company:	ITALY_ENIMED
Project:	Samperi Sud
Site:	SAMPERI
Well:	Samperi Sud 1 dir
Wellbore:	Appraisal Samperi Sud 1 dir
Design:	SamperiSud1 dir(actual)
System Datum:	Mean Sea Level
Datum Elevation:	944.00m
Air Gap:	9.00m
Offshore:	N
Subsea:	N
Water Depth:	

Well Summary									
String	OD/Weight/Grade	Connection	MD Interval (m)	Drift Dia. (in)	Burst	Collapse	Axial	Triaxial	
Conductor Casing	24 1/2", 162.000 ppf, J-55	Tenaris ER	9 -50	23.063	1.23	11.00	+ 100	1.55	
Surface Casing	18 5/8", 96.500 ppf, N-80	Tenaris ER	9 -450	17.500 A	1.81	1.20	18.13	2.27	
Intermediate Casing	13 3/8", 68.000ppf, L-80	Wedge513	9 -1691	12.259	1.79	1.30	2.60 C	2.28	
Production Casing	9 5/8", 53.500 ppf, L-80	Ten Blue NF	9 -3205	8.500 A	1.98	1.24	2.45 C	1.84	
Production Liner	7", 29.000 ppf, T-95	Tenaris Blue	3050-3770	6.059	1.63 C	1.22	8.33 C	1.85	

Max Allowable Wear ( 18 5/8" Surface Casing)								
MD (m)	OD/Weight/Grade	RWT Burst (in)	RWT Collapse (in)	MWP Burst	MWP Collapse	MW Burst (in)	MW Collapse (in)	
9.00	18 5/8", 96.500ppf, N-80	0.291 CL	0.128 C1	39.3	73.3	0.189	0.352	
50.00		0.270 CL	0.226 C1	43.8	52.9	0.210	0.254	
406.16		0.081 B5	0.451 C1	83.1	6.1	0.399	0.029	
449.99		0.082 B5	0.466 C1	82.9	2.9	0.398	0.014	
450.00		0.082 B5	0.466 C1	82.9	2.9	0.398	0.014	
	B5	Pressure Test						
	C1	Full/Partial Evacuation						
	CL	Custom Loads						
	RWT	Remaining Wall Thickness						
	MWP	Max. Wear (% of Wall Thick.						
	MW	Max. Wear						



4.2.5.1 24 1/2" CONDUCTOR PIPE @ M 50 TVD-MD PTR



String Summary							
String	OD/Weight/Grade	Connection	MD Interval (m)	Drift Dia. (in)	Burst	Collapse	Axial
Conductor Casing	24 1/2", 162.000 ppf, J-55	Tenaris ER	9.00-50.00	23.063	1.23	11.00	+ 100

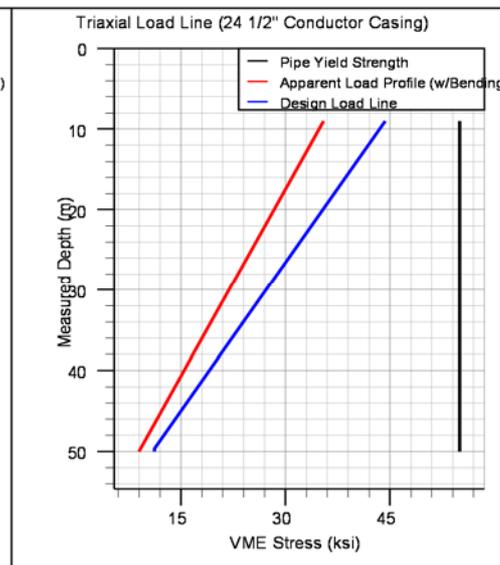
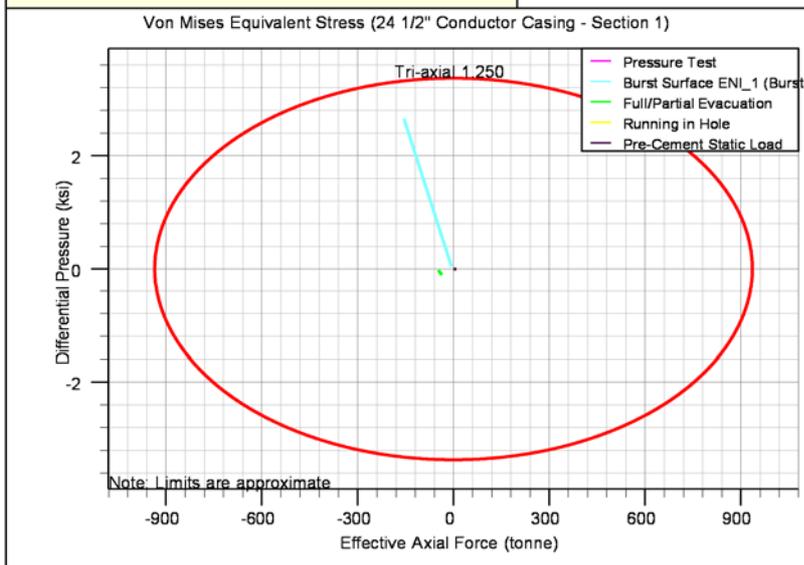
Burst Load Data (24 1/2" Conductor Casing)	
Drilling Load:	Pressure Test
Test Pressure:	35.0000 kgf/cm <sup>2</sup>
Mud Weight:	1.0500 sg
Plug Depth, MD:	50.00 m
Assigned Ext. Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
TOC, MD:	9.00 m
Prior Shoe, MD:	9.00 m
Mud Weight Above TOC:	1.0500 sg
Fluid Gradient Below TOC:	0.9982 sg
Pore Pressure In Open Hole:	No
Custom Load:	Burst Surface ENI_1

Collapse Load Data (24 1/2" Conductor Casing)	
Drilling Load:	Full/Partial Evacuation
Mud Weight:	1.1000 sg
Mud Level, MD:	50.00 m
Assigned External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
TOC, MD:	9.00 m
Prior Shoe, MD:	9.00 m
Fluid Gradient Above TOC:	1.0500 sg
Fluid Gradient Below TOC:	1.0500 sg
Pore Pressure In Open Hole Below TOC:	No

Axial Load Data (24 1/2" Conductor Casing)	
Running in Hole - Avg. Speed:	
Pre-Cement Static Load:	Yes
Pickup Force:	0 tonne
Service Loads:	No

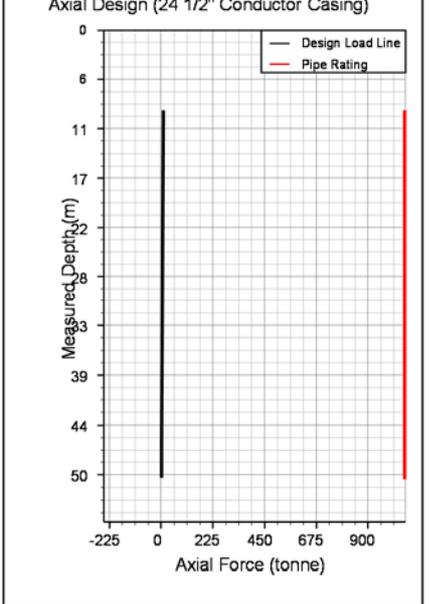
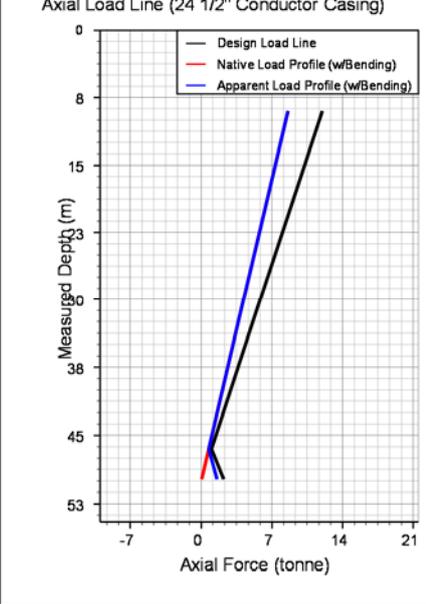
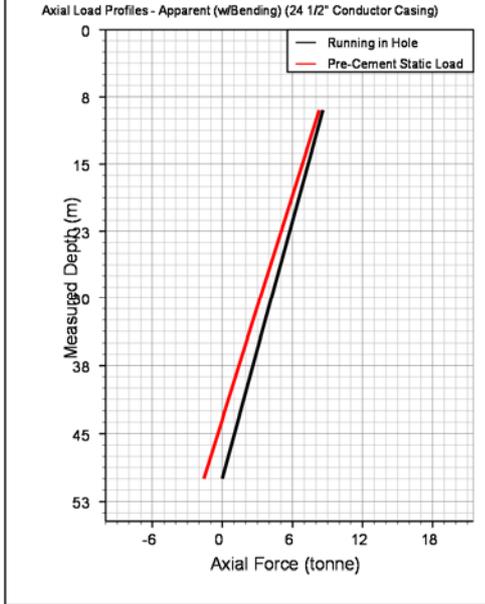
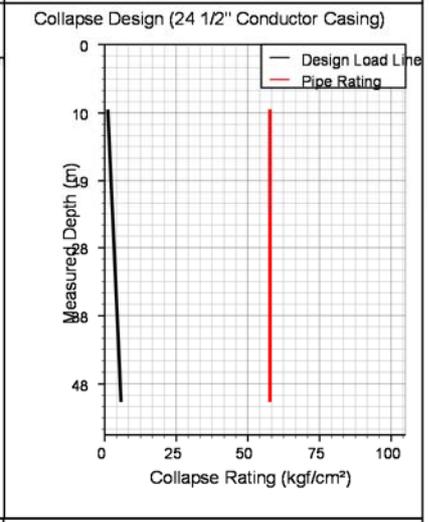
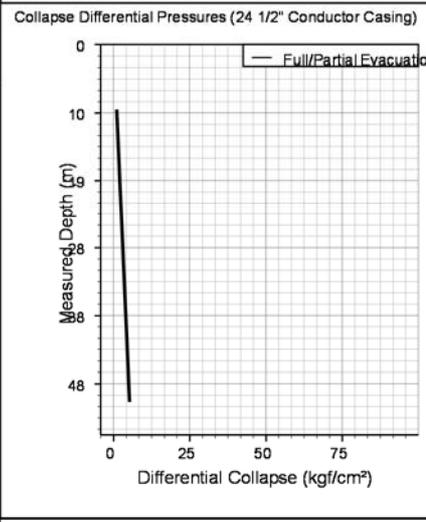
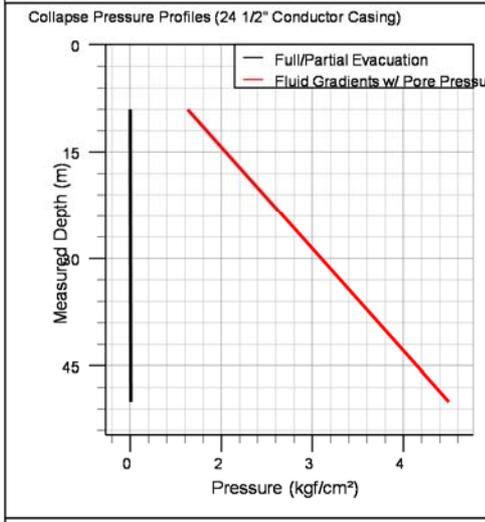
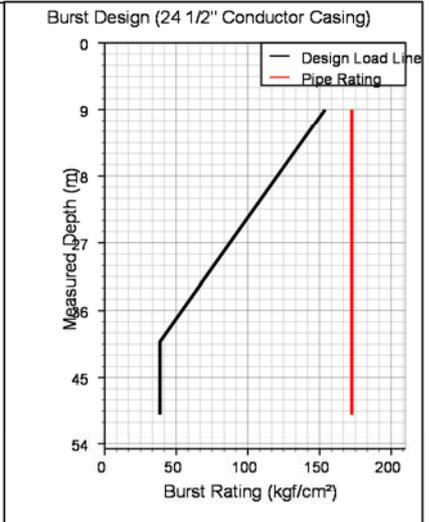
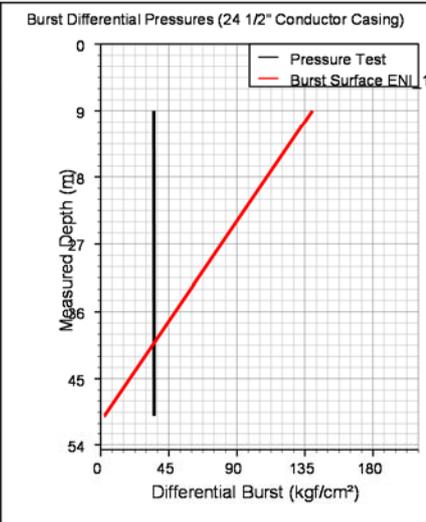
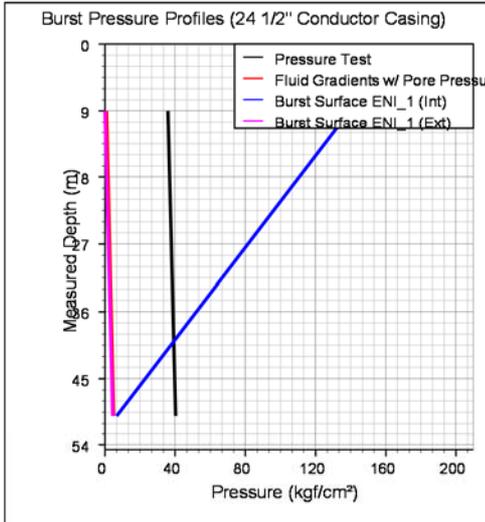
Minimum Safety Factors (24 1/2" Conductor Casing)						
MD (m)	OD/Weight/Grade	Conection	Burst(A)	Collapse(A)	Axial(A)	Triaxial(A)
9	24 1/2", 162.000 ppf, J-55	Tenaris ER	1.23 CL	61.13 C1	+ 100.00 A1	1.55 CL
40			4.91 B5	13.69 C1	+ 100.00 A1	3.60 B5
46			4.91 B5	11.84 C1	+ 100.00 A1	4.90 B5
50			4.90 B5	11.04 C1	(+ 100.00) A2	6.08 B5
50			4.90 B5	11.00 C1	(+ 100.00) A2	6.14 B5

B5 Pressure Test  
 C1 Full/Partial Evacuation  
 A1 Running in Hole-Avg. Speed  
 A2 Pre-Cement Static Load  
 CL Custom Loads





String Summary						
String	OD/Weight/Grade	Connection	MD Interval (m)	Drift Dia. (in)	Burst Collapse	Axial Triaxial
Conductor Casing	24 1/2", 162.000 ppf, J-55	Tenaris ER	9.00-50.00	23.063	1.23 11.00	+ 100





4.2.5.2 18 5/8" CASING SUPERFICIALE @ M 450 TVD-MD PTR



String Summary							
String	OD/Weight/Grade	Connection	MD Interval (m)	Drift Dia. (in)	Burst/Collapse	Axial	Triaxial
Surface Casing	18 5/8", 96.500 ppf, N-80	Tenaris ER	9.00-450.00	17.500 A	1.81 1.20	18.13	2.27

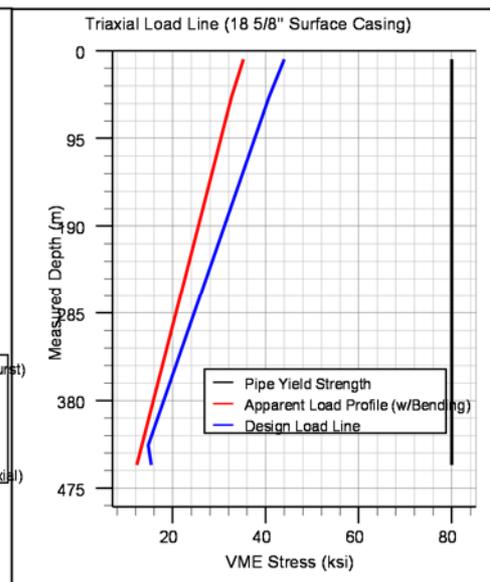
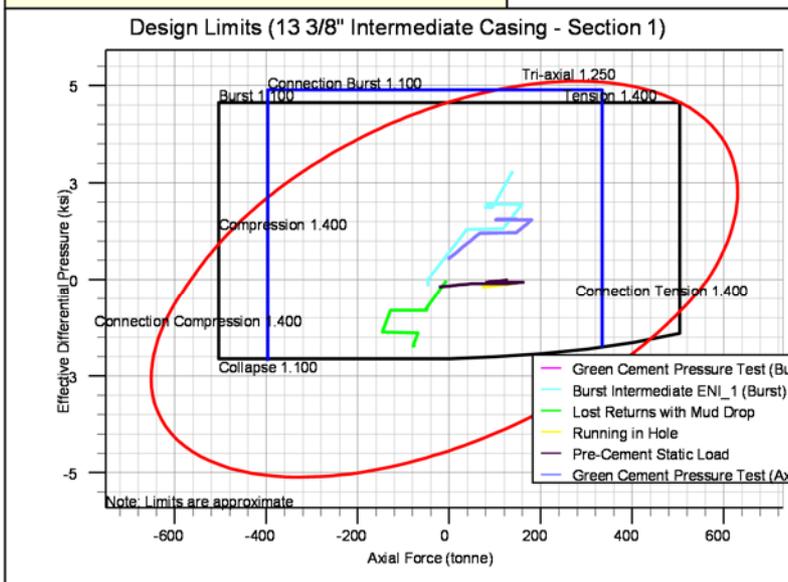
Burst Load Data (18 5/8" Surface Casing)	
Drilling Load:	Pressure Test
Test Pressure:	35.0000 kgf/cm <sup>2</sup>
Mud Weight:	1.1000 sg
Plug Depth, MD:	450.00 m
Assigned Ext. Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
TOC, MD:	9.00 m
Prior Shoe, MD:	50.00 m
Mud Weight Above TOC:	1.1000 sg
Fluid Gradient Below TOC:	0.9982 sg
Pore Pressure In Open Hole:	No
Custom Load:	Burst Surface En_2

Minimum Safety Factors (18 5/8" Surface Casing)						
MD (m)	OD/Weight/Grade	Conection	Burst(A)	Collapse(A)	Axial(A)	Triaxial(A)
9	18 5/8", 96.500 ppf, N-80	Tenaris ER	1.81 CL	60.19 C1	18.13 A1	2.27 CL
50			1.96 CL	10.84 C1	19.99 A1	2.45 CL
50			1.96 CL	10.83 C1	19.99 A1	2.45 CL
406			6.50 B5	1.33 C1	+ 100.00 A1	5.51 C1
417			6.48 B5	1.30 C1	+ 100.00 A1	5.74 C1
450			6.42 B5	1.20 C1	(+ 100.00) A2	6.50 C1

B5 Pressure Test  
 C1 Full/Partial Evacuation  
 A1 Running in Hole-Avg. Speed  
 A2 Pre-Cement Static Load  
 CL Custom Loads

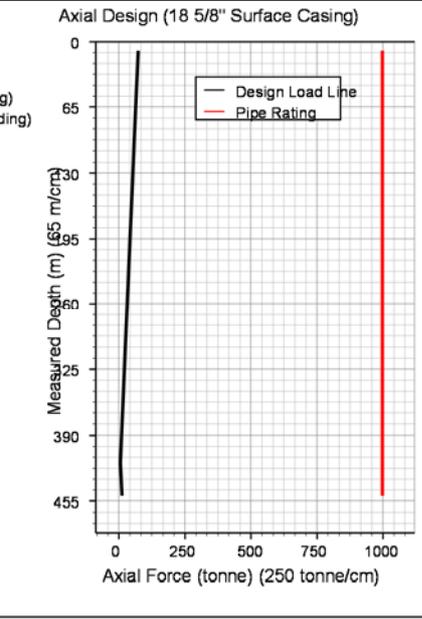
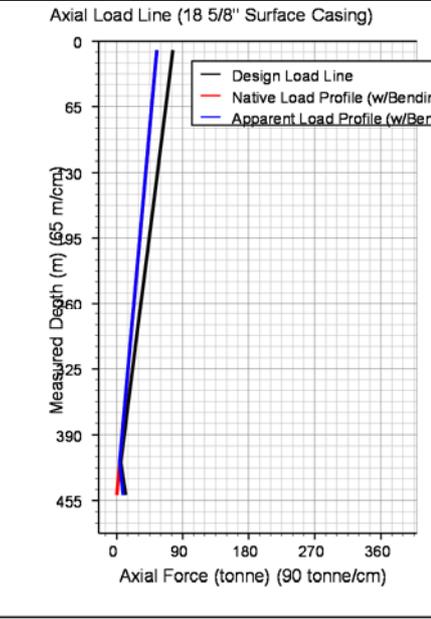
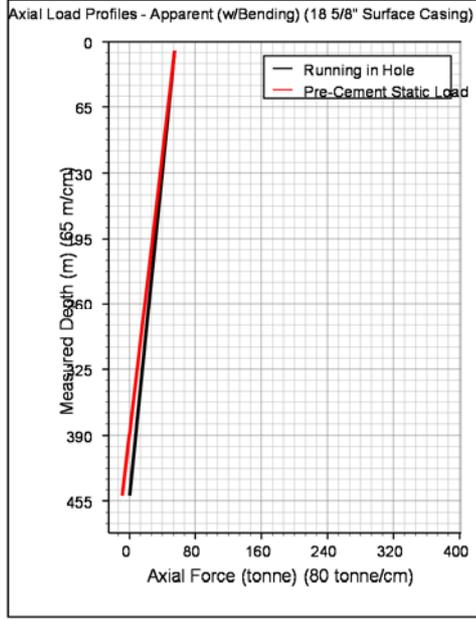
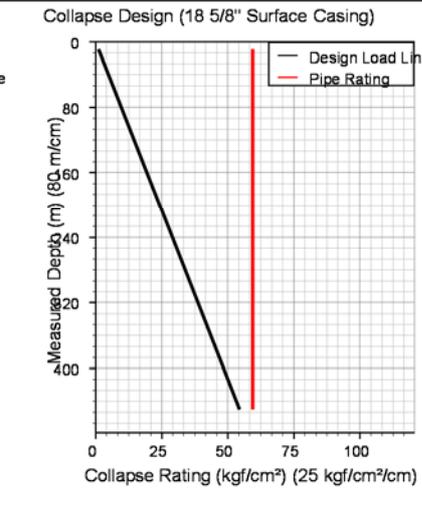
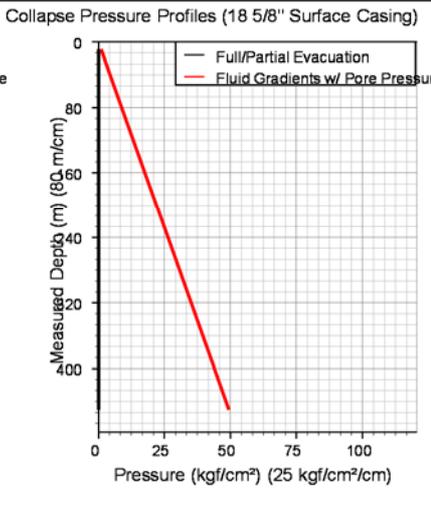
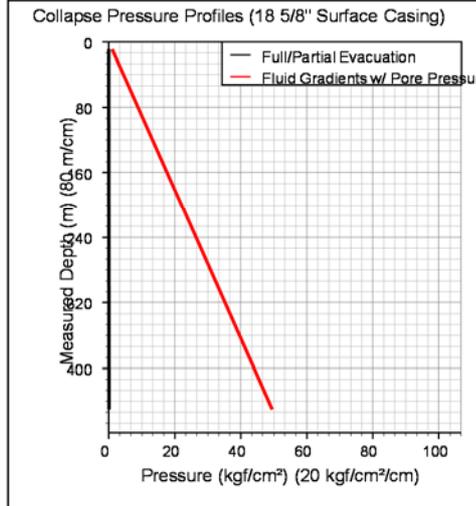
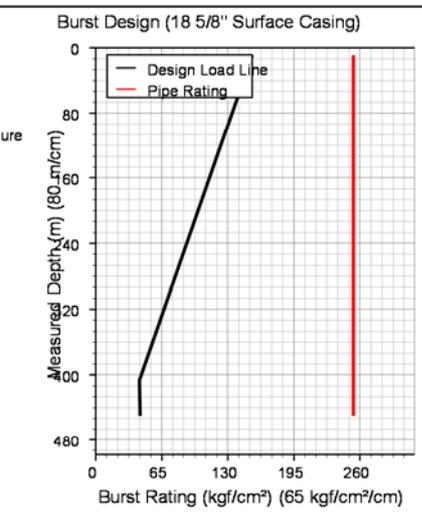
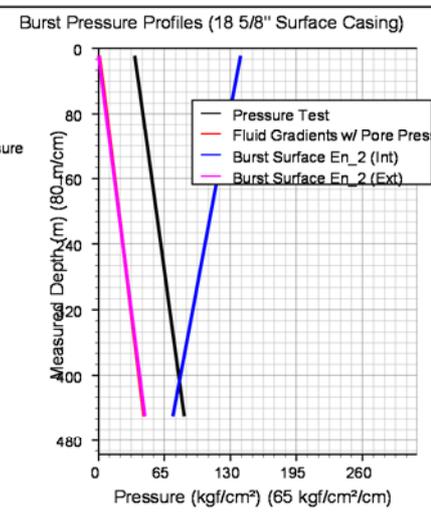
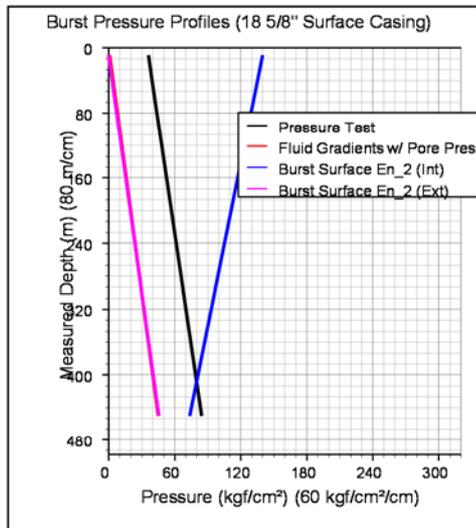
Collapse Load Data (18 5/8" Surface Casing)	
Drilling Load:	Full/Partial Evacuation
Mud Weight:	1.2000 sg
Mud Level, MD:	450.00 m
Assigned External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
TOC, MD:	9.00 m
Prior Shoe, MD:	50.00 m
Fluid Gradient Above TOC:	1.1000 sg
Fluid Gradient Below TOC:	1.1000 eg
Pore Pressure In Open Hole Below TOC:	No

Axial Load Data (18 5/8" Surface Casing)	
Running in Hole - Avg. Speed:	
Pre-Cement Static Load:	Yes
Pickup Force:	0 tonne
Service Loads:	No





String Summary								
String	OD/Weight/Grade	Connection	MD Interval (m)	Drift Dia. (in)	Burst Collapse	Axial Triaxial		
Surface Casing	18 5/8", 96.500 ppf, N-80	Tenaris ER	9.00-450.00	17.500 A	1.81 1.20	18.13 2.27		





4.2.5.3 13 3/8" CASING INTERMEDIO @ M 1500 TVD PTR 1691.5 MD PTR



String Summary								
String	OD/Weight/Grade	Connection	MD Interval (m)	Drift Dia. (in)	Burst	Collapse	Axial	Triaxial
Intermediate Casing	13 3/8", 68.000 ppf, L-80	Wedge 513	9.00-1691.51	12.259	1.79	1.30	2.60 C	2.28

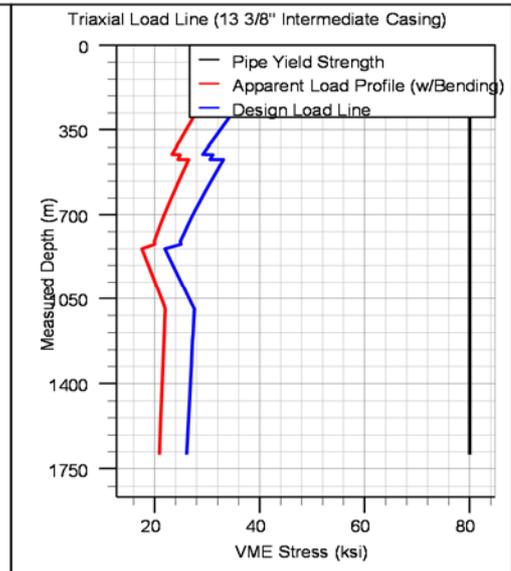
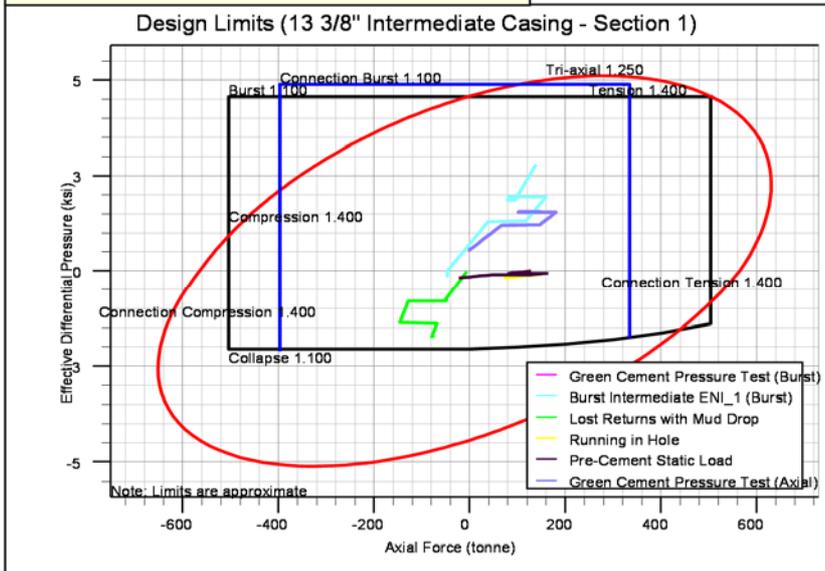
Burst Load Data (13 3/8" Intermediate Casing)	
Drilling Load:	Green Cement Pressure Test
Test Pressure:	110.0000 kgf/cm <sup>2</sup>
Mud Weight at Shoe:	1.2000 sg
TOC, MD:	450.00 m
Lead Slurry Density:	1.893 sg
Displacement Fluid Density:	1.2000 sg
Float Collar Depth, MD:	1691.51 m
Alternate Design Factor (Pipe) - Tension:	1.40
Alternate Design Factor (Connection) - Tension:	1.40
Alternate Design Factor (Pipe) - Compression:	1.40
Alternate Design Factor (Pipe) - Burst:	1.10
Alternate Design Factor (Connection) - Burst:	1.10
Alternate Design Factor (Pipe) - Triaxial:	1.25
Custom Load:	Burst Intermediate ENI_1
Alternate Design Factor (Pipe) - Tension:	1.40
Alternate Design Factor (Connection) - Tension:	1.40
Alternate Design Factor (Pipe) - Compression:	1.40
Alternate Design Factor (Pipe) - Burst:	1.10
Alternate Design Factor (Connection) - Burst:	1.10
Alternate Design Factor (Pipe) - Triaxial:	1.25

Collapse Load Data (13 3/8" Intermediate Casing)	
Drilling Load:	Lost Returns with Mud Drop
Lost Returns Depth, MD:	2496.84 m
Pore Pressure at Lost Returns Depth:	152.5079 kgf/cm <sup>2</sup>
Pore Pressure Gradient at Lost Returns Depth:	0.7100 sg
Mud Weight:	1.3500 sg
Mud Drop Level, MD:	1092.88 m
Assigned External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
TOC, MD:	450.00 m
Prior Shoe, MD:	450.00 m
Fluid Gradient Above TOC:	1.2000 sg
Fluid Gradient Below TOC:	1.2000 sg
Pore Pressure in Open Hole Below TOC:	No

Axial Load Data (13 3/8" Intermediate Casing)	
Running in Hole - Avg. Speed:	
Pre-Cement Static Load:	Yes
Pickup Force:	0 tonne
Green Cement Pressure Test:	110.0000 kgf/cm <sup>2</sup>
Service Loads:	No

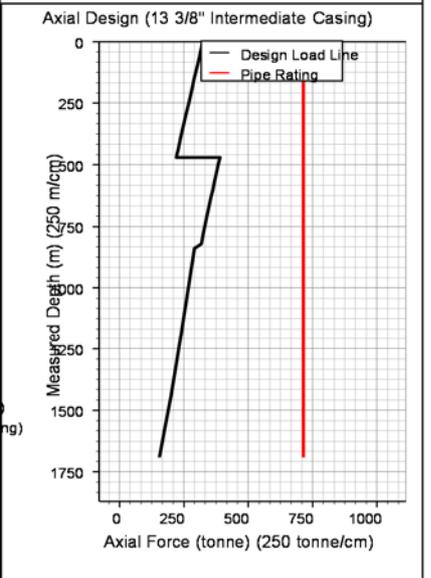
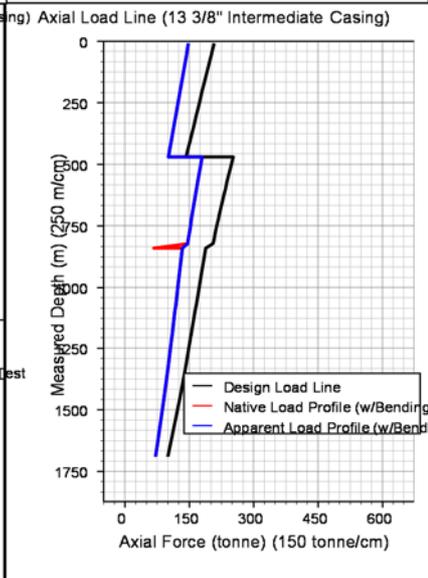
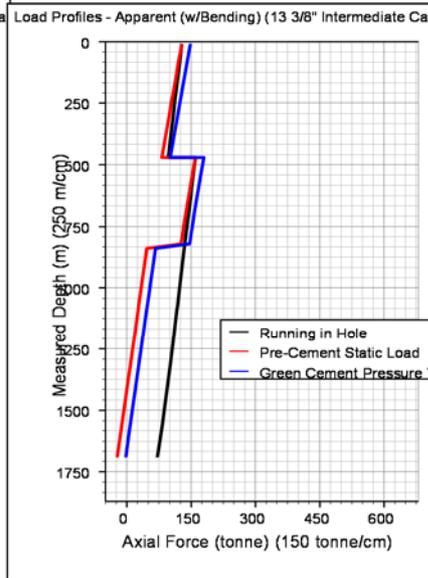
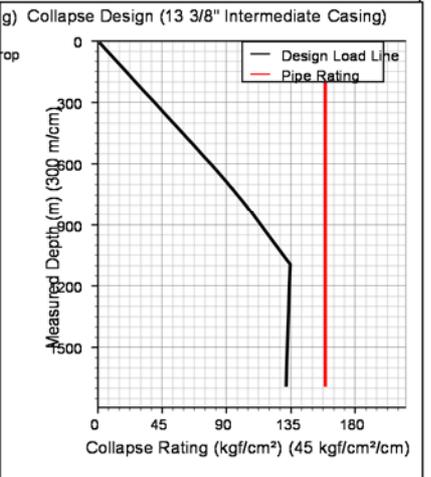
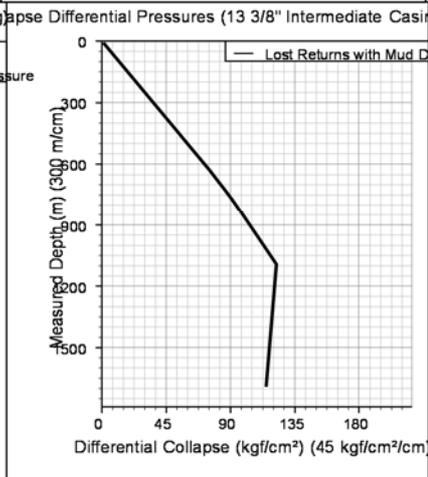
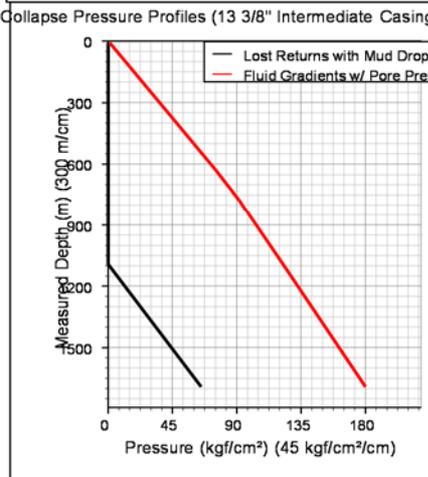
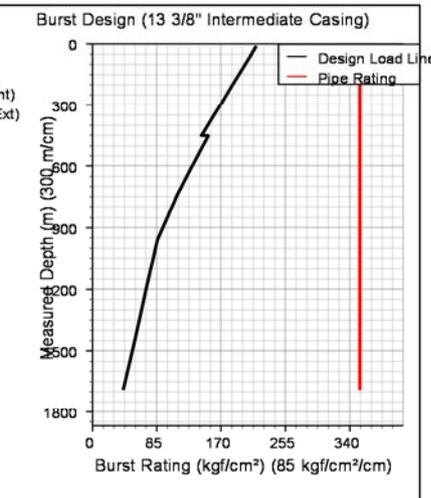
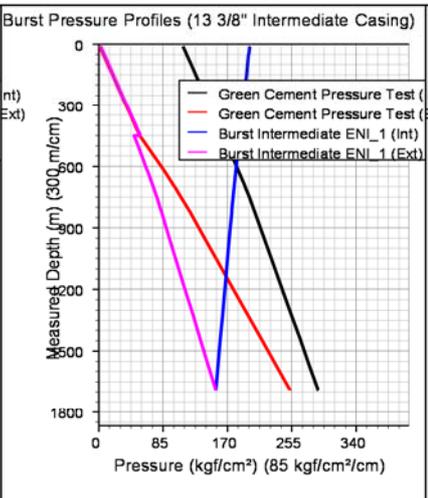
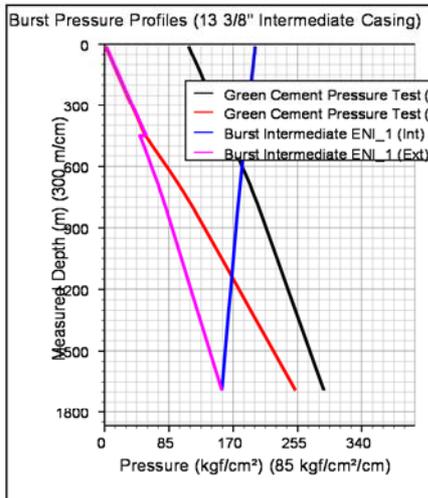
Minimum Safety Factors (13 3/8" Intermediate Casing)						
TVD (m)	OD/Weight/Grade	Conection	Burst(A)	Collapse(A)	Axial(A)	Triaxial(A)
9	13 3/8", 68.000 ppf, L-80	Wedge 513	1.79 CL	+ 100.00 C4	3.15 A5 C	2.28 CL
49			1.85 CL	27.07 C4	3.24 A5 C	2.35 CL
50			1.85 CL	26.52 C4	3.25 A5 C	2.35 CL
51			1.85 CL	26.00 C4	3.25 A5 C	2.35 CL
100			1.93 CL	13.26 C4	3.38 A5 C	2.45 CL
150			2.01 CL	8.84 C4	3.49 A5 C	2.55 CL
200			2.10 CL	6.63 C4	3.63 A5 C	2.67 CL
250			2.19 CL	5.30 C4	3.78 A5 C	2.79 CL
300			2.30 CL	4.42 C4	3.94 A5 C	2.93 CL
350			2.42 CL	3.79 C4	4.11 A5 C	3.08 CL
399			2.55 CL	3.32 C4	4.30 A5 C	3.24 CL
400			2.55 CL	3.32 C4	4.30 A5 C	3.24 CL
401			2.55 CL	3.31 C4	4.31 A5 C	3.25 CL
449			2.69 CL	2.95 C4	4.51 A5 C	3.43 CL
450			2.70 CL	2.95 C4	4.51 A5 C	3.43 CL
450			2.70 CL	2.95 C4	4.51 A5 C	3.42 CL
451			2.54 CL	2.94 C4	4.52 A5 C	3.21 CL
470			2.58 CL	2.82 C4	4.60 A5 C	3.27 CL
470			2.58 CL	2.82 C4	2.60 A5 C	3.02 CL
500			2.66 CL	2.65 C4	2.64 A5 C	3.09 CL
570			2.88 CL	2.33 C4	2.75 A5 C	3.28 CL
601			2.96 CL	2.21 C4	2.80 A5 C	3.37 CL
630			3.05 CL	2.11 C4	2.85 A5 C	3.45 CL
690			3.26 CL	1.94 C4	2.96 A5 C	3.63 CL
707			3.33 CL	1.89 C4	2.98 A5 C	3.68 CL
720			3.38 CL	1.86 C4	3.01 A5 C	3.73 CL
750			3.50 CL	1.79 C4	3.06 A5 C	3.82 CL
780			3.62 CL	1.73 C4	3.12 A5 C	3.92 CL
810			3.75 CL	1.68 C4	3.17 A5 C	4.02 CL
822			3.80 CL	1.66 C4	3.19 A5 C	3.99 C4
840			3.88 CL	1.63 C4	3.48 A1 C	4.56 C4
946			4.43 CL	1.47 C4	3.68 A1 C	4.12 C4
963			4.54 B12	1.45 C4	3.72 A1 C	4.05 C4
1070			4.91 B12	1.33 C4	3.95 A1 C	3.70 C4
1093			5.00 B12	1.30 C4	4.00 A1 C	3.63 C4
1194			5.44 B12	1.31 C4	4.25 A1 C	3.66 C4
1319			6.09 B12	1.31 C4	4.62 A1 C	3.70 C4
1443			6.92 B12	1.32 C4	5.08 A1 C	3.74 C4
1567			8.00 B12	1.32 C4	5.71 A1 C	3.79 C4
1690			9.48 B12	1.33 C4	6.55 A1 C	3.83 C4
1691			9.49 B12	1.33 C4	6.56 A1 C	3.83 C4

C Connection Critical  
 B12 Green Cement Pressure Test(Burst)  
 C4 Lost Returns with Mud Drop  
 A1 Running in Hole-Avg. Speed  
 A5 Green Cement Pressure Test(Axial)  
 CL Custom Loads





String Summary							
String	OD/Weight/Grade	Connection MD Interval (m)	Drift Dia. (in)	Burst Collapse	Axial	Triaxial	
Intermediate Casing	13 3/8", 68.000 ppf, L-80 Wedge 513	9.00-1691.51	12.259	1.79	1.30	2.60 C	2.28





4.2.5.4 9 5/8" CASING DI PRODUZIONE @ M 2789 TVD PTR 3205 MD PTR



String Summary						
String	OD/Weight/Grade	Connection	MD Interval (m)	Drift Dia. (in)	Burst/Collapse	Axial/Triaxial
Production Casing	9 5/8", 53.500 ppf, L-80	Ten Blue NF	9.00-3205	8.500 A	1.98 1.24	2.45 C 1.84

Burst Load Data (9 5/8" Production Casing)	
Production Load:	Tubing Leak
Packer Fluid Density:	1.3500 sg
Packer Depth, MD:	3770.63 m
Perforation Depth, MD:	3770.63 m
Gas/Oil Gradient:	0.300 sg
Reservoir Pressure:	241.4878 kgf/cm <sup>2</sup>
Assigned Ext. Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
Drilling Load:	Green Cement Pressure Test
Test Pressure:	140.0000 kgf/cm <sup>2</sup>
Mud Weight at Shoe:	1.3500 sg
TOC, MD:	1691.00 m
Lead Slurry Density:	1.893 sg
Displacement Fluid Density:	1.3500 sg
Float Collar Depth, MD:	3205.63 m
External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
TOC, MD:	1691.00 m
Prior Shoe, MD:	1691.51 m
Mud Weight Above TOC:	1.3500 sg
Fluid Gradient Below TOC:	0.9982 sg
Pore Pressure in Open Hole:	Yes
Custom Load:	Burst Intermediate ENI_2

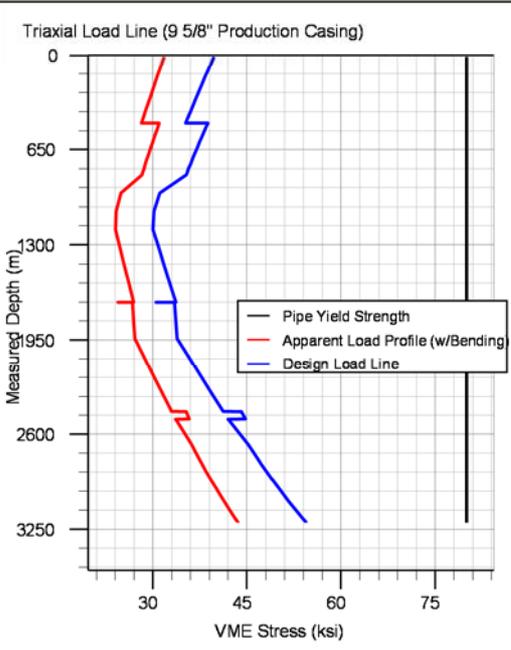
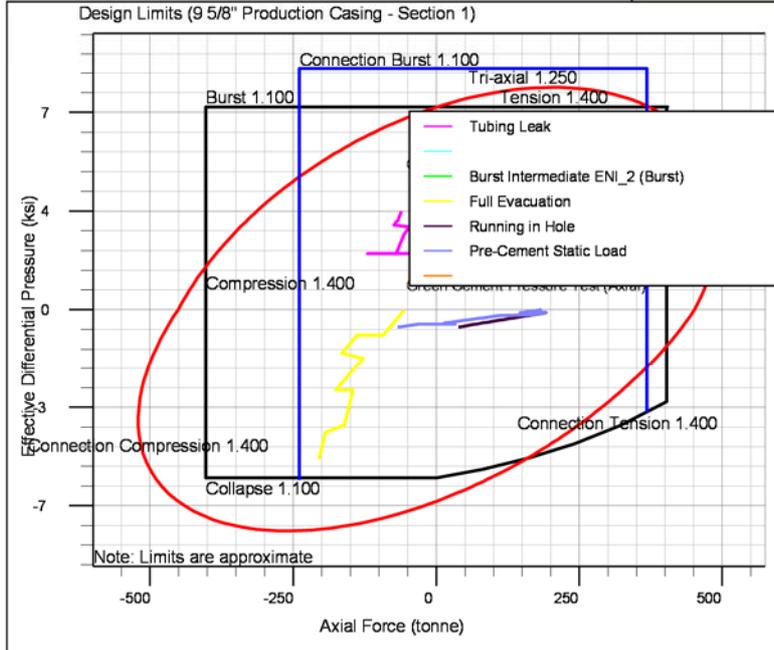
Collapse Load Data (9 5/8" Production Casing)	
Production Load:	Full Evacuation
Assigned External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
TOC, MD:	1691.00 m
Prior Shoe, MD:	1691.51 m
Fluid Gradient Above TOC:	1.3500 sg
Fluid Gradient Below TOC:	1.3500 sg
Pore Pressure in Open Hole Below TOC:	No

Axial Load Data (9 5/8" Production Casing)	
Running in Hole - Avg. Speed:	2447
Pre-Cement Static Load:	Yes
Pickup Force:	0 tonne
Green Cement Pressure Test:	140.0000 kgf/cm <sup>2</sup>
Service Loads:	No

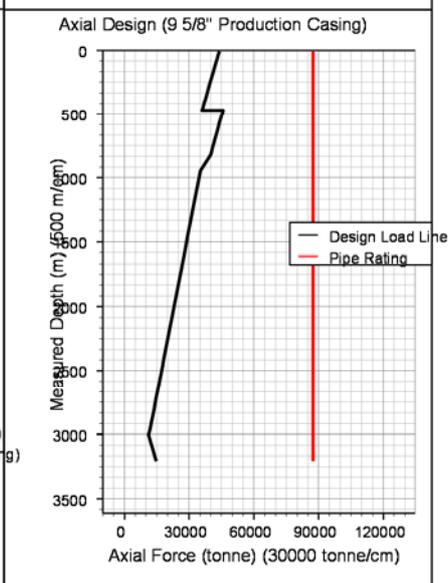
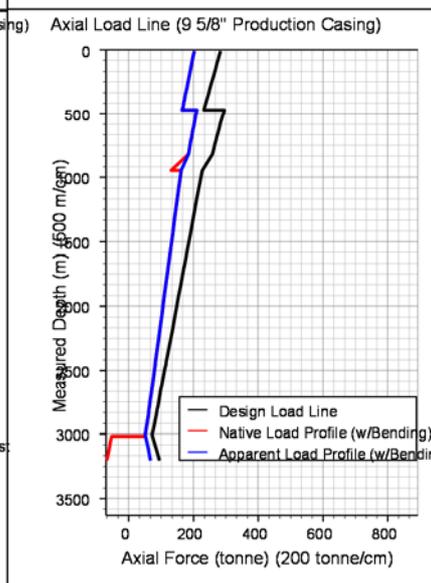
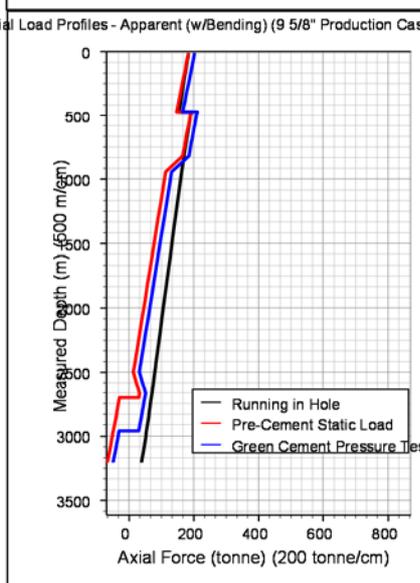
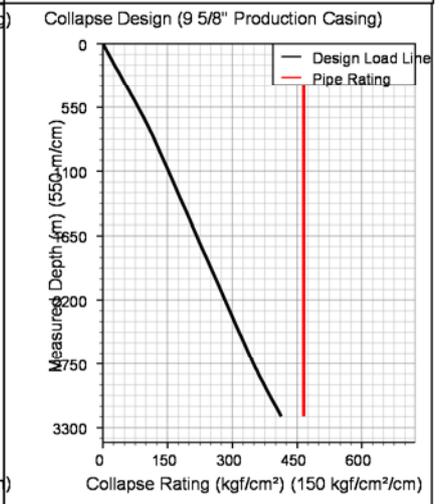
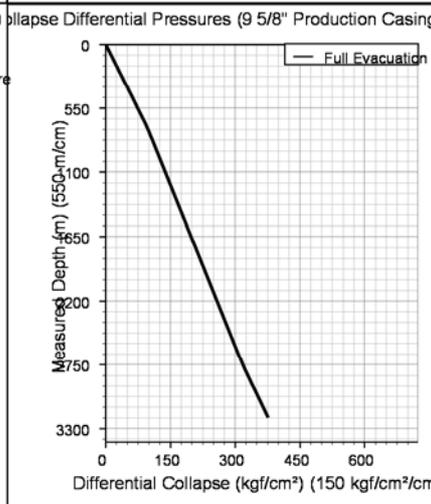
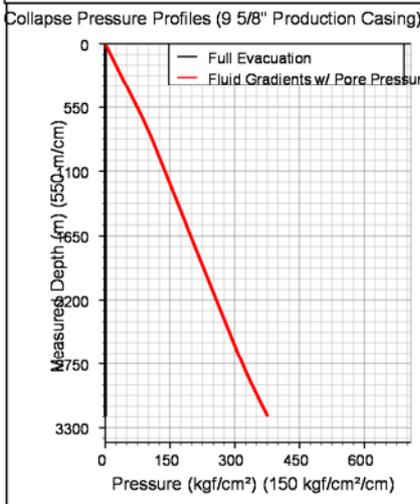
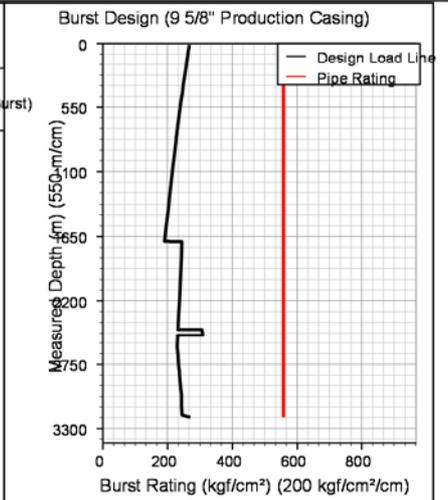
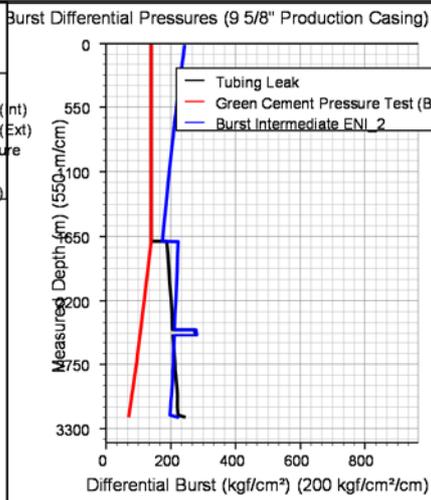
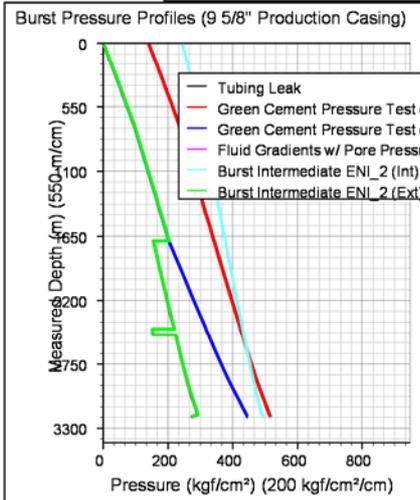
Minimum Safety Factors (9 5/8" Production Casing)						
MD (m)	OD/Weight/Grade	Conection	Burst(A)	Collapse(A)	Axial(A)	Triaxial(A)
9	9 5/8", 53.500 ppf, L-80	Ten Blue NF	2.30 CL	+100.00 C5	2.55 A5 C	2.51 CL
50			2.32 CL	70.37 C5	2.59 A5 C	2.54 CL
100			2.34 CL	34.48 C5	2.64 A5 C	2.57 CL
150			2.36 CL	22.99 C5	2.70 A5 C	2.61 CL
200			2.38 CL	17.24 C5	2.76 A5 C	2.64 CL
250			2.41 CL	13.79 C5	2.82 A5 C	2.68 CL
300			2.43 CL	11.49 C5	2.88 A5 C	2.71 CL
350			2.46 CL	9.85 C5	2.94 A5 C	2.75 CL
400			2.48 CL	8.62 C5	3.01 A5 C	2.79 CL
450			2.51 CL	7.66 C5	3.08 A5 C	2.82 CL
470			2.52 CL	7.34 C5	3.11 A5 C	2.84 CL
470			2.52 CL	7.34 C5	2.45 A5 C	2.58 CL
500			2.54 CL	6.90 C5	2.48 A5 C	2.60 CL
570			2.57 CL	6.06 C5	2.54 A5 C	2.65 CL
601			2.59 CL	5.75 C5	2.57 A5 C	2.67 CL
630			2.61 CL	5.49 C5	2.60 A5 C	2.69 CL
690			2.64 CL	5.04 C5	2.66 A5 C	2.74 CL
707			2.65 CL	4.93 C5	2.68 A5 C	2.75 CL
720			2.65 CL	4.84 C5	2.69 A5 C	2.76 CL
750			2.67 CL	4.67 C5	2.72 A5 C	2.78 CL
780			2.69 CL	4.51 C5	2.75 A5 C	2.80 CL
810			2.70 CL	4.36 C5	2.78 A5 C	2.82 CL
822			2.71 CL	4.31 C5	2.80 A5 C	2.83 CL
946			2.77 CL	3.83 C5	3.18 A1 C	3.22 CL
1070			2.84 CL	3.45 C5	3.32 A1 C	3.31 CL
1194			2.90 CL	3.13 C5	3.47 A1 C	3.33 B6
1319			2.98 CL	2.87 C5	3.63 A1 C	3.24 B6
1443			3.05 CL	2.65 C5	3.80 A1 C	3.14 B6
1567			3.13 CL	2.46 C5	4.00 A1 C	3.06 B6
1690			3.21 CL	2.30 C5	4.21 A1 C	2.97 B6
1692			3.21 CL	2.30 C5	4.22 A1 C	3.28 C5
1692			2.97 B6	2.30 C5	4.22 A1 C	2.99 B6
1693			2.51 CL	2.30 C5	4.22 A1 C	2.99 B6
1815			2.53 CL	2.16 C5	4.45 A1 C	2.97 B6
1817			2.53 CL	2.15 C5	4.46 A1 C	2.97 B6
1940			2.54 CL	2.03 C5	4.73 A1 C	2.95 C5
2064			2.57 CL	1.92 C5	5.03 A1 C	2.80 C5
2189			2.59 CL	1.81 C5	5.38 A1 C	2.67 C5
2313			2.61 CL	1.72 C5	5.77 A1 C	2.55 C5
2437			2.64 CL	1.64 C5	6.24 A1 C	2.43 C5
2446			2.64 CL	1.64 C5	6.27 A1 C	2.43 C5
2447			2.00 CL	1.64 C5	6.28 A1 C	2.26 B6
2497			1.98 CL	1.61 C5	6.48 A1 C	2.23 B6
2499			2.65 CL	1.60 C5	6.50 A1 C	2.38 C5
2599			2.67 B6	1.55 C5	6.96 A1 C	2.28 C5
2670			2.64 B6	1.51 C5	7.33 A1 C	2.21 C5
2730			2.62 B6	1.48 C5	7.68 A1 C	2.17 C5
2790			2.60 B6	1.44 C5	8.07 A1 C	2.13 C5
2802			2.60 B6	1.44 C5	8.15 A1 C	2.12 C5
2850			2.58 B6	1.41 C5	8.49 A1 C	2.08 C5
2910			2.56 B6	1.38 C5	8.98 A1 C	2.04 C5
2911			2.56 B6	1.38 C5	8.99 A1 C	2.04 C5
2970			2.54 B6	1.36 C5	9.57 A1 C	2.00 C5
3003			2.53 B6	1.33 C5	9.95 A1 C	1.97 C5
3015			2.53 B6	1.33 C5	(6.35) A2 C	1.97 C5
3060			2.53 B6	1.30 C5	(5.95) A2 C	1.93 C5
3116			2.52 B6	1.28 C5	(5.52) A2 C	1.90 C5
3186			2.50 B6	1.26 C5	(5.08) A2 C	1.85 C5
3205			2.27 B6	1.24 C5	(4.95) A2 C	1.84 C5

- C Connection Critical
- B6 Tubing Leak
- C5 Full Evacuation Production
- A1 Running in Hole-Avg. Speed
- A2 Pre-Cement Static Load
- A5 Green Cement Pressure Test(Axial)
- CL Custom Loads
- () Compression





String Summary							
String	OD/Weight/Grade	Connection	MD Interval (m)	Drift Dia. (in)	Burst Collapse	Axial Triaxial	
Production Casing	9 5/8", 53.500 ppf, L-80	Ten Blue NF	9.00-3205.00	8.500 A	1.98 1.24	2.45 C 1.84	





4.2.5.5 7" LINER DI PRODUZIONE" M 3354 TVD PTR 3770 MD PTR



String Summary						
String	OD/Weight/Grade	Connection	MD Interval (m)	Drift Dia. (in)	Burst/Collapse	Axial/Triaxial
Production Liner	7", 29.000 ppf, T-95	Tenaris Blue	3050.00-3770.00	6.059	1.63 C 1.22	8.33 C 1.85
C Conn Critical						

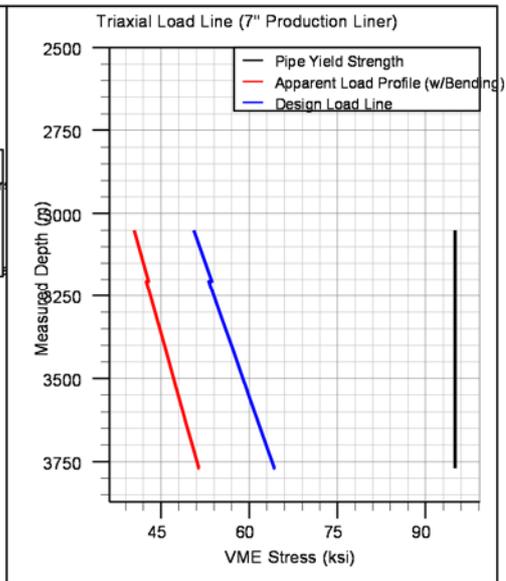
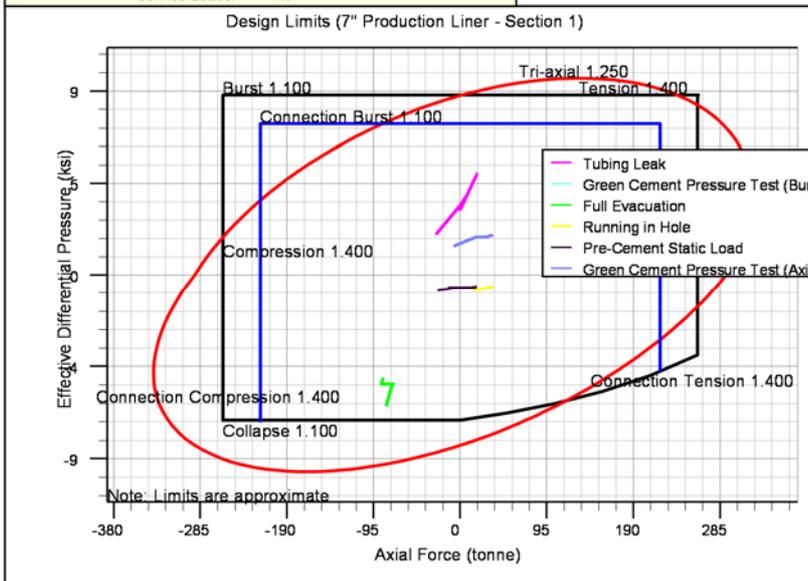
Burst Load Data (7" Production Liner)	
Production Load:	Tubing Leak
Packer Fluid Density:	1.3500 sg
Packer Depth, MD:	3770.63 m
Perforation Depth, MD:	3770.63 m
Gas/Oil Gradient:	0.300 sg
Reservoir Pressure:	241.4878 kgf/cm <sup>2</sup>
Assigned Ext. Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
Drilling Load:	Green Cement Pressure Test
Test Pressure:	140.0000 kgf/cm <sup>2</sup>
Mud Weight at Shoe:	1.3500 sg
TOC, MD:	3050.00 m
Lead Slurry Density:	1.893 sg
Displacement Fluid Density:	1.3500 sg
Float Collar Depth, MD:	3770.63 m
External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
TOC, MD:	3050.00 m
Prior Shoe, MD:	3205.63 m
Mud Weight Above TOC:	1.3500 sg
Fluid Gradient Below TOC:	0.9982 sg
Pore Pressure in Open Hole:	Yes

Collapse Load Data (7" Production Liner)	
Production Load:	Full Evacuation
Assigned External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
TOC, MD:	3050.00 m
Prior Shoe, MD:	3205.63 m
Fluid Gradient Above TOC:	1.3500 sg
Fluid Gradient Below TOC:	1.3500 sg
Pore Pressure in Open Hole Below TOC:	No

Axial Load Data (7" Production Liner)	
Running in Hole - Avg. Speed:	
Pre-Cement Static Load:	Yes
Pickup Force:	0 tonne
Green Cement Pressure Test:	140.0000 kgf/cm <sup>2</sup>
Service Loads:	No

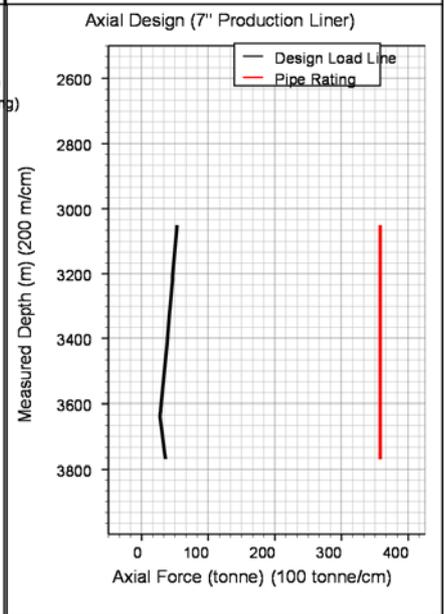
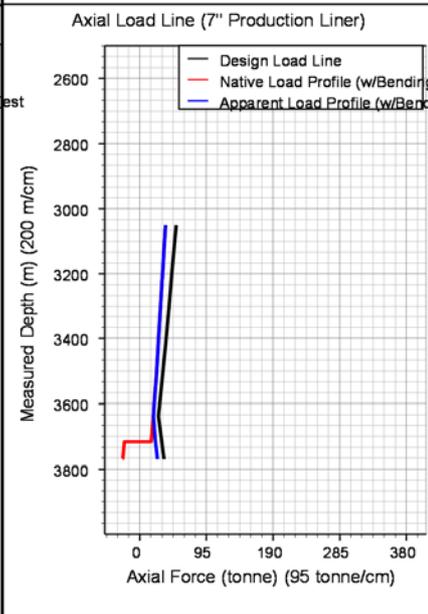
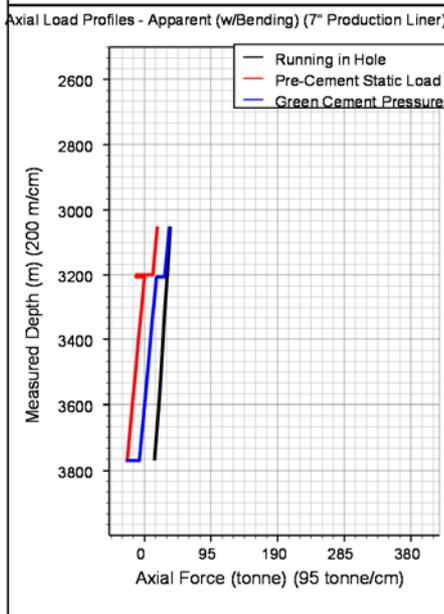
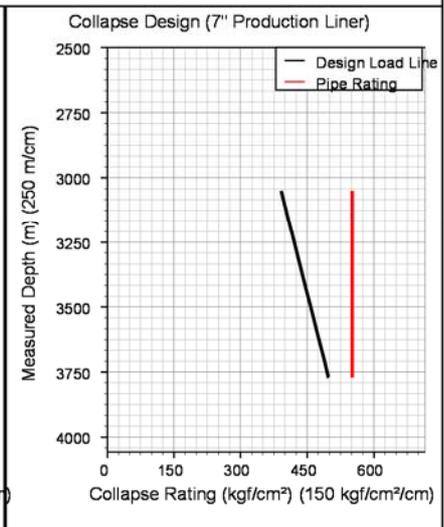
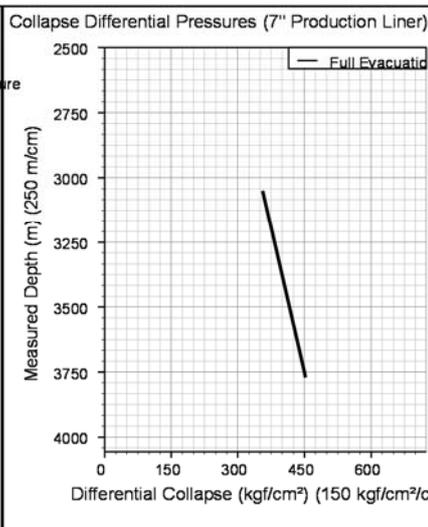
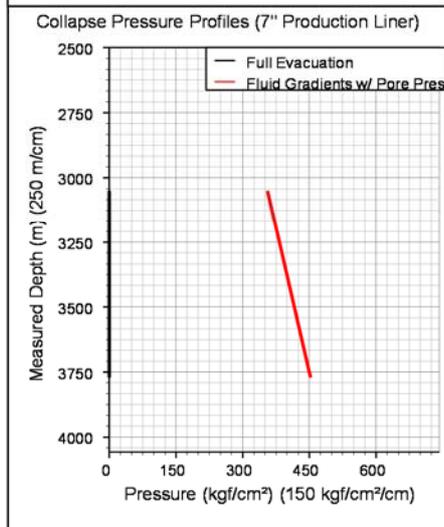
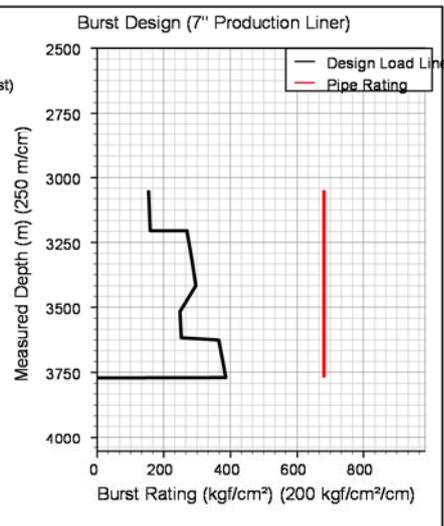
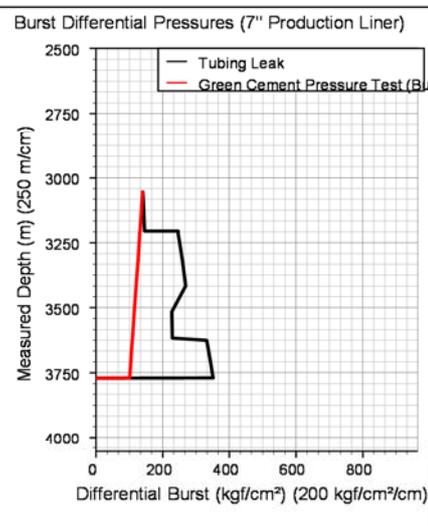
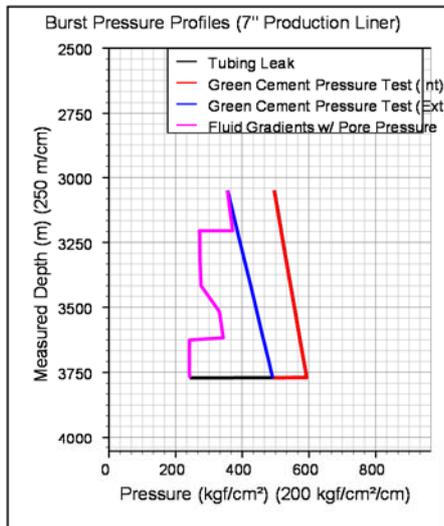
Minimum Safety Factors (7" Production Liner)						
MD (m)	OD/Weight/Grade	Connection	Burst(A)	Collapse(A)	Axial(A)	Triaxial(A)
3050	7", 29.000 ppf, T-95	Tenaris Blue	4.10 B12 C	1.55 C5	8.33 A1 C	2.35 C5
3051			4.10 B6 C	1.55 C5	8.34 A1 C	2.35 C5
3060			4.09 B6 C	1.54 C5	8.40 A1 C	2.34 C5
3206			3.95 B6 C	1.46 C5	9.48 A1 C	2.21 C5
3206			2.33 B6 C	1.46 C5	9.48 A1 C	2.24 C5
3210			2.33 B6 C	1.46 C5	9.52 A1 C	2.23 C5
3217			2.33 B6 C	1.46 C5	9.58 A1 C	2.23 C5
3317			2.22 B6 C	1.41 C5	10.53 A1 C	2.15 C5
3417			2.13 B6 C	1.36 C5	11.68 A1 C	2.07 C5
3517			2.53 B6 C	1.32 C5	13.24 A1 C	2.00 C5
3617			2.50 B6 C	1.28 C5	15.48 A1 C	1.94 C5
3625			1.73 B6 C	1.27 C5	15.69 A1 C	1.93 C5
3626			1.73 B6 C	1.27 C5	15.72 A1 C	1.93 C5
3639			1.72 B6 C	1.27 C5	16.12 A1 C	1.93 C5
3717			1.67 B6 C	1.24 C5	(13.72) A2 C	1.88 C5
3750			1.65 B6 C	1.23 C5	(12.89) A2 C	1.86 C5
3770			1.63 B6 C	1.22 C5	(12.44) A2 C	1.85 C5

C Connection Critical  
 B6 Tubing Leak  
 B12 Green Cement Pressure Test(Burst)  
 C5 Full Evacuation Production  
 A1 Running in Hole-Avg. Speed  
 A2 Pre-Cement Static Load  
 A5 Green Cement Pressure Test(Axial)  
 ( ) Compression





String Summary							
String	OD/Weight/Grade	Connection	MD Interval (m)	Drift Dia. (in)	Burst Collapse	Axial Triaxial	
Production Liner	7", 29.000 ppf, T-95	Tenaris Blue	3050.00-3770.00	6.059	1.63 C 1.22	8.33 C	1.85





#### 4.2.6 PROGRAMMA FANGO DI PERFORAZIONE

Di seguito programma fango con le caratteristiche principali per la perforazione del pozzo oggetto del presente programma.

##### CARATTERISTICHE DEL FANGO

- Per ragioni di sicurezza confezionare una vasca di fango a d= 1,4 kg/l (almeno 50 m3) prima di iniziare la perforazione.

FASE					Opzione			Opzione			Compl
		28"	23"	16"	16"	12"1/4	12 1/4"	8"1/2	8 1/2"		
Profondità	m	50	450	1691.5	1691.5	3205.6	3205.6	3770	3770	3770	
Tipo di fango		Acqua	FW-PO	FW-HP-LU	LT-IE-80	FW-HP-LU	LT-IE-80	FW-HP-LU	LT-IE-80	KCL	
Densità	kg/l	1	1,10-1,20	1,20-1,3	1,20-1,3	1,30-1,40	1,30-1,40	1,30-1,40	1,30-1,40	1.1	
Viscosità Marsh	sec/l		50-65	45-50	55-65	50-60	55-65	55-60	55-65		
PV	cp		12-18	12-18	20-28	16-22	22-30	16-22	18-30		
YP	gr/100cm2		10-15	10-16	10-16	10-14	10-14	10-14	10-14		
Gel 10"	gr/100cm2		3-5	3-5	4-5	2-4	3-5	2-4	6-8		
Gel 10'	gr/100cm2		5-9	5-8	6-9	4-6	6-9	4-6	10-14		
pH			9-10	8,5-9,5		8,5-9,5		8,5-9,5			
pf	cc/H2SO4 N/50		0.2	0.1		0.1		0.1			
Mf	cc/H2SO4 N/50		0.4	0.5		0.5		0.5			
Pm	cc/H2SO4 N/50		0.6	0.3		0.2		0.2			
Pom	cc/H2SO4 N/10				1,5-2,5		1,5-2,5		1,5-2,5		
Filtrato	ml/30'		6-8	< 5		< 5		< 5			
Filtrato HPHT(500psi/300°F)	ml/30'				2-4		2-4		2-4		
CaCl2	% (in peso)				10-20		10-20		10-20		
L. G. S.	% (in volume)					< 6		< 12			
MBT	Kg/mc		30-50	< 30		< 25		< 25			
Solidi totali	% (in volume)		8-12	11	20	10-14	20-28	10-14	18-24		
Rapporto W/O					80/20		80/20		80/20		
Stabilità elettrica	volt				>600		>600		>600		

- Per ragioni di sicurezza confezionare una vasca di fango a d= 1,4 kg/l (almeno 60 m3) prima di iniziare la perforazione.

##### VOLUMI STIMATI

FASE					Opzione			Opzione			Compl
		28"	23"	16"	16"	12"1/4	12 1/4"	8"1/2	8 1/2"		
Profondità	m	50	450	1691.5	1691.5	3205.6	3205.6	3770	3770	3770	
Tipo di fango		Acqua	FW-PO	FW-HP-LU	LT-IE-80	FW-HP-LU	LT-IE-80	FW-HP-LU	LT-IE-80	KCL	
Volume foro	mc	<b>20</b>	<b>106</b>	<b>161</b>	<b>161</b>	<b>115</b>	<b>115</b>	<b>21</b>	<b>21</b>		
Volume casing	mc		<b>14</b>	<b>72</b>	<b>72</b>	<b>130</b>	<b>130</b>	<b>125</b>	<b>125</b>	<b>155</b>	
Volume di superficie	mc	<b>120</b>	<b>150</b>								
Vol. diluizione+prodotti	mc	<b>88</b>	<b>477</b>	<b>565</b>	<b>436</b>	<b>460</b>	<b>299</b>	<b>146</b>	<b>63</b>	<b>100</b>	
<b>Vol. totale intervallo</b>		<b>228</b>	<b>717</b>	<b>918</b>	<b>789</b>	<b>826</b>	<b>665</b>	<b>412</b>	<b>329</b>	<b>405</b>	
Vol.recupero fase preced.		<b>0</b>	<b>0</b>	<b>100</b>	<b>0</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>0</b>	
<b>Vol. da confezionare</b>	mc	<b>228</b>	<b>717</b>	<b>818</b>	<b>789</b>	<b>726</b>	<b>565</b>	<b>312</b>	<b>229</b>	<b>405</b>	

- Tutte le profondità si intendono misurate
- Le profondità sono riferite al PTR
- I volumi sono calcolati senza considerare scavarnamenti e/o eventuali perdite di circolazioni.
- La densità del fango nella fase 16" - 12"1/4 è - 8"1/2 è indicativa, eventualmente adeguare alle esigenze del foro.
- In caso di assorbimenti nella fase 12"1/4 e 8"1/2 utilizzare intasanti carbonatici.
- In caso di difficoltà nella perforazione della fase da 16" 12"1/4 e 8"1/2 sarà utilizzato Fango a base Lamix 30(LT-IE-80).



ENIMED

**STOCK MINIMI DI SICUREZZA  
DA TENERE IN CANTIEE**

PRODOTTO	QUANTITA'	FUNZIONE
BARITE	60 t	Materiale di appesantimento
CARBONATO DI CALCIO	90 t	Materiale di appesantimento
BENTONITE	8 t	Materiale di viscosizzante
POLIMERO	3 t	Materiale di viscosizzante
BICARBONATO / CARBONATO	1 t	Materiale per abbassare il Calcio
CARBONATO DI CALCIO F/M/G	4+3+2 t	Intasanti Acidificabili
GRANULARI F/M/G	2+2+1 t	Intasanti non acidificabili
MICA F/M/G	1+2+2 t	Intasanti non acidificabili
ANTISCHIUMA	3 Dr.	
CARBONATO DI ZINCO o SIMILI	1 t	Per neutralizzare l'H <sub>2</sub> S
SODA O POTASSA CAUSTICA	1 t	
RIDUTTORE DI FILTRATO	3 t	
CLORURO DI POTASSIO	15 t	Inibitore delle argille
LUBRIFICANTE	16 Dr.	Lubrificante
TENSIOATTIVO ANTIPRESA PER CUSCINI A BASSA DENSITA'	8 Dr.	Per prep. cuscini fino a D=1,3 Kg/l
TENSIOATTIVO ANTIPRESA PER CUSCINI AD ALTA DENSITA'	8 Dr.	Per prep. cuscini a D>1,3 Kg/l
<b>Per il brine di completamento</b>		
CLORURO DI SODIO O POTASSIO	60 t	Per la preparazione del Brine di completamento
CUSCINI DI LAVAGGIO	8 Dr.	
ANTICORROSIVI/SCAVENGER	10 Dr.	
<b>EVENTUALI PRODOTTI PER FANGHI A BASE LAMIX 30</b>		
LAMIX 30(gasolio a bassa tossicità)	100 MC	
CLORURO DI CALCIO	10 t	
CALCE IDRATA	5 t	
ARGILLA ORGANOFILA	5 t	
EMULSIVO PRIMARIO	20 Dr	
EMULSIVO SECONDARIO	12 Dr	
RIDUTTORE DI FILTRATO	4 t	
AGENTE BAGNANTE	8 Dr	
VISCOSIZZANTE	8 Dr	
DISPERDENTE	4 Dr	



#### 4.2.7 PROGRAMMA CEMENTAZIONI

### POZZO SAMPERI SUD 1 DIR

### Cementazione casing 24 1/2" a m 50

### Float Shoe Stab-In

m 0                      P.T.R.

m 10                      Piano campagna

csg 24"1/2  
m 50



#### EQUIPAGGIAMENTO CASING

Tipo Centralizzazione	Spacing	da m	a m	Centralizz.	Tipo	Stop Collar	Raschiat.
<b>TOTALE</b>				<b>0</b>		<b>0</b>	<b>0</b>

#### VOLUME FORO

	∅ foro/csg (inch)	∅ ester. csg (inch)	Vol. Intercapedine l/m	m	Volume m <sup>3</sup>
Intercap.	28"	24"1/2	90	38	3.4
Intercap.					0.0
Scarpa-collare					0.0
Maggiorazione su foro scoperto			300 %		10.3
<b>VOLUME TOTALE</b>					<b>13.7</b>

#### VOLUME TOTALE MALTA "A" Normale m<sup>3</sup> **13.7**

malta a densità =	<b>1.9</b> kg/l				
CEMENTO CLASSE "G"	q/m <sup>3</sup> 13.20	x	m <sup>3</sup> 14	q	<b>181</b>
CaCl <sub>2</sub>	0.5 % sul cemento			q	<b>0.9</b>
ACQUA DOLCE	l/q 44.0	x	q 181	m <sup>3</sup>	<b>7.9</b>
Tempo di Pompabilità	Filtrato(cc/30min)			Resistenze Meccaniche(8hr/24hr)	
<b>250</b>					

#### VOLUME TOTALE MALTA "B" Normale m<sup>3</sup> **0.0**

malta a densità =	<b>1.9</b> kg/l				
CEMENTO CLASSE "G"	q/m <sup>3</sup> 13.20	x	m <sup>3</sup> 0	q	<b>0</b>
CaCl <sub>2</sub>	0.5 % sul cemento			q	<b>0.0</b>
ACQUA DOLCE	l/q 44.0	x	q 0	m <sup>3</sup>	<b>0.0</b>
Tempo di Pompabilità	Filtrato(cc/30min)			Resistenze Meccaniche(8hr/24hr)	
<b>180</b>					

NOTE: Tempo di pompabilità, W.O.C., materiali ed attrezzatura da definire in fase operativa.



**POZZO SAMPERI SUD 1 DIR**

**Cementazione casing 18 5/8" a m 450**

**Float Collar Stab-In**

m 0 P.T.R.

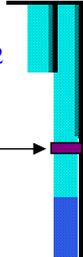
m 10 Piano campagna

csg 24"1/2  
m 50

E.C.P.

T.O.C.  
m 350

csg 18"5/8  
450



**EQUIPAGGIAMENTO CASING**

Tipo Centralizzazione	Spacing	da m	a m	Centralizz.	Tipo	Stop Collar	Raschiat.
C1	12.5	450	400	4	ST	8	
C1	12.5	400	40	28	ST	56	
C1	<b>Sopra e sotto ECP</b>						
<b>TOTALE</b>				<b>32</b>		<b>64</b>	<b>0</b>

**VOLUME FORO**

	∅ foro/csg(inch)	∅ ester.csg(inch)	Vol. Intercapedine l/m	m	Volume m <sup>3</sup>
Intercap.	23"	18"5/8	92.03	400	<b>36.8</b>
Intercap.	24"1/2	18"5/8	98	38	<b>3.7</b>
Scarpa-collare		18"5/8	158	13	<b>2.1</b>
Maggiorazione su foro scoperto			120 %		<b>44.2</b>
<b>VOLUME TOTALE</b>					<b>86.8</b>

**VOLUME TOTALE MALTA "A" Leggera m<sup>3</sup> 74.8**

malta a densità =	<b>1.6</b> kg/l				
CEMENTO CLASSE "G"	q/m <sup>3</sup> 8.75	x	m <sup>3</sup> 75	q	<b>654</b>
Econolite	2.5 % sul cemento			q	<b>16.4</b>
ACQUA DOLCE	l/q 83.0	x	q 654	m <sup>3</sup>	<b>54.3</b>
Tempo di Pompabilità	Filtrato(cc/30min)			Resistenze Meccaniche(8hr/24hr)	
<b>600</b>					

**VOLUME TOTALE MALTA "B" Normale m<sup>3</sup> 12.0**

malta a densità =	<b>1.9</b> kg/l				
CEMENTO CLASSE "G"	q/m <sup>3</sup> 13.20	x	m <sup>3</sup> 12	q	<b>158</b>
CaCl <sub>2</sub>	0.0 % sul cemento			q	<b>0.0</b>
ACQUA DOLCE	l/q 44.0	x	q 158	m <sup>3</sup>	<b>7.0</b>
Tempo di Pompabilità	Filtrato(cc/30min)			Resistenze Meccaniche(8hr/24hr)	
<b>250</b>					

P. fratturazione	kg/cm <sup>2</sup> /10m	<b>1.62</b>	x	m	450	kg/cm <sup>2</sup>	<b>73</b>
P. idr. a fine spiaz.	(80*1,9)/10+(370*1,60)/10					kg/cm <sup>2</sup>	74
P. Risultante	P.fratt. - P.idr. a fine spiaz.					kg/cm <sup>2</sup>	<b>-1.5</b>
P. formazione	kg/cm <sup>2</sup> /10m	<b>1.03</b>	x	m	450	kg/cm <sup>2</sup>	<b>46</b>
P. idr. durante WOC "B"	(80*1)/10+(370*1,60)/10					kg/cm <sup>2</sup>	67
P. formazione	kg/cm <sup>2</sup> /10m	<b>1.03</b>	x	m	370	kg/cm <sup>2</sup>	<b>38</b>
P. idr. durante WOC "A"	(370*1)/10					kg/cm <sup>2</sup>	37

Situazione di <b>OVERBALANCE</b> di	<b>21</b>	kg/cm <sup>2</sup>	Durante WOC malta "B"
Situazione di <b>UNDERBALANCE</b> di	<b>1</b>	kg/cm <sup>2</sup>	Durante WOC malta "A"
- Gradiente con malta all'annulus	<b>1.65</b>	kg/cm <sup>2</sup> /10m	
- Gradiente durante W.O.C.	<b>1.49</b>	kg/cm <sup>2</sup> /10m	Durante WOC malta "B"
- Gradiente durante W.O.C.	<b>1.00</b>	kg/cm <sup>2</sup> /10m	Durante WOC malta "A"

NOTE: Tempo di pompabilità, W.O.C., materiali ed attrezzatura da definire in fase operativa.  
Eventuale E.C.P. sarà definito in fase operativa.



**POZZO SAMPERI SUD 1 DIR**

**Cementazione casing 13 3/8" a m 1691,5**  
**Risalita Malta MD 1000**

m 0 P.T.R.

m 10 Piano campagna

csg 24"1/2  
m 50

csg 18"5/8  
m 450

T.O.C. malta A  
VD 943  
MD 1000

T.O.C. malta B  
VD 1225  
MD 1350

csg 13"3/8  
VD 1500  
MD 1691,5

**EQUIPAGGIAMENTO CASING**

Tipo Centralizzazione	Spacing	da m	a m	Centralizz.	Tipo	Stop Collar	Raschiat.
C1	12.5	1691.5	1000	55	Rigidi	110	
				<b>TOTALE</b>	<b>55</b>	<b>110</b>	<b>0</b>

**VOLUME FORO**

	∅ foro/csg(inch)	∅ est.er.csg(inch)	Vol. Intercapedine l/m	m	Volume m <sup>3</sup>
Intercap.	16"	13"3/8	38.84	691.5	<b>26.9</b>
Intercap.					<b>0.0</b>
Scarpa-collare		13"3/8	77.24	40	<b>3.1</b>
Maggiorazione su foro scoperto				50 %	<b>13.4</b>
<b>VOLUME TOTALE</b>					<b>43.4</b>

<b>VOLUME TOTALE MALTA "A" Leggera m<sup>3</sup></b>					<b>20.4</b>
malta a densità =	<b>1.65</b>	kg/l			
CEMENTO CLASSE "G"	q/m <sup>3</sup>	8.50	x	m <sup>3</sup>	20
				q	<b>173</b>
Microsilice	15.0	% sul cemento		q	<b>26.0</b>
ACQUA DOLCE	l/q	67.0	x	q	173
				m <sup>3</sup>	<b>11.6</b>
Tempo di Pompabilità		Filtrato(cc/30min)	Resistenze Meccaniche(8hr/24hr)		
<b>420</b>					

<b>VOLUME TOTALE MALTA "B" Normale m<sup>3</sup></b>					<b>23.0</b>
malta a densità =	<b>1.9</b>	kg/l			
CEMENTO CLASSE "G"	q/m <sup>3</sup>	13.20	x	m <sup>3</sup>	23
				q	<b>304</b>
		% sul cemento		q	<b>0.0</b>
ACQUA DOLCE	l/q	44.0	x	q	304
				m <sup>3</sup>	<b>13.4</b>
Tempo di Pompabilità		Filtrato(cc/30min)	Resistenze Meccaniche(8hr/24hr)		
<b>300</b>					

P. fratturazione	kg/cm <sup>2</sup> /10m	<b>1.73</b>	x	m	1500	kg/cm <sup>2</sup>	<b>260</b>
P. idr. a fine spiaz.	(275*1,9)/10+(282*1,65)/10+(943*1,30)/10					kg/cm <sup>2</sup>	221
P. Risultante	P.fratt. - P.idr. a fine spiaz.					kg/cm <sup>2</sup>	<b>38</b>
P. formazione	kg/cm <sup>2</sup> /10m	<b>1.03</b>	x	m	1500	kg/cm <sup>2</sup>	<b>155</b>
P. idr. durante WOC	(275*1)/10+(282*1)/10+(943*1,30)/10					kg/cm <sup>2</sup>	178
P. formazione	kg/cm <sup>2</sup> /10m	1.03	x	m		kg/cm <sup>2</sup>	<b>0</b>
P. idr. durante WOC						kg/cm <sup>2</sup>	0

Situazione di **OVERBALANCE** di **24** kg/cm<sup>2</sup> **Durante WOC malta "A"+"B"**  
 Situazione di **OVERBALANCE** di **0** kg/cm<sup>2</sup> **Durante WOC malta**  
 - Gradiente con malta all'annulus **1.48** kg/cm<sup>2</sup>/10m  
 - Gradiente durante W.O.C. **1.19** kg/cm<sup>2</sup>/10m **Durante WOC malta "A"+"B"**  
 - Gradiente durante W.O.C. **#DIV/0!** kg/cm<sup>2</sup>/10m **Durante WOC malta**

NOTE: Tempo di pompabilità, W.O.C., materiali ed attrezzatura da definire in fase operativa.



**POZZO SAMPERI SUD 1 DIR**

**Cementazione casing 9 5/8" a m 3205,6**  
**Risalita Malta MD 2300**

m 0 P.T.R.

m 10 Piano campagna

csg 24"1/2  
m 50

csg 18"5/8  
m 450

T.O.C. malta A  
VD 943  
MD 1000

T.O.C. malta B  
VD 1225  
MD 1350

csg 13"3/8  
VD 1500  
MD 1691,5

T.O.C. malta A  
VD 1990  
MD 2300

T.O.C. malta B  
VD 2354  
MD 2750

csg 9"5/8  
VD 2789  
MD 3205,6

**EQUIPAGGIAMENTO CASING**

Tipo Centralizzazione	Spacing	da m	a m	Centralizz.	Tipo	Stop Collar	Raschiati
C1	12.5	3205.6	2300	72	Ceramici(n°3 lame per csg)		
				<b>TOTALE</b>	<b>72</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

**VOLUME FORO**

	∅ foro/csg(inch)	∅ est.er.csg(inch)	Vol. Intercapedine l/m	m	Volume m <sup>3</sup>
Intercap.	12 1/4"	9 5/8"	28.94	905.6	26.2
Intercap.					0.0
Scarpa-collare		9 5/8"	36.92	40	1.5
Maggiorazione su foro scoperto			49 %		12.8
<b>VOLUME TOTALE</b>					<b>40.5</b>

<b>VOLUME TOTALE MALTA "A" Normale m<sup>3</sup></b>					<b>18.0</b>
malta a densità =		<b>1.65</b> kg/l			
CEMENTO CLASSE "G"	q/m <sup>3</sup>	8.50	x	m <sup>3</sup> 18	q <b>153</b>
Microsilice	% sul cemento	20.0			q <b>30.6</b>
ACQUA DOLCE	l/q	67.0	x	q 153	m <sup>3</sup> <b>10.3</b>
Tempo di Pompabilità	Filtrato(cc/30min)			Resistenze Meccaniche(8hr/24hr)	
<b>420</b>					

<b>VOLUME TOTALE MALTA "B" Normale m<sup>3</sup></b>					<b>22.5</b>
malta a densità =		<b>1.9</b> kg/l			
CEMENTO CLASSE "G"	q/m <sup>3</sup>	13.02	x	m <sup>3</sup> 23	q <b>293</b>
GasBlok	% sul cemento	20.0			q <b>58.6</b>
ACQUA DOLCE	l/q	25.0	x	q 293	m <sup>3</sup> <b>7.3</b>
Tempo di Pompabilità	Filtrato(cc/30min)			Resistenze Meccaniche(8hr/24hr)	
<b>300</b>					

P. fratturazione	kg/cm <sup>2</sup> /10m	<b>1.80</b>	x	m 2789	kg/cm <sup>2</sup> <b>502</b>
P. idr. a fine spiazz.	(435*1,9)/10+(364*1,65)/10+(1990*1,40)/10				kg/cm <sup>2</sup> <b>421</b>
P. Risultante	P.fratt. - P.idr. a fine spiazz.				kg/cm <sup>2</sup> <b>81</b>
P. formazione	kg/cm <sup>2</sup> /10m	<b>1.05</b>	x	m 2789	kg/cm <sup>2</sup> <b>293</b>
P. idr. durante WOC	(435*1)/10+(364*1)/10+(1990*1,40)/10				kg/cm <sup>2</sup> <b>359</b>
P. formazione	kg/cm <sup>2</sup> /10m	1.05	x	m 0	kg/cm <sup>2</sup> <b>0</b>
P. idr. durante WOC					kg/cm <sup>2</sup> <b>0</b>

**Situazione di OVERBALANCE di** **66** kg/cm<sup>2</sup> **Durante WOC malta "A"+"B"**  
**Situazione di OVERBALANCE di** **0** kg/cm<sup>2</sup> **Durante WOC malta**  
 - Gradiente con malta all'annulus **1.51** kg/cm<sup>2</sup>/10m  
 - Gradiente durante W.O.C. **1.29** kg/cm<sup>2</sup>/10m **Durante WOC malta "A"+"B"**  
 - Gradiente durante W.O.C. **#DIV/0!** kg/cm<sup>2</sup>/10m **Durante WOC malta**

NOTE: Tempo di pompabilità, W.O.C., materiali ed attrezzatura da definire in fase operativa.

Sé durante la perforazione si verificano assorbimenti, eventualmente utilizzare il DV per cementare in doppio stadio.



**POZZO SAMPERI SUD 1 DIR**

**Cementazione Liner 7" a m 3770**

**Risalita Malta a m 3050 (Testa Liner)**

m 0 P.T.R.

m 10 Piano campagna

csg 24"1/2  
m 50

csg 18"5/8  
m 450

T.O.C. malta A  
VD 943  
MD 1000

T.O.C. malta B  
VD 1225  
MD 1350

csg 13"3/8  
VD 1500  
MD 1691,5

T.O.C. malta A  
VD 1990  
MD 2300

T.O.C. malta B  
VD 2354  
MD 2750

TESTA LINER 7"  
VD 2634  
MD 3050

csg 9"5/8  
VD 2789  
MD 3205,6

Liner 7"  
VD 3354  
MD 3770

**EQUIPAGGIAMENTO CASING**

Tipo Centralizzazione	Spacing	da m	a m	Centralizz.	Tipo	Stop Collar	Raschiat.
C1	12.5	3770	3075	56	Ceramici(n°3 lame per csg)		
<b>TOTALE</b>				<b>56</b>		<b>0</b>	<b>0</b>

**VOLUME FORO**

	∅ foro/csg(inch)	∅ ester.csg(inch)	Vol. Intercapedine l/m	m	Volume m <sup>3</sup>
Intercap.	8 1/2"	7"	11.73	564.4	<b>6.6</b>
Intercap.	9 5/8"	7"	12.04	155.6	<b>1.9</b>
Scarpa-collare		Interno 7"	19.38	50	<b>1.0</b>
Sopra testa liner		9 5/8"	36.92	25	<b>0.9</b>
Maggiorazione su foro scoperto				80 %	<b>5.3</b>
<b>VOLUME TOTALE</b>					<b>15.7</b>

<b>VOLUME TOTALE MALTA "A" Normale m<sup>3</sup></b>					<b>15.7</b>
malta a densità =					<b>1.9</b> kg/l
CEMENTO	CLASSE "G"	q/m <sup>3</sup>	13.02	x m <sup>3</sup> 16	q <b>204</b>
GasBlok		20.0	% sul cemento		q <b>40.8</b>
ACQUA	DOLCE	l/q	25.0	x q 204	m <sup>3</sup> <b>5.1</b>
Tempo di Pompabilità			Filtrato(cc/30min)	Resistenze Meccaniche(8hr/24hr)	
<b>480</b>					

<b>VOLUME TOTALE MALTA "B" Normale m<sup>3</sup></b>					
malta a densità =					<b>1.9</b> kg/l
CEMENTO	CLASSE "G"	q/m <sup>3</sup>	13.20	x m <sup>3</sup> 0	q <b>0</b>
					% sul cemento
					q <b>0.0</b>
ACQUA	DOLCE	l/q	44.0	x q 0	m <sup>3</sup> <b>0.0</b>
Tempo di Pompabilità			Filtrato(cc/30min)	Resistenze Meccaniche(8hr/24hr)	
<b>300</b>					

P. fratturazione	kg/cm <sup>2</sup> /10m	1.67	x m	3354	kg/cm <sup>2</sup>	<b>560</b>
P. idr. a fine spiazz.	(720*1,9)/10+(0*1,65)/10+(2634*1,40)/10				kg/cm <sup>2</sup>	506
P. Risultante	P.fratt. - P.idr. a fine spiazz.				kg/cm <sup>2</sup>	<b>55</b>
P. formazione	kg/cm <sup>2</sup> /10m	1.07	x m	3354	kg/cm <sup>2</sup>	<b>359</b>
P. idr. durante WOC	(720*1)/10+(0*1,65)/10+(2634*1,40)/10				kg/cm <sup>2</sup>	441
P. formazione	kg/cm <sup>2</sup> /10m	1.07	x m		kg/cm <sup>2</sup>	<b>0</b>
P. idr. durante WOC					kg/cm <sup>2</sup>	0

**Situazione di OVERBALANCE di** **82** kg/cm<sup>2</sup> **Durante WOC malta "A"+"B"**  
**Situazione di OVERBALANCE di** **0** kg/cm<sup>2</sup> **Durante WOC malta**  
 - Gradiente con malta all'annulus **1.51** kg/cm<sup>2</sup>/10m  
 - Gradiente durante W.O.C. **1.31** kg/cm<sup>2</sup>/10m **Durante WOC malta "A"+"B"**  
 - Gradiente durante W.O.C. **#DIV/0!** kg/cm<sup>2</sup>/10m **Durante WOC malta**

NOTE: Tempo di pompabilità, W.O.C., materiali ed attrezzatura da definire in fase operativa.  
In fase operativa valutare se utilizzare malte leggere.



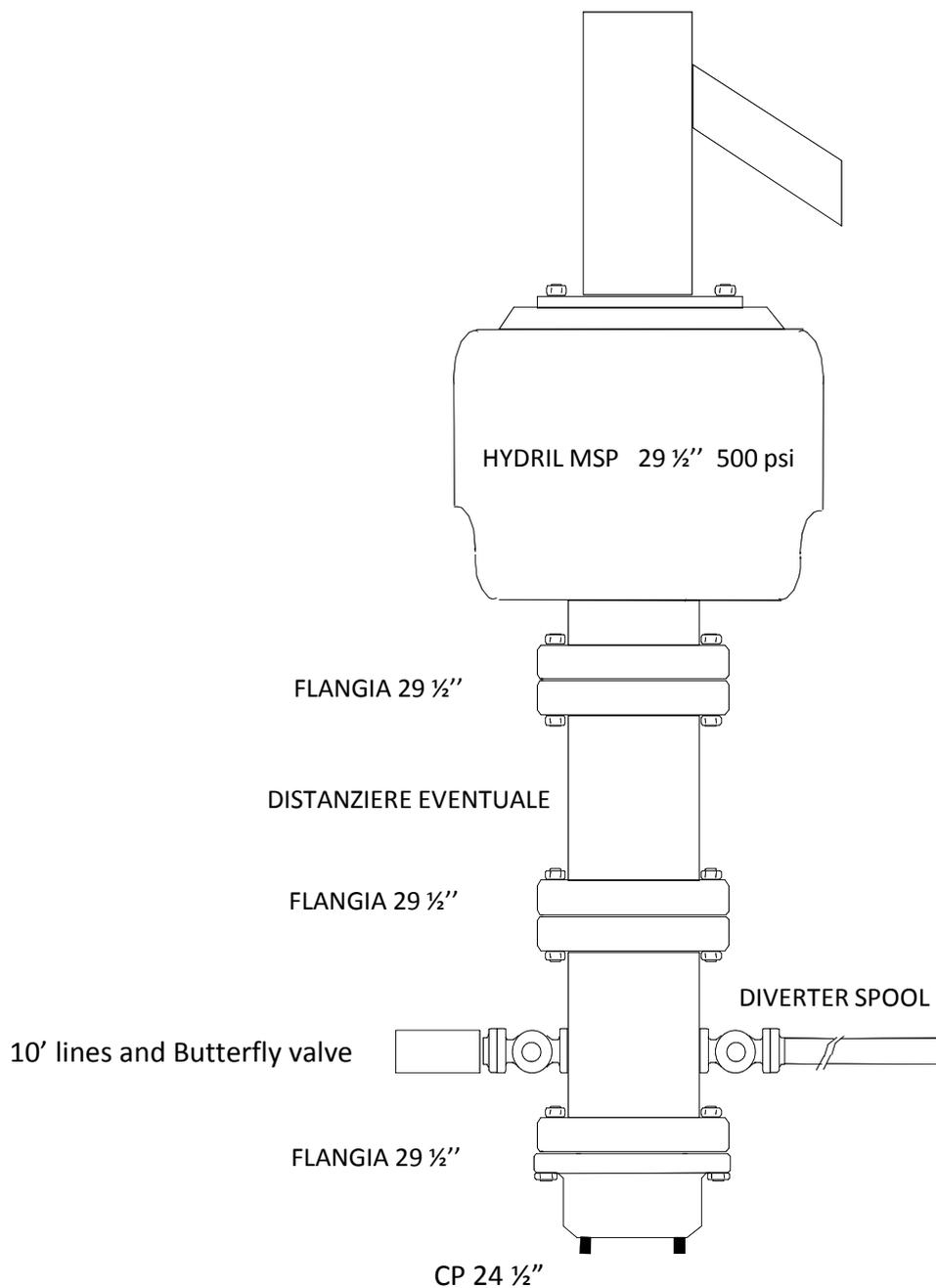
#### 4.2.8 B.O.P

### CONFIGURAZIONE BOP Fase 23''

Diverter System

Hydril MSP 29 1/2'' 500 psi

Diverter Spool + 2 Linee +2 Butterfly Valve 10''

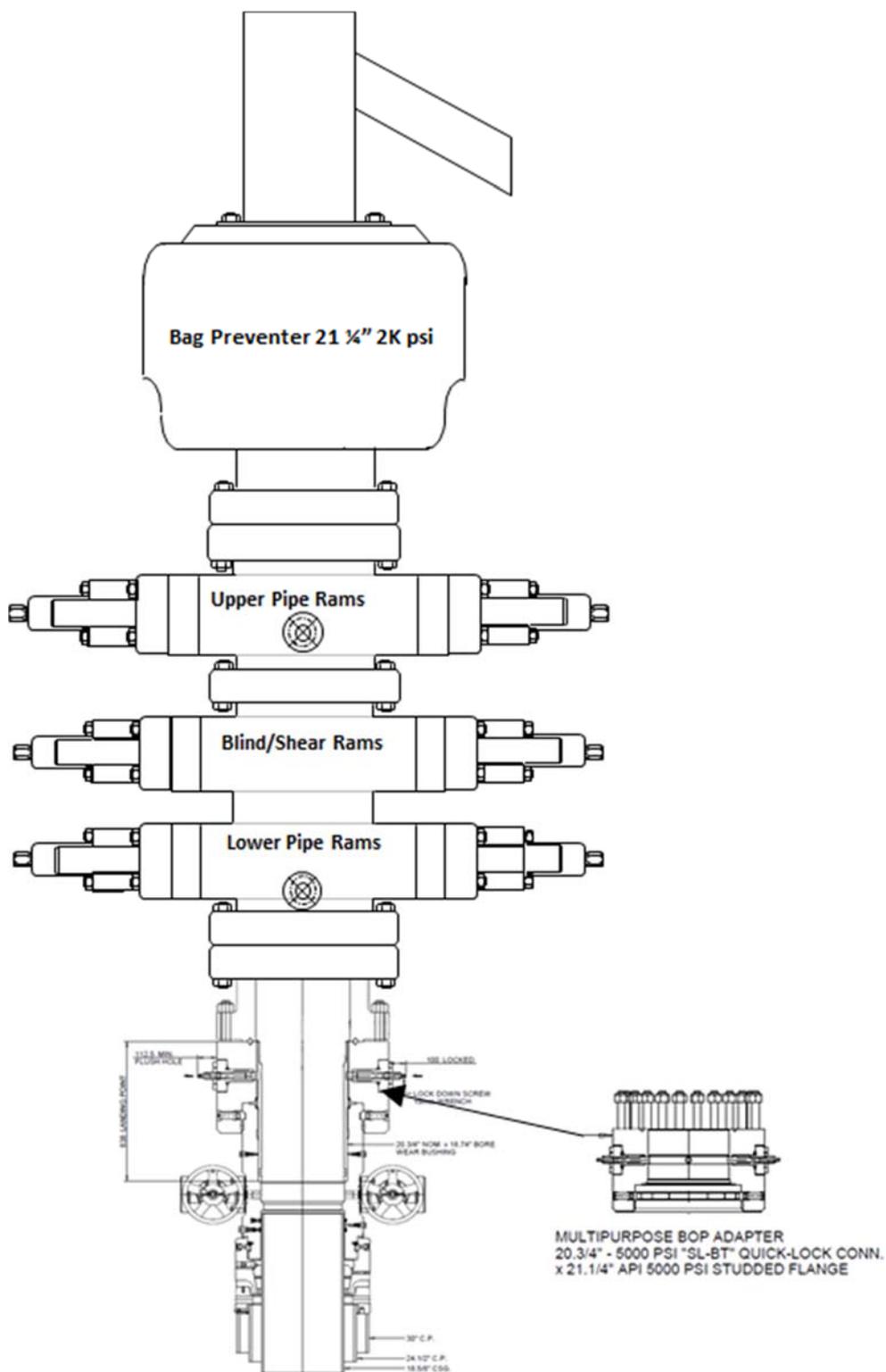




### CONFIGURAZIONE BOP Fase 16''

N° 1 Hydril GK 21 1/4'' 2K psi Upper Pipe Rams

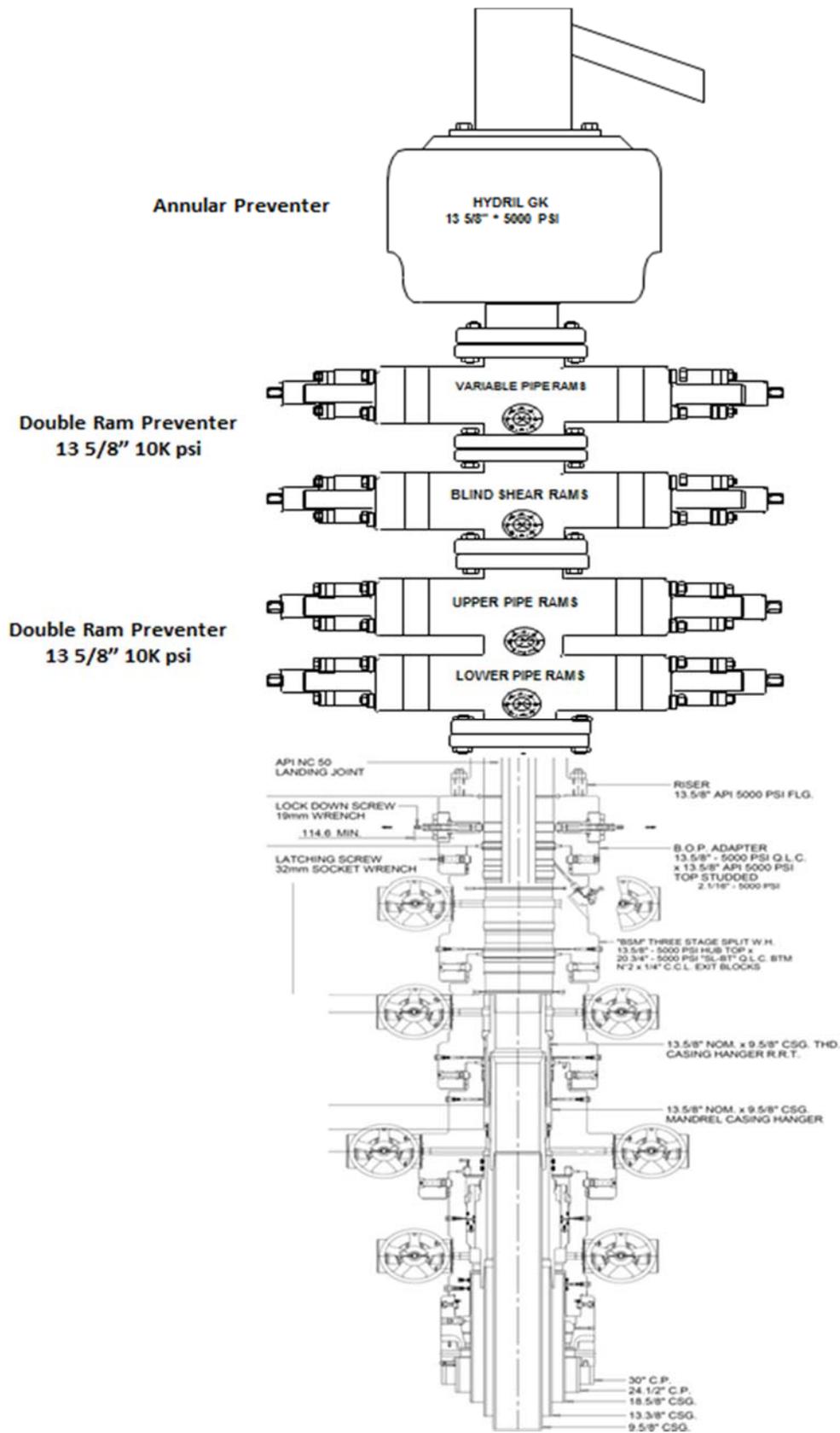
N° 1 Cameron U doppio 21 1/4'' 5K psi Blind/Shear Rams Lower- Pipe Rams





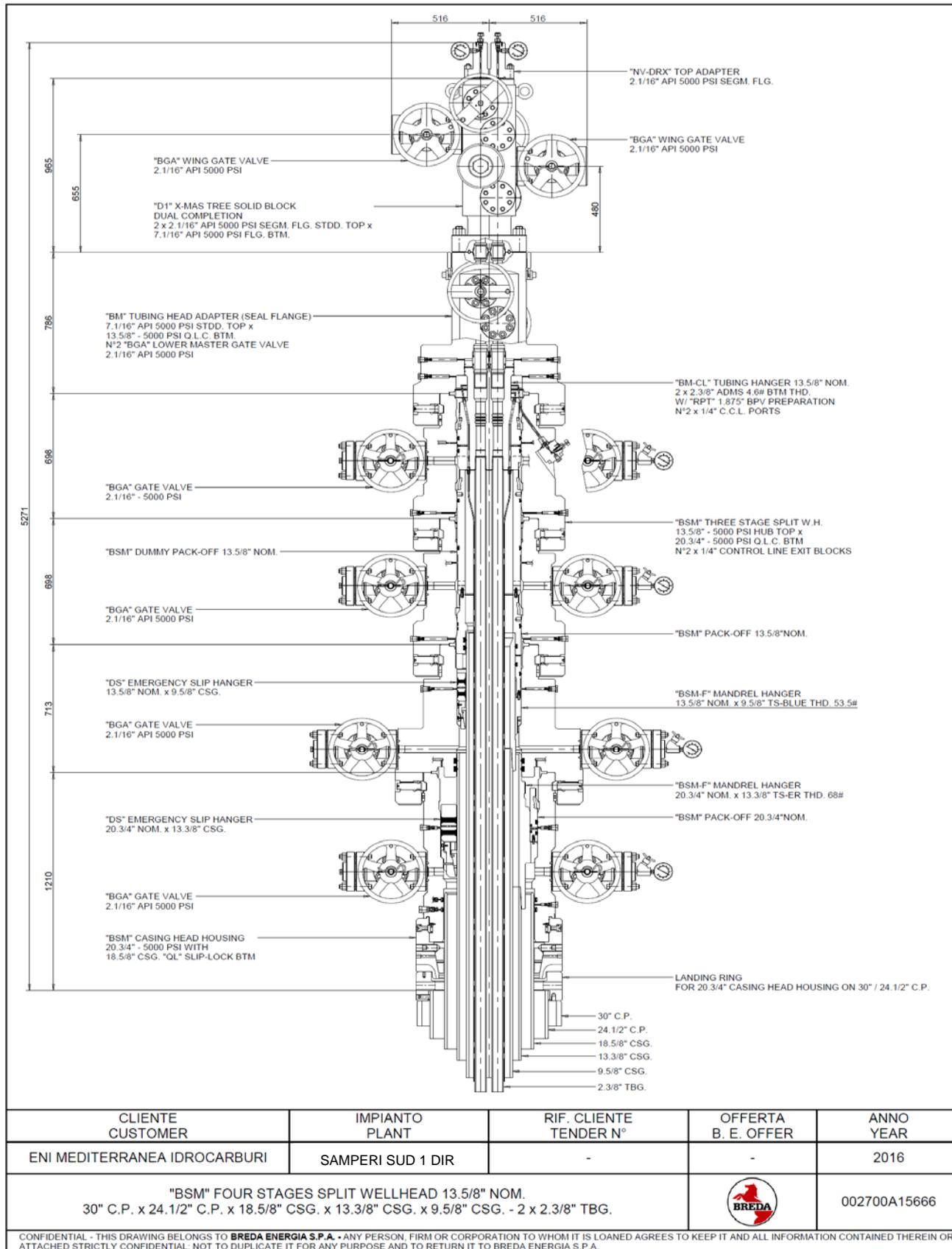
**CONFIGURAZIONE BOP Fase 12 1/4" – 8 1/2**

**BOP 13 5/8" 10K Psi con Adapter 13 5/8" 5K Psi Q.L.C. x 13 5/8" 5K Psi Studded**





**4.2.9 TESTA POZZO E CROCE DI PRODUZIONE**

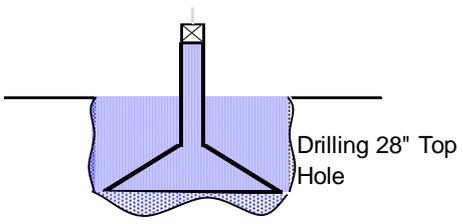


CLIENTE CUSTOMER	IMPIANTO PLANT	RIF. CLIENTE TENDER N°	OFFERTA B. E. OFFER	ANNO YEAR
ENI MEDITERRANEA IDROCARBURI	SAMPERI SUD 1 DIR	-	-	2016
"BSM" FOUR STAGES SPLIT WELLHEAD 13.5/8" NOM. 30" C.P. x 24.1/2" C.P. x 18.5/8" CSG. x 13.3/8" CSG. x 9.5/8" CSG. - 2 x 2.3/8" TBG.				002700A15666

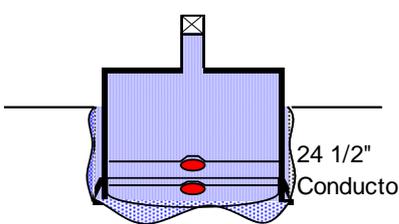
CONFIDENTIAL - THIS DRAWING BELONGS TO BREDA ENERGIA S.P.A. - ANY PERSON, FIRM OR CORPORATION TO WHOM IT IS LOANED AGREES TO KEEP IT AND ALL INFORMATION CONTAINED THEREIN OR ATTACHED STRICTLY CONFIDENTIAL; NOT TO DUPLICATE IT FOR ANY PURPOSE AND TO RETURN IT TO BREDA ENERGIA S.P.A.



**4.2.10 BARRIERE OPERATIVE IN POZZO**

Drilling 28" Top Hole	Well Barrier Elements	WBE Table	Comments
	<b>Primary Well Barrier</b>		
	1 - Fluid Column		1.05 sg. <i>Drilling Mud</i>
	0		erficialmente formazioni prive di flu
	0		0
<b>Notes &amp; Derogations</b>			
	1° barrier		
	0		
	0		
	0		



24 1/2" Conductor	Well Barrier Elements	WBE Table	Comments
 <p>24 1/2" Conductor</p>	<b>Primary Well Barrier</b>		
	2 - Fluid Column		1.05 Drilling mud
	0		montare il tubo pipa per circolare at
	0		0
<b>Notes &amp; Derogations</b>			
	1° barrier		
	0		
	0		
	0		



23" Hole	Well Barrier Elements	WBE Table	Comments
<p style="text-align: right;">24 1/2" Conductor</p> <p style="text-align: right;">23" Hole</p>	<b>Primary Well Barrier</b>		
	3 - Fluid Column Dyverter System Hydrill MSP 500 psi 0		1.1 sg Drilling Mud treà formazioni prive di fluidi inters 0
	<b>Notes &amp; Derogations</b>		
	1° barrier		
	0		
	0		
	0		



18 5/8" Casing	Well Barrier Elements	WBE Table	Comments
	<b>Primary Well Barrier</b>		
	4 - Fluid Column Diverter System Hydrill MSP 500 psi 0		1.1 sg. Drilling mud oppostare la Testa pozzo e montare 0
	<b>Notes &amp; Derogations</b>		
	1° barrier		
	0		
	0		
	0		

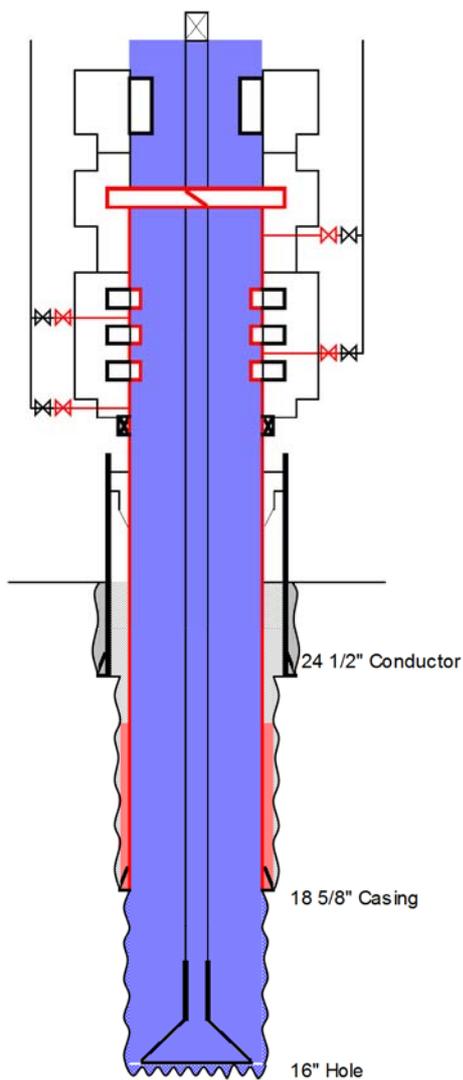


Installation  
Well no.  
Well Type  
Well Status

0

Date 00.01.1900  
Revision 0  
Prepared 00.01.1900  
Approved 00.01.1900

**16" Hole**



Note: BOP's scheme is not in compliance with real status

Well Barrier Elements	WBE Table	Comments
-----------------------	-----------	----------

**Primary Well Barrier**

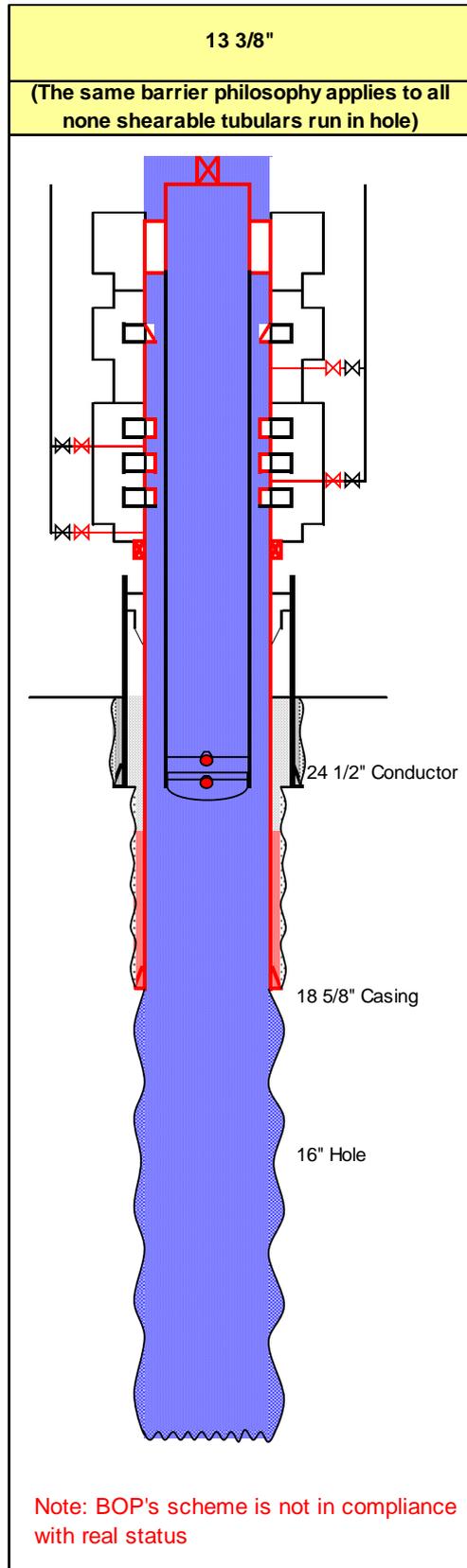
5 - Fluid Column		1.2 sg. Drilling Mud
BOP stack 21 1/4" 5000 psi		argillose instabili in deviazione prev
0		0

**Secondary Well Barrier**

BOP stack 21 1/4" 5000 psi		96.5# N80
OMPACT WELLHEAD 20 3/4" x 13 5/8"		0
0		0

Notes & Derogations	
1° barrier	2° barrier

0	0
0	0
0	0



Well Barrier Elements	WBE Table	Comments
<b>Primary Well Barrier</b>		
6 - Fluid Column		1.2 sg. Drilling Mud
BOP stack 21 1/4" 5000 psi		0
0		0
<b>Secondary Well Barrier</b>		
2) 18 5/8" Surface Casing		96.5# N80
COMPACT WELLHEAD 20 3/4" x 13 5/8"		0
0		0
0		0
0		0
<b>Notes &amp; Derogations</b>		
<b>1° barrier</b>		<b>2° barrier</b>
0		0
0		0
0		0
		0
		0



**EniMed**

ENI MEDITERRANEA IDROCARBURI S.p.A

TEC

POZZO Samperi Sud 1 dir

PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE

PAG 49 DI 65

AGGIORNAMENTI:

1

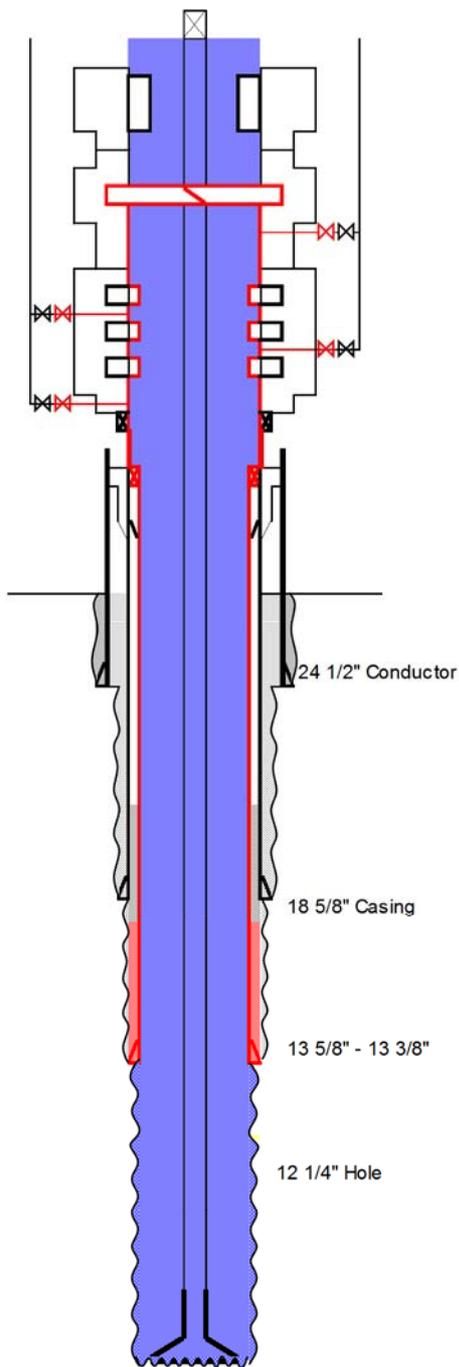


Installation  
Well no.  
Well Type  
Well Status

0

Date 00.01.1900  
Revision 0  
Prepared 00.01.1900  
Approved 00.01.1900

**12 1/4" Hole**



Note: BOP's scheme is not in compliance with real status

Well Barrier Elements	WBE Table	Comments
-----------------------	-----------	----------

**Primary Well Barrier**

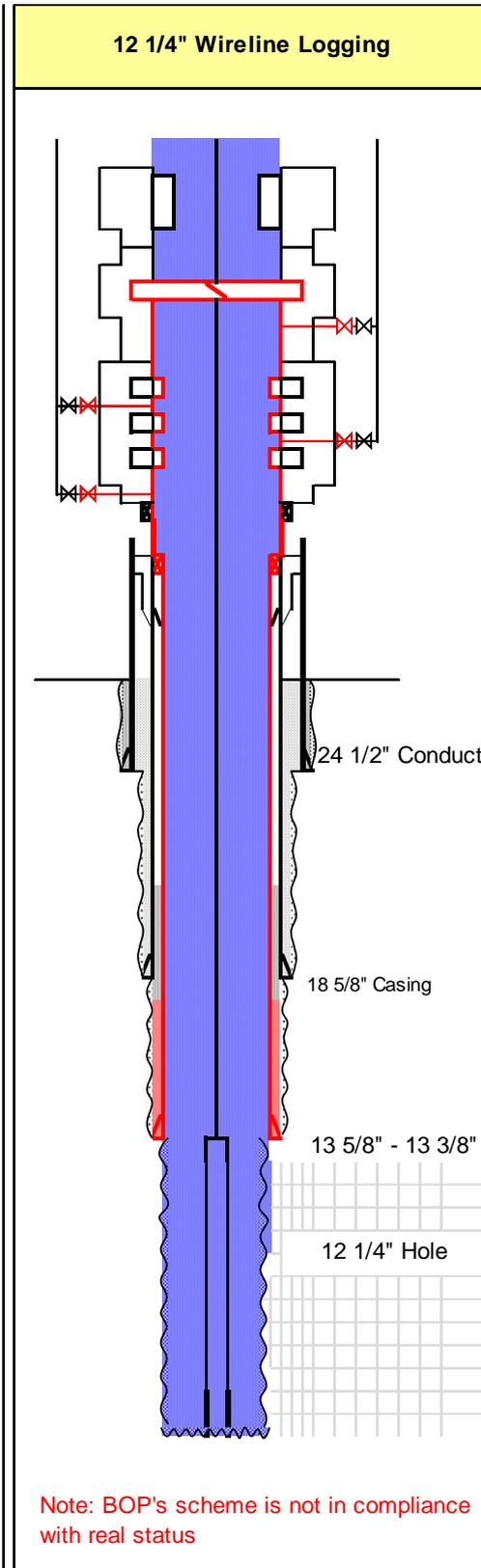
7 - Fluid Column		1.35 sg Drilling mud
BOP stack 13 5/8" 10000 psi		0
0		0

**Secondary Well Barrier**

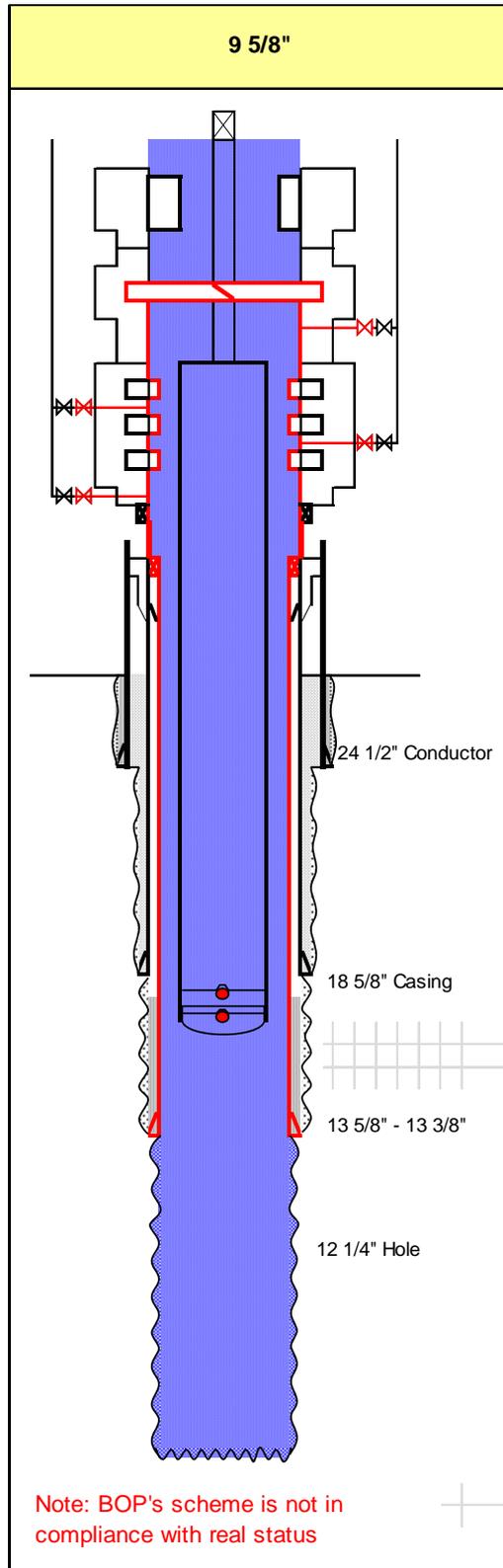
2)13 3/8" Intermediate Casing		zioni argillose instabili e formazioni
COMPACT WELLHEAD 20 3/4" x 13 5/8"		0
0		0
0		0
0		0

Notes & Derogations	
1° barrier	2° barrier

0	0
0	0
0	0
	0
	0



Well Barrier Elements	WBE Table	Comments
<b>Primary Well Barrier</b>		
10 - Fluid Column		1.35 sg Drilling Mud
BOP stack 13 5/8" 10000 psi		0
0		0
<b>Secondary Well Barrier</b>		
2)13 3/8" Intermediate Casing		68# N80
OMPACT WELLHEAD 20 3/4" x 13 5/8"		0
0		0
0		0
0		0
<b>Notes &amp; Derogations</b>		
	<b>1° barrier</b>	<b>2° barrier</b>
	0	0
	0	0
	0	0
		0
		0



Well Barrier Elements	WBE Table	Comments
<b>Primary Well Barrier</b>		
11 - Fluid Column		1.35 sg Drilling Mud
BOP stack 13 5/8" 10000 psi		0
0		0
<b>Secondary Well Barrier</b>		
2)13 3/8" Intermediate Casing		68# N80
COMPACT WELLHEAD 20 3/4" x 13 5/8"		0
0		0
0		0
0		0
<b>Notes &amp; Derogations</b>		
<b>1° barrier</b>		<b>2° barrier</b>
0		0
0		0
0		0
		0
		0

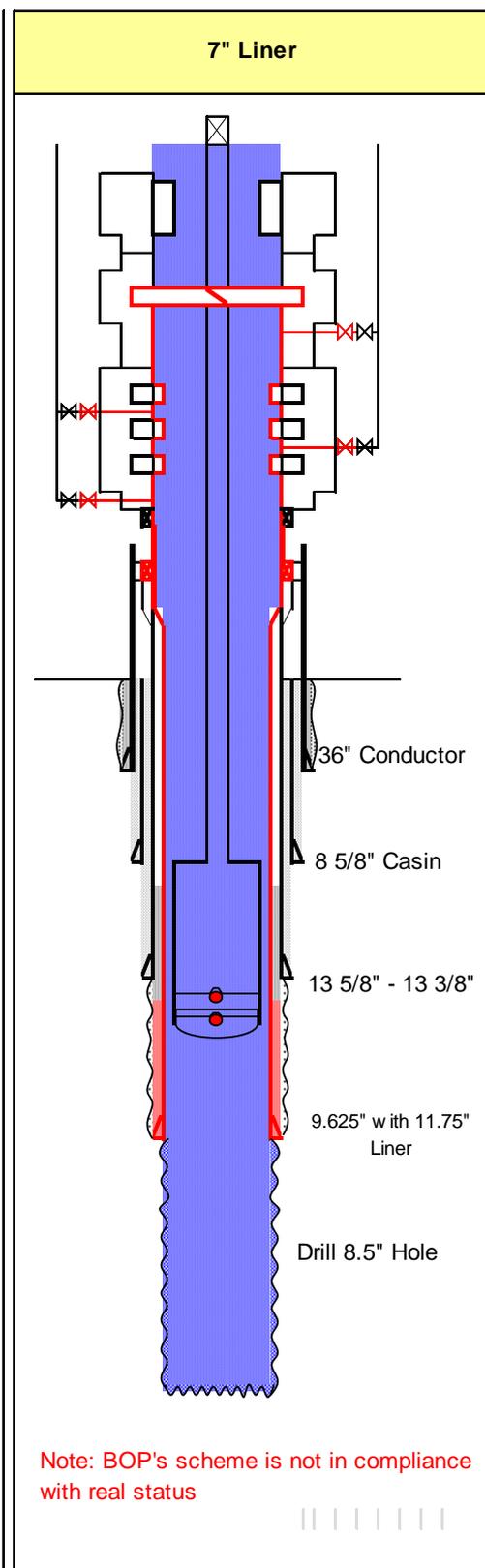


PHASE: Drill 8 1/2" Hole	Well Barrier Elements	WBE Table	Comments
	<b>Primary Well Barrier</b>		
	12 - Fluid Column		1.35 sg. Drilling Mud
	BOP stack 13 5/8" 10000 psi		0
	0		0
	<b>Secondary Well Barrier</b>		
	2)9 5/8" Production Casing		53.5#Sd L80
	COMPACT WELLHEAD 20 3/4" x 13 5/8"		0
	0		0
	0		0
	0		0
<b>Notes &amp; Derogations</b>			
	<b>1° barrier</b>		<b>2° barrier</b>
	0		0
	0		0
	0		0
			0
			0



8.5" Wireline Logging	Well Barrier Elements	WBE Table	Comments
	<b>Primary Well Barrier</b>		
	13 - Fluid Column		1.35 sg. Drilling Mud
	BOP stack 13 5/8" 10000 psi		0
	0		0
	<b>Secondary Well Barrier</b>		
	2)9 5/8" Production Casing		53.5#Sd L80
	COMPACT WELLHEAD 20 3/4" x 13 5/8"		0
	0		0
	0		0
	0		0
<b>Notes &amp; Derogations</b>			
	<b>1° barrier</b>		<b>2° barrier</b>
	0		0
	0		0
	0		0
			0
			0

Note: BOP's scheme is not in compliance with real status



Well Barrier Elements	WBE Table	Comments
<b>Primary Well Barrier</b>		
15 - Fluid Column		1,03sg Sea Water & Sweeps **
0		0
0		0
<b>Secondary Well Barrier</b>		
15		0
0		0
0		0
0		0
0		0
<b>Notes &amp; Derogations</b>		
	<b>1° barrier</b>	<b>2° barrier</b>
0		0
0		0
0		0
		0
		0

### 4.2.11 STABILIZZAZIONE BATTERIE PRELIMINARI E IDRAULICA POZZO

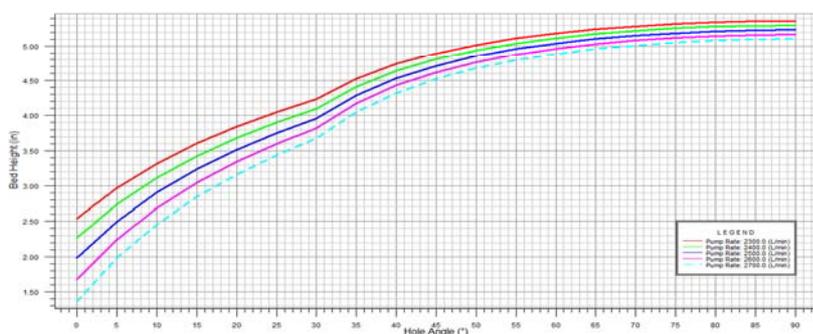
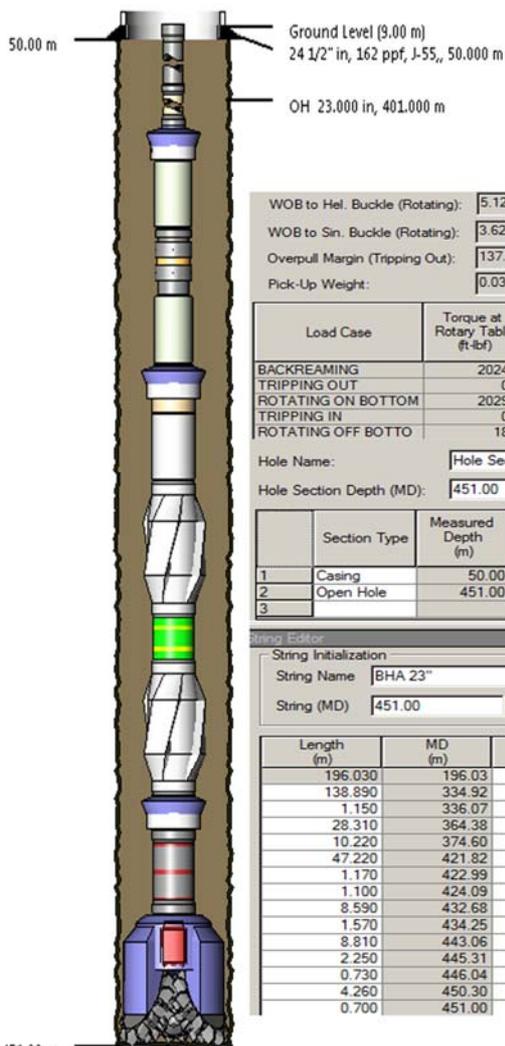
Di seguito la composizione indicativa delle batterie divise per fase utilizzate per il calcolo dell'idraulica del pozzo. In fase operativa le batterie descritte subiranno certamente delle variazioni in base alle esigenze contingenti all'inserimento in batteria Monel MWD e LWD.

**In fase operative verrà stabilito il più corretto di Monel MWD e LWD**

#### 4.2.11.1 FASE 23"

Fase 23"

MUD RHEOLOGY				PUMPS			BIT NOZZLES				PRESSURE LOSSES & HYD. POWER					BIT HYDRAULICS					ANNULUS							
DME	MW	PV	YP	Pump 1 liner	Pump 2 liner	Pump 3 liner	TFA	Sizes			Flow Rate	Tot.	Tot.	Surf.	Pipe	Ann.	Bit Loss	Bit HP	Bit %	HSI	Jet vel.	Imp. Force	Minim	Maxim	EOC			
m	sg	cp	lb/100ft <sup>3</sup>	spm	in	spm	in	spm	in	in <sup>2</sup>	(32nd")	L/min	kgf/cm <sup>2</sup>	hhp	kgf/cm <sup>2</sup>	kgf/cm <sup>2</sup>	kgf/cm <sup>2</sup>	hhp	%	hp/in <sup>2</sup>	m/s	Kgf	m/min	m/min	sg			
50.0	1.10	15	25	87	6	87.4	6	0	6	0.518	13	13	13	2700.00	127.0	751.5	7.0	7.4	0.1	112.5	665.59	88.6	1.6	134.5	679.0	11.6	12.1	1.12
150.0	1.10	15	25	87	6	87.4	6	0	6	0.518	13	13	13	2700.00	147.6	873.4	7.0	27.8	0.3	112.5	665.59	76.2	1.6	134.5	679.0	10.6	12.1	1.12
250.0	1.10	15	25	87	6	87.4	6	0	6	0.518	13	13	13	2700.00	164.3	972.4	7.0	44.4	0.4	112.5	665.59	68.4	1.6	134.5	679.0	10.6	12.1	1.12
350.0	1.10	15	25	87	6	87.4	6	0	6	0.518	13	13	13	2700.00	168.7	998.7	7.0	48.7	0.5	112.5	665.59	66.7	1.6	134.5	679.0	10.6	12.1	1.12
450.0	1.10	15	25	87	6	87.4	6	0	6	0.518	13	13	13	2700.00	172.7	1022.0	7.0	52.5	0.7	112.5	665.59	65.1	1.6	134.5	679.0	10.6	12.1	1.12



WOB to Hel. Buckle (Rotating):	5.12	tonne	at:	451.00	m
WOB to Sin. Buckle (Rotating):	3.62	tonne	at:	451.00	m
Overpull Margin (Tripping Out):	137.15	tonne	of Yield:	90.00	%
Pick-Up Weight:	0.03	tonne	Slack----	0.03	tonne

Load Case	Torque at Rotary Table (ft-lbf)	Windup With Torque (revs)	Windup Without Torque (revs)	Measured Weight (tonne)	Total Stretch (m)	Axial Stress=0		Surface Neutral Point	
						Measured Depth (m)	BIT (m)	Measured Depth (m)	BIT (m)
BACKREAMING	2024.0	0.1	0.0	50.77	0.64	443.06	7.94	451.00	0.00
TRIPPING OUT	0.0	0.0	0.0	40.80	0.61	395.84	55.16	451.00	0.00
ROTATING ON BOTTOM	2029.7	0.1	0.0	25.77	0.55	336.07	114.93	387.16	63.84
TRIPPING IN	0.0	0.0	0.0	40.74	0.61	395.83	55.17	451.00	0.00
ROTATING OFF BOTTO	18.2	0.0	0.0	40.77	0.61	395.84	55.16	451.00	0.00

Hole Name:

Hole Section Depth (MD):  m  Additional Columns

	Section Type	Measured Depth (m)	Length (m)	ID (in)	Drift	Effective Hole Diameter	Friction Factor	Linear Capacity	Item Description
1	Casing	50.00	50.000	23.000	23.063	23.250	0.25	268.05	24 1/2" in, 162 ppf, J-55,
2	Open Hole	451.00	401.000	23.000		23.000	0.30	268.05	
3									

String Editor

String Initialization

String Name:

String (MD):  m Specify:

Length (m)	MD (m)	OD (in)	ID (in)	Weight (ppf)	Item Description
196.030	196.03	5.000	4.276	21.92	Drill Pipe 5 in, 19.50 ppf, G, NC50(XH), P
138.890	334.92	5.000	3.000	49.70	Heavy Weight Drill Pipe Grant Prideco, 5 in, 49.70 ppf
1.150	336.07	7.920	3.000	147.00	Cross Over 8, 8x3 in 6 5/8 reg x NC50
28.310	364.38	8.250	2.813	171.05	Drill Collar, 8.250 in, 171.05 ppf., 4145H MOD, 6 5/8 REG
10.220	374.60	8.000	2.500	154.36	Hydraulic Jar Hyd., 8 in
47.220	421.82	8.250	2.813	171.05	Drill Collar, 8.250 in, 171.05 ppf., 4145H MOD, 6 5/8 REG
1.170	422.99	9.500	2.816	149.91	Cross Over, 7 5/8 x 6 5/8 REG
1.100	424.09	9.500	2.250	200.00	Hydraulic Valve, 9.500 in, 200.00 ppf., 4145H MOD,
8.590	432.68	9.500	2.875	222.20	Non-Mag Drill Collar 9 1/2 in, 2 7/8 in, 7 5/8 REG
1.570	434.25	9.500	3.000	192.45	Integral Blade Stabilizer, 9.500 in, 192.45 ppf., 15-15LC MOD (1), 7 5/8 REG
8.810	443.06	9.000	5.900	200.00	Unknown, 9.000 in, 200.00 ppf., 15-15LC MOD (1),
2.250	445.31	9.500	3.000	183.76	Near Bit Stabilizer, 9.500 in, 183.76 ppf., 15-15LC MOD (1), 7 5/8 REG
0.730	446.04	9.500	3.000	147.00	Cross Over Pin x Pin
4.260	450.30	9.500	5.250	171.05	Power V Slick CC
0.700	451.00	23.000		200.00	Tr-Cone Bit, 3x14, 1x12, 0.561 in <sup>2</sup>

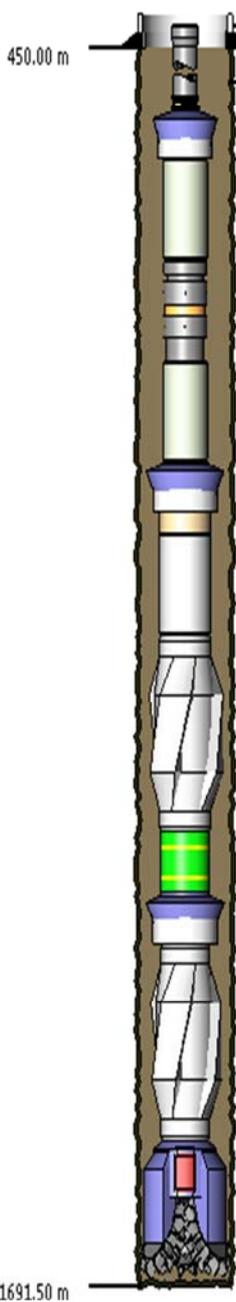
451.00 m



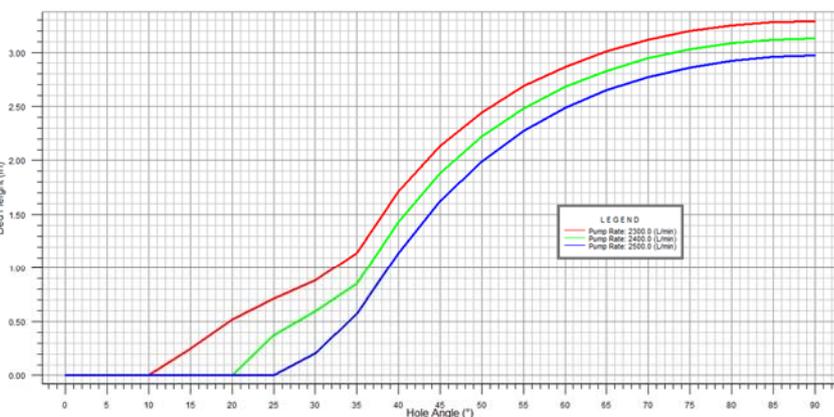
4.2.11.2 FASE 16''

Fase 16''

MUD RHEOLOGY				PUMPS			BIT NOZZLES			PRESSURE LOSSES & HYD. POWER						BIT HYDRAULICS				ANNULUS									
DME	MW	PV	YP	Pump 1 liner	Pump 2 liner	Pump 3 liner	TFA	Sizes			Flow Rate	Tot.	Tot.	Surf.	Pipe	Ann.	Bit Loss	Bit HP	Bit %	HSI	Jet vel.	Imp. Force	Minim	Maxim	ECD				
m	sg	cp	lbf/100ft <sup>2</sup>	spm	in	spm	in	spm	in	in <sup>2</sup>	(32nd <sup>2</sup> )	L/min	kgf/cm <sup>2</sup>	hhp	kgf/cm <sup>2</sup>	kgf/cm <sup>2</sup>	kgf/cm <sup>2</sup>	kgf/cm <sup>2</sup>	hhp	%	hp/in <sup>2</sup>	m/s	Kgf	m/min	m/min	sg			
450.0	1.20	24	26	81	6	80.9	6	0	6	0.518	13	13	13	13	2500.00	176.6	967.6	7.0	63.3	1.1	105.2	576.4	59.6	2.4	124.6	635.1	17.5	23.1	1.22
750.0	1.20	24	26	81	6	80.9	6	0	6	0.518	13	13	13	13	2500.00	189.3	1037.4	7.0	75.3	1.8	105.2	576.4	55.6	2.9	124.6	635.1	17.5	30.2	1.22
1050.0	1.20	24	26	81	6	80.9	6	0	6	0.518	13	13	13	13	2500.00	202.1	1107.6	7.0	87.3	2.6	105.2	576.4	52.0	2.9	124.6	635.1	17.5	30.2	1.23
1350.0	1.20	24	26	81	6	80.9	6	0	6	0.518	13	13	13	13	2500.00	214.9	1177.9	7.0	99.4	3.3	105.2	576.4	48.9	2.9	124.6	635.1	17.5	30.2	1.23
1691.0	1.20	24	26	81	6	80.9	6	0	6	0.518	13	13	13	13	2500.00	229.5	1257.4	7.0	113.1	4.2	105.2	576.4	45.8	2.9	124.6	635.1	17.5	30.2	1.23



Ground Level (9.00 m)  
18 5/8" in, 96.5 ppf, L-80,, 45  
OH 16.000 in, 1241.500 m



WOB to Hel. Buckle (Rotating):	39.50	tonne	at:	1374.16	m
WOB to Sin. Buckle (Rotating):	33.50	tonne	at:	1602.16	m
Overpull Margin (Tripping Out):	76.44	tonne	of Yield:	90.00	%
Pick-Up Weight:	18.96	tonne	Slack-...	14.24	tonne

Load Case	Torque at Rotary Table (ft-lbf)	Windup With Torque (revs)	Windup Without Torque (revs)	Measured Weight (tonne)	Total Stretch (m)	Axial Stress=0		Surface Neutral Point	
						Measured Depth (m)	BIT (m)	Measured Depth (m)	BIT (m)
BACKREAMING	13364.7	3.3	2.6	72.61	2.32	1602.16	88.84	1691.00	0.00
TRIPPING OUT	0.0	0.0	0.0	81.57	2.37	1602.16	88.84	1691.00	0.00
ROTATING ON BOTTOM	10694.5	2.9	2.2	47.61	1.83	1374.16	316.84	1609.30	81.70
TRIPPING IN	0.0	0.0	0.0	48.37	1.92	1536.03	154.97	1691.00	0.00
ROTATING OFF BOTTO	10290.5	2.4	2.4	62.61	2.13	1602.16	88.84	1691.00	0.00

Hole Name:

Hole Section Depth (MD):  m  Additional Columns

	Section Type	Measured Depth (m)	Length (m)	ID (in)	Drift	Effective Hole Diameter	Friction Factor	Linear Capacity	Item Description
1	Casing	450.00	450.000	17.500	17.500	17.655	0.25	155.18	18 5/8" in, 96.5 ppf, L-80,
2	Open Hole	1691.50	1241.500	16.000		16.000	0.30	129.72	

String Editor

String Initialization

String Name:

String (MD):  m Specify:

Length (m)	MD (m)	OD (in)	ID (in)	Weight (ppf)	Item Description
1374.160	1374.16	5.000	4.276	21.92	Drill Pipe 5 in, 19.50 ppf, G, NC50(XH), P
228.000	1602.16	5.000	3.000	49.70	Heavy Weight Drill Pipe Grant Prideco, 5 in, 49.70 ppf
1.150	1603.31	7.920	3.000	147.00	Cross Over 8, 8 x 3 in 6 5/8 reg x NC50
28.310	1631.62	8.250	2.813	171.05	Drill Collar 8 1/4 in, 2 13/16 in, 6 5/8 REG
10.220	1641.84	8.000	2.500	154.36	Hydraulic Jar Hyd., 8 in
19.000	1660.84	8.250	2.813	171.05	Drill Collar 8 1/4 in, 2 13/16 in, 6 5/8 REG
1.170	1662.01	9.500	2.816	149.91	Cross Over, 7 5/8 x 6 5/8 REG
2.860	1664.87	9.500	2.250	200.00	PBL Circulating Sub
8.590	1673.46	9.500	2.875	222.20	Non-Mag Drill Collar 9 1/2 in, 2 7/8 in, 7 5/8 REG
2.270	1675.73	9.500	3.000	192.45	NM Integral Blade Stabilizer, 9 x 3 x 12"
8.810	1684.54	9.000	5.900	200.00	Telescope 900 NF (MWD)
1.750	1686.29	9.625	4.550	147.00	PD 900 X6 Slick receiver
4.210	1690.50	9.000	3.000	192.45	PD 900 X5 AA 12 1/4" Stabilized CC
0.500	1691.00	16.000		200.00	Tr-Cone Bt, 3x14, 1x12, 0.561 in <sup>2</sup>

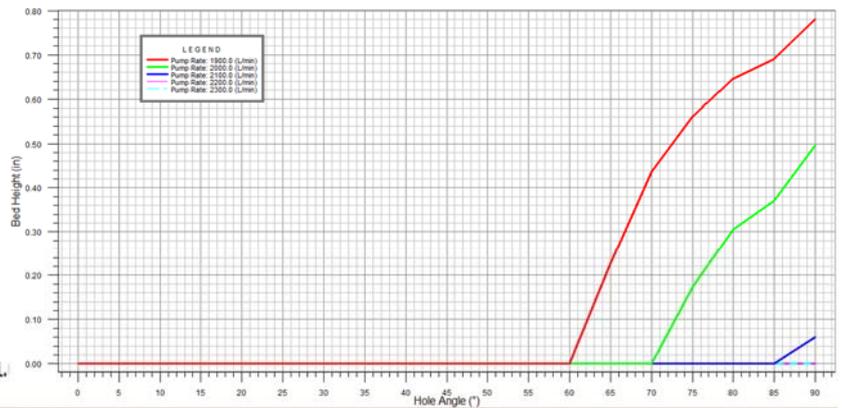
1691.50 m



4.2.11.3 FASE 12 1/4"

Fase 12 1/4"

MUD RHEOLOGY				PUMPS			BIT NOZZLES				PRESSURE LOSSES & HYD. POWER					BIT HYDRAULICS				ANNULUS									
DME	MW	PV	YP	Pump 1 liner	Pump 2 liner	Pump 3 liner	TFA	Sizes			Flow Rate	Tot.	Tot.	Surf.	Pipe	Ann.	Bit Loss	Bit HP	Bit %	HSI	Jet vel.	Imp. Force	Minim	Maxim	ECD				
m	sg	cp	lb/100ft <sup>2</sup>	spm	in	spm	in	spm	in	in <sup>2</sup>	(32nd")			L/min	kgf/cm <sup>2</sup>	hhp	kgf/cm <sup>2</sup>	hhp	%	hp/in <sup>2</sup>	m/s	Kgf	m/min	m/min	sg				
1691.0	1.35	26	24	68	6	68	6	0	6	0.518	13	13	13	13	2100.00	186.0	856.0	7.0	89.1	6.4	83.5	384.34	44.9	3.2	104.6	504.1	32.1	67.4	1.39
2091.0	1.35	26	24	68	6	68	6	0	6	0.518	13	13	13	13	2100.00	196.2	903.2	7.0	97.8	7.9	83.5	384.34	42.6	3.2	104.6	504.1	32.1	67.4	1.39
2491.0	1.35	26	24	68	6	68	6	0	6	0.518	13	13	13	13	2100.00	206.4	950.0	7.0	106.5	9.4	83.5	384.34	40.5	3.2	104.6	504.1	32.1	67.4	1.39
2891.0	1.35	26	24	68	6	68	6	0	6	0.518	13	13	13	13	2100.00	216.6	997.1	7.0	115.2	10.9	83.5	384.34	38.5	3.2	104.6	504.1	32.1	67.4	1.39
3205.0	1.35	26	24	68	6	68	6	0	6	0.518	13	13	13	13	2100.00	224.7	1034.3	7.0	122.1	12.0	83.5	384.34	37.2	3.2	104.6	504.1	32.1	67.4	1.39



Ground Level (9.00 m)  
13 3/8 in, 68 ppf, L-80, 1691.00 m



WOB to Hel. Buckle (Rotating):	25.08	tonne	at:	3116.16	m
WOB to Sin. Buckle (Rotating):	23.48	tonne	at:	3116.16	m
Overpull Margin (Tripping Out):	32.78	tonne	of Yield:	90.00	%
Pick-Up Weight:	34.18	tonne	Slack-...	25.65	tonne

Load Case	Torque at Rotary Table (ft-lbf)	Windup With Torque (revs)	Windup Without Torque (revs)	Measured Weight (tonne)	Total Stretch (m)	Axial Stress=0		Surface Neutral Point	
						Measured Depth (m)	BIT (m)	Measured Depth (m)	BIT (m)
BACKREAMING	21184.0	6.1	5.4	118.03	4.96	3061.00	144.00	3205.00	0.00
TRIPPING OUT	0.0	0.0	0.0	142.21	5.20	2958.41	246.59	3205.00	0.00
ROTATING ON BOTTOM	15925.4	4.4	3.7	93.03	4.02	2888.16	316.84	3137.32	67.68
TRIPPING IN	0.0	0.0	0.0	82.37	4.07	2888.16	316.84	3205.00	0.00
ROTATING OFF BOTTO	17820.0	4.7	4.7	108.03	4.59	2921.32	283.68	3205.00	0.00

Section Type	Measured Depth (m)	Length (m)	ID (in)	Drift	Effective Hole Diameter	Friction Factor	Linear Capacity	Item Description
Casing	1691.00	1691.000	12.415	12.259	12.415	0.25	78.04	13 3/8 in, 68 ppf, L-80,
Open Hole	3205.60	1514.600	12.415		12.415	0.30	78.10	

String Editor

String Initialization

String Name:

String (MD):  m Specify:

Library:

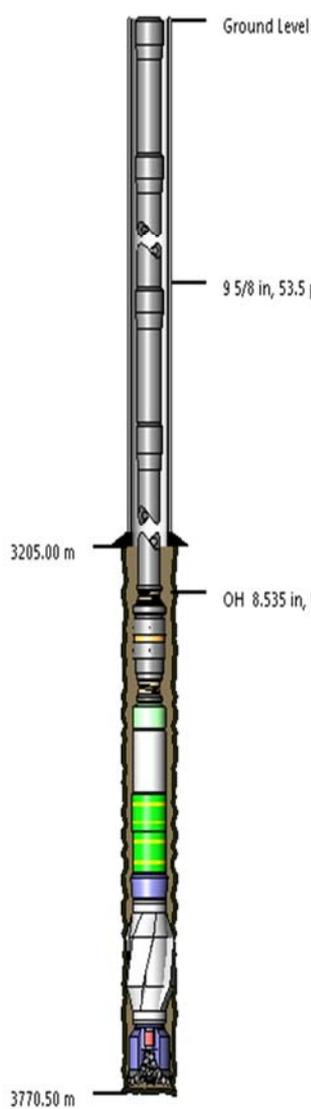
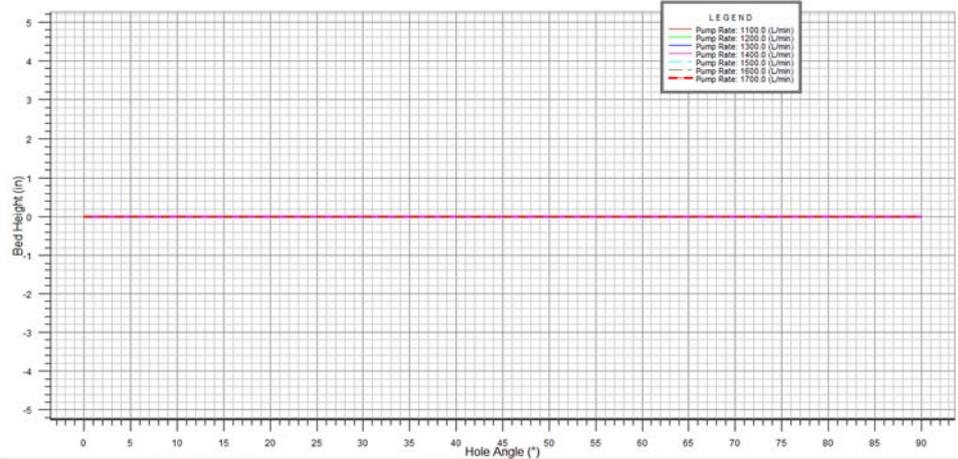
Length (m)	MD (m)	OD (in)	ID (in)	Weight (ppf)	Item Description
1888.160	1888.16	5.500	4.778	25.21	Drill Pipe 5 1/2 in, 21.90 ppf, G, FH, P
1000.000	2888.16	5.000	4.276	21.92	Drill Pipe 5 in, 19.50 ppf, G, NC50(XH), P
228.000	3116.16	5.000	3.000	49.70	Heavy Weight Drill Pipe Grant Prideco, 5 in, 49.70 ppf
1.150	3117.31	7.920	3.000	147.00	Cross Over 8, 8x3 in 6 5/8 reg x NC50
28.310	3145.62	8.250	2.813	171.05	Drill Collar 8 1/4 in, 2 13/16 in, 6 5/8 REG
10.220	3155.84	8.000	2.500	154.36	Hydraulic Jar Hyd., 8 in
19.000	3174.84	8.250	2.813	171.05	Drill Collar 8 1/4 in, 2 13/16 in, 6 5/8 REG
1.170	3176.01	9.500	2.816	149.91	Cross Over, 7 5/8 x 6 5/8 REG
2.860	3178.87	9.500	2.250	200.00	PBL Circulating Sub
8.590	3187.46	9.500	2.875	222.20	Non-Mag Drill Collar 9 1/2 in, 2 7/8 in, 7 5/8 REG
2.270	3189.73	9.500	3.000	192.45	NM Integral Blade Stabilizer, 9x3x12"
8.810	3198.54	9.000	5.900	200.00	Telescope 900 NF (MWD)
1.750	3200.29	9.625	4.550	147.00	PD 900 X6 Slick receiver
4.210	3204.50	9.000	3.000	192.45	PD 900 X5 AA 12 1/4" Stabilized CC
0.500	3205.00	12.125		200.00	Tri-Cone Bit, 1x12, 3x14, 0.561 in <sup>2</sup>



4.2.11.4 FASE 8 1/2"

Fase 8 1/2"

MUD RHEOLOGY				PUMPS			BIT NOZZLES			PRESSURE LOSSES & HYD. POWER					BIT HYDRAULICS				ANNULUS									
DME	MW	PV	YP	Pump 1 liner		Pump 2 liner		Pump 3 liner		TFA	Sizes		Flow Rate	Tot.	Tot.	Surf	Pipe	Ann.	Bit Loss	Bit HP	Bit %	HSI	Jet vel.	Imp. Force	Minim	Maxim	ECD	
m	sg	cp	lb/100ft <sup>2</sup>	spm	in	spm	in	spm	in	in <sup>2</sup>	(32nd")		L/min	kgf/cm <sup>2</sup>	hhp	kgf/cm <sup>2</sup>	kgf/cm <sup>2</sup>	kgf/cm <sup>2</sup>	kgf/cm <sup>2</sup>	hhp	%	hp/in <sup>2</sup>	m/s	Kgf	m/min	m/min	sg	
3205.0	1.35	24	24	55	6	55	6	0	6	0.383	0	0	0	1700.00	227.4	847.3	7.0	89.0	31.3	100.0	372.7	44.0	6.5	114.5	446.7	70.1	131.2	1.47
3330.0	1.35	24	24	55	6	55	6	0	6	0.383	0	0	0	1700.00	230.6	858.4	7.0	90.9	32.6	100.0	372.7	43.4	6.5	114.5	446.7	70.1	131.2	1.47
3455.0	1.35	24	24	55	6	55	6	0	6	0.383	0	0	0	1700.00	233.9	871.5	7.0	92.9	34.0	100.0	372.7	42.8	6.5	114.5	446.7	70.1	131.2	1.47
3580.0	1.35	24	24	55	6	55	6	0	6	0.383	0	0	0	1700.00	237.1	883.3	7.0	94.8	35.2	100.0	372.7	42.2	6.5	114.5	446.7	70.1	131.2	1.47
3770.0	1.35	24	24	55	6	55	6	0	6	0.383	0	0	0	1700.00	242.0	901.6	7.0	97.7	37.2	100.0	372.7	41.3	6.5	114.5	446.7	70.1	131.2	1.47



WOB to Hel. Buckle (Rotating):	0.89	tonne	at:	3765.47	m
WOB to Sin. Buckle (Rotating):	0.70	tonne	at:	3765.47	m
Overpull Margin (Tripping Out):	26.43	tonne	of Yield:	90.00	%
Pick-Up Weight:	33.99	tonne	Stack-...	25.84	tonne

Load Case	Torque at Rotary Table (ft-lbf)	Windup With Torque (revs)	Windup Without Torque (revs)	Measured Weight (tonne)	Total Stretch (m)	Axial Stress=0		Surface Neutral Point	
						Measured Depth (m)	BIT (m)	Measured Depth (m)	BIT (m)
BACKREAMING	21189.8	5.9	4.9	124.47	5.70	3450.04	319.96	3770.00	0.00
TRIPPING OUT	0.0	0.0	0.0	148.46	5.84	3450.04	319.96	3770.00	0.00
ROTATING ON BOTTOM	17405.7	4.7	3.8	104.47	4.80	3348.13	421.87	3645.82	124.18
TRIPPING IN	0.0	0.0	0.0	88.63	4.76	3450.04	319.96	3770.00	0.00
ROTATING OFF BOTTO	17790.4	4.3	4.3	114.47	5.25	3450.04	319.96	3770.00	0.00

Hole Name:

Hole Section Depth (MD):  m  Additional Columns

Section Type	Measured Depth (m)	Length (m)	ID (in)	Drift	Effective Hole Diameter	Friction Factor	Linear Capacity	Item Description
Casing	3205.00	3205.000	8.535	8.500	8.535	0.25	36.95	9 5/8 in, 53.5 ppf, L80
Open Hole	3770.50	565.500	8.535		8.535	0.30	36.91	

String Editor

String Initialization

String Name:

String (MD):  m Specify:

Length (m)	MD (m)	OD (in)	ID (in)	Weight (ppf)	Item Description
2450.040	2450.04	5.500	4.778	25.21	Drill Pipe 5 1/2 in, 21.90 ppf, G, FH, P
1000.000	3450.04	5.000	4.276	21.92	Drill Pipe 5 in, 19.50 ppf, G, NC50(XH), P
112.000	3562.04	5.000	3.000	49.70	Heavy Weight Drill Pipe Grant Prideco, 5 in, 49.70 ppf
9.660	3571.70	6.500	2.750	91.79	Hydraulic Jar 6 1/2 in
168.000	3739.70	5.000	3.000	49.70	Heavy Weight Drill Pipe Grant Prideco, 5 in, 49.70 ppf
0.660	3740.36	6.500	2.250	90.87	PBL Circ Sub
9.280	3749.64	6.500	2.000	101.18	Non-Mag Drill Collar 6 1/2 in, 2 in, NC 50
8.590	3758.23	6.875	5.000	200.00	Telescope (MWD)
5.490	3763.72	6.750	2.081	60.00	Unknown, 6.750 in, 60.00 ppf, 15-15LC MOD (1),
1.750	3765.47	5.000	3.750	40.00	PD SRX slick
4.030	3769.50	6.750	4.200	60.00	PD 675 X5 AB 8 3/8 Stabilized CC
0.500	3770.00	8.500		100.00	Tri-Cone Bit, 1x12, 3x14, 0.561 in <sup>2</sup>



#### 4.2.12 SELEZIONE SCALPELLI PRELIMINARE

Di seguito IADC Code e parametri preliminari per la perforazione del pozzo Samperi Sud 1 dir  
Una analisi approfondite potranno essere fornita da società di servizio fornitrici di scalpelli.

##### FASE 28" a m 50

I.A.D.C Code : 4.1.5 – 4.1.7  
Parametri consigliati:  
W.O.B : 5 - 10 Tons.  
R.P.M : 90 - 120 g/min  
FLOW RATE : 3000 Lt/min

##### FASE 23" a m 450 MD

I.A.D.C Code : 4.1.5 – 4.3.5  
Parametri consigliati:  
W.O.B : 10 - 15 Tons.  
R.P.M : 80 - 100 g/min  
FLOW RATE : 2700 Lt/min

##### FASE 16" a m 1691 MD

I.A.D.C Code : 4.3.5 – 4.4.7  
Parametri consigliati:  
W.O.B : 10 - 15  
R.P.M : 80 - 100  
FLOW RATE : 2500 Lt/min

##### FASE 12 ¼" a m 3205 MD

I.A.D.C Code : 4.3.5 – 4.4.7  
Parametri consigliati:  
W.O.B : 10 - 15  
R.P.M : 80 - 100  
FLOW RATE : 2100 Lt/min

##### FASE 8 ½" a m 3770 MD

I.A.D.C Code : 4.4.7 – 5.1.7 - PDC BIT  
Parametri consigliati:  
W.O.B : 8 - 12  
R.P.M : 80 - 90  
FLOW RATE : 1700 Lt/min

 <b>EniMed</b> ENI MEDITERRANEA IDROCARBURI S.p.A 	POZZO Samperi Sud 1 dir PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE	PAG <b>60</b> DI 65			
		AGGIORNAMENTI:			
		1			

#### 4.2.1 PROGETTO DI DEVIAZIONE E ANALISI DI COLLISIONE

Il progetto di deviazione è un classico S-Shape lanciato nella direzione del target con rientro in verticale al top del target stesso e non sono previste curvature azimutali.

Nonostante la semplicità del profilo di deviazione l'instabilità delle formazioni unite alle diametrie previste per i tratti in curvatura rendono certamente moderatamente difficoltoso realizzare la traiettoria progettata. La traiettoria progettata pur partendo dalla postazione esistente del pozzo Samperi 1 dir già dalla quota di 50m , quindi al di sotto del CP 24 ½", ha una distanza dal pozzo esistente Samperi 1 dir rispetta le norme ENI di anticollisione previste.

**Per poter rispettare le norme di anticollisione ENI, la traiettoria del pozzo esistente Samperi 1 dir dovrà essere verificata preventivamente mediante registrazione della deviazione da testa pozzo fino ad una profondità minima di 600 m mediante survey tool giroscopici tipo North Seeking Gyro e la distanza della nuova cantina dovrà forzatamente essere realizzata ad una distanza minima di 4m in direzione compresa tra 70° e 335° N (rotazione verso orario) riferita alla testa pozzo di Samperi 1 dir quindi sono assolutamente da evitare posizioni della nuova cantina con distanza compresa nell'area della postazione Samperi 1 dir in tutte le altre direzioni comprese tra 335° e 70° N (rotazione verso orario) sempre riferita alla testa pozzo Samperi 1 dir.**

Il KOP è fissato a 470 m 20 m al di sotto della quota scarpa del casing 18 5/8" perforando con bit da 16" e MW= 1,2 Kg/l con build-up rate di 3°/30m è previsto il raggiungimento dell'angolo massimo di 36,4° con azimuth 207°N per proseguire in fase slant con inclinazione e direzione costati fino alla quota di tubaggio della colonna da 13 3/8" prevista a 1500 m TVD-PTR.

La fase penetrerà nelle instabili argilliti del Flysh di Troina Tusa che si prevedono con instabilità crescente fino al Td di fase.

Onde prevenire prese di batteria dovuti a frana e conseguenti pak-off durante la perforazione si dovranno quindi prendere tutti i provvedimenti affinché la batteria rimanga ferma quanto meno possibile mantenendo per quanto possibile sempre in circolazione il fango eseguendo le manovre di estrazione in back reaming circolando e sempre registrare i survey con batteria sollevata 3 metri da fondo pozzo.

La deviazione proseguirà perforando con bit da 12 ¼" con MW incrementa a 1,35 Kg/l, onde contrastare meglio l'instabilità delle formazioni, in fase slant con inclinazione ed azimuth costanti fino alla quota prevista di drop-off a circa 2278 m TVD-PTR 2659m MD-PTR dove con un drop-off rate di 2°/30m si calerà l'inclinazione a 0° fino al completo rientro in verticale al top del target principale del sondaggio previsto a quota 2789m TVD-PTR 3205,6m MD-PTR dove verrà fissata la scarpa della colonna 9 5/8"

La fase completerà l'attraversamento delle **instabili** argilliti del Flysh di Troina Tusa che si prevedono con instabilità crescente per poi attraversare le **meno instabili** Intercalazioni di arenaria quarzifica grigio-chiaro, e di argillite scistosa grigio verde.F.ne: Flysch Numidico Unità Samperi - Unità Superiori e la **instabile** Argilla scagliettata talora siltoso-arenacea, con rare intercalazioni di calcare biancastro F.ne: Argille Variegate

Onde prevenire prese di batteria dovuti a frana e conseguenti pak-off durante la perforazione si dovranno quindi prendere tutti i provvedimenti affinché la batteria rimanga ferma quanto meno possibile mantenendo per quanto possibile sempre in circolazione il fango eseguendo le manovre di estrazione in back reaming circolando e sempre registrare i survey con batteria sollevata 3 metri da fondo pozzo.

La traiettorie proseguirà perforando in verticale con bit 8 ½" e MW= 1,35 fino al TD previsto 3354 m TVD-PTR 3770,6m MD-PTR dove in caso di esito minerario positivo potrà essere discesa la colonna 7" come liner agganciato alla colonna precedente.

La fase attraverserà i livelli di Arenaria quarzifica grigio-chiaro, con intercalazioni di argilla scistosa F.ne: Flysch Numidico Unità Inferiore potenzialmente mineralizzati a gas ed obiettivo del sondaggio

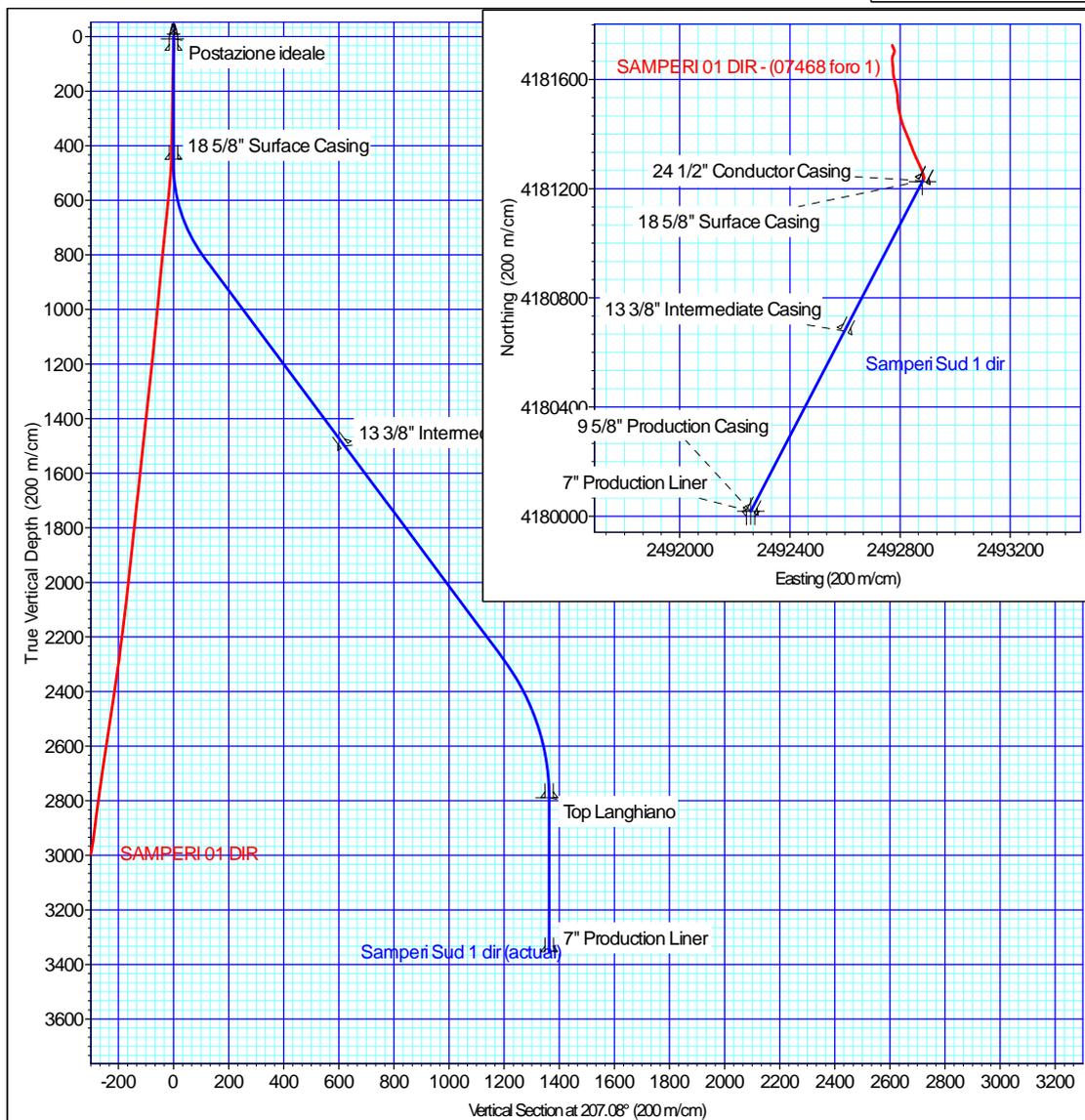
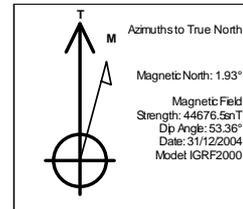


Anche se nella fase specifica l'instabilità delle formazioni si prevede meno problematica, onde prevenire prese di batteria dovuti a frana e conseguenti pak-off durante la perforazione si dovranno quindi prendere tutti i provvedimenti affinché la batteria rimanga ferma quanto meno possibile mantenendo per quanto possibile sempre in circolazione il fango eseguendo le manovre di estrazione in back reaming circolando e sempre registrare i survey con batteria sollevata 3 metri da fondo pozzo.



WELL DETAILS: SamperiSud 1 dir							
+N/-S	+E/-W	Nothing	Ground Level	935.00	Easting	Latitude	Longitude
0.00	0.00	4181229.43	2492882.49	37° 46' 38.580 N	2° 14' 23.080 E		

DESIGN TARGET DETAILS						
Name	TVD	Nothing	Easting	Latitude	Longitude	
Postazione ideale	9.00	4181225.87	2492880.6537	46° 38.464 N	2° 14' 23.006 E	
Top Langhiano	2789.00	4180018.00	2492258.0037	45° 59.206 N	2° 13' 57.719 E	



SECTION DETAILS											CASING DETAILS			
Sec	MD	Inc	Azi	TVD	+N/-S	+E/-W	Dleg	TFace	Vsect	Target	TVD	MD	Name	
1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		50.00	50.00	24 1/2" CP	
2	470.00	0.00	0.00	470.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		450.00	450.00	18 5/8" Surface Casing	
3	834.24	36.42	207.08	810.20	-99.66	-50.96	3.00	207.08	111.93		1459.99	1691.00	13 3/8" Intermediate Casing	
4	2659.28	36.42	207.08	2278.71	-1064.46	-544.30	0.00	0.00	1195.55		2788.37	3205.00	9 5/8" Production Casing	
5	3205.63	0.00	0.00	2789.00	-1213.95	-620.74	2.00	180.00	1363.45	Top Langhiano	3353.37	3770.00	7" Production Liner	
6	3770.63	0.00	0.00	3354.00	-1213.95	-620.74	0.00	0.00	1363.45					



Design: Samperi Sud 1 dir (actual)  
 Map System: Italia Onshore System Datum: Mean Sea Level  
 Geo Datum: Rome 1940  
 Map Zone: Coord.MM CM15° Greenw. Using geodetic scale factor  
 Site: SAMPERI  
 Site Position: Northing: 4181229.43 m Latitude: 37° 46' 38.580 N  
 From: Map Easting: 2492882.48 m Longitude: 2° 14' 23.080 E  
 Position Uncertainty: 0.00 m Slot Radius: 0.000 in Grid Convergence: -0.19 °  
 Well: Samperi Sud 1 dir  
 Well Position: +N/-S 0.00 m Northing: 4181229.43 m Latitude: 37° 46' 38.580 N  
 +E/-W 0.00 m Easting: 2492882.48 m Longitude: 2° 14' 23.080 E  
 Position Uncertainty: 0.00 m Wellhead Elevation: 0.00 m Ground Level: 935.00 m  
 Magnetics Model Name Sample Date Declination Dip Angle Field Strength  
 IGRF2000 31.12.2004 (°) 1.93 (°) 53.36 (nT) 44,676

Measured Depth (m)	Inclination (°)	Azimuth (°)	Vertical Depth (m)	+N/-S (m)	+E/-W (m)	Dogleg Rate (°/30m)	Build Rate (°/30m)	Turn Rate (°/30m)	TFO (°)	Target
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
470.00	0.00	0.00	470.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
834.24	36.42	207.08	810.20	-99.66	-50.96	3.00	3.00	0.00	0.00	207.08
2659.28	36.42	207.08	2278.71	-1064.46	-544.30	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3205.63	0.00	0.00	2789	-1213.95	-620.74	2.00	-2.00	0.00	0.00	180.00 Top Langhiano
3770.63	0.00	0.00	3354	-1213.95	-620.74	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Target Name	Dip Angle (°)	Dip Dir. (°)	TVD (m)	+N/-S (m)	+E/-W (m)	Northing (m)	Easting (m)	Latitude	Longitude	
Target_	0.00	0.00	2789	-1213.95	-620.74	4180018	2492258	37° 45' 59.206 N	2° 13' 57.719 E	

**Anticollision Summary Report**

Company: ITALY\_ENIMED Local Co-ordinate Reference: Well Samperi 1 dir  
 Project: CONTRADA ROVETTO-SAMPERI-CASE TVD Reference: RKB @ 944.00m  
 PIANAZZI  
 Reference Site: SAMPERI MD Reference: RKB @ 944.00m  
 Site Error: 0.00 m North Reference: True  
 Reference Well: Samperi Sud 1 dir Survey Calculation Method: Minimum Curvature  
 Reference Wellbore: Appraisal Samperi Sud 1 dir da Samperi 1D Database: EDM512PR  
 Reference Design: Samperi Sud 1 dir (actual) Offset TVD Reference: Reference Datum  
 Reference: Samperi Sud 1 dir (actual)  
 Filter type: NO GLOBAL FILTER: Using user defined selection & filtering criteria  
 Interpolation Method: TVD + Stations Interval 10.00m Error Model: Cone of Error  
 Depth Range: 50.00 to 4,376.98m Scan Method: Closest Approach 3D  
 Results Limited by: Maximum center-center distance of 497.70 m Error Surface: Circular Conic  
 Survey Tool Program Date: 17.05.2017

From (m)	To (m)	Survey (Wellbore)	Tool Name	Description
0.00	3,770.63	Samperi Sud 1 dir (actual) (Appraisal)	MWD	Measurement while Drilling

**Summary**

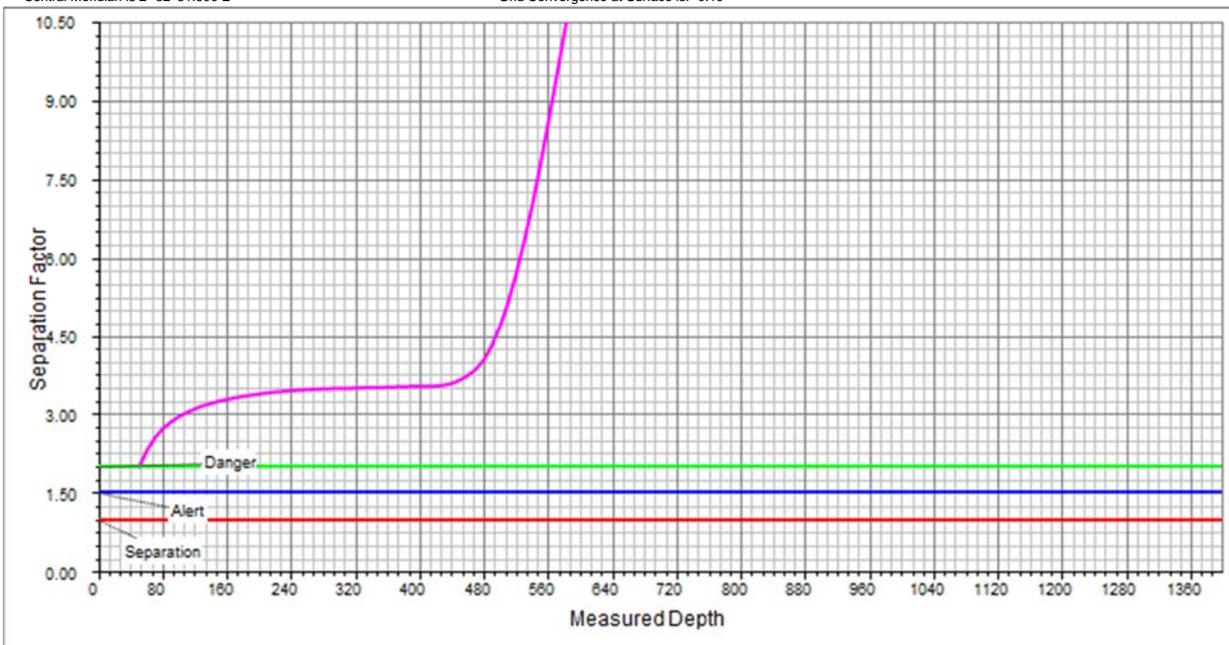
Reference Measured Depth (m)	Offset Measured Depth (m)	Distance Between Centres (m)	Between Ellipses (m)	Separation Factor	Warning
------------------------------	---------------------------	------------------------------	----------------------	-------------------	---------

**Site Name**

**Offset Well - Wellbore - Design**

FIUMETTO - MASSERIA VECCHIA					
FIUMETTO 02 DIR - (07737 foro 2) - FIUMETTO 02 DIR					Out of range
SAMPERI					
SAMPERI 01 DIR - (07468 foro 1) - SAMPERI 01 DIR - S	50.00	50.50	0.38	0.19	1.971 Danger, CC, ES, SF

Reference Depths are relative to RKB @ 944.00m Coordinates are relative to: Samperi Sud 1 dir  
 Offset Depths are relative to Offset Datum Coordinate System is Italia Onshore, Coord.MM CM15° Greenw.  
 Central Meridian is 2° 32' 51.600 E Grid Convergence at Surface is: -0.19°





**EniMed**

ENI MEDITERRANEA IDROCARBURI S.p.A

TEG

POZZO Samperi Sud 1 dir

PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE

PAG **63** DI 65

AGGIORNAMENTI:

1			
---	--	--	--

## 5. APPENDICE



## 5.1 ABBREVIAZIONI

Le abbreviazioni utilizzate per la compilazione del programma si trovano nella seguente tabella:

API	American Petroleum Institute	FBHT	Flowing Bottom Hole Temperature
BG	Background gas	FC	Flow Coupling
BHA	Bottom Hole Assembly	FP	Fondo Pozzo
BHP	Bottom Hole Pressure	FPP	Fondo Pozzo Precedente
BHT	Bottom Hole Temperature	FPI	Free Point Indicator
BJ	Blast Joint	FTHP	Flowing Tubing Head Pressure
BO	Back Off	FTHT	Flowing Tubing Head Temperature
BOP	Blow Out Preventer	GLR	Gas Liquid Ratio
BP	Bridge Plug	GOC	Gas Oil Contact
BPD	Barrel Per Day	GOR	Gas Oil Ratio
BPM	Barrels Per Minute	GP	Gravel Pack
BPV	Back Pressure Valve	GPM	Gallon (US) per Minute
BPVP	Back Pressure Valve Plug	GR	Gamma Ray
BSW	Base Sediment & Water	HP/HT	High Pressure - High Temperature
CBL	Cement Bond Log	HW	Heavy Weight
CCL	Casing Collar Locator	HWDP	Hewi Wall Drill Pipe
CET	Cement Evaluation Tool	IADC	International Drilling Contractor
CGR	Condensate Gas Ratio	ICGP	Inside Casing Gravel Packing
CHP	Casing Head Pressure	ID	Inside Diameter
CL	Control Line	IP	Internal Pressure
CMT	Cement	IPR	Inflow Performance Relationship
CR	Cement Retainer	JAM	Joint Make-up Torque Analyzer
CRA	Corrosion Resistant Alloy	LD	Lay-Down
CSG	Casing	LN	Landing Nipple
CT	Coiled Tubing	LOT	Leak Off Test
DC	Drill Collar	LS	Long String
DHPTT	Down Hole Pressure and Temperature Transducer	MAASP	Max Allowable Annular Surface Pressure
DHSV	Down Hole Safety Valve	M/D	Martin Decker
DP	Drill Pipe	MD	Measured Depth
DST	Drill Stem Test	MMCF	Million Cubit Feet
ECD	Equivalent Circulation Density	MMCFPD	Million Cubit Feet Per Day
ECP	External Casing Packer	MUT	Make Up Torque
EL	Electric Line	MW	Mud Weight
EMW	Equivalent Mud Weight	MWD	Measurement While Drilling
ESD	Emergency Shut-Down System	NACE	National Association of Corrosion Engineers
ESP	Electrical Submersible Pump	NTU	Nephelometric Turbidity Unit
ETU	Endless Tubing Unit	NU	Nipple-Up
EWL	Electric Wire Line	OBM	Oil Base Mud
FBHP	Flowing Bottom Hole Pressure		



OD	Outside Diameter	SPM	Stroke per Minute
OH	Open Hole	SPV	Supervisor
OHGP	Open Hole Gravel Packing	SR	Separation Ratio
OWC	Oil Water Contact	SRO	Surface Readout
PI	Productivity Index	SS	Short String
PKR	Packer	SSD	Sliding Side Door Valve
PLT	Production Logging Tool	SSLV	Sub Surface Lubricator Valve
POOH	Pull Out Of Hole	SSSV	Sub Surface Safety Valve
PPB	Pounds per Barrel	STD	Stand
PPG	Pounds per Gallon	STHP	Static Tubing Head Pressure
ppm	Part Per Million	STHT	Static Tubing Head Temperature
PTR	Piano Tavola Rotary	TBG	Tubing
PV	Plastic Viscosity	TCP	Tubing Conveyed Perforations
PVT	Pressure Volume Temperature	TD	Total Depth
Q	Flow Rate	TFA	Total Flow Area
RBP	Retrievable Bridge Plug	TG	Trip Gas
RD	Rig Down	TH	Tubing Hanger
RFT	Repeat Formation Test	THP	Tubing Head Pressure
RIH	Run In Hole	THT	Tubing Head Temperature
RJ	Ring Joint	TRSV	Tubing Retrievable Safety Valve
RPM	Revolutions Per Minute	TTBP	Through Tubing Bridge Plug
RPSP	Reduced Pump Strokes Pressure	TVD	True Vertical Depth
RT	Running Tool	VDL	Variable Density Log
RT	Rotary Table	WBM	Water Base Mud
RU	Rig Up	WC	Water Cut
S/N	Serial Number	WH	Well Head
SBHP	Static Bottom Hole Pressure	WHP	Well Head Pressure
SBHT	Static Bottom Hole Temperature	WHSIP	Well Head Shut-in Pressure
SC	String Corta	WHT	Well Head Temperature
SCSSV	Surface Controlled Subsurface Safety Valve	WL	Wire Line
SF	Safety Factor	WL	Water Loss
SG	Specific Gravity	WO	Workover
SICP	Shut-in Casing Pressure	WP	Working Pressure
SIDPP	Shut-in Drill Pipe Pressure	XO	Cross Over
SL	String Lunga	YP	Yield Point
SN	Seating Nipple		
SPF	Shots Per Foot		



## EniMed

Eni Mediterranea Idrocarburi S.p.A.  
S.S. 117 Bis - Contrada Ponte Olivo - 93012 Gela (CL)  
Tel. +39 0933811111  
[www.eni.it](http://www.eni.it)