



DIVISIONE EXPLORATION & PRODUCTION



PROGETTO DEFINITIVO

Pozzo esplorativo "Lince 1"

Permesso di ricerca G.R13.AG

Canale di Sicilia – Zona "G"

Marzo 2014

Programma Pozzo Esplorativo

Lince1

Offshore Ibleo

Responsabile di progetto

Dott. Geol. D. Avagliano





eni S.p.A.
e & p Division

PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE

POZZO: LINCE 1

PAG. 1

DI 26

0

SEZIONE 1 – INFORMAZIONI GENERALI

POZZO: LINCE 1

Lista di distribuzione:

- COAP/SU
- TEPE
- INGP
- FLUP
- STAP

Working Group:

A. Goffredo
V. Tricasi
L. P. Bianchini
A. Salvati
F. Parrozza

Data di emissione:

Marzo 2014

0	Emissione	Working Group	ARPO/ME A. Mangione <i>A. Mangione</i>	ARPO/ME I. Codognotto <i>I. Codognotto</i>
	AGGIORNAMENTI	PREPARATO DA	CONTROLLATO DA	APPROVATO DA

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



INDICE GENERALE

SEZIONE 1 – INFORMAZIONI GENERALI.....	1
1.1. INFORMAZIONI GENERALI	3
1.2. CONSIDERAZIONE GENERALI.....	3
1.3. DATI GENERALI DEL POZZO.....	4
1.3.1. <i>TABELLA DATI GENERALI</i>	4
1.3.2. <i>DIAGRAMMA DI AVANZAMENTO PREVISTO</i>	5
1.4. RISCHI DELLA PERFORAZIONE E MISURE MITIGATIVE	7
1.5. CARATTERISTICHE GENERALI IMPIANTO	15



1.1. INFORMAZIONI GENERALI

Il prospect LINCE è localizzato nell'offshore del Canale di Sicilia, nel Permesso G.R13.AG, dove è presente la J.V. ENI 60 % (Operatore) - EDISON 40 %.

Gli obiettivi del sondaggio sono costituiti dai calcari/dolomie della F.ne Inici e dalle dolomie della F.ne Sciacca, i cui top sono previsti rispettivamente a 3400 e 5800 m TVDSS.

Le potenzialità della struttura sono stata valutate nell'ordine di circa 260 m di pay all'interno della F.ne Inici e di circa 350 m di pay all'interno della F.ne Sciacca. L'idrocarburo atteso è gas con eventuale presenza di olio residuale.

I principali pozzi di riferimento per la serie plio-pleistocenica che sarà attraversata dal pozzo LINCE 1 sono il pozzi Argo1, Argo2 e Cassiopea 1 dir. Informazioni utili per l'attraversamento della serie mesozoica e terziaria si possono ricavare dai pozzi Palma1 e Palma 3, Prezioso 1, e dai pozzi del campi di Perla e Gela. Per l'obiettivo liassico possono essere utili come riferimento anche i pozzi del campo di Vega.

1.2. CONSIDERAZIONE GENERALI

Attualmente il pozzo ha due targets primari :

- formazione Inici
- formazione Sciacca.

Dato che il pozzo raggiunge una considerevole TD (formazione Sciacca) la temperatura di fondo è stimata in circa 144 °C.

In caso di esito positivo di mineralizzazione dei due obiettivi si potrà effettuare un test seguendo la seguente sequenza:

- Test della formazione Sciacca
- P&A della parte inferiore
- Apertura con spari nel casing da 9 5/8" nella formazione Inici
- Test.
- P&A temporaneo



1.3. DATI GENERALI DEL POZZO

1.3.1. TABELLA DATI GENERALI

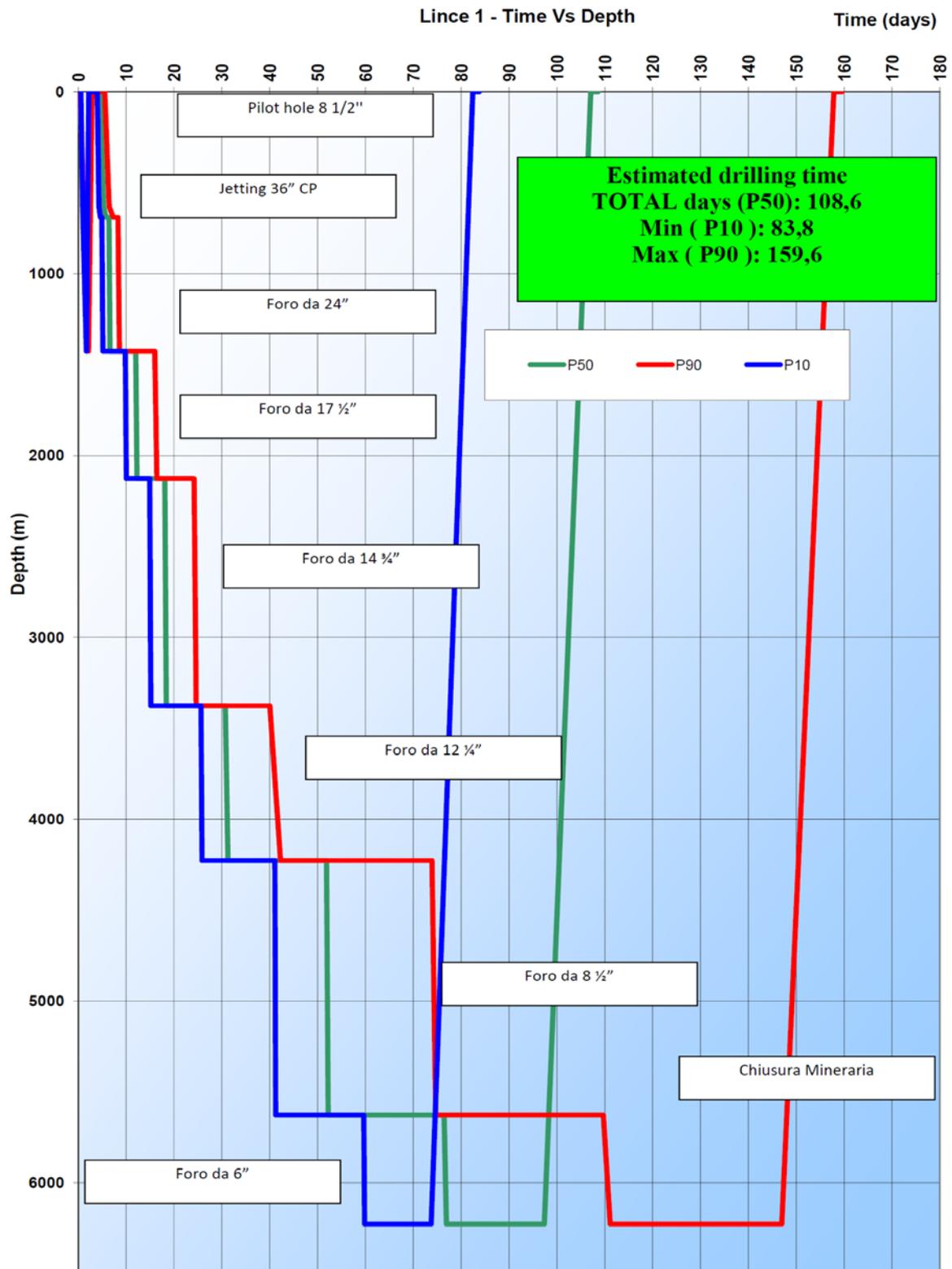
VOCE	DESCRIZIONE
ANAGRAFICA	
Distretto geograficamente responsabile	DIME
Nome e sigla del pozzo	LINCE 1
Commessa Perf. / Acc. Min.	Da definire
Classificazione iniziale	NFW (New Field Wildcat)
Profondita' finale prevista	6200 m TVDSS
Concessione	G.R13.AG
Operatore	ENI Spa Div. E & P
Quote di titolarità	ENI 60% – EDISON 40%
Capitaneria di porto	LICATA
Distanza base operativa	24 Km (Licata)
Zona (pozzi off shore)	"G"
Distanza dalla Costa (pozzi off shore)	24 Km
Fondale (pozzi off shore)	605 m s.l.m.
OBIETTIVI	
Linea sismica di riferimento	I.L.1418 - X.L.2087 del 3D "panda"
Litologia obiettivo principale	Carbonati
Formazione obiettivo principale	INICI / SCIACCA
Profondità Top obiettivo superiore	3400 m TVDSS
Profondità Top obiettivo inferiore	5800 m TVDSS
RIFERIMENTI TOPOGRAFICI	
Latitudine di partenza (geografica) N *	36° 52' 33.436"N
Longitudine di partenza (geografica) E Gr *	13° 53' 35.301"E
Latitudine di partenza (metriche) N *	4081750 N
Longitudine di partenza (metriche) E Gr *	2421350 E
Latitudine a TD (geografica) N *	36° 52' 33.436"N
Longitudine a TD (geografica) E Gr *	13° 53' 35.301"E
Latitudine a TD (metrica) N *	4081750 N
Longitudine a TD (metrica) E *	2421350 E
Ellissoide / Geo Datum	HAYFORD 1909/ INTERNAZIONALE
Tipo di proiezione	GAUSS – BOAGA
Semiassse maggiore	6378388
Eccentricità al quadrato (1/F)	0.00672267002 (297)
Central meridian	15° Est Greenwich
Falso Est	2520000 m
Falso Nord	0
Scale Factor	0.9996
Latitudine origine	0

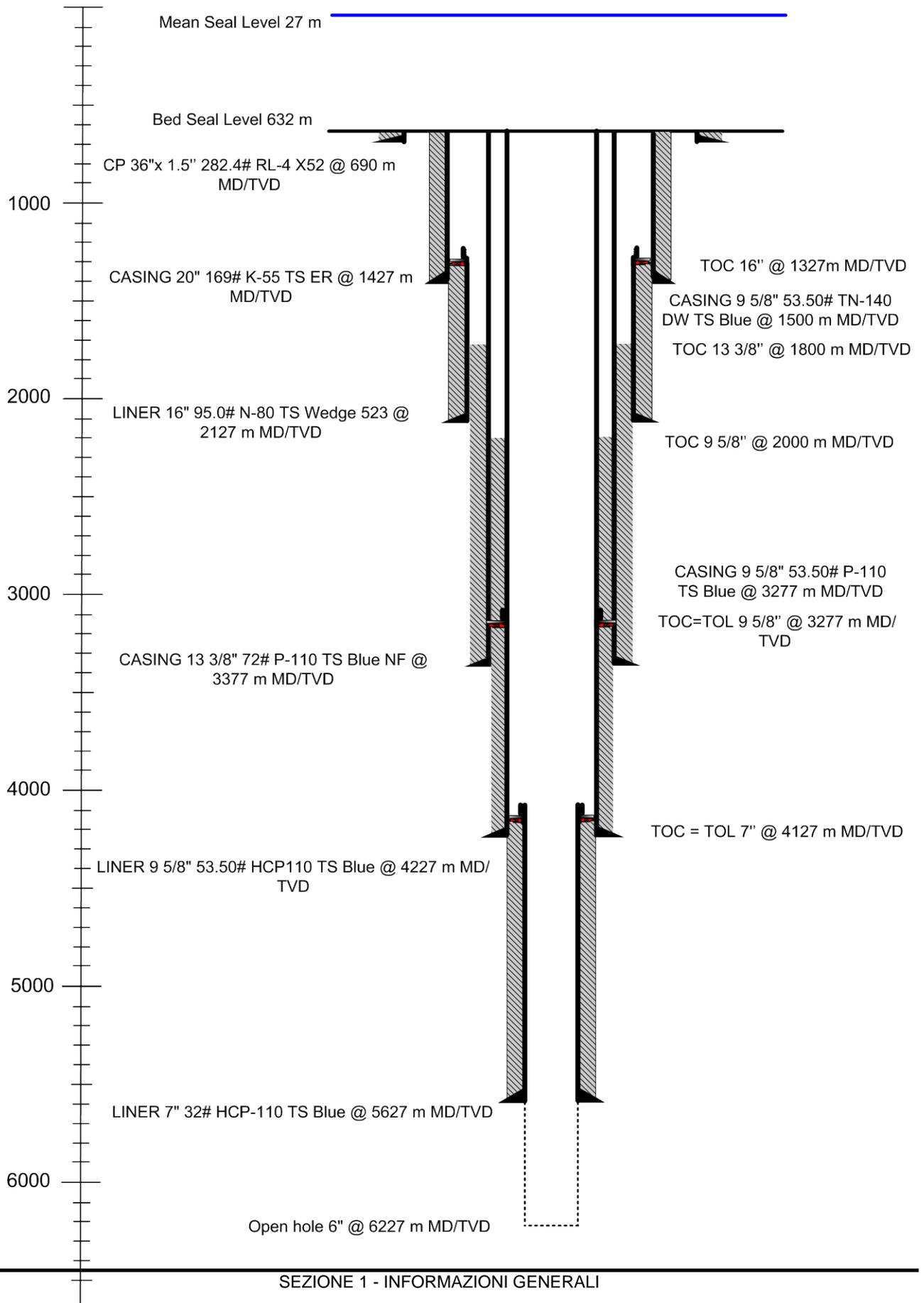
* dati provvisori da confermare dopo W.S.S.



0				
---	--	--	--	--

1.3.2. DIAGRAMMA DI AVANZAMENTO PREVISTO







1.4. RISCHI DELLA PERFORAZIONE E MISURE MITIGATIVE

Lince 1 è un pozzo deep water che richiede strumenti e tecnologie di perforazione, che massimizzino la sicurezza riducendo al minimo i problemi che possono influenzare negativamente i tempi operativi.

1.4.1. SHALLOW HAZARD

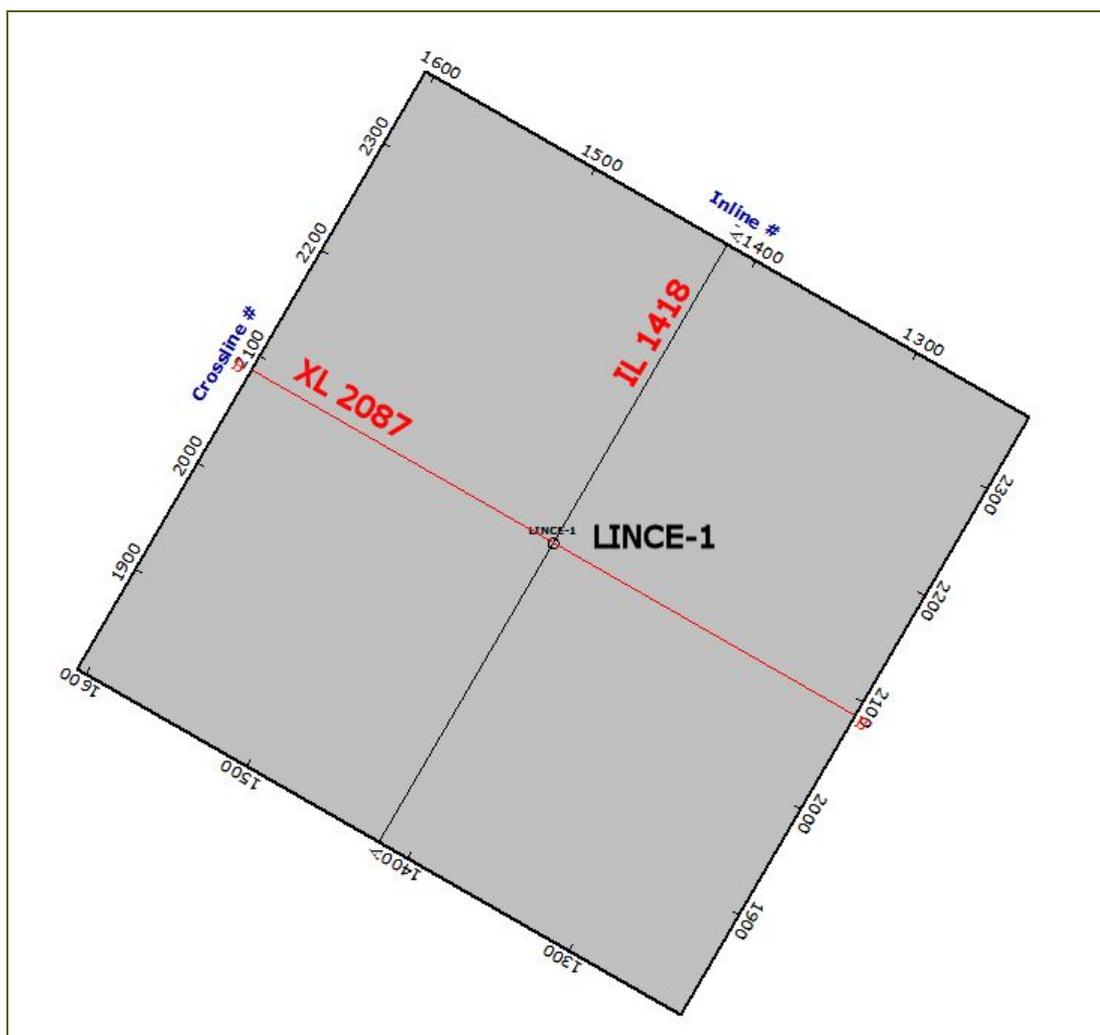
Uno studio dello shallow hazard è stato eseguito da G.A.S. (Assistenza Geological & Services) per la posizione proposta del LINCE 1.

La valutazione dello shallow hazard si è basata su interpretazione dei dati sismici 3D ad alta risoluzione. I dati 3D sono stati elaborati con 2ms frequenze di campionamento per i dati di ampiezza Offset.

L'area interpretata si trova nell'offshore di fronte alla zona di Gela. La superficie di indagine si estende per circa 7 km x 7 km (49km²).



Dall'interpretazione 3D la profondità di registrazione è 2500m (il volume disponibile PSDM). In-linee è orientata in direzione SSW-NNE: ha un incremento numerico di uno e un'interlinea di 18,75 m. Cross-linee è orientata in direzione WNW-ESE. Ha un incremento numerico di uno e un'interlinea di 12,5 m. Il LINCE-1 zona interpretazione come da figura sottostante.



SEG Y FILES PROVIDED BY CLIENT							
	Km ²	FILE NAME	IL BYTE	XL BYTE	X BYTE	Y BYTE	SCALAR
FULL OFFSET (PSDM)	49	Lince1.segy	225-228	229-232	73-76	77-80	1

Conclusion

La posizione finale di Lince 1 è stata scelta considerando il risultato della " valutazione dei pericoli dello Shallow gas". Nelle pagine seguenti sono riportate le mappe per le varie facies correlate a rischi di perforazione dello shallow gas.

Si evidenzia un rischio moderato per la presenza di shallow gas basato sulle analisi delle anomalie determinate dalle caratteristiche sismiche dello studio fatto. Tale anomalia potrebbe anche essere dovuto ad anomalia di tipo litologico.

Per questo motivo si opterà per la perforazione di un Pilot Hole per le fasi superficiali. Se si dovesse verificare una variazione rilevante della posizione del pozzo, una nuova analisi dei rischi di shallow gas dovrà essere effettuata.



Shallow water flow e shallow gas

La traiettoria del pozzo LINCE-1 attraversa le facies sismiche SF2. La probabilità di avere gas è stata valutata come bassa e con un rischio correlato con la perforazione da basso a moderato. Per le facies sismiche SF3 ed è stata valutata con probabilità da bassa a moderata con un rischio di perforazione da basso a moderato. Per le profondità oltre queste facies, oltre i 1400 m MSL (20 "casing da settare @ 1400 m MSL/1427 m RKB), essendo già installato il BOP, mitigherà gli effetti di una possibile presenza di gas.

Horizon-Event/Facies name	Depth (m b.s.l.)	Description and Hazards	Gas Probability	Drilling risk
SEABED	603	The seabed generally deepens toward South. Two undulation zones have been detected in the east and west part of the interpreted area. In these sectors the rugged morphology of the seabed is related to a sediment-mass movement from North to South of the underlying formation. As a matter of fact, the morphology at the seabed can be defined as a single shallow slump. Two channel-like features NE-SW and N-S oriented have been detected in the central sector of the seabed. LINCE-1 future drilling location at the seabed lies on a regular seafloor with a gentle slope of less than 2°. No amplitude anomalies are detected on the seabed. Main assessed risk is the actual seafloor general instability revealed by its morphology and confirmed by the sequence of slump deposits of the sub-seabed facies.	NEGLIGIBLE	NEGLIGIBLE
SF1		The interval between Seabed and H1 shows rather even low amplitude reflectors, parallel to the seabed, that give evidence of a relatively undisturbed pelagic fine sediment unit, draping the underlying slump units. The intervals between H1-H2 and H2-H23 represent two slump events that covered the whole interpreted area. They show uneven reflectors that locally become stronger and give the evidence of a slump. Some inner strong reflections mark local erosion surfaces probably acting as slip surfaces for slump bodies. Evidences of a whole SF1 mass movement are found both in the rugged morphology of the seabed, and in slump bodies within this facies. There are two (2) amplitude anomalies within the SF1. They are linked to some fluids that can be released from instable/slumped sediments, the main assessed risk is actually the sediment instability, common all down through the sedimentary sequence to at least H3.	LOW	LOW
H23	737	H23 can be considered as the top of the sliding surface of the mass movement involving all the SF2. The Horizon H23 gently deepens Southward with a rough morphology in the east and west part of the interpreted area. The central sector shows the same rough morphology but it is almost flat.		
SF2		The interval between Horizon 23 and Horizon 3 is mainly characterised by a chaotic facies. The internal structure of most of the slide masses does not appear to be chaotic everywhere. It shows a thick interval of chaotic sediments interbedded with uneven strong reflections. The Eastern sector of the area appears less chaotic and shows an alternation of slump bodies and erosive surfaces. Five (5) amplitude anomalies have been interpreted and picked within the SF2. These amplitude anomalies could be associated to erosion surfaces and ramps within the chaotic unit or to the presence of gas and/or fluids migration through slip surfaces. Gas and/or fluids could be under abnormal pressure trapped within chaotic sediments. In this case they would represent a risk for drilling operations. One of the anomalies grouped under SF2_AN04 is found at 450m SW from the well location. The chaotic units and the fractures detected within the facies SF3 could represent a moderate risk for drilling operations. For the whole facies a LOW TO MODERATE drilling risk and a LOW gas risk should be assessed.	LOW	LOW TO MODERATE
H3	1070	H3 is an erosion surface marking the base of the main sequence of slump bodies, and represent also the top of the chaotic formation below. H3 is characterised by a complex morphology, generally deepens westward. In the Northern and Eastern parts are present two large elongated depressions.		
SF3		The interval between Horizon 3 and Event 4 shows an alternation of	LOW TO MODERATE	LOW TO MODERATE

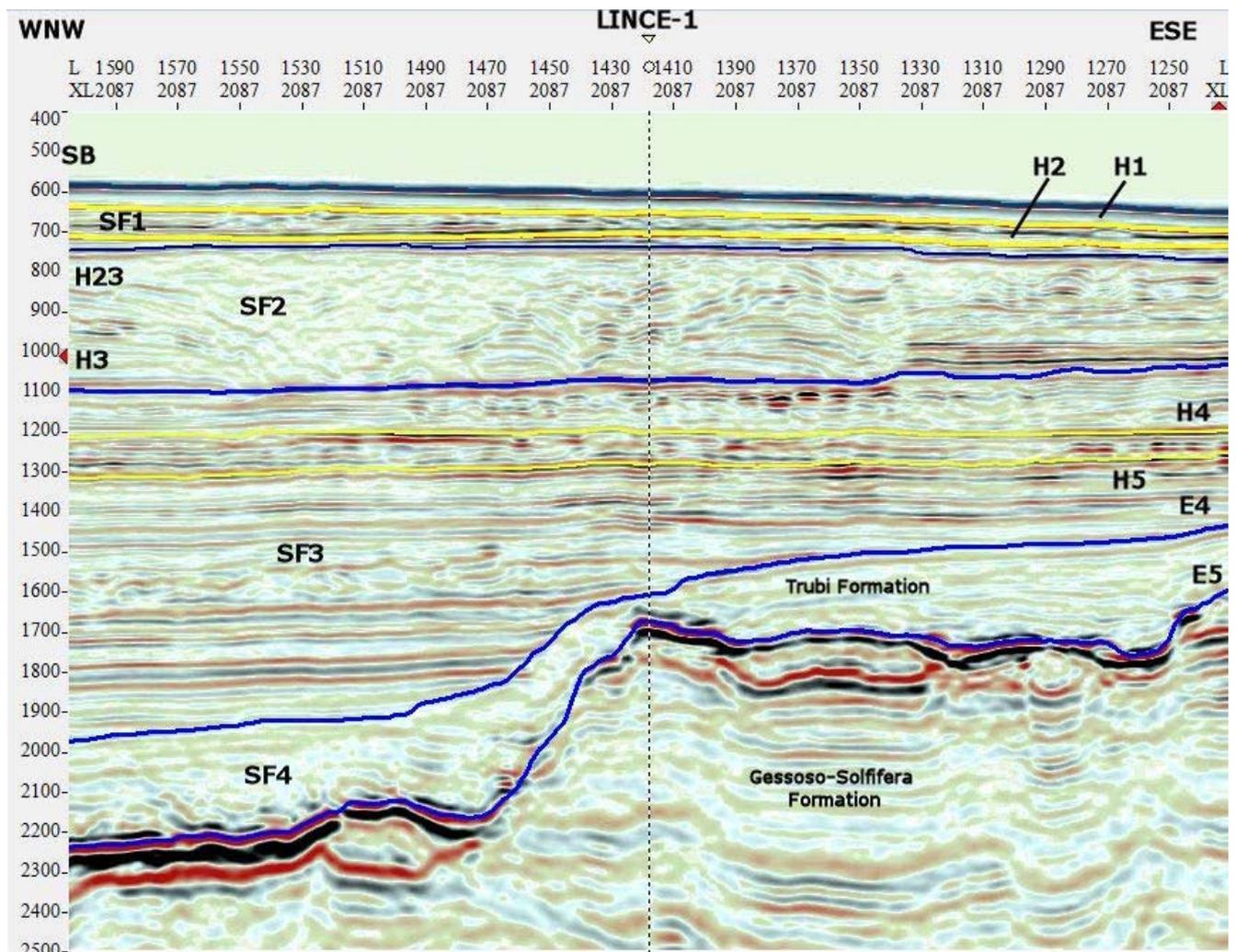


0				
---	--	--	--	--

		<p>chaotic and draping seismic facies. Two main slump events, that affect the full interpreted area, are delimited by H3-H4 and H4-H5.</p> <p>The deeper part of this facies is generally delimited by a medium reflectivity surface, marking the top of an interval with even parallel to slightly undulated beddings that on-laps on Event 4 surface.</p> <p>Thirty-two (32) amplitude anomalies have been interpreted within this facies. All of them are related to slump deposit, either within the chaotic sediment or on the surfaces marking the top or the bottom of the landslides. Possible fluids from the slump deposits charging sandy lenses are assessed as the main risk.</p> <p>The anomalies SF3_AN01, SF3_AN10 and SF3_AN28 have been found between 100m and 500m from the well trajectory while SF3_AN09 is only 65m far. SF3_AN08 affects the well location between 1211m and 1230m b.s.l., it is an anomaly located between two slump deposits probably charged by fluids migrating from the underlying Gessoso-Solfifera formation. The anomaly has moderate probability of gas and drilling risk, but some of the anomaly indicators are absent on the well projection, so in this area the risk is low to moderate. SF3_AN29 affects the proposed location from 1394m to 1433m, it is located at the top of a slump deposits. It has low probability of gas and drilling risk. For the whole facies a LOW TO MODERATE drilling risk and a LOW TO MODERATE shallow gas risk should be assessed as well.</p>		
E4	1607	<p>E4 represent the top of Trubi formation. It is an unconformity surface along which the laminar reflectors of SF3 close with onlap terminations. Its morphology is characterised by average slopes of 5° in northern and southern sector. In the central sector there is a scarp E-W oriented from 1600m down 2000m b.s.l. with 20° slope.</p>		
SF4		<p>The interval between Event 4 and Event 5 (SF4) shows low to medium amplitude, strongly flexed reflectors that took their morphology from the relief of the evaporates substratum of Event 5. Higher amplitude inner laminations could be sandstone horizons.</p> <p>The sediments directly covering the salt layers show poor uneven to chaotic reflections, suggesting the presence of very fine mass movement deposits and shallow water marls.</p> <p>The Gessoso-Solfifera formation and the Trubi one just above it are affected by several faults.</p> <p>The three (3) anomalous areas detected within this facies are related to lithological contrast between evaporites and overlying deposits. Nevertheless the presence of high pressure gas/fluids entrapped along the E5 unconformity and sealed by overlying fine deposits cannot be completely ruled out. Many faults, both normal and reverse, affect this interval. None of them reach the Event 4 top surface. SF4_AN01, which is lithology/fault related with sands/sandstones charged by gas migrating along the faults affecting the Gessoso-Solfifera formation below, is located between 100m and 500m N from the proposed location. For the area around the proposed well location a LOW drilling risk and a LOW gas risk should be assessed. The whole facies appear to have a LOW TO MODERATE drilling risk and a LOW TO MODERATE gas risk.</p>	LOW	LOW
E5	1669	Gessoso-Solfifera Formation (Evaporites): Top Messinian.	End of interpretation	
End End of dataset: 2500m b.s.l.of dataset: 2500m b.s.l.				



0				
---	--	--	--	--



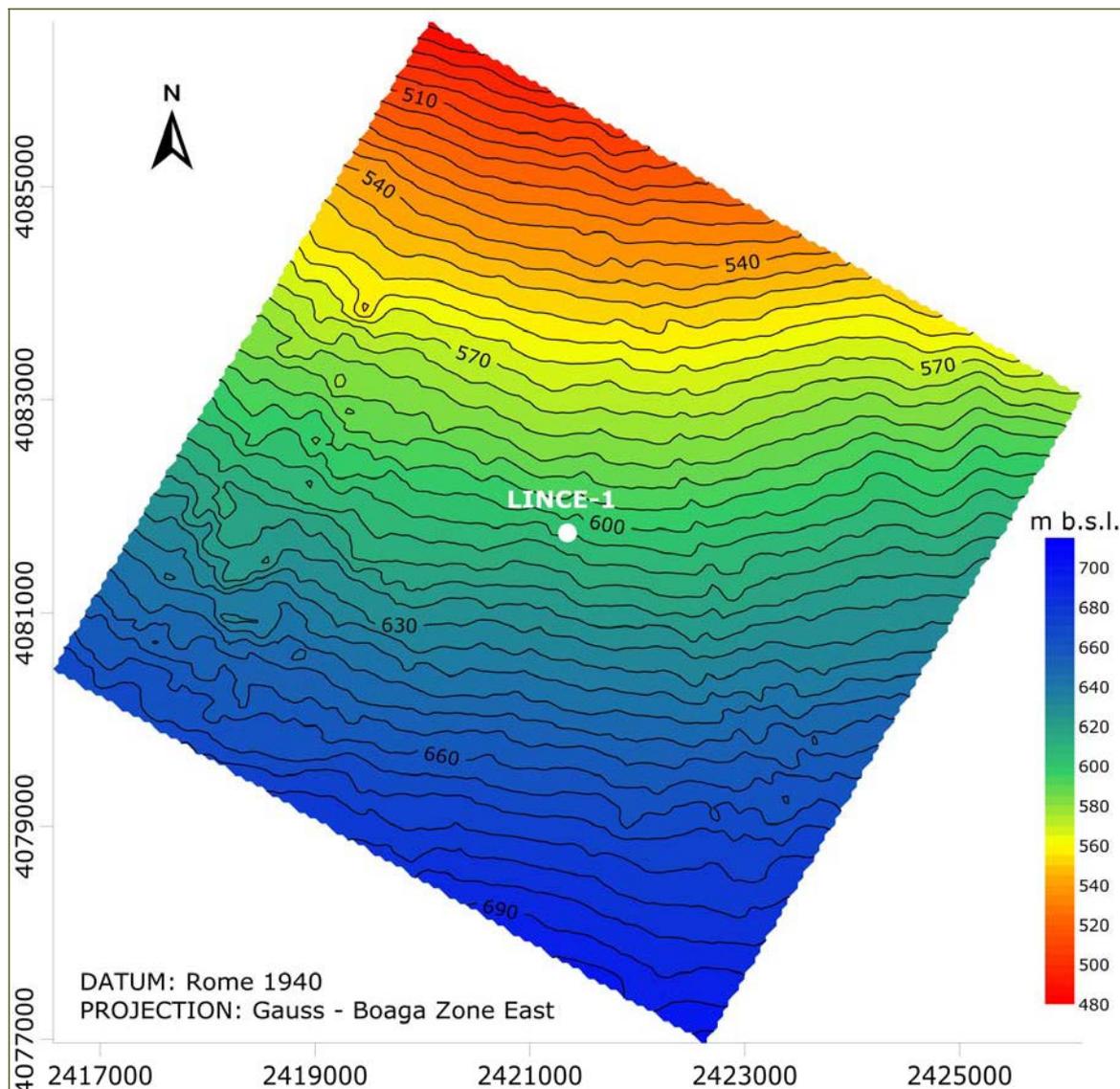
XL2087 (linea centrale) mostra interpretazione sismica e facies sismiche



0				
---	--	--	--	--

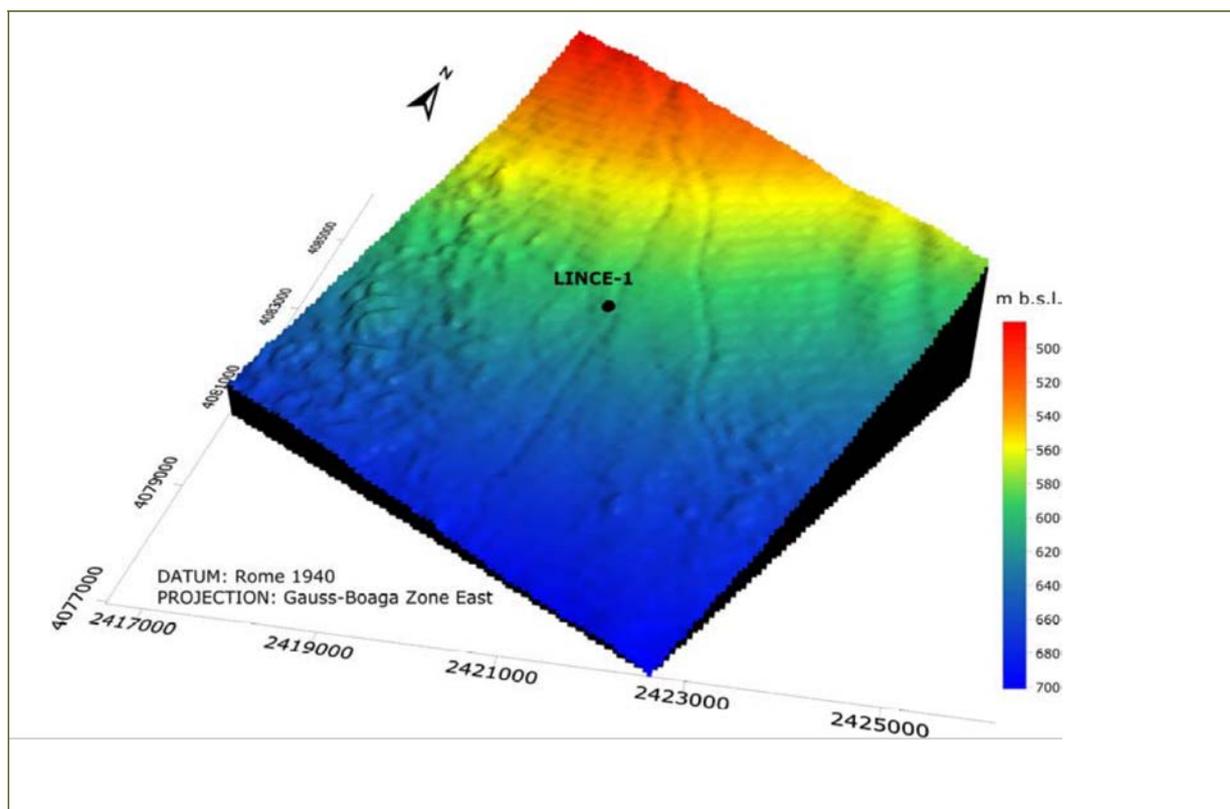
Batimetria

La profondità d'acqua dell'area varia da circa 484m (a Nord) a circa 701m (a Sud). La profondità del fondale dove è stata scelta la location di LINCE-1 è di 603m.





0				
---	--	--	--	--



1.4.2. RACCOMANDAZIONI GENERALI

Durante l'attraversamento degli obiettivi dovrà essere mantenuta una velocità di avanzamento tale da permettere un corretto monitoraggio delle manifestazioni di idrocarburi e creare una condizione di foro ottimale per l'acquisizione dei log di valutazione mineraria

Per facilitare la correlazione con il log CCL durante le operazioni di sparo per l'apertura degli intervalli da testare, durante le fasi di tubaggio inserire uno o più spezzoni di casing/liner con lunghezze diverse dallo standard. Questi spezzoni corti di casing sono da posizionare in corrispondenza dei livelli mineralizzati. Verrà inoltre valutata l'opportunità di introdurre nelle connessioni tra i casing, uno o più "marker" da posizionare ± 50 metri al di sopra dei livelli da testare.



1.5. CARATTERISTICHE GENERALI IMPIANTO

1.5.1 IMPIANTO

VOCE	DESCRIZIONE
Contrattista	SAIPEM
Nome impianto	SCARABEO 9
Tipo impianto	SEMISUBMERSIBLE – DUAL DRILLING RIG
Anno costruzione	2011
Sistema di propulsione	Azimuth thruster
Numero Thruster / Potenza Totale	8 Wartsila FS3500-571NU 4300 kW / 34400 kW
Profondita' Max	3600 mt
Tavola rotary livello mare	27 m (prevista)
Posti disponibili	200
Generatori N. – Tipo	8 Wartsila 12V32LNE
Tipi di argano	N° 2 Aker DDM-
Capacita' di sollevamento Argano	907 MT
Max profondita' d'acqua operativa	3000 mt
Tipo di top drive system	N° 2 Aker Maritime DDM-1000-H4-R-R
Capacita' top drive system principale	908 MT
Pressione di esercizio top drive system	520 bar
Motion Compensator Principale	Maritime Hydraulics crown mounted
Diametro Tavola Rotary	Apertura max 60 1/2"
Pompe Fango	N° 4 Baoji oilfield machinery modello F2200HL Potenza 2,200 HP 520 bar WP Linee disponibili 6 1/2"
Capacità totale Vasche Fango	2360 mc
Vibrovagli	N° 4 Axion AX-1 high efficiency shale shakers N° 2 MI-Swaco desilter 10 cones x 4", N° 1 Mi Swaco CD-1400 degasser N° 1 Water Jet type mud gas separator N° 2 MiSwaco Decanting Centrifuges
Capacità stoccaggio Acqua Industriale	3070 mc
Capacità stoccaggio acqua potabile	1139 mc
Capacità stoccaggio Gasolio	4352 mc
Capacità stoccaggio Barite	216 mc
Capacità stoccaggio Bentonite	216 mc
Capacità stoccaggio Cemento	432 mc
Sack storage	162 mc
Dimensioni	Larghezza: 115 m (riferita alle estremità del pontone) Lunghezza: 110 m Altezza massima: 80 m Moon pool dimensioni: 42 m x 8 m



Riser Joint Nr - Lunghezza x Jnt	200 - 22,86 m
Riser Joint ID - OD	19 1/2" - 21"
Tipo di Drill Pipe	6 5/8" DP – 3086 m – S135 5 7/8" DP – 7620 m – S135 5 " DP – 4570 m – S135 3 1/2" DP – 1850 m – S135
Tipo di Heavy Weight	5 7/8" DP – 30 joints – AISI 134 55KSI 5 " DP – 30 joints – AISI 134 55KSI 3 1/2" DP – 15 joints – AISI 134 55KSI
Tipo di Drill Collar	9 1/2" Spiral 12 Jnts – 8" Spiral 24 Jnts 6 1/2" Spiral 24 Jnts - 4 3/4" Spiral 15 Jnts



0				
---	--	--	--	--

1.5.2 B.O.P. STACK E DOTAZIONI DI SICUREZZA

VOCE	DESCRIZIONE					
Diverter (tipo)	VETCO					
Diverter (size)	21"					
Diverter (pressione di esercizio)	52 bar- 105 bar					
B.O.P. stack (tipo)	ANULARE SUPERIORE SHAFFER					
B.O.P. (size)	18 3/4"					
B.O.P. (pressione di esercizio)	10000 psi					
B.O.P. stack (tipo)	ANULARE INFERIORE SHAFFER					
B.O.P. (size)	18 3/4"					
B.O.P. (pressione di esercizio)	10000 psi					
B.O.P. stack (tipo)	SHAFFER TRP NXT doppia					
B.O.P. (size)	18 3/4"					
B.O.P. (pressione di esercizio)	15000 psi					
B.O.P. stack (tipo)	SHAFFER TRP NXT tripla					
B.O.P. (size)	18 3/4"					
B.O.P. (pressione di esercizio)	15000 psi					
Rams (Size)	Rams variabili	Rams variabili	Rams Fisse	Rams Fisse	Rams Fisse	Shear/bl ind
	1 set 3 1/2" -5 7/8"	1 set 5" - 7"	2 set 5"	2 set 5 7/8"	2 set 6 5/8"	1 set
Choke manifold(size/press.di esercizio)	3 1/16" - 15000 psi					
Choke lines (size/press.di esercizio)	3 1/16" - 15000 psi 3" - 15000 psi					
Kill lines (size/press.di esercizio)	3 1/16" - 15000 psi 3" - 15000 psi					

1.5.3 ELENCO PRINCIPALI CONTRATTISTE

SERVIZIO	SOCIETA' APPALTATRICE
IMPIANTO	Saipem



eni S.p.A.
e & p Division

PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE
POZZO: LINCE 1

PAG. **18**

DI **26**

0				
---	--	--	--	--

Tutti gli altri servizi sono da definire.



1.5.4 CONTATTI IN CASO DI EMERGENZA

Per i contatti di emergenza e per l'organizzazione relativa alle situazioni di emergenza in caso di Blow Out si dovrà fare riferimento unicamente al **“PIANO GENERALE DI EMERGENZA DISTRETTO MERIDIONALE (PEM-INT-07-01 Rev.2)”** del 15/11/2011.

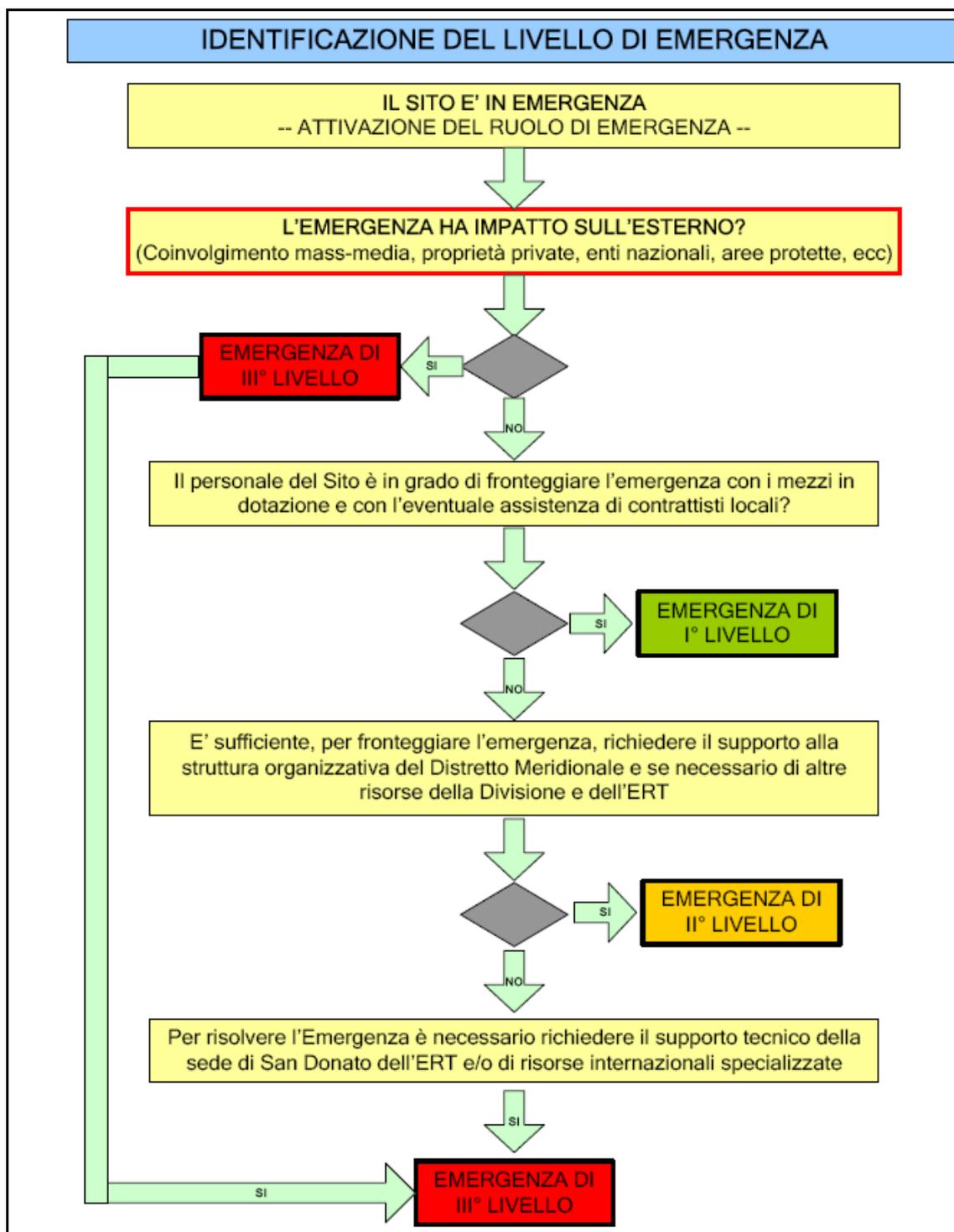
Lo stesso sarà disponibile sull'impianto dall'inizio delle operazioni.

Di seguito un estratto di tale Piano:



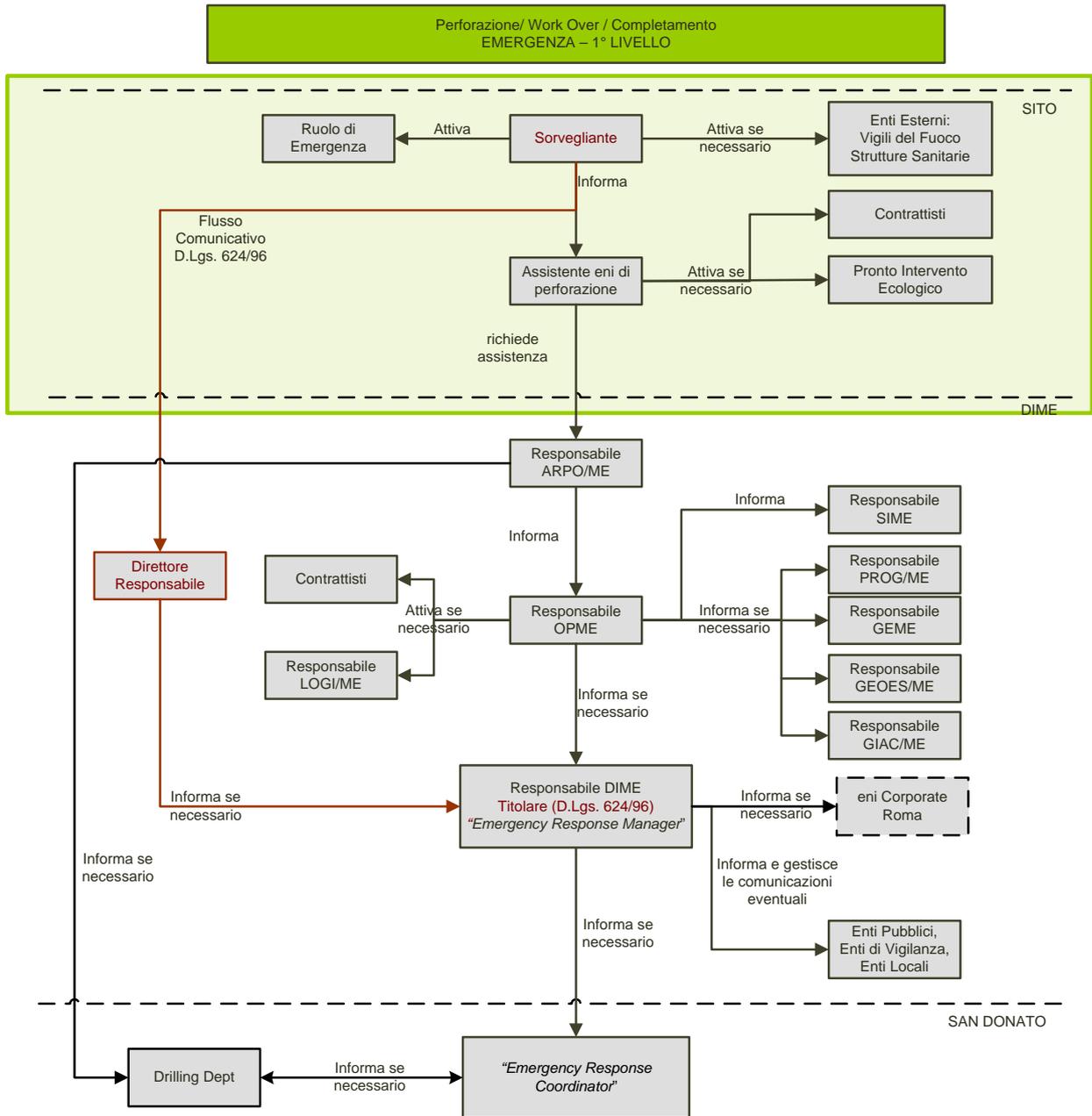


0				
---	--	--	--	--





0				
---	--	--	--	--





eni S.p.A.
e & p Division

PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE
POZZO: LINCE 1

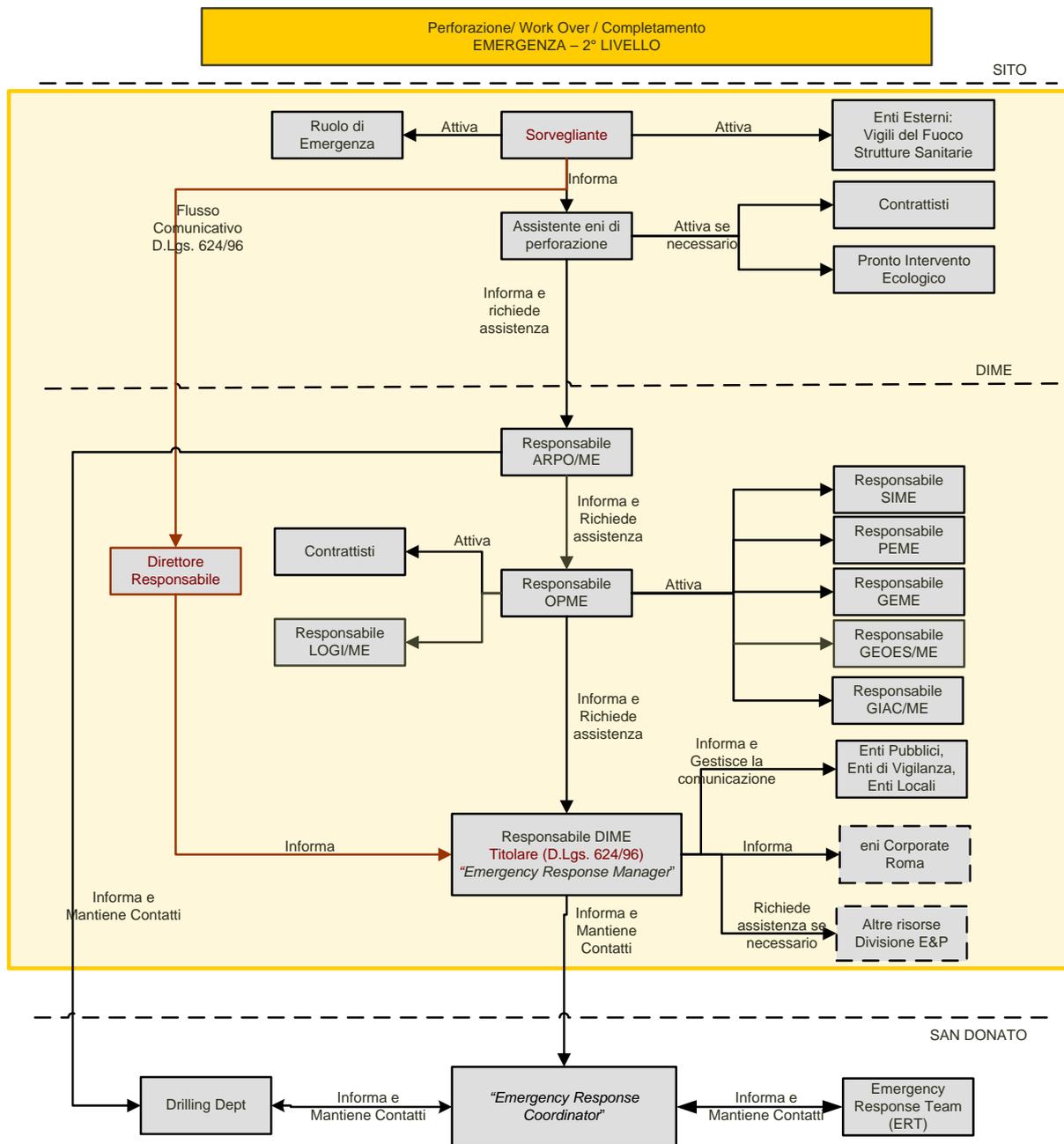
PAG. **22**

DI **26**

0				
---	--	--	--	--



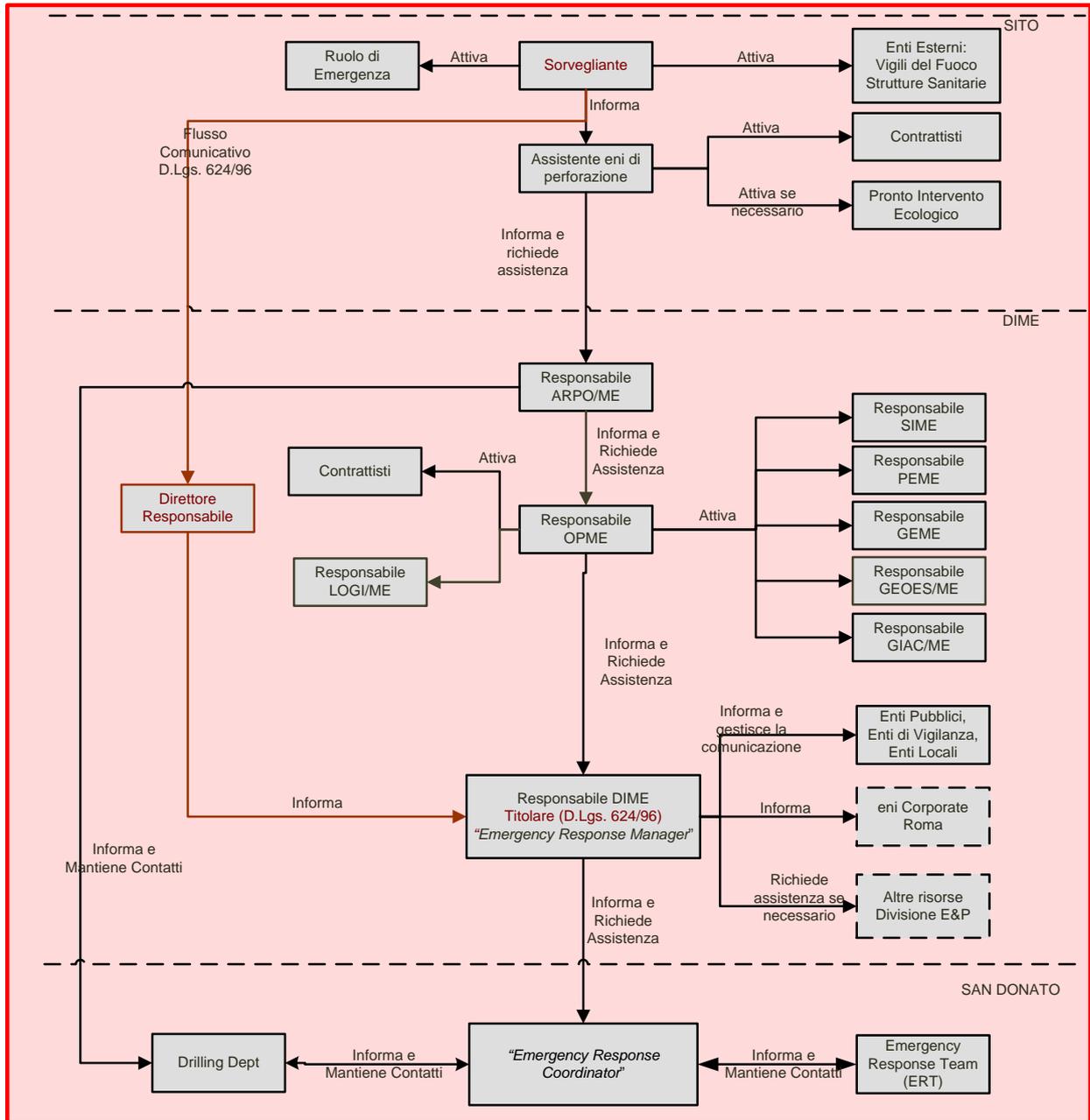
0				
---	--	--	--	--





0				
---	--	--	--	--

Perforazione/ Work Over / Completamento
EMERGENZA – 3° LIVELLO





1.5.5 UNITÀ DI MISURA E MANUALISTICA DI RIFERIMENTO

GRANDEZZA	UNITA' DI MISURA
PROFONDITA'	m
PRESSIONI	atm oppure psi oppure kg/cm ²
GRADIENTI DI PRESSIONE	atm/10m oppure kg/cm ² /10m
TEMPERATURE	°C
PESI SPECIFICI	kg/l oppure g/l
LUNGHEZZE	m
PESI	t
VOLUMI	m ³ oppure l
DIAMETRI BIT & CASING	inch
PESO MATERIALE TUBOLARE	lb/ft oppure kg/m
VOLUME DI GAS	Sm ³
PLASTIC VISCOSITY	cP
YIELD & GEL	g/100cm ²
SALINITA'	ppm oppure g/l di NaCl

Le operazioni saranno condotte in ottemperanza con le disposizioni contenute nel Documento Sicurezza e Salute Coordinato (DSSC). Lo stesso sarà disponibile sull'impianto dall'inizio delle operazioni.

Nell'ambito del DSSC, le operazioni di perforazione e completamento saranno espletate in accordo con le disposizioni contenute nei seguenti manuali/procedure:

STAP-P-1-M-20742 Rev B del 16/02/2012
(Best Practices for Drilling, Completion and Production Optimization Activities)

STAP-P-1-M-6100 Rev. C del 01-12-2012
(Drilling Design Manual)

STAP-P-1-M-6110 Rev. C del 24-05-2011
(Casing Design Manual)

STAP-P-1-M-6120 Rev. C del 24-05-2010
(Directional Control & Surveying Procedures Manual)

STAP-P-1-M-6140 Rev. C del 01-01-2005
(Drilling Procedures Manual)



STAP-P-1-M-6150 Rev. D del 08-03-2013
(Well Control Policy Manual)

SGI-PEM-INT-07-01 del 15/11/2011
Piano Generale di Emergenza Distretto Meridionale

STAP-P-1-M-7100 – Rev. 1 del 01/01/2005
(Completion Design Manual)

STAP-P-1-M-7120 – Rev. 2 del 01/01/2005
(Completion Procedures Manual)

STAP-P-1-M-7110 – Rev. 1 del 01/01/2005
(General Wire Line Procedures Manual)

STAP-P-1-M-7130 – Rev. 1 del 01/01/2005
(Well Test Procedures Manual)



Divisione E&P

POZZO: LINCE 1
PROGRAMMA GEOLOGICO

PAG. 1
DI 13

SEZIONE 2 - PROGRAMMA GEOLOGICO
POZZO LINCE 1
PERMESSO G.R13.AG SICILIA OFFSHORE

Data di emissione: Aprile 2014

④				
③				
②				
①				
①	Emissione	P. Storer <i>storer</i>	O. Da Rold <i>orold</i>	A. L. Cazzola <i>Cazzola</i>
	AGGIORNAMENTI	PREPARATO DA	CONTROLLATO DA	IL RESPONSABILE

 <p>Divisione E&P</p>	POZZO: LINCE 1 PROGRAMMA GEOLOGICO	PAG. 2 DI 13
--	--	-------------------------------

INDICE

1 - DATI GENERALI

- 1.1 Dati Generali Pozzo

2 - PROGRAMMA GEOLOGICO PRELIMINARE

- 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



Divisione E&P

POZZO: LINCE 1
PROGRAMMA GEOLOGICO

PAG. **3**
DI **13**

1 - DATI GENERALI



Divisione E&P

POZZO: LINCE 1
PROGRAMMA GEOLOGICO

PAG. 4

DI 13

1.1 Dati Generali Pozzo

Nome e sigla del pozzo	LINCE 1
Classificazione iniziale	NFW
Profondità finale prevista verticale	6200 m TVDSS
Permesso	G.R13.AG
Operatore	ENI E&P
Quote di titolarità	ENI E&P 60% EDISON 40%
Capitaneria di porto	LICATA
Zona	G
Distanza dalla costa	24 Km
Distanza dalla base operativa	24 Km (Licata)
Fondale*	- 605 m
Linee sismiche di riferimento	I.L.1418 - X.L.2087 del 3D "PANDA PSDM"
Litologia obiettivi	Carbonati
Formazione obiettivi	INICI / SCIACCA
Profondità Top obiettivo superiore	3400 m TVDSS
Profondità Top obiettivo inferiore	5800 m TVDSS
Latitudine - Longitudine di partenza (geografica)*	36° 52' 33.4355" - 13° 53' 35.3008"
Lat. - Long. a fondo pozzo (geografica)*	36° 52' 33.4355" - 13° 53' 35.3008"
Latitudine / Longitudine di partenza (metrica)*	4081750 N - 2421350 E
Lat. - Long. a fondo pozzo (metrica)*	4081750 N - 2421350 E
Proiezione	Gauss-Boaga
Ellissoide	Hayford 1909/ Internazionale
Datum	Monte Mario 1940
Semiassse 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.

* dati provvisori da confermare dopo W.S.S.



Divisione E&P

POZZO: LINCE 1
PROGRAMMA GEOLOGICO

PAG. **5**
DI **13**

2 - PROGRAMMA GEOLOGICO

 Divisione E&P	POZZO: LINCE 1 PROGRAMMA GEOLOGICO	PAG. 6 DI 13
--	--	-----------------------------------

2.1 Ubicazione geografica del prospect

Il prospect LINCE è localizzato nell'offshore del Canale di Sicilia, nel Permesso G.R13.AG, dove è presente la J.V. ENI 60 % (Operatore) - EDISON 40 % (figure 1 e 2).

Il permesso è attualmente nel terzo periodo di vigenza, che prevede la perforazione di due pozzi esplorativi entro il 25.05.2014, da perforare nel permesso G.R13.AG oppure nel permesso G.R14.AG, sui prospect migliori definiti dall'interpretazione dei rilievi sismici, come previsto dal programma lavori unificato per il terzo periodo esplorativo.

Gli obblighi di perforazione del primo periodo di vigenza dei due permessi sono stati assolti con la perforazione dei pozzi Panda 1, Panda W1 e Argo 1; quelli del secondo periodo di vigenza sono stati assolti con la perforazione dei pozzi Cassiopea 1 dir e Argo2.

Il pozzo LINCE 1 contribuirà ad assolvere gli obblighi di perforazione del terzo periodo.

2.2 Inquadramento geologico

Dal punto di vista geologico il pozzo interessa il settore centro orientale del Bacino di Avanfossa plio-pleistocenico che si estende sia nell'offshore del Canale di Sicilia che nell'onshore da Gela fino a Catania, il cui substrato è costituito dalle serie messiniane e pre-messiniane delle F.ni Gessoso Solfifera e Tellarò, e la sottostante serie mesozoico-terziaria di avampaese.

In figura 3 è riportato uno schema strutturale regionale relativo alla Sicilia ed alle aree limitrofe, in cui sono visibili i principali bacini pleistocenici di avanfossa ed i loro rapporti con le aree di catena.

Nella parte settentrionale del permesso è presente la falda alloctona denominata "Falda di Gela" che coinvolge successioni appartenenti al Miocene e al Plio-Pleistocene.

L'area del permesso in esame è caratterizzata dalla sequenza litostratigrafica schematizzata nella Fig 4. Dal Triassico superiore fino al Retico p.p. si è avuta la deposizione, in ambiente da subtidale a sopratidale, delle dolomie della F.ne Sciacca passanti a calcari ed argille della F.ne Noto. Durante il Retico p.p. - Hettangiano il rifting, legato all'apertura della Tetide, produce uno smembramento della piattaforma norica con la formazione di un bacino euxinico rapidamente subsidente in cui si depositano potenti coltri di argille nere e calcari con livelli basaltici della F.ne Streppenosa.

Il margine occidentale del bacino della F.ne Streppenosa non è ben conosciuto per mancanza di dati diretti di pozzo. Interpretazioni sismiche regionali individuano l'esistenza

	POZZO: LINCE 1 PROGRAMMA GEOLOGICO	PAG. 7 DI 13
---	---	-------------------------------

del bacino nei permessi G.R13.AG e G.R14.AG, mentre si ritiene che il suo margine più occidentale sia ubicato poco ad ovest del permesso G.R14.AG; oltre questo limite durante il Trias superiore – Hettangiano si sono avute solo condizioni di piattaforma permanente.

La deposizione della F.ne Streppenosa si arresta alla fine dell'Hettangiano quando una brusca regressione provoca il prograding della piattaforma della F.ne Inici sulle zone meno profonde del bacino.

Nel Lias - Dogger la piattaforma liassica subisce un generale smembramento con successivo annegamento a causa di una intensa fase tettonica distensiva con orientamento NO - SE e NE – SO. Nella zona si instaurano condizioni di mare profondo con la deposizione di calcari e marne appartenenti alla F.ne Rosso Ammonitico.

La batimetria si uniforma durante il Malm ed il Cretaceo inf. con la deposizione di sedimenti carbonatici di ambiente marino profondo appartenenti alle F.ni Lattimusa ed Hybla. Gli elementi paleogeografici creatisi durante il Cretaceo inferiore persistono anche nel Cretaceo superiore – Eocene, con la sedimentazione dei calcari con selce della F.ne Scaglia.

La serie oligo-miocenica, che inizia con la deposizione della F.ne Ragusa, poggia in discordanza sulla serie carbonatica sottostante; l'ambiente di deposizione è meno profondo di quello della Scaglia. Durante il Tortoniano avviene la deposizione della F.ne Tellaro.

Nel Messiniano l'area subisce una profonda variazione paleogeografica con la deposizione delle evaporiti della F.ne Gessoso Solfifera. Durante il Pliocene inferiore-medio si verifica un'ingressione marina che porta alla deposizione di sedimenti marnosi e argillosi della F.ne Trubi (già F.ne Ribera M.bro Trubi). Successivamente, in seguito all'avanzamento verso Sud della falda alloctona, al passaggio Plio-Pleistocene si instaura un ambiente torbido con argille e sabbie della F.ne Ponte Dirillo, della F.ne Sabbie di Irene e della F.ne Argo (già F.ne Ribera M.bro Narbone).

2.3 Interpretazione sismica

L'interpretazione è stata eseguita sul volume sismico 3D acquisito nel 2003/2004, con un'estensione di circa 800 kmq, ubicato a circa 20 km dalla costa, nell'offshore di Licata. In figura 2 è visibile il limite dell'area coperta dal dato 3D. E' stata interpretata la versione PSDM (Pre-Stack Depth Migration) ottenuta dalla rielaborazione dei dati condotta nel periodo settembre 2011-Marzo 2012 presso il centro di elaborazioni sismiche Eni di San Donato Milanese.

Il dato sismico presenta un bin di dimensioni 12.5 m in direzione In-line e 18.75 m in direzione Cross-line, con copertura 4000%, e si può considerare di ottima qualità a livello

 Divisione E&P	POZZO: LINCE 1 PROGRAMMA GEOLOGICO	PAG. 8 DI 13
---	---	-------------------------------

della serie pleistocenica; la qualità si degrada velocemente con la profondità e in corrispondenza della serie mesozoica vi è una forte interferenza tra il segnale e il rumore legato agli smiles di migrazione.

L'analisi dei dati è stata rivolta soprattutto alle sequenze stratigrafiche mesozoiche già descritte nei paragrafi precedenti, ed in particolare è stata mirata alla individuazione e valutazione di strutture di interesse a livello del Lias e del Triassico superiore, ponendo come obiettivo esplorativo primario la ricerca di accumuli di idrocarburi all'interno della serie carbonatica mesozoica.

Lo studio sismico-geologico è stato condotto interpretando alcuni orizzonti di età dal Triassico al Pleistocene, di riferimento per la ricostruzione dell'evoluzione paleogeografica dell'area. In particolare sono stati interpretati i top della F.ne Sciacca (reservoir triassico), della F.ne Noto, della F.ne Streppenosa, della F.ne Inici (reservoir liassico), della F.ne Scaglia, della F.ne Gessoso Solfifera, della F.ne Trubi e il fondomare.

La mappatura del Top delle F.ni Inici e Sciacca ha consentito di evidenziare una struttura di interesse con culminazione ubicata circa 8 km a sud-est del pozzo Argo 1, con la conseguente ubicazione del pozzo Lince 1. Le mappe in profondità del prospect a livello dei Top delle F.ni Inici e Sciacca sono visibili nelle figure 5 e 6. Come si evince dalle mappe la culminazione del top della F.ne Sciacca risulta spostata verso NW di circa 7 km rispetto alla culminazione del top della F.ne Inici. L'ubicazione del pozzo Lince1 risulta un compromesso fra le due culminazioni assolute e la location individuata è in una posizione centrale nel blocco, al di fuori del limite delle 12 miglia dalla costa.

Si tratta di una struttura anticlinalica di grandi dimensioni con asse principale E-W, delimitata da faglie dirette con orientazione E-W, NW-SE e SW-NE. La chiusura strutturale complessiva copre un'area di circa 130 kmq a livello del top della F.ne Inici e di circa 50 kmq a livello del top della F.ne Sciacca.

In accordo con i risultati di uno studio geochimico di bacino eseguito presso GEBA nel corso del 2008 ed aggiornato nel 2012 con i più recenti dati disponibili, si ritiene che la struttura sia posizionata su un probabile percorso di migrazione degli idrocarburi da SW a NE, ovvero dalle rocce madri delle F.ni Noto e Streppenosa verso la struttura di Lince. L' inizio della strutturazione principale che ha condotto alla formazione della trappola può essere datato al Cretaceo inferiore; si tratterebbe quindi di un alto che già dal Mesozoico poteva trovarsi in posizione favorevole per ricevere gli HC generati nel bacino naftogenico triassico/liassico.

Per illustrare l'assetto strutturale della trappola, è riportata in figura 7 l'interpretazione eseguita sulla inline 1418 del rilievo sismico 3D, ad andamento SW-NE. Nella figura 8 è riportata l'interpretazione eseguita sulla crossline 2087, ad andamento NW-SE. In

 <p>Divisione E&P</p>	<p>POZZO: LINCE 1</p> <p>PROGRAMMA GEOLOGICO</p>	<p>PAG. 9</p> <p>DI 13</p>
--	---	--

particolare, nella figura 7 sono evidenti le faglie normali che limitano il fianco SW della struttura, che si ritiene siano state attive fino al Pliocene.

2.4 Obiettivi del pozzo

Gli obiettivi del sondaggio sono costituiti dai calcari/dolomie della F.ne Inici e dalle dolomie della F.ne Sciacca, i cui top sono previsti rispettivamente a 3400 e 5800 m TVDSS.

Le potenzialità della struttura sono stata valutate nell'ordine di circa 260 m di pay all'interno della F.ne Inici e di circa 350 m di pay all'interno della F.ne Sciacca. L'idrocarburo atteso è gas con eventuale olio residuo con subordinato gas termogenico associato: i risultati degli studi geochimici eseguiti nell'area supportano la possibilità di rinvenire prevalentemente gas.

Di seguito si elencano i valori medi di alcuni parametri petrofisici attesi per i reservoir:

	<i>Porosità %</i>	<i>SW%</i>	<i>N/G</i>	<i>FVF (Bo)</i>
Inici	2 - 10	0.15 – 0.35	0.40 – 0.70	1.19
Sciacca	2 - 8	0.15 – 0.35	0.75 – 0.90	1.21

Si ritiene che la permeabilità sia essenzialmente legata alla fratturazione.

Per quanto riguarda le difficoltà di perforazione, vanno segnalati fondamentalmente due aspetti:

- Come dimostrato dai pozzi Argo 1, Argo 2 e Cassiopea 1 dir, che distano circa 8-15 km dal prospect in oggetto, nella serie stratigrafica plio-pleistocenica sono presenti sovrappressioni.
- Si possono prevedere perdite di circolazione significative nel corso dell'attraversamento delle F.ni Inici e Sciacca.

2.5 Rocce madri

La roccia madre principale è ritenuta essere la F.ne Noto, con contributo variabile dalle sequenze argillose retiche della F.ne Streppenosa.

 Divisione E&P	POZZO: LINCE 1 PROGRAMMA GEOLOGICO	PAG. 10 DI 13
--	--	--------------------------------

Gli studi geochimici condotti per l'area in esame e per la vicina area iblea forniscono per la F.ne Noto indicazioni di roccia madre di buona qualità, attualmente matura ed in grado di produrre idrocarburi. La materia organica, concentrata principalmente nei livelli argillosi, è caratterizzata da un Kerogene di tipo II, derivato da un mixing di materia organica marina e continentale. Il valore di TOC medio è pari a 1-3 %, mentre il Potenziale Petrolifero medio è 2-5 Kg Hc/Ton di roccia.

Gli studi geochimici forniscono inoltre per la F.ne Streppenosa, soprattutto per la sua porzione inferiore di età retica, indicazioni di discreta roccia madre, attualmente matura ed in grado di generare idrocarburi. La materia organica è caratterizzata da un Kerogene di tipo III, di derivazione prevalentemente continentale, con TOC medio 0,3-1 % e Potenziale Petrolifero 0,3-1,5 Kg Hc/Ton di roccia. Le scarse caratteristiche naftogeniche di questa formazione sarebbero compensate dai notevoli spessori della formazione stessa.

2.6 Rocce di copertura

Per quanto riguarda il reservoir liassico F.ne Inici, la copertura è data dalla F.ne Rosso Ammonitico, costituita da fitte intercalazioni di marna fossilifera rossastra e calcare WKST e PKST, secondo un modello già verificato nel campo di Vega.

La copertura per il reservoir triassico F.ne Sciacca è identificata nelle facies argillose della F.ne Streppenosa, insieme alle sequenze argillose della F.ne Noto, le cui capacità di sealing sono ampiamente conosciute nell'area del Plateau Ibleo, ad esempio nei campi di Ragusa e Tresauro.

Uno schema generale del sistema petrolifero noto per l'area in esame è riportato in figura 9. Risulta evidente che nel caso del prospect Lince, tutti gli elementi del sistema petrolifero concorrono a formulare l'ipotesi di una positiva combinazione dei diversi fattori che costituiscono il sistema petrolifero, in particolare si evidenzia la precoce (Cretaceo inf.) strutturazione dell'alto che costituisce la trappola, dimostrata dalla rastremazione della serie cretacea al di sopra della struttura, con la combinata persistenza di generazione ed espulsione.

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 (figura 10):

Il datum di riferimento è il livello mare (m TVDSS)

	POZZO: LINCE 1 PROGRAMMA GEOLOGICO	PAG. 11 DI 13
---	---	--------------------------------

605 (fm)-1600 m: Argilla grigia siltosa con frequenti intercalazioni di livelli di sabbia fine quarzosa da centimetrici a metrici.

F.ne Argo

Età: Pleistocene

1600 - 1680 m: Marna grigio-biancastra, tenera, fossilifera.

F.ne: Trubi

Età: Pliocene inferiore – Pliocene medio

1680 - 1750 m: Gesso biancastro amorfo e cristallino con livelli di marne e mudstone.

F.ne: Gessoso solfifera

Età: Miocene superiore (Messiniano)

1750 - 1850 m: Argilla e marna grigio-verdastra, fossilifera, tenera, con qualche livello di calcare argilloso.

F.ne: Tellaro

Età: Miocene medio-superiore

1850 - 2200 m: Calcare WKST/PKST biancastro e marrone, fossilifero. Presenza di intercalazioni di marna marrone fossilifera e di noduli di selce varicolore.

F.ne: Ragusa

Età: Oligocene - Miocene inferiore

2200 - 2900 m: Calcare MDST/WKST grigio-biancastro, fossilifero, con intercalazioni di PKST e qualche sottile livello di marna e di tufo. Presenza di noduli di selce.

F.ne: Scaglia (Amerillo)

Età: Cretacico superiore - Eocene

2900 – 3200 m: Marna grigio-verdastra fossilifera con intercalazioni di MDST biancastro, argilloso.

F.ne: Hybla

Età: Cretaceo inferiore



Divisione E&P

POZZO: LINCE 1
PROGRAMMA GEOLOGICO

PAG. 12

DI 13

- 3200 - 3300 m:** Calcarea MDST grigio - biancastro e rossastro, fossilifero, a tratti argilloso, localmente passante a WKST. Intercalazioni di marna e noduli di selce.
F.ne: Lattimusa (Chiaramonte)
Età: Giurassico superiore (Titoniano)-Cretaceo inferiore (Valangin.)
- 3300 - 3400 m:** Fitta intercalazione di marna fossilifera verde-rossastra e calcarea WKST/PKST biancastro, fossilifero, talora argilloso. Possibile presenza di brecce e di livelli di basalto nerastro e di tufo grigio scuro.
F.ne: Rosso Ammonitico (Buccheri)
Età: Giurassico inferiore (Toarciano) - Giurassico superiore.
- 3400 - 4200 m:** Calcarea PKST/GRST biancastro, intraclastico, fossilifero, localmente oolitico, a volte dolomitizzato. Possibile presenza di Boundstone stromatolitico intertidale.
F.ne: Inici
Età: Giurassico inferiore (Hettangiano-Pliensbachiano).
- 4200 - 5400 m:** Argille scure, grigio-verdi e nerastre, siltose con intercalazioni di calcarea MDST grigio-biancastro, localmente ricristallizzato o dolomitico. Presenza di livelli di basalti e tufi nerastri.
F.ne: Streppenosa
Età: Triassico superiore (Retico) - Giurassico inferiore (Hettangiano)
- 5400 - 5800 m:** Calcarea MDST ricristallizzato laminato dolomitico marroncino-grigiastro con intercalazioni di argille nere laminate e qualche livello di basalto. Presenza nella parte basale di dolomia laminata marrone a grana da fine a media, con intercalazioni di dolomia a grana grossa. Possibile presenza di breccia dolomitica.
F.ne: Noto
Età: Triassico superiore (Retico)
- 5800 - 6200 m:** Dolomia calcarea bianco-grigiastra a grana da fine a grossa, localmente brecciata, fratturata e vacuolare. Possibili intercalazioni di lave basaltiche.
F.ne: Sciacca
Età: Triassico superiore.

	POZZO: LINCE 1 PROGRAMMA GEOLOGICO	PAG. 13 DI 13
---	---	--------------------------------

NB: in considerazione del carattere esplorativo del pozzo, della distanza dei principali pozzi di calibrazione nell'area e dei margini di affidabilità dell'interpretazione sismica e della conversione in profondità, occorre considerare un'incertezza di +/- 200 m nell'identificazione delle profondità dei passaggi formazionali delle unità profonde.

2.8 Pozzi di riferimento

Per quanto riguarda l'attraversamento della serie di avanfossa plio-pleistocenica si consiglia di fare riferimento ai pozzi Argo1, Argo2 e Cassiopea 1 dir, ubicati circa 10 km a NW del prospect Lince.

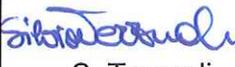
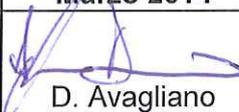
Informazioni utili per l'attraversamento della serie mesozoica e terziaria si possono derivare dai pozzi Palma1 e Palma 3, Prezioso 1, e dai pozzi del campi di Perla e Gela. Per l'obiettivo liassico possono essere utili come riferimento anche i pozzi del campo di Vega.



SEZIONE 3 - PROGRAMMA DI GEOLOGIA OPERATIVA

POZZO: LINCE 1

Data di emissione: **Marzo 2014**

④				
③				
②	Emissione			
①	Emissione	Marzo 2014	Marzo 2014	Marzo 2014
	GEOES/ME	 A. Santo	 S. Terzuoli	 D. Avagliano
①	Emissione	Marzo 2014	Marzo 2014	Marzo 2014
	GEOP/CS	M. Di Federico	S. Mazzoni	F. Sirtori
	AGGIORNAMENTI	PREPARATO DA	CONTROLLATO DA	IL RESPONSABILE



SEZIONE 3 PROGRAMMA DI GEOLOGIA OPERATIVA

INDICE

3 PROGRAMMA DI GEOLOGIA OPERATIVA	3
3.1. - SURFACE LOGGING	3
3.2.1. - CAMPIONAMENTI	6
3.2.2 - CAROTE DI FONDO	9
3.2.3 - CAROTE DI PARETE	10
3.2.4. - FLUIDI	10
3.3.1 - LOGGING WHILE DRILLING	11
3.3.2 - WIRELINE LOGGING	13
3.3.3 - ACQUISIZIONE SISMICA DI POZZO	17
3.4 - WIRELINE TESTING	17
3.5 - TESTING	17
3.6- STUDI ED ELABORATI	17

SEZIONE 3. PROGRAMMA DI GEOLOGIA OPERATIVA

3.1 SURFACE LOGGING

Compagnia di servizio: **Da Definire**

E' previsto l'inizio del servizio Mud Logging a partire dalle operazioni di perforazione del Pilot Hole da 8"1/2.

In particolare sono richiesti i servizi come di seguito riportato:

- **"Operating Service"** con squadra al completo (4 operatori) a partire da inizio pozzo, sino alla TD della fase 6" (prevista a 6227 m/MD) comprensiva di log finali.
- **"Reduced Service"** con due operatori nelle fasi di completamento del pozzo, accertamento minerario o chiusura mineraria.

Optional richiesti:

- **Gas cromatografo** tipo FID ad alta risoluzione (a partire dalla fase 17"1/2, inizio perforazione con ritorno a giorno).
 - **Electromagnetic Flow Out e Flow IN** a partire da 3100 m/MD, c.ca 300 m dal top della F.ne Inici (fase 14"3/4) prevista a 3427 m MD (3400 m/TVDss) e sino alla TD, in particolar modo per il monitoraggio delle micro e macrolosses all'interno degli obiettivi minerari (F.ni Inici e Sciacca) nelle fasi da 12"1/4 e 6";
 - **QFT** a partire da 3100 m/MD, c.ca 300 m dal top della F.ne Inici (fase 14"3/4) prevista a 3427 m MD (3400 m/TVDss) e sino a TD, fasi 12"1/4, 8"1/2, e 6" per identificazione contatti fluidi.
 - **MUD Temperature In & OUT** a partire dal primo ritorno di fluido a giorno sino alla TD;
 - **MUD Resistivity In & OUT** a partire dal primo ritorno di fluido a giorno sino alla TD.
 - **MUD Heater** da utilizzare a partire da inizio fase 14"3/4, (2127 m/MD) nel caso in cui si rilevassero basse temperature del fluido in uscita a causa dell'effetto di raffreddamento all'interno del riser legato alle basse temperature da fondo mare alla superficie.
- A causa delle basse temperature il fluido in uscita può subire un decremento tale da inibire la capacità di degassamento, soprattutto degli omologhi superiori al C1 (metano).
- **Attrezzatura per sezioni sottili** (solo in perforazione);
 - **Sensori H2S;**
 - **Sensori di esplosività;**
 - **Barre ADF acustico-luminose.**

Il numero esatto dei sensori di esplosività ed H2S e delle barre ADF verrà stabilito

 <p>ENI Divisione E & P GEOES/ME</p>	<p>PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE</p> <p>Pozzo: LINCE 1</p>	<p>PAG. 4</p> <p>DI 19</p>
---	---	--

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 (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 detenzione delle manifestazioni gassose (portata d'aspirazione costante, pulizia frequente della "gas trap", controllo giornaliero delle linee gas, ecc.).

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.

Prima dell'inizio del servizio il Geologo di cantiere verificherà l'efficienza e il corretto funzionamento della strumentazione.

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, al responsabile ARPO ed inviato giornalmente tramite il "Sistema di reporting-trasmissione" (o via Fax, in caso di mancanza del collegamento) alla Geologia Operativa di Viggiano (GEOES/ME).

- il Master Log (MD e TVD), aggiornato il più spesso possibile, deve essere allegato giornalmente come File.pdf nel "Sistema di Reporting" (o inviato via Fax a GEOES/ME-Viggiano, in caso di mancanza del collegamento network).

Una copia aggiornata dovrà essere disponibile in qualsiasi momento, sulla base delle esigenze operative (individuazione di passaggi formazionali, casing point, log elettrici, ecc.).

A fine pozzo dovranno essere consegnate n. 3 copie complete.

- E' inoltre richiesto l'inserimento giornaliero nel "Sistema di Reporting" dei Files.zip dei dati su base profondità (frequenza ogni 0,2/0,25 m) e su base tempo (frequenza ogni 5 sec).

 <p>ENI Divisione E & P GEOES/ME</p>	<p>PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE</p> <p>Pozzo: LINCE 1</p>	<p>PAG. 5</p> <p>DI 19</p>
---	---	--

I file dovranno essere denominati nel modo seguente:

Dati Depth: *Lince 1_d_(top)_(bottom)*

Dati Time: *Lince 1_t_(ggmmaa)*

- 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 alla Geologia di Distretto tre 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 verrà effettuato dal Geologo di cantiere 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.

3.1.1 Analisi del Gas While Drilling e degli assorbimenti

Durante la perforazione sarà applicata la metodologia "Gas While Drilling" per l'analisi dei componenti del gas, a cura di GEOES/ME con il supporto di GEOP, qualora sia ritenuto necessario. Pertanto è importante la corretta raccolta dei dati gas.

Questa metodologia può assumere particolare importanza per la determinazione dei fluidi di formazione (idrocarburi e/o acqua) e dei suoi rispettivi contatti all'interno dei 2 obiettivi minerari, dando talvolta supporto, anche sull'individuazione dei passaggi formazionali.

Dovendo utilizzare sul pozzo i sensori elettromagnetici di flusso (Flow In e Flow Out) per il monitoraggio di micro e macro losses all'interno degli obiettivi minerari (F.ni Inici e Sciacca), si richiede l'analisi degli assorbimenti, in particolar modo nei 2 reservoir carbonatici. L'analisi sarà eseguita da GEOES/ME in collaborazione con GEOP.

 <p>ENI Divisione E & P GEOES/ME</p>	<p>PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE</p> <p>Pozzo: LINCE 1</p>	<p>PAG. 6</p> <p>DI 19</p>
---	---	--

3.2 CAMPIONAMENTI

3.2.1 Cutting

E' previsto il campionamento dei cutting dal primo ritorno del fluido.

Cutting lavati ed asciugati

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

Due serie dovranno essere spedite a **GEOLAB**, presso i laboratori di Milano.

La terza serie dovrà essere inviata al Partner **EDISON**.

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

Dal primo ritorno a giorno a 3377 m ogni 10 metri (fasi: 17''½ e 14''¾)

Da 3377 m a 6227 m (T.D.) ogni 5-10 metri (fasi: 12''¼, 8''½ e 6'')

La quantità di cutting da raccogliere ai vibrovagli non dovrà essere inferiore ai 200 cc per serie.

Campioni lavati con H₂O₂ e Sezioni Sottili

Sono richiesti per lo studio stratigrafico del pozzo **una serie** di campioni **lavati con "acqua ossigenata" (H₂O₂)** per quanto riguarda le facies clastiche e/o la preparazione delle **sezioni sottili**, in presenza di facies carbonatiche.

Dal primo ritorno a giorno a 3377 m ogni 20 metri (fasi: 17''½ e 14''¾)

Da 3377 m a 6227 m (T.D.) ogni 5-10 metri (fasi: 12''¼, 8''½ e 6'')

Prelevare ulteriori campioni e/o eseguire ulteriori sezioni sottili in corrispondenza di manifestazioni gassose, indizi di mineralizzazione e cambi litostratigrafici.

Non lavati / non asciugati ("Source rock")

Richieste **n° 2 serie** (di cui **1 per il Partner**).

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

Specificare, oltre al nome del pozzo e profondità, anche il tipo di campione: "Source Rock".

Il campionamento dovrà essere il seguente:

Dal primo ritorno a giorno a 3377 m ogni 20 metri (fasi 17''½ e 14''¾)

Da 3377 m a 6227 m (T.D.) ogni 5-10 metri (fasi: 12''¼, 8''½ e 6'').

Campioni di tipo Head Space Analysis

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

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

E' previsto il prelievo dei campioni Mini Head Space con la seguente frequenza :

Dal primo ritorno a giorno a 3377 m ogni 20 metri (fasi 17''½ e 14''¾)

Da 3377 m a 6227 m (T.D.) ogni 5-10 metri (fasi: 12''¼, 8''½ e 6'').

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

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 come segue:

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

Dal primo ritorno a giorno a 3377 m ogni 40 metri (fasi 17''½ e 14''¾)

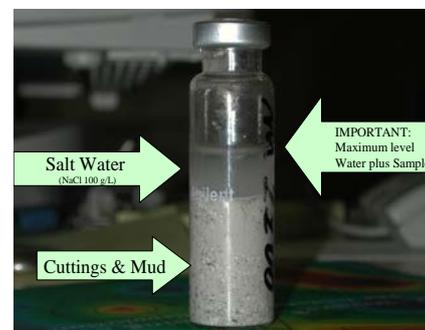
Da 3377 m a 6227 m (T.D.) ogni 20 metri (fasi: 12''¼, 8''½ e 6'').

Ulteriori campioni andranno presi nei seguenti casi:

- Manifestazioni con Drilling Gas > di 3 volte il B.G.G.;
- Inizio assorbimenti;
- Vicinanza di limiti formazionali determinanti per il proseguimento delle operazioni (es. "casing point", "coring point", ecc.);
- Brusche variazioni della velocità di avanzamento.

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 LABO/GEBA Bolgiano - S. Donato Milanese assieme ai campioni HSA.

Recommended Levels for Correct HEAD SPACE SAMPLING



Vial 20ml Head Space



Tabella riassuntiva campionamenti

n° Serie	Fase (m)	Freq. metri	Tipo / quantità	Scopo	Destinatario
3	da 17"1/2 a 14"3/4 (1427 – 3377)	10	Lavato - asciugato minimo 50 cc di residuo	Stratigrafico	GEOLAB-EDISON
2	da 17"1/2 a 14"3/4 (1427 – 3377)	20	non lavato e non asciugato (min. 200 cc)	Source Rock e Reservoir	GEBA- EDISON
1	da 17"1/2 a 14"3/4 (1427 – 3377)	20	Head space	Mini Head Space	GEBA
1	da 17"1/2 a 14"3/4 (1427 – 3377)	20	Lavati "H2O2" e/o Sezioni Sottili	Stratigrafico	GEOES/ME
1	da 17"1/2 a 14"3/4	40	Vacutainer	Gas	GEBA
3	da 12"1/4 a 6" (3377-6227)	5 – 10	Lavato - asciugato minimo 50 cc di residuo	Stratigrafico	GEOLAB-EDISON
2	da 12"1/4 a 6" (3377-6227)	5 – 10	non lavato e non asciugato (min. 200 cc)	Source Rock e Reservoir	GEBA- EDISON
1	da 12"1/4 a 6" (3377-6227)	5 - 10	Head space	Mini Head Space	GEBA
1	da 12"1/4 a 6" (3377-6227))	5 - 10	Lavati "H2O2" e/o Sezioni Sottili	Stratigrafico	GEOES/ME
1	da 12" 1/4 a 6"	20	Vacutainer	Gas	GEBA

Note:

1. Il geologo eni potrà variare frequenza e modalità di campionamento secondo le necessità del momento.
2. In ogni caso sarà cura della compagnia di "Mudlogging" prelevare degli "spot samples", infittendo il campionamento, nei seguenti casi:
 - Presenza di manifestazioni;
 - Inizio assorbimenti;
 - In prossimità di limiti formazionali determinanti per il proseguo delle operazioni ("casing point", "coring point", ecc.);
 - "Drilling break" e "reverse break"
3. Per le indicazioni da riportare sulle buste e/o contenitori (es. Head Space) si raccomanda l'utilizzo di pennarelli ad inchiostro indelebile.

 ENI Divisione E & P GEOES/ME	PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE Pozzo: LINCE 1	PAG. 9 DI 19
---	--	-------------------------------

4. Tutti i campioni dovranno essere disposti in ordine di prelievo nelle cassette o scatole, corredate dei dati che riguardano il contenuto e i dati dei destinatari.

I campioni di pertinenza ENI dovranno essere spediti (con relativa bolla d'accompagnamento) all'attenzione di:

M. Impalà - GEOLAB (Campioni lavati, sez. sottili, lavati in H₂O₂ e Carote);

G. Caccialanza - GEBA (Campioni non lavati);

C. Barbieri - GEBA (Mini Head Space e Vacutainer).

Presso i: **Laboratori ENI di BOLGIANO**
Via Maritano, 26
20097 SAN DONATO Milanese (MI)

I campioni del Partner (EDISON) dovranno essere spediti (con relativa bolla d'accompagnamento) all'attenzione di:

Sig. V. Chiavaroli
EDISON S.p.A.
Via Aterno, 19
C.da Dragonara di Sambuceto
66020 S. GIOVANNI TEATINO (CH)

Ad ogni spedizione di campioni deve essere fatta una comunicazione con specificato: pozzo, data, mittente, destinatario, contenuto e corriere utilizzato. La comunicazione va trasmessa in distretto (att.ne Responsabile Team Geologia Operativa). Una copia va allegata al materiale inviato ed un'altra conservata in cantiere. Su ogni cassetta dovrà essere trascritto il nome del pozzo, il tipo di cutting (lavato, non lavato), il numero della serie, e l'intervallo contenuto entro la cassetta. Avvertire tramite "e-mail" il RTGO e/o Specialista dell'avvenuta spedizione.

3.2.2 Carote di Fondo

Sul pozzo sono previste 2 carote di fondo doppie orientate per scopi minerari/petrofisici, in caso di presenza di manifestazioni/indizi di mineralizzazione, all'interno dei 2 reservoir carbonatici, obiettivi minerari del pozzo.

In dettaglio si prevede 1 carota di fondo doppia orientata all'interno della formazione Inici (top previsto @ 3400 m/TVDss; 3427 m/MD) ed 1 carota di fondo doppia orientata all'interno della F.ne Sciacca (top previsto @ 5800 m/TVDss; 5827 m/MD).

 ENI Divisione E & P GEOES/ME	PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE Pozzo: LINCE 1	PAG. 10 DI 19
---	--	--------------------------------

Non si esclude in caso d'incertezza stratigrafica il prelievo delle medesime carote, anche in assenza di indizi minerari, oppure, l'esecuzione di ulteriori carote di fondo, sempre per scopi minerari/petrofisici e/o stratigrafici.

I singoli "coring point", saranno decisi al momento sulla base dei dati che emergeranno durante la perforazione, su segnalazione del personale geologico presente in cantiere ed in stretta collaborazione con GEOES/ME, che concorderà con ESEI il suo prelievo.

Sarà quindi necessaria durante la perforazione dei termini carbonatici, in particolar modo negli obiettivi minerari del pozzo, un adeguato monitoraggio geologico stratigrafico ed una tempestiva trasmissione dei dati di pozzo per l'ottimizzazione del programma. Il geologo ENI seguirà le modalità di prelevamento e descrizione come riportato nelle "Procedure di Geologia Operativa" paragrafo 2.2.2. Allegherà il rapporto "Carota di fondo" e, nel caso di carote orientate, il rapporto "Oriented Coring" (su carta e CD). Provvederà quindi alla spedizione come da capitolo 3.1.

Le modalità operative di dettaglio per il prelievo, trattamento, trasporto e analisi della carota saranno riportate in un documento a parte ("Coring Protocol"), che verrà emesso prima dell'esecuzione dell'operazione.

3.2.3 Carote di Parete

Al momento non è previsto il prelievo di carote di parete. Non è escluso che, in caso d'incertezza stratigrafica e/o mineraria, si possa far ricorso ad un suo utilizzo in pozzo, in particolar modo attraverso l'utilizzo del sistema di carotaggio del tipo meccanico (rotary) Mechanical Sidewell Coring Tool (MSCT).

3.2.4 Fluidi

Tutti i fluidi che si ritengono provenire dalle formazioni attraversate dal sondaggio durante la perforazione, siano essi idrocarburi od acqua di strato oppure fluido contaminato dagli stessi fluidi di formazione, dovranno essere campionati, specificandone la profondità da cui si ritiene questi provengano e il punto di prelievo. Durante i test e le prove di produzione dovranno essere campionati tutti i fluidi di strato.

I campioni, accompagnati dal relativo rapporto e dalla richiesta di analisi, saranno 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 fluido di perforazione e

 ENI Divisione E & P GEOES/ME	PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE Pozzo: LINCE 1	PAG. 11 DI 19
---	--	--------------------------------

completamento, inclusi i campioni dell'acqua di confezionamento e degli stessi eventuali additivi fluidi.

3.3 ACQUISIZIONE LOG ELETTRICI

3.3.1 Logging While Drilling

E' prevista l'acquisizione di un set di log while drilling del tipo Resistività-Gamma Ray, da assegnare preferibilmente alla stessa società che sarà incaricata del "Servizio di controllo verticalità pozzo", a partire dal Pilot Hole 8"½, nelle successive fasi intermedie 17"½, 14"¾ ed in particolar modo nelle fasi obiettivo 12"¼, 8"½ e 6".

In dettaglio si richiede, da parte di GEOES/ME in accordo con ESEI, un set di log litologici e di correlazione "while drilling" (in real time) di tipo Resistività-GR per tutte le fasi, al fine di poter correlare con i pozzi limitrofi e di poter arrestare la perforazione giusto al top degli obiettivi del pozzo consentendo così il corretto posizionamento sia delle colonne che dei coring point. In accordo con ARPO/ME, solo per il Pilot hole superficiale da 8"½, si acquisirà la curva PWD (Pressure while drilling), per il monitoraggio di eventuali sacche di gas anomale in sovrappressione, ubicate in prossimità del fondale marino.

In generale, si può inoltre affermare che la registrazione di log di resistività del tipo while drilling è più attendibile rispetto alle curve simili acquisite in wireline, in quanto queste, risultano meno affette nella lettura dal filtrato del fluido (invasione del filtrato più profonda nel tempo) e dalle condizioni del foro.

Compagnia di servizio:	da definire
Unità di misura:	metri
Scala di registrazione:	1:1000 - 1:200
Campionatura:	Standard
Inizio del servizio:	a partire dal Pilot Hole 8"½

 <p>ENI Divisione E & P GEOES/ME</p>	<p>PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE Pozzo: LINCE 1</p>	<p>PAG. 12 DI 19</p>
---	--	--

FASE Pilot Hole 8"½ (da c.ca 632 m a 1427 m)

- **Resistività – APWD - GR**

FASE 17"½ (da 1427 m a 2127 m)

- **Resistività - GR**

FASE 14"¾ (da 2127 m a 3377 m)

- **Resistività - GR**

FASE 12"¼ (da 3377 m a 4227 m)

- **Resistività – GR**

FASE 8"½ (da 4227 m a 5627 m)

- **Resistività – GR**

FASE 6" (da 5627 m a 6227 m)

- **Resistività – GR**

Nei limiti del possibile, è preferibile una configurazione della BHA di perforazione con una distanza fra i punti di lettura Bit-GR a Bit-Res quanto più vicina possibile.

La contrattista dovrà fornire giornalmente copia dei LWD sia in MD che verticalizzati (TVD) sia 1:1000 che 1:200 e relativi file in formato PDF e Las.

Resta inteso che tale programma log potrebbe essere successivamente modificato in seguito a situazioni inattese che potrebbero emergere durante la perforazione.

Per il controllo di qualità dei log ed il tipo di presentazione si faccia riferimento al "Log Quality Control Reference Manual".

Per ogni registrazione (MD e TVD), a fine fase, la Compagnia di servizio dovrà fornire:

- n. 1 Copia su carta (copie provvisorie);
- File finali (in "memory") in formato PDF, DLIS e LAS.

Al termine del lavoro:

- n. 4 Copie su carta (copie definitive);
- n. 1 CD-ROM con tutti i dati in formato DLIS, LAS e PDS/PDF;
- n. 3 Relazioni finali.

 <p>ENI Divisione E & P GEOES/ME</p>	<p>PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE</p> <p>Pozzo: LINCE 1</p>	<p>PAG. 13</p> <p>DI 19</p>
---	---	---

3.3.2 Wireline logging

Le sigle dei tool riportate nel programma sono indicative del tipo di acquisizione richiesta.

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

Log Open Hole

Fase 17"½ da 1427 m a 2127 m

Log previsti : **Caliper- DSI-GR-SP-ACTS**

Max temperatura prevista: 40 °C

Fase 14"¾ da 2127 m a 3377 m

Log previsti : **DSI-GR-FMI (SHDT mode e/o image)-SP- ACTS**

Max temperatura prevista: 68 °C

Fase 12"¼ da 3377 m a 4227 m

Log previsti : **HRLA –DSI-HNGS-FMI⁽¹⁾ (SHDT mode e/o image)-SP-ACTS**

TLD-APS-UBI⁽²⁾-GR

MDT (Dual Packer + S.P)-2PO-IFA-GR-ACTS "Contingent" (in TLC mode)

Max temperatura prevista: 88 °C

- (1) *In funzione dei dati di pozzo verrà deciso al momento se acquisire FMI completo con le relative immagini.*
- (2) *L'acquisizione nella fase 12"¼ è legata alla presenza di mineralizzazione e/o indizi di idrocarburi all'interno del reservoir carbonatico (f.ne Inici), riscontrata in perforazione da: manifestazioni gassose (GWD), fluorescenze (dirette – indirette e QFT), carote di fondo e dall'analisi dei log preliminari.*

 <p>ENI Divisione E & P GEOES/ME</p>	<p>PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE</p> <p>Pozzo: LINCE 1</p>	<p>PAG. 14</p> <p>DI 19</p>
---	---	---

Fase 8”½ da 4227 m a 5627 m

Log previsti : **HRLA-DSI-HNGS-FMI-SP-ACTS**

TLD-APS-UBI⁽³⁾ –GR “Contingent”

MDT (Dual Packer + S.P)-2PO-LFA-GR-ACTS “Contingent” *(in TLC mode)*

Max temperatura prevista: 120 °C

⁽³⁾ *L’acquisizione nella fase 8”½ è legata alla presenza di mineralizzazione e/o indizi di idrocarburi, riscontrata in perforazione da: manifestazioni gassose (GWD), fluorescenze (dirette – indirette e QFT), carote di fondo e dall’analisi dei log preliminari.*

Fase 6” da 5627 m a 6227 m

Log previsti : **HRLA-DSI-HNGS-FMI-SP-ACTS**

TLD-APS-UBI⁽⁴⁾ –GR

MDT (Dual Packer + S.P)-2PO-IFA-GR-ACTS “Contingent” *(in TLC mode)*

Max temperatura prevista: 134 °C

⁽⁴⁾ *L’acquisizione UBI e MDT nella fase 6” è legata alla presenza di mineralizzazione e/o indizi di idrocarburi all’interno del reservoir carbonatico (f.ne Sciacca), riscontrata in perforazione da: manifestazioni gassose (GWD), fluorescenze (dirette – indirette e QFT), carote di fondo e dall’analisi dei log preliminari.*

 ENI Divisione E & P GEOES/ME	PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE Pozzo: LINCE 1	PAG. 15 DI 19
---	--	--------------------------------

Log Cased Hole

Casing 16" da 2127 m a 1427 m

Log previsti : **DSI-GR**

Dopo l'acquisizione in open hole nella fase da 14" ³/₄, proseguire la registrazione di DSI (in cement mode)-GR da 2127 m a 1427 m

Casing 13 3/8" da 2127 m a 1427 m

Log previsti: **DSI⁽¹⁾** (cmt mode) o **CBL-VDL-CCL-GR**

Casing 9"5/8 da 4227 m a 100 m sopra il top cemento (free pipe)

Log previsti: **USIT-CBL-VDL-CCL-GR**

Liner 7" da 5627 m a 100 m sopra il top cemento (free pipe)

Log previsti: **USIT-CBL-VDL-CCL-GR**

⁽¹⁾ *L'acquisizione del DSI nella fase 12" ¹/₄, potrebbe proseguire anche in Cased Hole (cement Mode) in sostituzione del log di cementazione (CBL-VDL-CCL-GR csg 13" ³/₈).*

Note sulla registrazione dei log:

Le sigle dei log riportate nel programma sono indicative del tipo di acquisizione richiesto e non sono vincolanti per la scelta della società contrattista che eseguirà le operazioni relative alle fasi da 17" ¹/₂, 14" ³/₄.

Nelle fasi obiettivo (12" ¹/₄ e 6") viene invece favorita la Schlumberger che ha dei tools che meglio soddisfano le nostre esigenze operative (riferito ad **APS** e **FMI**).

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 GEOES/ME ed ESEI e con il supporto di GICA, qualora fosse ritenuto necessario.

Per l'acquisizione dell' **FMI** è fondamentale avere una **salinità del fluido non superiore a 10 g/l NaCl eq. (Rmf = 0,65 ohm/m a 20 °C)**; è quindi necessario durante la perforazione monitorare giornalmente, con un misuratore di resistività, i valori di salinità del fluido.

 ENI Divisione E & P GEOES/ME	PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE Pozzo: LINCE 1	PAG. 16 DI 19
---	--	--------------------------------

Sarà cura del Geologo eni, prima di iniziare le operazioni di well logging (durante l'ultima circolazione) far prelevare un campione di fluido su cui eseguire le misure di Rm, Rmf e Rmc.

In fase di programmazione delle operazioni di well logging, l'assistente geologico riceverà dal Responsabile di Team o dallo Specialista, copia del documento del "prejob meeting" (eseguito in distretto), ne discuterà i contenuti e fornirà eventuali chiarimenti all'ingegnere della contrattista di "well logging".

Il geologo di cantiere dovrà segnalare eventuali criticità relative all'acquisizione log (scavernamenti, formazioni instabili, variazioni di diametro delle colonne, etc.) alla contrattista di "well logging" e fornire, nel caso di pozzi direzionati, la lista dei "survey".

Per la sequenza della discesa dei tools deve attenersi a quanto indicato nel programma, a meno di difficoltà o inconvenienti riscontrati durante le registrazioni; eventuali variazioni dovranno essere concordate con il Distretto.

Per ogni discesa controllare che tutte le toolstring vengano equipaggiate con almeno tre termometri (solo nel caso di log wireline).

La "repeat section" deve coprire un intervallo (comprensivo di tutte le curve log) di almeno 50 m in corrispondenza di zone mineralizzate o caratterizzate da sensibili variazioni litologiche, ove si riscontrano rilevanti variazioni nell'andamento delle curve.

I log acquisiti devono presentare un "overlap" con i run delle fasi precedenti di almeno 30 metri, in modo da verificare la ripetibilità delle curve. Nel caso in cui nell'acquisizione relativa alla fase precedente la sonda non fosse arrivata al fondo bisognerà coprire il tratto non registrato con il GR.

Prima di andare in open hole, eseguire un check Caliper in superficie, e del "sonic" in colonna per il controllo delle calibrazioni. Dopo il Main Log eseguire il Check del Caliper, continuando per alcune decine di metri l'acquisizione dello stesso in Casing, in modo da calibrarlo sul teorico.

Eventuali elaborati (Play Back, Merge, ecc.) dovranno essere concordati con il Distretto.

 <p>ENI Divisione E & P GEOES/ME</p>	<p>PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE</p> <p>Pozzo: LINCE 1</p>	<p>PAG. 17</p> <p>DI 19</p>
---	---	---

I tools, a meno di richieste specifiche da parte del Distretto, dovranno essere rilasciati appena conclusa l'acquisizione.

Alla fine delle operazioni log, e compatibilmente con l'operatività, dovrà essere compilato il Rapporto LQC.

Per ulteriori dettagli circa le modalità d'acquisizione log si rimanda alle "Procedure di Geologia Operativa" paragrafi 3.0.0-3.1.0.

La compagnia di Well Logging deve fornire in cantiere al geologo eni il seguente materiale:

- n° 4 copie opache a colori (da inviare al Distretto);
- 1 CD-ROM con relativi dati in formato DLIS, LAS e PDS/PDF.

Sarà cura del geologo portare o inviare prima possibile tutto il materiale al Distretto (che a sua volta provvederà alla distribuzione verso l'archivio e verso i partner in joint).

3.3.3 ACQUISIZIONE SISMICA DI POZZO

AL momento sono previsti 2 run d'acquisizione di sismica pozzo, di cui il 1° run al raggiungimento della F.ne Inici (fase 14"3/4, top previsto a 3377 m/MD 3350 m/TVDss) ed il 2° run al raggiungimento della T.D. (prevista a 6227 m/MD – 6200 m/TVDss), le cui fattibilità e modalità saranno definite in accordo con GEPO.

3.4 WIRELINE TESTING

All'interno degli obiettivi minerari del pozzo, F.ne INICI in fase 12"1/4 e F.ne SCIACCA in fase 6", sono previste "**Contingent**" le acquisizioni di misure di pressione e/o campionamento. Queste saranno eseguite in caso di presenza di mineralizzazione e/o incertezze minerarie, emerse sia dai dati di perforazione (GWD, LWD e carote) e sia dall'analisi dei log di Formation Evaluation, al fine di confermare/determinare la mineralizzazione del reservoir, i suoi fluidi contenuti ed i rispettivi contatti.

Il tool richiesto è l'MDT – 2 MRPO + Dual Packers + S.P (Da definire il Tipo) + IFA + Camere di campionamento.

3.5 TESTING

Al termine della perforazione del pozzo, dopo l'acquisizione dei log e la valutazione petrofisica e mineraria, è prevista l'esecuzione di test per definire le capacità produttive del Reservoir.

Le modalità del test saranno stabilite al momento dai servizi competenti (ARPO/GIAC).

 <p>ENI Divisione E & P GEOES/ME</p>	<p>PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE Pozzo: LINCE 1</p>	<p>PAG. 18 DI 19</p>
---	--	--

3.6 STUDI ED ELABORATI

Sono richiesti i seguenti studi dai servizi tecnici di Distretto o sede:

- Cutting: studio stratigrafico e geochimico;
- Mini Head Space e Vacutainer: profilo di gas in pozzo;
- Fluidi di Strato: caratterizzazione chimico-fisica;
- Log: analisi strutturale ed elaborazione log di immagine (FMI) per valutare lo stato di fratturazione (Composite plot) dei carbonati delle F.ni Inici e Sciacca.
- Mud logging data: QC Gas, G.W.D. e analisi assorbimenti/microassorbimenti;
- MDT: interpretazione dati da IFA e misure di pressione tramite software GRAD o BIVIUS.
- Studio del Test per la valutazione dei parametri erogativi del reservoir.

Eventuali altri studi specialistici potranno essere richiesti in seguito.



PROGRAMMA																																	
AGE Formation	Depth MD	ssl_PR	Lithology	Target	Casing	Hole size	Cutting Lav. & Asc.	Source Rock	Mini H.S.	Vacutainer	Core	Inclin Azimuth	Flow di Produz.	Mud	Losses Overpressur.	LWD	WLL	Note															
632	0																	Pozzi di riferimento Per quanto riguarda l'attraversamento della serie di avanzassa pleio-pleistocenica si consiglia di fare riferimento ai pozzi Argo1, Argo2 e Cassiopea 1 dir, ubicati circa 10 km a NW del prospect Lince. Per la serie mesozoica e terziaria si fare riferimento ai pozzi Palma1 e Palma 3, Prezioso 1, e i pozzi dei campi di Perla e Gela. Per l'obiettivo liassico possono essere utili come riferimento anche i pozzi del campo di Vega.															
1637	250																	Obiettivi del pozzo Gli obiettivi del sondaggio sono costituiti dai calcari/dolomie della F.ne Inici e dalle dolomie della F.ne Scaccia, top previsti rispettivamente a 3400 e 5800 m TVDSS. Le potenzialità della struttura sono nell'ordine di circa 280 m di pay nella F.ne Inici e di circa 350 m di pay nella F.ne Scaccia. L'idrocarburo atteso è gas termogenico.															
1877	500																	NB: in considerazione del carattere esplorativo del pozzo, della distanza dei principali pozzi di calibrazione nell'area e dei margini di affidabilità dell'interpretazione sismica e della conversione in profondità, occorre considerare un'incertezza di +/- 200 m nell'identificazione delle profondità dei passaggi formazionali delle unità profonde.															
2227	750																	(1) Temperatura e pressione attese (depth riferite a m ssl): Temperatura: =====Si attende una temperatura di 5°C a 605 m (fondo mare) ed una temperatura di circa 134°C a TD (6200 m), pari ad un gradiente di 0.23°C ogni 10 m.															
1707	1000																	Pore pressure: =====Dal fondo mare a circa 985 m il gradiente previsto è normale idrostatico; 985 + 1700 m: il gradiente dei pori aumenta raggiungendo il valore di 1.31 g/cc. 1700 + 1980 m: gradiente costante sul valore di 1.31 g/cc. 1980 + 2890 m: il gradiente dei pori diminuisce fino a 1.03 g/cc (normale idrostatico) alla base della f.ne Scaglia. 2890 + 6200 m: il gradiente è previsto normale idrostatico.															
1877	1250																	Warning: Temperatura del fango in uscita A causa dell'effetto di raffreddamento all'interno del riser legato alle basse temperature da fondo mare alla superficie, non si esclude che il fango in uscita possa subire un decremento di temperatura tale da inibire la capacità di degassamento, soprattutto dei potenziali componenti pesanti.															
2227	1500																	Acquisizione sismica di pozzo Al momento sono previsti 2 run d'acquisizioni di sismica pozzo, di cui il 1° run al raggiungimento della F.ne Inici (fase 14"3/4, top previsto a 3377 m/MD 3350 m/TVDss) ed il 2° run al raggiungimento della T.D. (prevista a 6227 m/MD - 6200 m/TVDss), le cui fattibilità e modalità saranno definite in accordo con GEPO.															
1877	1750																																
2227	2000																																
2227	2250																																
2227	2500																																
2227	2750																																
3247	3000																																
3247	3250																																
3247	3500																																
3247	3750																																
4227	4000																																
4227	4250																																
4227	4500																																
4227	4750																																
4227	5000																																
4227	5250																																
5827	5500																																
5827	5750																																
6227	6000																																
6227	6250																																
Prog. TD: 6227 m (6200 m ssl)																																	
▼ Losses ▲ Overpressure																																	
<table border="0"> <tr> <td>Eta</td> <td>Formazione</td> </tr> <tr> <td>1--Pliocene inferiori-medio</td> <td>08--Trubi</td> </tr> <tr> <td>2--Miocene superiore (Messiniano)</td> <td>09--Gessoso Soffifera</td> </tr> <tr> <td>3--Miocene medio-superiore</td> <td>10--Tellarò</td> </tr> <tr> <td>4--Oligocene - Miocene inferiore</td> <td>11--Lattimus (Chiaromonte)</td> </tr> <tr> <td>5--Giurassico superiore - Cretaceo inferiore</td> <td>12--Rosso Ammonitico (Bucherli)</td> </tr> <tr> <td>6--Giurassico inferiore - Giurassico superiore</td> <td></td> </tr> <tr> <td>7--Triassico superiore - Giurassico inferiore</td> <td></td> </tr> </table>																		Eta	Formazione	1--Pliocene inferiori-medio	08--Trubi	2--Miocene superiore (Messiniano)	09--Gessoso Soffifera	3--Miocene medio-superiore	10--Tellarò	4--Oligocene - Miocene inferiore	11--Lattimus (Chiaromonte)	5--Giurassico superiore - Cretaceo inferiore	12--Rosso Ammonitico (Bucherli)	6--Giurassico inferiore - Giurassico superiore		7--Triassico superiore - Giurassico inferiore	
Eta	Formazione																																
1--Pliocene inferiori-medio	08--Trubi																																
2--Miocene superiore (Messiniano)	09--Gessoso Soffifera																																
3--Miocene medio-superiore	10--Tellarò																																
4--Oligocene - Miocene inferiore	11--Lattimus (Chiaromonte)																																
5--Giurassico superiore - Cretaceo inferiore	12--Rosso Ammonitico (Bucherli)																																
6--Giurassico inferiore - Giurassico superiore																																	
7--Triassico superiore - Giurassico inferiore																																	



SEZIONE 4 – PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

POZZO: LINCE 1

Lista di distribuzione:

- COAP/SU
- TEPE
- INGP
- FLUP
- STAP

Working Group:

A. Goffredo
V. Tricasi
L. P.Bianchini
A. Salvati
F.Parrozza

Data di emissione: **Marzo 2014**

0	Emissione	Working Group	ARPO/ME A. Mangione <i>A. Mangione</i>
			ARPO/ME A. Codognotto <i>A. Codognotto</i>
	AGGIORNAMENTI	PREPARATO DA	CONTROLLATO DA
			APPROVATO DA

	eni S.p.A.	PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: LINCE 1	PAG. 2
	e & p Division		DI 146
	0		

INDICE DEGLI ARGOMENTI

4.1	SOMMARIO	4
4.2	RIASSUNTO DELLA SEQUENZA OPERATIVA	5
4.3	SEQUENZA OPERATIVA.....	7
4.3.1	PILOT HOLE 8 ½" A m 1427	7
4.3.2	JETTING DEL C.P. 36" A m 690.....	8
4.3.3	FORO 42" PER C.P. 36" A m 690.....	9
4.3.4	FORO 24" PER CSG 20" A m 1427.....	10
4.3.5	FORO 17 ½" PER LNR 16" A m 2127 (Testa Liner a ~ m 1327).....	11
4.3.6	FORO 14 ¾" PER CSG 13 ⅝" A m 2127.....	12
4.3.7	FORO 12 ¼" PER LINER A m 4227 +TIEBACK 9 ⅝" a m 3277	14
4.3.8	FORO 8 ½" PER LINER 7" A m 5627	16
4.3.9	FORO 6" fino A m 6227	17
4.3.10	TESTING	17
4.3.11	ABBANDONO POZZO.....	19
4.4	PROGETTAZIONE DEL POZZO	20
4.4.1	PREVISIONE GRADIENTI DI PRESSIONE E TEMPERATURA.....	20
4.4.2	SCELTA QUOTE TUBAGGIO	36
4.4.3	CASING DESIGN.....	39
4.4.3.1	CASING SUMMARY.....	39
4.4.3.2	SURFACE CASING 20"	40
4.4.3.3	INTERMEDIATE Liner 16".....	42
4.4.3.4	INTERMEDIATE CASING 13 ⅝".....	44
4.4.3.5	PRODUCTION LINER 9 ⅝"+ Tie Back	46
4.4.3.6	PRODUCTION LINER 7".....	50
4.4.4	PROGRAMMA FLUIDI DI PERFORAZIONE.....	52
4.4.4.1	FORO PILOTA 8 ½".....	53
4.4.4.2	FORO DA 24" ALLARGATO A 42" (CONTINGENCY)	54
4.4.4.3	36" JETTING E FORO DA 24"	57
4.4.4.4	FORO DA 17 ½".....	58
4.4.4.5	FORO DA 14 ¾".....	59
4.4.4.6	FASE DA 12 ¼".....	59
4.4.4.7	FASE DA 8 ½".....	60
4.4.4.8	FASE DA 6".....	61
4.4.5	PROGRAMMA DI CEMENTAZIONE.....	63
4.4.5.1	36" CP (CONTINGENCY)	65
4.4.5.2	20" CASING	66
4.4.5.3	16" LINER	74
4.4.5.4	13 ⅝" CASING	81
4.4.5.5	9" ⅝" LINER	88
4.4.5.6	9 5/8" TIE BACK.....	95
4.4.5.7	7" LINER	97
4.4.6	CONFIGURAZIONE DEL BOP STACK.....	103
4.4.6.1	BOP STACK DELLO SCARABEO 9 - 18 ¾" X 15K.....	103
4.4.7	H4 CONNECTOR SPECIFICATIONS	106
4.4.8	BOP/CASING PRESSURE TEST.....	107
4.4.8.1	BOP TEST	107
4.4.8.2	BOP CASING TEST.....	110
4.4.9	SCHEMA TESTA POZZO	111
4.4.10	PROGRAMMA IDRAULICO	112
4.4.10.1	FASE FORO PILOTA DA 8 ½".....	112
4.4.10.2	FASE DA 24".....	114

	eni S.p.A. e & p Division	PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: LINCE 1	PAG. 3
			DI 146
			0

4.4.10.3 FASE DA 17 1/2"	116
4.4.10.4 FASE DA 14 3/4"	118
4.4.10.5 FASE DA 12 1/4"	120
4.4.10.6 FASE DA 8 1/2"	122
4.4.10.7 FASE DA 6"	124
4.4.11 BATTERIE E STABILIZZAZIONE	126
4.4.12 ANALISI SCALPELLI	130
4.4.13 ALLEGATO A - ON THE RIG DRILLS/PIT DRILLS/CHOKE DRILL	131
4.4.14 ALLEGATO B - LEAK-OFF TEST	132
4.4.15 ALLEGATO C - KILLING PROCEDURES PER SURFACE BOP STACK	132
4.4.16 ALLEGATO D - BIT RECORD POZZI DI RIFERIMENTO	136
4.4.17 ALLEGATO E - CARATTERISTICHE MATERIALE TUBOLARE/CONNESSIONI	140



4.1 SOMMARIO

Il prospect LINCE è localizzato nell'offshore del Canale di Sicilia, nel Permesso G.R13.AG, dove è presente la J.V. ENI 60 % (Operatore) - EDISON 40 %.

Lo scopo del sondaggio del pozzo di LINCE 1 è quello di verificare e quantificare la presenza gas valutando la potenzialità della struttura in corrispondenza degli intervalli individuati come obiettivi minerari del prospect. Questi obiettivi sono rappresentati dai livelli porosi all'interno della formazione Inici e da quelli della formazione Sciacca.

Il sondaggio verrà realizzato perforando un pozzo con profilo verticale fino al raggiungimento della T.D. in fase 6" a circa 6200 m SSL.

N.B.: Tutte le profondità indicate di seguito saranno riferite ad una PTR di 27 m se non diversamente specificato.



4.2 RIASSUNTO DELLA SEQUENZA OPERATIVA

La sequenza delle operazioni, in base al profilo del pozzo, sarà la seguente (per una descrizione dettagliata far riferimento al paragrafo specifico):

Perforazione (dry hole case)

- Moving del rig sulla location del pozzo
- Perforazione del Pilot Hole 8 ½" fino alla quota di discesa del Csg 20"
- Se il pilot hole ha avuto successo, muoversi di circa 50 m distante dal foro pilota
- Jetting 36" CP/Perforazione del 36" CP con eventuale cementazione
- Perforazione foro da 24" fino alla quota scarpa del csg da 20"
- Discesa e cementazione del csg da 20"
- Discesa BOP stack con il riser e latch BOP sulla wellhead housing
- Pressure test della Choke, Kill line, H4 connector ed effettuare il test di funzionalità del BOP
- Perforazione cemento e scarpa del csg da 20" con BHA da 17 ½" + 5 metri di nuova formazion
- Spiazzamento del pozzo con HPWBM ed effettuare LOT
- Perforazione foro da 17 ½" fino alla quota scarpa del liner da 16"
- Discesa e cementazione del liner da 16".
- Perforazione cemento e scarpa del liner da 16" con BHA da 14 ¾" + 5 metri di nuova formazione
- Eseguire il LOT
- Perforazione foro da 14 ¾" fino alla quota scarpa del csg da 13 ⅝"
- Discesa e cementazione del csg da 13 ⅝" installare il seal assembly e test
- BOP test
- Perforazione cemento e scarpa del csg da 13 ⅝" con BHA da 12 ¼"+ 5 metri di nuova formazione ed effettuare LOT
- Perforazione foro da 12 ¼" fino alla quota scarpa del liner da 9 ⅝"
 - *Registrazione con Electric Wire Line Logs*
- Discesa e cementazione del liner + tieback da 9 ⅝", installare wellhead seal assembly e test
- BOP test
- Perforazione cemento del tie back e scarpa del liner con BHA da 8 ½" – perforare 5 metri di nuova formazione ed effettuare LOT
- Perforazione foro da 8 ½" fino alla quota scarpa del liner da 7 "

	eni S.p.A. e & p Division	PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: LINCE 1	PAG. 6 DI 146 0
--	--	---	-------------------------------------

- Discesa e cementazione del liner da 7" , test liner
- BOP test
- Perforazione cemento e scarpa del liner da 7" con BHA da 6" + 5 metri di nuova formazione ed effettuare LOT
- Perforazione foro da 6 " fino a quota TD
- Registrazione Electric Wire Line Logs
- Plug e abandon del pozzo (dry hole scenario)



4.3 SEQUENZA OPERATIVA

Per valutare la presenza di sacche superficiali di gas, dovrà essere perforato un Pilot Hole da 632 metri (fondo mare) fino alla quota prevista della colonna da 20" a circa 1427 m con bit 8 1/2"; questo per minimizzare gli effetti di un'eventuale fuoriuscita di gas a fondo mare. Nel caso in cui si incontrino i suddetti livelli, in fase operativa dovranno essere valutate le varie possibilità tecniche da adottare per proseguire il sondaggio in sicurezza.

Durante la perforazione del Pilot Hole si prevede l'utilizzo in batteria di LWD.

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

NOTA: nessuna operazione di carottaggio è prevista.

4.3.1 PILOT HOLE 8 1/2" A m 1427

Prima di iniziare la perforazione confezionare 70 m³ di Kill Mud a d = 1.7 kg/l.

Predisporre il sistema manifold di sonda compatibile col sistema attivo in modo da essere pronti a pompare il fluido di perforazione pesante nel più breve tempo possibile; facciamo notare che il fattore tempo in queste circostanze è assolutamente determinante.

Discendere ROV a fondo mare ed ispezionare il fondale, posizionare 4 Sonar Reflector e registrare la posizione con relative coordinate di partenza. Il ROV verrà tenuto a fondo mare e monitorando costantemente in superficie per tutta la durata della fase.

Assemblare bit 8 1/2" con float valve modificata e BHA assembly con LWD.

Discendere la batteria di perforazione da 8 1/2" a fondo mare con spezzonaggio sufficiente a non estrarre lo scalpello fuori dal fondo mare alla prima aggiunta di lunghezza. Verificare la profondità d'acqua.

Iniziare la perforazione utilizzando acqua di mare e cuscini HV fino alla quota di 690 m, successivamente con il fluido di perforazione a base acqua alla densità di 1.42 Kg/l.

La verifica della fattibilità del Jetting durante la perforazione del pilot hole permetterà di valutare se sarà possibile utilizzare questa tecnica nella fase successiva per scendere il CP 36".

Per evitare fenomeni di pistonaggio le relative manovre in qualsiasi situazione vanno eseguite lentamente.

A fine fase circolare fino a pulizia foro. Spiazzare infine un volume doppio del volume teorico del foro con il fluido di perforazione a densità 1.42 kg/l.

Lanciare single shot e ritirare bit a fondo mare, senza uscire dal foro. Osservare pozzo per almeno 1/2 ora e recuperare il single shot con slick line.

Spostare rig sulla location definitiva di spud in, almeno 50 m distante dal pilot hole



0				
---	--	--	--	--

In base ai risultati operativi del pilot hole (perforabilità della formazione) procedere con jetting e drill ahead (come da punto 4.3.2.) o con perforazione fase da 42 "(riferirsi al punto 4.3.3)

4.3.2 JETTING DEL C.P. 36" A m 690

Se la perforazione del pilot hole ha avuto successo, mostrando un'adeguata perforabilità, procedere nel modo seguente:

Assemblare il CP 36" + Conductor Housing + GRA (Guidelineless Re-Entry Assembly) e fissarli sotto la tavola rotary.

Discendere all'interno del CP la batteria di Jetting così composta: 24" Bit + Stab + DC, spezzonando opportunamente in modo da lasciare il bit a circa 7 cm (min 5 cm max 10 cm) all'esterno della 36" Open End Shoe

La string deve essere attrezzata con un doppio "J" running tool (in modo da permettere al termine delle operazioni di Jetting, di svincolare la batteria ruotando a sinistra e di proseguire nella perforazione della fase successiva da 24" senza dover estrarre a giorno per sostituire la batteria).

Installare il C.A.R.T. alla Jetting string ed al 36" Housing e discende a livello mare. Proseguire con il riempimento del CP svitando uno o più tappi del R.T. a livello mare.

Discendere C.P. con landing string 6 5/8" D.P. od in alternativa HWDP riempiendo ad ogni lunghezza.

Con la scarpa del CP a fondo mare , cominciare il Jetting evitando di scaricare peso eccessivo sul CP. Cominciare il Jetting con portata ridotta nei primi 5-6m di infissione, quindi procedere alla massima portata usando acqua di mare e cuscini viscosi.

Negli ultimi 3-4 m di Jetting ridurre la portata al fine di evitare un eccessivo lavaggio del foro nella zona della scarpa.

Il bottom dell' housing da 36" dovrà essere posizionato a circa 3 m dal fondo mare, controllare l'inclinazione finale.

Durante l' operazione controllare con R.O.V. l' inclinazione del CP attraverso lo Slope indicator, tale inclinazione non dovrà essere superiore ad 1 °.

Alla quota scarpa, interrompere il jetting ed eseguire almeno 2-4 ore di soaking (attesa che la formazione si richiuda sul CP da 36").

Rilasciare il peso della colonna ed osservare l' inclinazione finale che non dovrà essere superiore ad 1.5 °. Se tale condizione è soddisfatta procedere svincolando la inner string da 24" mediante il doppio J running tool e procedere con la perforazione della fase da 24" (riferirsi al punto 4.3.4).



0				
---	--	--	--	--

4.3.3 FORO 42" PER C.P. 36" A m 690

Se la perforazione del pilot hole ha mostrato difficoltà nel esecuzione del jetting (bassa perforabilità), proseguire le operazioni nel seguente modo:

Assemblare Bit 24" e Hole Opener 42" con float valve e TOTCO ring.

Saldare fazzoletti di ritegno per bloccare le connessioni tra il 24" Bit e 42" H.O.

Discendere la batteria di perforazione a fondo mare, spezzonando opportunamente.

Perforare il foro da 42" con acqua di mare e cuscini viscosi per ottenere una più efficace pulizia del foro, durante la perforazione dei primi metri procedere a parametri ridotti.

Eeguire lentamente le operazioni di aggiunta delle lunghezze e le manovre al fine di evitare possibili fenomeni di pistonaggio.

Al termine della perforazione, prima della manovra di estrazione, spazzare in pozzo il fluido di perforazione di riempimento a densità 1.31 Kg/l, con eccesso pari al 200%.

Lanciare single shot, eseguire manovra di controllo fino a 5 mt dal fondo mare, recuperare single shot, ridiscendere il tandem al fondo ripassando eventuali tratti di forzamento.

Estrarre la batteria senza ruotare. (Se il survey è negativo ripeterlo prima di estrarre).

Discendere CP 36" + Housing 36".

Discendere all'interno del CP lo stinger di DP da 5" S135 25.6 lbs/ft con bottom a circa 15 mt dalla scarpa del C.P. 36".

Installare il C.A.R.T. al Conductor Housing, fissare Housing 36" alla GRA e discenderla a livello mare. Proseguire con il riempimento del CP svitando uno o più tappi del Running Tool (R.T.) a livello mare.

Discendere C.P. con landing string 6 5/8" D.P. riempiendo ad ogni lunghezza. Posizionare il bottom dell' housing a circa 1.5 mt dal fondo mare, controllare l'inclinazione.

Montare le linee di superficie e testarle.

Circolare il volume interno controllando con il ROV la tenuta tra R.T e 36" housing. e cementare secondo l'allegato programma di cementazione. Verificare sempre con ROV l'avvenuto ritorno della malta a fondo mare.

Attendere l'avvenuta presa del cemento quindi rilasciare gradualmente il tiro.

Svincolare ed estrarre il R.T. ,controllare l'inclinazione con ROV e Slope Indicator.



4.3.4 FORO 24" PER CSG 20" A m 1427

Se la fase precedente è stata condotta come da paragrafo 4.3.2 (Jetting), svincolare la batteria dal doppio "J" running tool ruotando a sinistra e proseguire nella perforazione della fase successiva da 24" senza dover estrarre a giorno per sostituire la batteria.

Se invece le operazioni si sono svolte in modo convenzionale (Riferimento par. 4.3.3.), ossia perforazione fase 42" e tubaggio e cementazione del CP, discendere lo scalpello 24", float valve, TOTCO ring e BHA stabilizzata e fresare cemento e scarpa del C.P 36".

Perforare la fase con il fluido di perforazione a base acqua a $d=1.42$ Kg/l fino alla quota prevista per la discesa del casing 20" (1427 m)., con la tecnica di "pump and dump" miscelando l'acqua di mare ed il fluido di perforazione pesante in modo da pomparlo direttamente in pozzo, riducendo così i tempi operativi.

Rilevare la deviazione del foro.

Al fondo circolare fino a completa pulizia del foro.

Spiazzare l'intero volume foro prima di estrarre la batteria di perforazione con fluido di perforazione a base acqua a $d=1.42$ Kg/l con eccesso pari al 200% del volume foro.

Lanciare single shot, eseguire Wiper Trip. Recuperare single shot, ridiscendere bit al fondo ripassando eventuali tratti di forzamento.

Estrarre bit senza ruotare la batteria.

Se la fase precedente è stata condotta come da paragrafo 4.3.2 (Jetting), in estrazione, portare la drilling string all' altezza del "J" slot e ruotando a destra ingaggiare il doppio "J" running tool ed estrarre.

Assemblare e discendere la colonna 20", con il primo giunto sulla tavola rotary, verificare la funzionalità della valvola alla scarpa pompando acqua di mare.

Discendere la colonna colmatando ogni 5 giunti con mud a $d=1.42$ Kg/l.

Con la colonna a fondo mare, osservare l'imbocco del Csg 20" dentro l' housing 36".

Installare il 18 3/4" 15000 Wellhead housing (con seat protector installato) sull' ultimo giunto del Csg 20".

Discendere inner string 5" S135 25.6" con bottom a 15 mt circa dalla scarpa da 20"; installare C.A.R.T.

Continuare a discendere colonna 20" con landing string 6 5/8" D.P(al limte usare HWDP)

Agganciare il Retiner Ring alla 36" W.H. Housing in circolazione e verificare il ritorno attraverso i fori , (indi agganciare e verificare l'aggancio seguendo istruzioni operatore della Wellhead).



Cementare il casing con risalita della malta a fondo mare controllando con ROV il ritorno della stessa. Svincolare e sollevare R.T. circa 1m dal top Housing 18 ¾", lavare alla massima portata consentita con acqua di mare, estrarre inner string.

Ripetere l'operazione con le stesse modalità con la Jetting head.

Installare il LMRP sopra il BOP e discendere il BOP Stack 18 ¾" x15000 psi con il Marine Riser collaudando choke e kill lines ogni 5 giunti osservando con il ROV; discendere e collegare al H4 connector appoggiando il BOP STACK all' Housing 18 ¾".

Controllare con ROV il corretto posizionamento del BOP sopra il tunnel del G.R.A. ed eseguire il latching; collaudare l'avvenuto aggancio con 30 Tons. di overpull o secondo le specifiche della casa costruttrice se meglio specificato.

Tensionare il Riser come da programma di tensionamento.

Recuperare il 18 ¾" seat protector

Installare Diverter package.

Discendere Bop isolation Test Tool.

Eseguire Test Ganasce Trancianti a 21 e 105 Kg/cm².

Eseguire test idraulico del Connector, delle ganasce sagomate e del Wellhead connection alla Maximum Anticipated Wellhead Pressure a 21 e 245 Kg/cm² e testare preventer annulare a 21 e 245 Kg/cm².

Estrarre il BOP Isolation Test Tool.

Assemblare hang-off tool.

Raccomandazioni:

- Calibrare tutti i tools DC, DP, X-overs in corrispondenza di cementazioni con utilizzo dei Tappi "SSR" o similari per operazioni di discesa Liner.
- Ripetere i Test BOP ogni 21 gg (solo function test per le shear rams), come da sezione 4.4.8.1. (**Well Control Policy Manual, STAP-P-1-M-6150**).

4.3.5 FORO 17 ½" PER LNR 16" A m 2127 (Testa Liner a ~ m 1327)

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

Discendere lo scalpello 17 ½" con BHA stabilizzata, fresare cemento scarpa con il fluido di perforazione a base acqua ad alte prestazioni a d=1.36 Kg/l, ripulire il rat-hole, circolare condizionando il fluido di perforazione in pozzo a d=1.36 Kg/l e proseguire la perforazione.

Perforare con parametri ridotti 5-10 m di formazione ed eseguire un L.O.T. (modalità di esecuzione secondo la specifica STAP-P-1-M-6140 - "Drilling Procedures Manual").

Perforare fino alla quota prevista di tubaggio liner 16" controllando la verticalità del pozzo.

	eni S.p.A. e & p Division	PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: LINCE 1	PAG. 12
			DI 146
			0

Durante la perforazione della fase possono verificarsi leggeri assorbimenti.

Al fondo pompare un cuscino HV e circolare fino a completa pulizia del foro .

Rilevare la deviazione del foro ogni lunghezza e a TD.

Al fondo pompare un cuscino HV e circolare fino a completa pulizia del foro .Se necessario eseguire una manovra di controllo foro .

Recuperare il seat protector solo nel caso l'OD del liner hanger da 16" è uguale o maggiore di 17"1/2.

Assemblare e discendere il liner 16", con il primo giunto sulla tavola rotary, verificare la funzionalità della valvola alla scarpa pompando acqua di mare. Discendere la colonna colmatando ogni 5 giunti.

Installare liner hanger tipo expandable da 16" per csg 20" 169 # , assemblare Running Tool, verificare la tenuta idraulica del RT. Continuare a discendere a quota scarpa utilizzando landing string 6 5/8", a quota testa liner (~ m 1327) .

Circolare e condizionare il fluido di perforazione alle caratteristiche ottimali e cementare con risalita della malta come da programma (fino alla testa liner 16", circa 1327 m).

Collaudare la colonna al contatto tappi (non superare in ogni caso il 80% della resistenza del casing a squarciamento). Espandere il l'hanger hanger seguendo le linee guida della contrattista.

Svincolare Running Tool ed eseguire pulizia testa liner (se le condizioni operative lo consentono, in inversa). Estrarre Running Tool a giorno.

Raccomandazioni:

- Dato il ridotto margine tra Gradiente di Fratturazione e la densità del fluido di perforazione non si possono escludere perdite di circolazione. Allo scopo di limitare tali inconvenienti sarà necessario evitare che si formino tappi di argilla e controllare che i valori della reologia del fluido di perforazione non subiscano variazioni tali da indurre assorbimenti.
- Per le cementazioni si suggerisce di utilizzare malte speciali a bassa densità.
- Calibrare tutti i tools DC, DP, X-overs in corrispondenza di cementazioni con utilizzo dei Tappi "SSR" o similari per operazioni di discesa Liner.
- Ripetere i Test BOP ogni 21 gg (solo function test per le shear rams), come da sezione 4.4.8.1. **(Well Control Policy Manual, STAP-P-1-M-6150).**

4.3.6 FORO 14 3/4" PER CSG 13 3/8" A m 2127

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

Discendere lo scalpello 14 3/4" con BHA stabilizzata, fresare cemento scarpa con sarà perforata con il fluido di perforazione a base acqua ad alte prestazioni a d=1.28 Kg/l, ripulire il rat-hole,



circolare condizionando il fluido di perforazione in pozzo a $d=1.28$ Kg/l e proseguire la perforazione.

Perforare con parametri ridotti 5-10 m di formazione ed eseguire un L.O.T. (modalità di esecuzione secondo la specifica STAP-P-1-M-6140 - "Drilling Procedures Manual").

Perforare fino alla quota prevista di tubaggio csg $13 \frac{3}{8}$ " controllando la deviazione del foro ogni lunghezza e a TD con MWD

Al fondo pompare un cuscinio HV e circolare fino a completa pulizia del foro .Se necessario eseguire una manovra di controllo.

Assemblare il casing hanger $18 \frac{3}{4}$ " x $13 \frac{3}{8}$ " con il relativo running tool e sub sea cementing assembly con DP $6 \frac{5}{8}$ " e stivare in torre.

Recuperare il seat protector.

Assemblare e discendere la colonna $13 \frac{3}{8}$ ", con il primo giunto sulla tavola rotary, verificare la funzionalità della valvola alla scarpa pompando acqua di mare. Discendere la colonna colmatando ogni 5 giunti. Assemblare il casing hanger $18 \frac{3}{4}$ " x $13 \frac{3}{8}$ " con il relativo running tool ed ultimare la discesa utilizzando landing string $6 \frac{5}{8}$ " DP. Appoggiare il casing hanger su Wellhead housing con ausilio Motion Compensator.

Circolare e condizione il fluido di perforazione alle caratteristiche ottimali e cementarla con risalita della malta come da programma (fino a circa 1800 m).

Collaudare la colonna al contatto tappi (non superare in ogni caso il 80% della resistenza del casing a squarciamento).

Energizzare e testare il seal-assembly $13 \frac{3}{8}$ "x $18 \frac{5}{8}$ "e collaudare il Pack off assembly con ganasce sagomate chiuse pompando dalla Kill molto lentamente facendo molta attenzione ai volumi pompati (1-2 bbls) fino ad un valore massimo pari al 70% del valore del Collapse del Csg $13 \frac{3}{8}$ ".

Svincolare il Running Tool, circolare per pulizia interno housing BOP ed estrarre.

Discendere BOP isolation Test Tool.

Eseguire Test Ganasce Trancianti a 21 e 105 Kg/cm² .

Eseguire test idraulico del Connector, delle ganasce sagomate e del Wellhead connection alla Maximum Anticipated Wellhead Pressure a 21 e 560 Kg/cm² e testare Bag preventer a 21 e 560 Kg/cm².

Estrarre il BOP Isolation Test Tool.

Discendere $13 \frac{3}{8}$ Wear Bushing.

Raccomandazione:

- Calibrare tutti i tools DC, DP, X-overs in corrispondenza di cementazioni con utilizzo dei Tappi "SSR" o similari per operazioni di discesa Liner.
- Ripetere i Test BOP ogni 21 gg (solo function test per le shear rams) , come da sezione



4.4.8.1. (Well Control Policy Manual, STAP-P-1-M-6150).

4.3.7 FORO 12 1/4" PER LINER A m 4227 +TIEBACK 9 5/8" a m 3277

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

Discendere lo scalpello 12 1/4" con BHA stabilizzata, fresare cemento e scarpa ripulire il rat hole, corcolare condizionando il fluido di perforazione in pozzo con il fluido di perforazione a base acqua ad alte prestazioni a $d = 1.32 \text{ Kg/l}$.

Perforare con parametri ridotti 5-10 m di formazione ed eseguire un L.O.T. (modalità di esecuzione secondo la specifica STAP-P-1-M-6140 - "Drilling Procedures Manual").

Perforare fino alla quota prevista di tubaggio Inr 9 5/8" controllando la deviazione del foro ogni lunghezza e a TD con MWD

Note: Come da programma di geologia operativa esiste la possibilità di perdite di circolazione per calcari fratturati. Preparare materiali per cuscini intervento.

Al fondo pompare un cuscino HV e circolare fino a completa pulizia del foro.

Rilevare la deviazione del foro a quota tubaggio.

Se necessario eseguire una manovra di controllo foro

Registrare i logs elettrici come da programma allegato (Sez. 3 – Programma di Geologia Operativa).

In caso di accertata mineralizzazione, potranno essere registrati degli MDT

Assemblare il liner hanger 18 3/4 x 9 5/8" con il relativo running tool e sub sea cementing assembly con DP 6 5/8" e stivare in torre.

Recuperare il seat protector nel caso OD del liner hanger è uguale o maggiore di 12"1/4 .

Assemblare e discendere il liner 9 5/8" ,con il primo giunto sulla tavola rotary, verificare la funzionalità della valvola alla scarpa pompando acqua di mare. Discendere il liner colmatando ogni 5 giunti.

Assemblare liner hanger tipo expandable per csg 13 3/8" 72 # , assemblare R.T, testare la tenuta del liner hanger con circolazione. Continuare a discendere a quota scarpa utilizzando landing string 6 5/8", a quota testa liner (~ m 3277)

Circolare e condizionare il fluido di perforazione alle caratteristiche ottimali e cementare con risalita della malta come da programma (fino alla testa liner 9 5/8" a circa 3277 m).

Collaudare la colonna al contatto tappi (non superare in ogni caso il 80% della resistenza del casing a squarciamento). Fissare l'expandable hanger seguendo le linee guida della contrattista.

Svincolare Running Tool ed eseguire pulizia testa liner (se le condizioni operative lo consentono, in inversa). Estrarre Running Tool a giorno.



Discendere tandem taper mill + string mill ed eseguire la pulizia del Tie-back Sleeve. Circolare ed estrarre le frese.

Assemblare il casing hanger 18 3/4" x 9 5/8" con il relativo running tool e sub sea cementing assembly con DP 6 5/8" e stivare in torre.

Recuperare il seat protector if it was not already recovered while the liner operation.

Assemblare e discendere il Tie Back da 9 5/8", equipaggiata con Tieback Seal Mandrel e Orifice Float Collar. Discendere la colonna.

Assemblare il casing hanger 18 3/4" x 9 5/8" con il relativo running tool e completare la discesa con landing string 6 5/8" DP.

Appoggiare il casing hanger su Wellhead housing con ausilio Motion Compensator.

NOTA: effettuare le opportune verifiche in modo da avere il Tie-back Seal Mandrel a metà della Tie-back Sleeve quando il casing hanger si appoggia sul top del Bushing Pack-off, se necessita effettuare lo spezzonaggio.

Sollevarre il casing hanger , circolare e condizionare il fluido di perforazione alle caratteristiche ottimali. Cementare il tie back con risalita della malta come da programma (circa 2000 m), mantenendo il Tie-back Seal Mandrel fuori dalla Tie-back Sleeve.

Collaudare la colonna al contatto tappi (non superare in ogni caso il 80% della resistenza del casing a squarciamento). Discendere il tie back scaricando la pressione residua dall'interno del casing ed inserire il casing hanger nella testa pozzo verificando il corretto settaggio.

Energizzare e testare il seal-assembly 9 5/8" x 18 5/8", collaudare il Pack off assembly con ganasce sagomate chiuse pompando dalla Kill molto lentamente facendo molta attenzione ai volumi pompanti (1-2 bbls) fino ad un valore massimo pari al 70% del valore del Collapse del Csg 9 5/8"

Svincolare il Runnig Tool, circolare per pulizia interno housing, BOP ed estrarre.

Discendere Bop isolation Test Tool.

Eseguire Test Ganasce Trancianti a 21 e 105 Kg/cm² .

Eseguire test idraulico del Connector, delle ganasce sagomate e del Wellhead connection alla Maximum Anticipated Wellhead Pressure a 21 e 560 Kg/cm² e testare Bag preventer a 21 e 560 Kg/cm².

Estrarre il BOP Isolation Test Tool.

Discendere 9" 5/8 Wear Bushing.

Raccomandazione:

- Durante la discesa del Liner da 9"5/8 inserire un Csg di minore lunghezza (5-6 m) per facilitare le operazioni di correlazione.
- Ripetere i Test BOP ogni 21 gg (solo function test per le shear rams) , come da sezione 4.4.8.1. **(Well Control Policy Manual, STAP-P-1-M-6150).**



4.3.8 FORO 8 ½" PER LINER 7" A m 5627

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

Discendere lo scalpello 8"½" con nuova BHA, fresare cemento e scarpa ripulire il rat hole circolare condizionando il fluido di perforazione in pozzo con il fluido di perforazione a base acqua ad alte prestazioni a $d = 1.40 \text{ Kg/l}$, come da wellbore stability study .

Perforare con parametri ridotti 5-10 m di formazione ed eseguire un L.O.T. (modalità di esecuzione secondo la specifica STAP-P-1-M-6140 - " Drilling Procedures Manual".

Perforare fino alla quota prevista di tubaggio del liner da 7" controllando la deviazione del foro ogni lunghezza con MWD.

Al fondo pompare un cuscinio HV e circolare fino a completa pulizia del foro .

Se necessario eseguire una manovra di controllo foro .

Assemblare e discendere il liner 7" ,con il primo giunto sulla tavola rotary, verificare la funzionalità della valvola alla scarpa pompando acqua di mare. Discendere la colonna colmatando ogni 5 giunti.

Assemblare liner hanger tipo expandable per csg 9 5/8" 53.5 # , assemblare R.T , testare la tenuta del liner hanger con circolazione. Continuare a discendere a quota scarpa utilizzando landing string 5", a quota testa liner (~ m 4127).

Circolare e condizionare il fluido di perforazione alle caratteristiche ottimali. Cementare il liner con risalita della malta come da programma (fino alla testa liner 7" a circa 4127 m).

Collaudare la colonna al contatto tappi (non superare in ogni caso il 80% della resistenza del casing a squarciamento). Espandere il liner hanger seguendo le linee guida della contrattista

Svincolare il Running Tool, circolare per pulizia interno housing BOP ed estrarre.

Discendere BOP isolation Test Tool.

Eseguire Test Ganasce Trancianti a 21 e 105 Kg/cm² .

Eseguire test idraulico del Connector, delle ganasce sagomate e del Wellhead connection alla Maximum Anticipated Wellhead Pressure a 21 e 560 Kg/cm² e testare Bag preventer a 21 e 560 Kg/cm².

Estrarre il BOP Isolation Test Tool.

Discendere il Wear Bushing.



Raccomandazioni:

- Mantenere particolare attenzione a peso e reologie del fluido di perforazione per cercare di minimizzare fenomeni di instabilità nella formazione Streppenosa.
- Calibrare tutti i tools DC, DP, X-overs in corrispondenza di cementazioni con utilizzo dei Tappi "SSR" o similari per operazioni di discesa Liner.
- Durante la discesa del Liner inserire un Csg di minore lunghezza (5-6 m) per facilitare le operazioni di correlazione.
- Ripetere i Test BOP ogni 21 gg (solo function test per le shear rams) , come da sezione 4.4.8.1. **(Well Control Policy Manual, STAP-P-1-M-6150).**

4.3.9 FORO 6" fino A m 6227

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

Discendere lo scalpello 6" con nuova BHA, fresare cemento e scarpa ripulire il rat hole circolare condizionando il fluido di perforazione in pozzo con il fluido di perforazione a base acqua ad alte prestazioni a $d= 1.25$ Kg/l.

Note: Come da programma di geologia operativa esiste la possibilità di perdite di circolazione per calcari fratturati. Preparare materiali per cuscini intervento.

Perforare con parametri ridotti 5-10 m di formazione ed eseguire un L.O.T. (modalità di esecuzione secondo la specifica STAP-P-1-M-6140 - "Drilling Procedures Manual".

Perforare fino alla quota TD controllando la deviazione del foro ogni lunghezza con MWD.

Durante la perforazione della fase possono verificarsi assorbimenti.

Al fondo pompare un cuscino HV e circolare fino a completa pulizia del foro .

Se necessario eseguire una manovra di controllo foro e registrare i logs elettrici come da programma allegato (Sez. 3 – Programma di Geologia Operativa).

Dopo la registrazione dei logs elettrici, in caso di accertata mineralizzazione, potranno essere registrati degli MDT.

Raccomandazioni:

- Ripetere i Test BOP ogni 21 gg (solo function test per le shear rams), come da sezione 4.4.8.1. **(Well Control Policy Manual, STAP-P-1-M-6150).**

4.3.10 TESTING

L'eventuale programma testing verrà definito dopo l'analisi dei logs elettrici.

	<p>eni S.p.A. e & p Division</p>	<p>PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: LINCE 1</p>	<table border="1"> <tr> <td>PAG.</td> <td>18</td> </tr> <tr> <td>DI</td> <td>146</td> </tr> <tr> <td>0</td> <td></td> </tr> </table>	PAG.	18	DI	146	0	
PAG.	18								
DI	146								
0									

	eni S.p.A. e & p Division	PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: LINCE 1	PAG. 19 DI 146 0
--	------------------------------	---	--------------------------------------

4.3.11 ABBANDONO POZZO

Essendoci due possibili targets il pozzo potrà essere abbandonato temporaneamente solo nel caso ci sia la necessità di mettere in produzione il livello nella formazione INICI. Nel caso questa formazione non fosse minerariamente interessante il pozzo sarà abbandonato definitivamente. Un programma dettagliato di chiusura mineraria verrà definito al termine della registrazione dei logs sulla base della definizione dei livelli da isolare.



4.4 PROGETTAZIONE DEL POZZO

4.4.1 PREVISIONE GRADIENTI DI PRESSIONE E TEMPERATURA

Gradiente dei Pori

Lo studio del gradiente dei pori è stato eseguito dall'unità GEOPR, presso Headquarter, sulla base dei dati sismici e dei dati dei pozzi di riferimento. Tutti i dati si riferiscono a MSL.

Il gradiente dei pori PPG mostra i seguenti trend:

- Dal fondo mare a circa 1012 m il gradiente previsto è normale idrostatico;
- 1012 – 1747 m: all'interno delle formazioni Ribera e Trubi, il gradiente dei pori aumenta progressivamente raggiungendo il valore di 1.30 g/cc alla base della formazione Trubi;
- 1747 - 2007 m: all'interno delle formazioni Gessoso Solfifera e Tellaro, il gradiente rimane costante sul valore di 1.31 g/cc;
- 2007 – 2917 m : il gradiente dei pori diminuisce raggiungendo il valore di 1.03 g/cc (normale idrostatico) alla base della formazione Scaglia;
- 2917 – 6227 m: in accordo con quanto riscontrato nei pozzi offshore che hanno attraversato la sequenza Mesozoica (Prezioso-1, Palma-1, Perla-1 e Vega-1) il gradiente è previsto normale idrostatico. Scostamenti della curva delle velocità intervallo rispetto normal compaction trend sono stati interpretati come effetti litologici.

Gradiente di Overburden

Il gradiente di Overburden è stato anch'esso calcolato dall'unità GEOPR, presso Headquarter, sulla base dei dati sismici e dei dati dei pozzi di riferimento.

Gradiente di Fratturazione

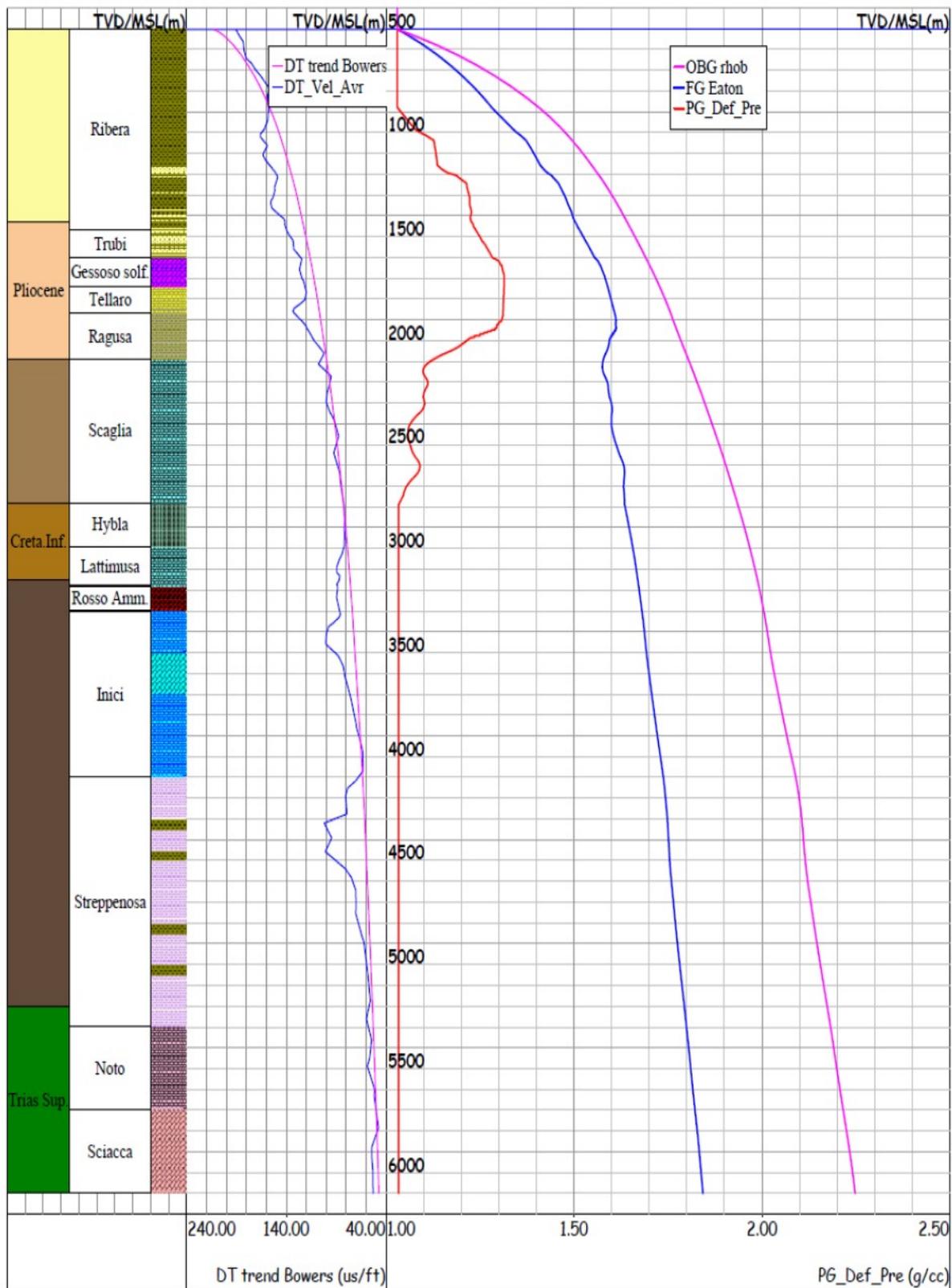
Lo studio del gradiente di fratturazione è stato anch'esso eseguito dall'unità GEOPR, presso Headquarter.

Gradiente di Temperatura

Considerando una temperatura di fondo mare di circa 4 °C ed un gradiente geotermico di circa 2.5 °C/100 m la temperatura massima prevista al fondo dovrebbe essere di circa 143°-144°C.

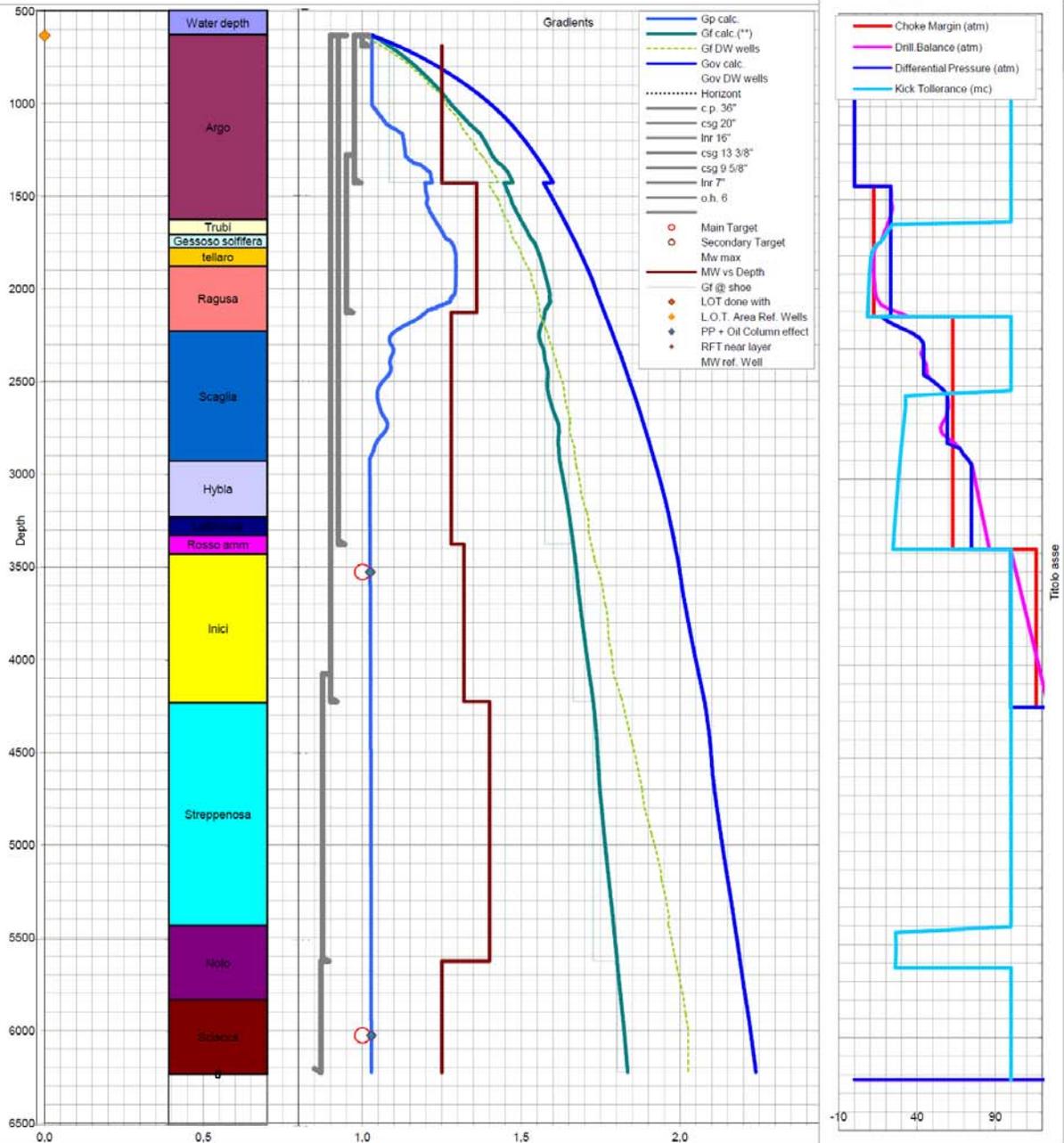


Il grafico sottostante riporta i gradienti previsti riferiti a msl (rif GEOPR)





Well name :	Lince 1 (with pump and dump)	Subsea Wellhead	yes
Water depth :	605.0 m	Rotary Table	27.0 m
		Used Gov deep water Ref.	no



n°	CSG	Type	TVD	TVD	Open Holes	Riser less	Max. MW	Max. Gp	@ Depth	Drill. Bal.	Min. Gp	@ Depth	Diff. Pres	Gf @ Shoe	Choke Marg.	DP	BHA DC	Lng	Gi (°)	Kick Tol.
			msl	RKB																
			m	m	inch	yes/no	s.g.	kg/cm ² /10m	m	kg/cm ²	kg/cm ² /10m	m	kg/cm ²	kg/cm ² /10m	kg/cm ²	inch	inch	m	s.g.	m3
1	36"	c.p.	663	690	42	YES	1,06	1,03	632	-	1,03	632	-	1,09	-	6 5/8	9 1/2	80	-	-
2	20"	csg	1400	1427	24	YES	1,25	1,22	1421	-	1,03	690	-	1,45	-	6 5/8	8 1/4	100	-	-
3	16"	Inr	2100	2127	17 1/2	NO	1,36	1,30	1886	12	1,20	1427	23	1,57	12	6 5/8	8 1/4	100	1,37	8,3
4	13 3/8"	csg	3350	3377	14 3/4	NO	1,28	1,20	2127	17	1,02	2916	75	1,66	63	6 5/8	8 1/4	100	1,37	24,7
5	9 5/8"	csg	4200	4227	12 1/4	NO	1,32	1,03	4227	124	1,02	3377	100	1,73	116	6 5/8	8 1/4	100	1,39	o.h.
6	7"	Inr	5600	5627	8 1/2	NO	1,40	1,03	5627	209	1,03	4227	158	1,80	138	5	6 3/4	100	1,41	26,0
7	6	o.h.	6200	6227	6	NO	1,25	1,03	6226	138	1,03	5627	125	1,84	311	3 1/2	6 3/4	100	1,66	o.h.

* kick tolerance è stata calcolata usando la pressione dei pori il valore del MW maggiorato del 1%
 ** il "Gov deep water ref" viene utilizzato per calcolare il Gf con il parametro K ==> 0,57
 NOTA: Per il calcolo del Choke Margin, le perdite cariche nella choke and kill line sono trascurate



La tabella sottostante riporta i gradienti previsti riferiti alla RKB :

Fase	VD m	G.Pore kg/cm ² /10m	G.Mud kg/l	G.Overb kg/cm ² /10m	G.Fracture kg/cm ² /10m	Chocke Margin kg/cm ²	Diff. Press. kg/cm ²	Temp. °C
1	632,0	1,03	1,06	1,03	1,03	0,00	0,00	4,00
1	640,0	1,03	1,06	1,04	1,04	0,00	0,00	4,20
1	650,0	1,03	1,06	1,06	1,05	0,00	0,00	4,45
1	660,0	1,03	1,06	1,07	1,06	0,00	0,00	4,70
1	667,0	1,03	1,06	1,08	1,06	0,00	0,00	4,88
1	670,0	1,03	1,25	1,09	1,07	0,00	0,00	4,95
1	680,0	1,03	1,25	1,10	1,08	0,00	0,00	5,20
1	690,0	1,03	1,25	1,11	1,09	0,00	0,00	5,45
2	690,1	1,03	1,25	1,11	1,09	0,00	15,18	5,45
2	700,0	1,03	1,25	1,13	1,09	0,00	15,40	5,70
2	710,0	1,03	1,25	1,14	1,10	0,00	15,62	5,95
2	720,0	1,03	1,25	1,15	1,11	0,00	15,84	6,20
2	730,0	1,03	1,25	1,16	1,12	0,00	16,06	6,45
2	740,0	1,03	1,25	1,17	1,13	0,00	16,28	6,70
2	750,0	1,03	1,25	1,19	1,13	0,00	16,50	6,95
2	760,0	1,03	1,25	1,20	1,14	0,00	16,72	7,20
2	770,0	1,03	1,25	1,21	1,15	0,00	16,94	7,45
2	780,0	1,03	1,25	1,22	1,15	0,00	17,16	7,70
2	790,0	1,03	1,25	1,23	1,16	0,00	17,38	7,95
2	800,0	1,03	1,25	1,24	1,17	0,00	17,60	8,20
2	810,0	1,03	1,25	1,25	1,17	0,00	17,82	8,45
2	820,0	1,03	1,25	1,26	1,18	0,00	18,04	8,70
2	830,0	1,03	1,25	1,27	1,19	0,00	18,26	8,95
2	840,0	1,03	1,25	1,28	1,19	0,00	18,48	9,20
2	850,0	1,03	1,25	1,28	1,20	0,00	18,70	9,45
2	860,0	1,03	1,25	1,29	1,21	0,00	18,92	9,70
2	870,0	1,03	1,25	1,30	1,21	0,00	19,14	9,95
2	880,0	1,03	1,25	1,31	1,22	0,00	19,36	10,20
2	890,0	1,03	1,25	1,32	1,22	0,00	19,58	10,45
2	900,0	1,03	1,25	1,33	1,23	0,00	19,80	10,70
2	910,0	1,03	1,25	1,34	1,23	0,00	20,02	10,95
2	920,0	1,03	1,25	1,34	1,24	0,00	20,24	11,20
2	930,0	1,03	1,25	1,35	1,24	0,00	20,46	11,45
2	940,0	1,03	1,25	1,36	1,25	0,00	20,68	11,70
2	950,0	1,03	1,25	1,37	1,25	0,00	20,90	11,95
2	960,0	1,03	1,25	1,37	1,26	0,00	21,12	12,20
2	970,0	1,03	1,25	1,38	1,26	0,00	21,34	12,45
2	980,0	1,03	1,25	1,39	1,27	0,00	21,56	12,70
2	990,0	1,03	1,25	1,40	1,27	0,00	21,78	12,95
2	1000,0	1,03	1,25	1,40	1,28	0,00	22,00	13,20
2	1010,0	1,03	1,25	1,41	1,28	0,00	22,12	13,45
2	1020,0	1,04	1,25	1,42	1,29	0,00	21,83	13,70
2	1030,0	1,04	1,25	1,42	1,29	0,00	21,63	13,95
2	1040,0	1,05	1,25	1,43	1,30	0,00	21,32	14,20
2	1050,0	1,05	1,25	1,43	1,30	0,00	21,11	14,45
2	1060,0	1,05	1,25	1,44	1,31	0,00	20,78	14,70
2	1070,0	1,06	1,25	1,45	1,32	0,00	20,54	14,95
2	1080,0	1,06	1,25	1,45	1,32	0,00	20,20	15,20
2	1090,0	1,07	1,25	1,46	1,33	0,00	19,95	15,45
2	1100,0	1,07	1,25	1,46	1,33	0,00	19,58	15,70
2	1110,0	1,08	1,25	1,47	1,34	0,00	19,31	15,95
2	1120,0	1,08	1,25	1,47	1,34	0,00	18,59	16,20



Fase	VD m	G.Pore kg/cm ² /10m	G.Mud kg/l	G.Overb kg/cm ² /10m	G.Fracture kg/cm ² /10m	Chocke Margin kg/cm ²	Diff. Press. kg/cm ²	Temp. °C
2	1130,0	1,09	1,25	1,48	1,35	0,00	17,63	16,45
2	1140,0	1,11	1,25	1,48	1,36	0,00	16,53	16,70
2	1150,0	1,11	1,25	1,49	1,36	0,00	15,64	16,95
2	1160,0	1,12	1,25	1,49	1,37	0,00	14,85	17,20
2	1170,0	1,13	1,25	1,50	1,37	0,00	14,39	17,45
2	1180,0	1,13	1,25	1,50	1,38	0,00	14,40	17,70
2	1190,0	1,13	1,25	1,51	1,38	0,00	14,40	17,95
2	1200,0	1,13	1,25	1,51	1,38	0,00	14,40	18,20
2	1210,0	1,13	1,25	1,52	1,39	0,00	14,40	18,45
2	1220,0	1,13	1,25	1,52	1,39	0,00	14,40	18,70
2	1230,0	1,13	1,25	1,52	1,39	0,00	14,39	18,95
2	1240,0	1,13	1,25	1,53	1,40	0,00	14,51	19,20
2	1250,0	1,13	1,25	1,53	1,40	0,00	14,50	19,45
2	1260,0	1,14	1,25	1,54	1,40	0,00	14,49	19,70
2	1270,0	1,14	1,25	1,54	1,41	0,00	14,48	19,95
2	1280,0	1,14	1,25	1,55	1,41	0,00	14,59	20,20
2	1290,0	1,14	1,25	1,55	1,41	0,00	14,19	20,45
2	1300,0	1,15	1,25	1,55	1,42	0,00	13,52	20,70
2	1310,0	1,15	1,25	1,56	1,42	0,00	12,71	20,95
2	1320,0	1,16	1,25	1,56	1,43	0,00	11,62	21,20
2	1330,0	1,18	1,25	1,57	1,44	0,00	9,18	21,45
2	1340,0	1,19	1,25	1,57	1,44	0,00	7,91	21,70
2	1350,0	1,20	1,25	1,57	1,45	0,00	7,02	21,95
2	1360,0	1,21	1,25	1,58	1,45	0,00	6,12	22,20
2	1370,0	1,21	1,25	1,58	1,46	0,00	5,07	22,45
2	1380,0	1,22	1,25	1,58	1,46	0,00	4,83	22,70
2	1390,0	1,22	1,25	1,59	1,46	0,00	4,86	22,95
2	1400,0	1,22	1,25	1,59	1,47	0,00	4,62	23,20
2	1410,0	1,22	1,25	1,60	1,47	0,00	4,51	23,45
2	1420,0	1,22	1,25	1,60	1,47	0,00	4,40	23,70
2	1427,0	1,20	1,25	1,57	1,45	0,00	7,43	23,88
3	1427,1	1,20	1,36	1,57	1,45	12,29	23,13	23,88
3	1430,0	1,20	1,36	1,57	1,45	12,29	23,17	23,95
3	1440,0	1,20	1,36	1,57	1,45	12,29	23,17	24,20
3	1450,0	1,20	1,36	1,58	1,45	12,29	23,31	24,45
3	1460,0	1,20	1,36	1,58	1,45	12,29	23,45	24,70
3	1470,0	1,20	1,36	1,58	1,46	12,29	23,59	24,95
3	1480,0	1,20	1,36	1,59	1,46	12,29	23,58	25,20
3	1490,0	1,20	1,36	1,59	1,46	12,29	23,42	25,45
3	1500,0	1,20	1,36	1,59	1,46	12,29	23,41	25,70
3	1510,0	1,21	1,36	1,60	1,47	12,29	23,40	25,95
3	1520,0	1,20	1,36	1,60	1,47	12,29	23,68	26,20
3	1530,0	1,20	1,36	1,60	1,47	12,29	23,96	26,45
3	1540,0	1,20	1,36	1,61	1,47	12,29	24,25	26,70
3	1550,0	1,20	1,36	1,61	1,47	12,29	24,23	26,95
3	1560,0	1,21	1,36	1,61	1,48	12,29	23,91	27,20
3	1570,0	1,21	1,36	1,62	1,48	12,29	23,42	27,45
3	1580,0	1,21	1,36	1,62	1,48	12,29	23,40	27,70
3	1590,0	1,22	1,36	1,62	1,49	12,29	22,90	27,95
3	1600,0	1,22	1,36	1,63	1,49	12,29	22,55	28,20
3	1610,0	1,22	1,36	1,63	1,49	12,29	22,19	28,45
3	1620,0	1,23	1,36	1,63	1,50	12,29	21,67	28,70



Fase	VD m	G.Pore kg/cm ² /10m	G.Mud kg/l	G.Overb kg/cm ² /10m	G.Fracture kg/cm ² /10m	Chocke Margin kg/cm ²	Diff. Press. kg/cm ²	Temp. °C
3	1630,0	1,23	1,36	1,64	1,50	12,29	21,31	28,95
3	1640,0	1,23	1,36	1,64	1,50	12,29	20,93	29,20
3	1650,0	1,24	1,36	1,64	1,51	12,29	20,55	29,45
3	1660,0	1,24	1,36	1,64	1,51	12,29	19,84	29,70
3	1670,0	1,24	1,36	1,65	1,51	12,29	19,28	29,95
3	1680,0	1,25	1,36	1,65	1,52	12,29	18,88	30,20
3	1690,0	1,25	1,36	1,65	1,52	12,29	18,47	30,45
3	1700,0	1,25	1,36	1,66	1,52	12,29	18,06	30,70
3	1710,0	1,26	1,36	1,66	1,52	12,29	17,64	30,95
3	1720,0	1,26	1,36	1,66	1,53	12,29	17,22	31,20
3	1730,0	1,26	1,36	1,66	1,53	12,29	16,61	31,45
3	1740,0	1,27	1,36	1,67	1,54	12,29	14,81	31,70
3	1750,0	1,28	1,36	1,67	1,54	12,29	13,67	31,95
3	1760,0	1,28	1,36	1,67	1,54	12,29	13,38	32,20
3	1770,0	1,29	1,36	1,68	1,55	12,29	12,74	32,45
3	1780,0	1,29	1,36	1,68	1,55	12,29	12,44	32,70
3	1790,0	1,29	1,36	1,68	1,55	12,29	12,49	32,95
3	1800,0	1,29	1,36	1,68	1,55	12,29	12,18	33,20
3	1810,0	1,29	1,36	1,69	1,56	12,29	11,87	33,45
3	1820,0	1,29	1,36	1,69	1,56	12,29	11,92	33,70
3	1830,0	1,29	1,36	1,69	1,56	12,29	11,97	33,95
3	1840,0	1,29	1,36	1,70	1,56	12,29	12,01	34,20
3	1850,0	1,29	1,36	1,70	1,56	12,29	12,06	34,45
3	1860,0	1,29	1,36	1,70	1,56	12,29	12,10	34,70
3	1870,0	1,30	1,36	1,70	1,57	12,29	12,15	34,95
3	1880,0	1,30	1,36	1,71	1,57	12,29	12,20	35,20
3	1890,0	1,29	1,36	1,71	1,57	12,29	12,43	35,45
3	1900,0	1,29	1,36	1,71	1,57	12,29	12,48	35,70
3	1910,0	1,29	1,36	1,71	1,57	12,29	12,52	35,95
3	1920,0	1,29	1,36	1,72	1,57	12,29	12,57	36,20
3	1930,0	1,29	1,36	1,72	1,58	12,29	12,62	36,45
3	1940,0	1,29	1,36	1,72	1,58	12,29	12,85	36,70
3	1950,0	1,29	1,36	1,72	1,58	12,29	12,90	36,95
3	1960,0	1,29	1,36	1,73	1,58	12,29	12,95	37,20
3	1970,0	1,29	1,36	1,73	1,58	12,29	13,00	37,45
3	1980,0	1,29	1,36	1,73	1,58	12,29	13,05	37,70
3	1990,0	1,29	1,36	1,73	1,59	12,29	13,29	37,95
3	2000,0	1,29	1,36	1,73	1,59	12,29	13,34	38,20
3	2010,0	1,29	1,36	1,74	1,59	12,29	13,39	38,45
3	2020,0	1,29	1,36	1,74	1,59	12,29	13,84	38,70
3	2030,0	1,29	1,36	1,74	1,59	12,29	14,29	38,95
3	2040,0	1,28	1,36	1,74	1,59	12,29	15,75	39,20
3	2050,0	1,28	1,36	1,74	1,59	12,29	16,82	39,45
3	2060,0	1,28	1,36	1,75	1,59	12,29	16,89	39,70
3	2070,0	1,27	1,36	1,75	1,59	12,29	17,97	39,95
3	2080,0	1,26	1,36	1,75	1,59	12,29	20,10	40,20
3	2090,0	1,24	1,36	1,75	1,58	12,29	24,30	40,45
3	2100,0	1,23	1,36	1,76	1,58	12,29	26,48	40,70
3	2110,0	1,22	1,36	1,76	1,58	12,29	29,71	40,95
3	2120,0	1,20	1,36	1,76	1,57	12,29	32,97	41,20
3	2127,0	1,20	1,36	1,76	1,57	12,29	34,12	41,38
4	2127,1	1,20	1,28	1,76	1,57	62,70	17,11	41,38



Fase	VD m	G.Pore kg/cm ² /10m	G.Mud kg/l	G.Overb kg/cm ² /10m	G.Fracture kg/cm ² /10m	Chocke Margin kg/cm ²	Diff. Press. kg/cm ²	Temp. °C
4	2130,0	1,20	1,28	1,76	1,57	62,58	17,55	41,45
4	2140,0	1,19	1,28	1,76	1,57	62,68	19,09	41,70
4	2150,0	1,18	1,28	1,77	1,57	62,68	20,65	41,95
4	2160,0	1,18	1,28	1,77	1,57	62,88	22,65	42,20
4	2170,0	1,17	1,28	1,77	1,57	62,76	24,89	42,45
4	2180,0	1,15	1,28	1,77	1,57	62,64	27,35	42,70
4	2190,0	1,14	1,28	1,78	1,56	62,30	30,28	42,95
4	2200,0	1,13	1,28	1,78	1,56	62,17	33,01	43,20
4	2210,0	1,12	1,28	1,78	1,56	62,03	35,33	43,45
4	2220,0	1,11	1,28	1,78	1,56	61,90	37,67	43,70
4	2230,0	1,10	1,28	1,79	1,56	61,97	39,59	43,95
4	2240,0	1,10	1,28	1,79	1,56	62,05	41,30	44,20
4	2250,0	1,09	1,28	1,79	1,56	62,12	42,58	44,45
4	2260,0	1,09	1,28	1,79	1,56	62,12	43,65	44,70
4	2270,0	1,09	1,28	1,79	1,56	62,12	44,05	44,95
4	2280,0	1,09	1,28	1,80	1,56	62,12	44,24	45,20
4	2290,0	1,09	1,28	1,80	1,56	62,12	44,19	45,45
4	2300,0	1,09	1,28	1,80	1,56	62,12	43,46	45,70
4	2310,0	1,09	1,28	1,80	1,57	62,12	42,95	45,95
4	2320,0	1,10	1,28	1,80	1,57	62,12	42,44	46,20
4	2330,0	1,10	1,28	1,81	1,57	62,12	42,38	46,45
4	2340,0	1,10	1,28	1,81	1,57	62,12	42,78	46,70
4	2350,0	1,10	1,28	1,81	1,57	62,12	43,41	46,95
4	2360,0	1,09	1,28	1,81	1,57	62,12	44,28	47,20
4	2370,0	1,09	1,28	1,82	1,57	62,12	44,93	47,45
4	2380,0	1,09	1,28	1,82	1,57	62,12	45,57	47,70
4	2390,0	1,09	1,28	1,82	1,58	62,12	45,99	47,95
4	2400,0	1,09	1,28	1,82	1,58	62,12	46,41	48,20
4	2410,0	1,09	1,28	1,82	1,58	62,12	46,11	48,45
4	2420,0	1,09	1,28	1,83	1,58	62,12	46,05	48,70
4	2430,0	1,09	1,28	1,83	1,58	62,12	45,99	48,95
4	2440,0	1,09	1,28	1,83	1,58	62,12	46,41	49,20
4	2450,0	1,09	1,28	1,83	1,58	62,12	47,07	49,45
4	2460,0	1,08	1,28	1,83	1,58	62,12	48,22	49,70
4	2470,0	1,08	1,28	1,84	1,58	62,12	49,38	49,95
4	2480,0	1,07	1,28	1,84	1,58	62,12	51,04	50,20
4	2490,0	1,07	1,28	1,84	1,58	62,12	52,47	50,45
4	2500,0	1,06	1,28	1,84	1,58	62,12	53,91	50,70
4	2510,0	1,06	1,28	1,84	1,58	62,12	55,35	50,95
4	2520,0	1,06	1,28	1,85	1,58	62,12	56,56	51,20
4	2530,0	1,05	1,28	1,85	1,58	62,12	57,52	51,45
4	2540,0	1,05	1,28	1,85	1,58	62,12	58,49	51,70
4	2550,0	1,05	1,28	1,85	1,58	62,12	58,96	51,95
4	2560,0	1,05	1,28	1,85	1,59	62,12	59,44	52,20
4	2570,0	1,05	1,28	1,86	1,59	62,12	59,66	52,45
4	2580,0	1,05	1,28	1,86	1,59	62,12	59,88	52,70
4	2590,0	1,05	1,28	1,86	1,59	62,12	60,10	52,95
4	2600,0	1,05	1,28	1,86	1,59	62,12	60,06	53,20
4	2610,0	1,05	1,28	1,86	1,59	62,12	60,02	53,45
4	2620,0	1,05	1,28	1,87	1,59	62,12	59,98	53,70
4	2630,0	1,05	1,28	1,87	1,60	62,12	59,68	53,95
4	2640,0	1,06	1,28	1,87	1,60	62,12	59,37	54,20



Fase	VD m	G.Pore kg/cm ² /10m	G.Mud kg/l	G.Overb kg/cm ² /10m	G.Fracture kg/cm ² /10m	Chocke Margin kg/cm ²	Diff. Press. kg/cm ²	Temp. °C
4	2650,0	1,06	1,28	1,87	1,60	62,12	59,06	54,45
4	2660,0	1,06	1,28	1,87	1,60	62,12	58,75	54,70
4	2670,0	1,06	1,28	1,87	1,60	62,12	58,43	54,95
4	2680,0	1,06	1,28	1,88	1,61	62,12	57,84	55,20
4	2690,0	1,07	1,28	1,88	1,61	62,12	56,98	55,45
4	2700,0	1,07	1,28	1,88	1,61	62,12	56,11	55,70
4	2710,0	1,08	1,28	1,88	1,61	62,12	55,51	55,95
4	2720,0	1,08	1,28	1,88	1,61	62,12	54,89	56,20
4	2730,0	1,08	1,28	1,89	1,62	62,12	54,81	56,45
4	2740,0	1,08	1,28	1,89	1,62	62,12	55,27	56,70
4	2750,0	1,08	1,28	1,89	1,62	62,12	55,74	56,95
4	2760,0	1,07	1,28	1,89	1,62	62,12	56,75	57,20
4	2770,0	1,07	1,28	1,89	1,62	62,12	57,77	57,45
4	2780,0	1,07	1,28	1,89	1,62	62,12	59,34	57,70
4	2790,0	1,06	1,28	1,90	1,62	62,12	61,20	57,95
4	2800,0	1,06	1,28	1,90	1,62	62,12	62,80	58,20
4	2810,0	1,05	1,28	1,90	1,62	62,12	64,13	58,45
4	2820,0	1,05	1,28	1,90	1,62	62,12	65,46	58,70
4	2830,0	1,04	1,28	1,90	1,62	62,12	66,80	58,95
4	2840,0	1,04	1,28	1,90	1,62	62,12	67,87	59,20
4	2850,0	1,04	1,28	1,91	1,62	62,12	68,67	59,45
4	2860,0	1,04	1,28	1,91	1,62	62,12	69,46	59,70
4	2870,0	1,04	1,28	1,91	1,62	62,12	69,98	59,95
4	2880,0	1,03	1,28	1,91	1,62	62,12	71,07	60,20
4	2890,0	1,03	1,28	1,91	1,62	62,12	72,17	60,45
4	2900,0	1,03	1,28	1,92	1,62	62,12	72,98	60,70
4	2910,0	1,03	1,28	1,92	1,62	62,12	74,09	60,95
4	2920,0	1,02	1,28	1,92	1,62	62,12	74,91	61,20
4	2930,0	1,02	1,28	1,92	1,62	62,12	75,16	61,45
4	2940,0	1,02	1,28	1,92	1,62	62,12	75,41	61,70
4	2950,0	1,02	1,28	1,92	1,62	62,12	75,65	61,95
4	2960,0	1,02	1,28	1,93	1,63	62,12	75,90	62,20
4	2970,0	1,02	1,28	1,93	1,63	62,12	76,15	62,45
4	2980,0	1,02	1,28	1,93	1,63	62,12	76,40	62,70
4	2990,0	1,02	1,28	1,93	1,63	62,12	76,64	62,95
4	3000,0	1,02	1,28	1,93	1,63	62,12	76,89	63,20
4	3010,0	1,02	1,28	1,93	1,63	62,12	77,14	63,45
4	3020,0	1,02	1,28	1,94	1,63	62,12	77,38	63,70
4	3030,0	1,02	1,28	1,94	1,63	62,12	77,63	63,95
4	3040,0	1,02	1,28	1,94	1,63	62,12	77,88	64,20
4	3050,0	1,02	1,28	1,94	1,63	62,12	78,12	64,45
4	3060,0	1,02	1,28	1,94	1,64	62,12	78,37	64,70
4	3070,0	1,02	1,28	1,94	1,64	62,12	78,62	64,95
4	3080,0	1,02	1,28	1,94	1,64	62,12	78,87	65,20
4	3090,0	1,02	1,28	1,95	1,64	62,12	79,11	65,45
4	3100,0	1,02	1,28	1,95	1,64	62,12	79,36	65,70
4	3110,0	1,02	1,28	1,95	1,64	62,12	79,61	65,95
4	3120,0	1,02	1,28	1,95	1,64	62,12	79,85	66,20
4	3130,0	1,02	1,28	1,95	1,64	62,12	80,10	66,45
4	3140,0	1,02	1,28	1,95	1,64	62,12	80,35	66,70
4	3150,0	1,02	1,28	1,96	1,64	62,12	80,59	66,95
4	3160,0	1,02	1,28	1,96	1,65	62,12	80,84	67,20



Fase	VD m	G.Pore kg/cm ² /10m	G.Mud kg/l	G.Overb kg/cm ² /10m	G.Fracture kg/cm ² /10m	Chocke Margin kg/cm ²	Diff. Press. kg/cm ²	Temp. °C
4	3170,0	1,02	1,28	1,96	1,65	62,12	81,09	67,45
4	3180,0	1,02	1,28	1,96	1,65	62,12	81,34	67,70
4	3190,0	1,02	1,28	1,96	1,65	62,12	81,58	67,95
4	3200,0	1,02	1,28	1,96	1,65	62,12	81,83	68,20
4	3210,0	1,02	1,28	1,96	1,65	62,12	82,08	68,45
4	3220,0	1,02	1,28	1,96	1,65	62,12	82,32	68,70
4	3230,0	1,02	1,28	1,97	1,65	62,12	82,57	68,95
4	3240,0	1,02	1,28	1,97	1,65	62,12	82,82	69,20
4	3250,0	1,02	1,28	1,97	1,65	62,12	83,06	69,45
4	3260,0	1,02	1,28	1,97	1,65	62,12	83,31	69,70
4	3270,0	1,02	1,28	1,97	1,66	62,12	83,56	69,95
4	3280,0	1,02	1,28	1,97	1,66	62,12	83,81	70,20
4	3290,0	1,02	1,28	1,97	1,66	62,12	84,05	70,45
4	3300,0	1,02	1,28	1,97	1,66	62,12	84,30	70,70
4	3310,0	1,02	1,28	1,98	1,66	62,12	84,55	70,95
4	3320,0	1,02	1,28	1,98	1,66	62,12	84,79	71,20
4	3330,0	1,02	1,28	1,98	1,66	62,12	85,04	71,45
4	3340,0	1,02	1,28	1,98	1,66	62,12	85,29	71,70
4	3350,0	1,02	1,28	1,98	1,66	62,12	85,53	71,95
4	3360,0	1,02	1,28	1,98	1,66	62,12	85,78	72,20
4	3370,0	1,02	1,28	1,98	1,66	62,12	86,03	72,45
4	3377,0	1,02	1,28	1,98	1,66	62,12	86,20	72,63
5	3377,1	1,02	1,15	1,98	1,66	173,45	42,30	72,63
5	3380,0	1,02	1,15	1,98	1,66	173,45	42,34	72,70
5	3390,0	1,02	1,15	1,99	1,66	173,45	42,45	72,95
5	3400,0	1,02	1,15	1,99	1,67	173,45	42,57	73,20
5	3410,0	1,02	1,15	1,99	1,67	173,45	42,69	73,45
5	3420,0	1,02	1,15	1,99	1,67	173,45	42,80	73,70
5	3430,0	1,02	1,15	1,99	1,67	173,45	42,92	73,95
5	3440,0	1,02	1,15	1,99	1,67	173,45	43,04	74,20
5	3450,0	1,02	1,15	1,99	1,67	173,45	43,15	74,45
5	3460,0	1,02	1,15	1,99	1,67	173,45	43,27	74,70
5	3470,0	1,02	1,15	1,99	1,67	173,45	43,39	74,95
5	3480,0	1,02	1,15	1,99	1,67	173,45	43,51	75,20
5	3490,0	1,03	1,15	2,00	1,67	173,45	43,62	75,45
5	3500,0	1,03	1,15	2,00	1,67	173,45	43,74	75,70
5	3510,0	1,03	1,15	2,00	1,67	173,45	43,86	75,95
5	3520,0	1,03	1,15	2,00	1,67	173,45	43,97	76,20
5	3530,0	1,03	1,15	2,00	1,68	173,45	44,09	76,45
5	3540,0	1,03	1,15	2,00	1,68	173,45	44,21	76,70
5	3550,0	1,03	1,15	2,00	1,68	173,45	44,32	76,95
5	3560,0	1,03	1,15	2,00	1,68	173,45	44,44	77,20
5	3570,0	1,03	1,15	2,00	1,68	173,45	44,56	77,45
5	3580,0	1,03	1,15	2,00	1,68	173,45	44,68	77,70
5	3590,0	1,03	1,15	2,00	1,68	173,45	44,79	77,95
5	3600,0	1,03	1,15	2,00	1,68	173,45	44,91	78,20
5	3610,0	1,03	1,15	2,01	1,68	173,45	45,03	78,45
5	3620,0	1,03	1,15	2,01	1,68	173,45	45,14	78,70
5	3630,0	1,03	1,15	2,01	1,68	173,45	45,26	78,95
5	3640,0	1,03	1,15	2,01	1,68	173,45	45,38	79,20
5	3650,0	1,03	1,15	2,01	1,68	173,45	45,49	79,45
5	3660,0	1,03	1,15	2,01	1,68	173,45	45,61	79,70



Fase	VD m	G.Pore kg/cm ² /10m	G.Mud kg/l	G.Overb kg/cm ² /10m	G.Fracture kg/cm ² /10m	Chocke Margin kg/cm ²	Diff. Press. kg/cm ²	Temp. °C
5	3670,0	1,03	1,15	2,01	1,68	173,45	45,73	79,95
5	3680,0	1,03	1,15	2,01	1,68	173,45	45,85	80,20
5	3690,0	1,03	1,15	2,01	1,68	173,45	45,96	80,45
5	3700,0	1,03	1,15	2,02	1,69	173,45	46,08	80,70
5	3710,0	1,03	1,15	2,02	1,69	173,45	46,20	80,95
5	3720,0	1,03	1,15	2,02	1,69	173,45	46,31	81,20
5	3730,0	1,03	1,15	2,02	1,69	173,45	46,43	81,45
5	3740,0	1,03	1,15	2,02	1,69	173,45	46,55	81,70
5	3750,0	1,03	1,15	2,02	1,69	173,45	46,66	81,95
5	3760,0	1,03	1,15	2,02	1,69	173,45	46,78	82,20
5	3770,0	1,03	1,15	2,02	1,69	173,45	46,90	82,45
5	3780,0	1,03	1,15	2,02	1,69	173,45	47,02	82,70
5	3790,0	1,03	1,15	2,03	1,69	173,45	47,13	82,95
5	3800,0	1,03	1,15	2,03	1,69	173,45	47,25	83,20
5	3810,0	1,03	1,15	2,03	1,69	173,45	47,37	83,45
5	3820,0	1,03	1,15	2,03	1,69	173,45	47,48	83,70
5	3830,0	1,03	1,15	2,03	1,69	173,45	47,60	83,95
5	3840,0	1,03	1,15	2,03	1,70	173,45	47,72	84,20
5	3850,0	1,03	1,15	2,03	1,70	173,45	47,83	84,45
5	3860,0	1,03	1,15	2,03	1,70	173,45	47,95	84,70
5	3870,0	1,03	1,15	2,03	1,70	173,45	48,07	84,95
5	3880,0	1,03	1,15	2,03	1,70	173,45	48,19	85,20
5	3890,0	1,03	1,15	2,04	1,70	173,45	48,30	85,45
5	3900,0	1,03	1,15	2,04	1,70	173,45	48,42	85,70
5	3910,0	1,03	1,15	2,04	1,70	173,45	48,54	85,95
5	3920,0	1,03	1,15	2,04	1,70	173,45	48,65	86,20
5	3930,0	1,03	1,15	2,04	1,70	173,45	48,77	86,45
5	3940,0	1,03	1,15	2,04	1,70	173,45	48,89	86,70
5	3950,0	1,03	1,15	2,04	1,70	173,45	49,00	86,95
5	3960,0	1,03	1,15	2,04	1,71	173,45	49,12	87,20
5	3970,0	1,03	1,15	2,05	1,71	173,45	49,24	87,45
5	3980,0	1,03	1,15	2,05	1,71	173,45	49,36	87,70
5	3990,0	1,03	1,15	2,05	1,71	173,45	49,47	87,95
5	4010,0	1,03	1,15	2,05	1,71	173,45	49,71	88,45
5	4020,0	1,03	1,15	2,05	1,71	173,45	49,82	88,70
5	4030,0	1,03	1,15	2,05	1,71	173,45	49,94	88,95
5	4040,0	1,03	1,15	2,05	1,71	173,45	50,06	89,20
5	4050,0	1,03	1,15	2,06	1,71	173,45	50,17	89,45
5	4060,0	1,03	1,15	2,06	1,71	173,45	50,29	89,70
5	4070,0	1,03	1,15	2,06	1,71	173,45	50,41	89,95
5	4080,0	1,03	1,15	2,06	1,71	173,45	50,53	90,20
5	4090,0	1,03	1,15	2,06	1,72	173,45	50,64	90,45
5	4100,0	1,03	1,15	2,06	1,72	173,45	50,76	90,70
5	4110,0	1,03	1,15	2,06	1,72	173,45	50,88	90,95
5	4120,0	1,03	1,15	2,06	1,72	173,45	50,99	91,20
5	4130,0	1,03	1,15	2,07	1,72	173,45	51,11	91,45
5	4140,0	1,03	1,15	2,07	1,72	173,45	51,23	91,70
5	4150,0	1,03	1,15	2,07	1,72	173,45	51,34	91,95
5	4160,0	1,03	1,15	2,07	1,72	173,45	51,46	92,20
5	4170,0	1,03	1,15	2,07	1,72	173,45	51,58	92,45
5	4180,0	1,03	1,15	2,07	1,72	173,45	51,70	92,70
5	4190,0	1,03	1,15	2,07	1,72	173,45	51,81	92,95



0			
---	--	--	--

Fase	VD m	G.Pore kg/cm ² /10m	G.Mud kg/l	G.Overb kg/cm ² /10m	G.Fracture kg/cm ² /10m	Chocke Margin kg/cm ²	Diff. Press. kg/cm ²	Temp. °C
5	4200,0	1,03	1,15	2,07	1,72	173,45	51,93	93,20
5	4210,0	1,03	1,15	2,07	1,73	173,45	52,05	93,45
5	4220,0	1,03	1,15	2,08	1,73	173,45	52,16	93,70
5	4227,0	1,03	1,15	2,08	1,73	173,45	52,25	93,88
6	4227,1	1,03	1,40	2,08	1,73	138,18	157,92	93,88
6	4230,0	1,03	1,40	2,08	1,73	138,18	158,03	93,95
6	4240,0	1,03	1,40	2,08	1,73	138,18	158,40	94,20
6	4250,0	1,03	1,40	2,08	1,73	138,18	158,76	94,45
6	4260,0	1,03	1,40	2,08	1,73	138,18	159,13	94,70
6	4270,0	1,03	1,40	2,08	1,73	138,18	159,50	94,95
6	4280,0	1,03	1,40	2,08	1,73	138,18	159,87	95,20
6	4290,0	1,03	1,40	2,08	1,73	138,18	160,23	95,45
6	4300,0	1,03	1,40	2,08	1,73	138,18	160,60	95,70
6	4310,0	1,03	1,40	2,08	1,73	138,18	160,97	95,95
6	4320,0	1,03	1,40	2,08	1,73	138,18	161,33	96,20
6	4330,0	1,03	1,40	2,09	1,73	138,18	161,70	96,45
6	4340,0	1,03	1,40	2,09	1,73	138,18	162,07	96,70
6	4350,0	1,03	1,40	2,09	1,73	138,18	162,43	96,95
6	4360,0	1,03	1,40	2,09	1,73	138,18	162,80	97,20
6	4370,0	1,03	1,40	2,09	1,74	138,18	163,17	97,45
6	4380,0	1,03	1,40	2,09	1,74	138,18	163,54	97,70
6	4390,0	1,03	1,40	2,09	1,74	138,18	163,90	97,95
6	4400,0	1,03	1,40	2,09	1,74	138,18	164,27	98,20
6	4410,0	1,03	1,40	2,09	1,74	138,18	164,64	98,45
6	4420,0	1,03	1,40	2,09	1,74	138,18	165,00	98,70
6	4430,0	1,03	1,40	2,09	1,74	138,18	165,37	98,95
6	4440,0	1,03	1,40	2,09	1,74	138,18	165,74	99,20
6	4450,0	1,03	1,40	2,09	1,74	138,18	166,10	99,45
6	4460,0	1,03	1,40	2,10	1,74	138,18	166,47	99,70
6	4470,0	1,03	1,40	2,10	1,74	138,18	166,84	99,95
6	4480,0	1,03	1,40	2,10	1,74	138,18	167,21	100,20
6	4490,0	1,03	1,40	2,10	1,74	138,18	167,57	100,45
6	4500,0	1,03	1,40	2,10	1,74	138,18	167,94	100,70
6	4510,0	1,03	1,40	2,10	1,74	138,18	168,31	100,95
6	4520,0	1,03	1,40	2,10	1,74	138,18	168,67	101,20
6	4530,0	1,03	1,40	2,10	1,74	138,18	169,04	101,45
6	4540,0	1,03	1,40	2,10	1,74	138,18	169,41	101,70
6	4550,0	1,03	1,40	2,10	1,74	138,18	169,77	101,95
6	4560,0	1,03	1,40	2,10	1,74	138,18	170,14	102,20
6	4570,0	1,03	1,40	2,10	1,74	138,18	170,51	102,45
6	4580,0	1,03	1,40	2,10	1,74	138,18	170,88	102,70
6	4590,0	1,03	1,40	2,10	1,74	138,18	171,24	102,95
6	4600,0	1,03	1,40	2,10	1,74	138,18	171,61	103,20
6	4610,0	1,03	1,40	2,10	1,74	138,18	171,98	103,45
6	4620,0	1,03	1,40	2,10	1,74	138,18	172,34	103,70
6	4630,0	1,03	1,40	2,10	1,74	138,18	172,71	103,95
6	4640,0	1,03	1,40	2,10	1,74	138,18	173,08	104,20
6	4650,0	1,03	1,40	2,10	1,74	138,18	173,44	104,45
6	4660,0	1,03	1,40	2,10	1,75	138,18	173,81	104,70
6	4670,0	1,03	1,40	2,11	1,75	138,18	174,18	104,95
6	4680,0	1,03	1,40	2,11	1,75	138,18	174,55	105,20
6	4690,0	1,03	1,40	2,11	1,75	138,18	174,91	105,45



Fase	VD m	G.Pore kg/cm ² /10m	G.Mud kg/l	G.Overb kg/cm ² /10m	G.Fracture kg/cm ² /10m	Chocke Margin kg/cm ²	Diff. Press. kg/cm ²	Temp. °C
6	4700,0	1,03	1,40	2,11	1,75	138,18	175,28	105,70
6	4710,0	1,03	1,40	2,11	1,75	138,18	175,65	105,95
6	4720,0	1,03	1,40	2,11	1,75	138,18	176,01	106,20
6	4730,0	1,03	1,40	2,11	1,75	138,18	176,38	106,45
6	4740,0	1,03	1,40	2,11	1,75	138,18	176,75	106,70
6	4750,0	1,03	1,40	2,11	1,75	138,18	177,11	106,95
6	4760,0	1,03	1,40	2,11	1,75	138,18	177,48	107,20
6	4770,0	1,03	1,40	2,11	1,75	138,18	177,85	107,45
6	4780,0	1,03	1,40	2,11	1,75	138,18	178,22	107,70
6	4790,0	1,03	1,40	2,12	1,75	138,18	178,58	107,95
6	4800,0	1,03	1,40	2,12	1,75	138,18	178,95	108,20
6	4810,0	1,03	1,40	2,12	1,75	138,18	179,32	108,45
6	4820,0	1,03	1,40	2,12	1,75	138,18	179,68	108,70
6	4830,0	1,03	1,40	2,12	1,76	138,18	180,05	108,95
6	4840,0	1,03	1,40	2,12	1,76	138,18	180,42	109,20
6	4850,0	1,03	1,40	2,12	1,76	138,18	180,78	109,45
6	4860,0	1,03	1,40	2,12	1,76	138,18	181,15	109,70
6	4870,0	1,03	1,40	2,12	1,76	138,18	181,52	109,95
6	4880,0	1,03	1,40	2,12	1,76	138,18	181,89	110,20
6	4890,0	1,03	1,40	2,12	1,76	138,18	182,25	110,45
6	4900,0	1,03	1,40	2,12	1,76	138,18	182,62	110,70
6	4910,0	1,03	1,40	2,13	1,76	138,18	182,99	110,95
6	4920,0	1,03	1,40	2,13	1,76	138,18	183,35	111,20
6	4930,0	1,03	1,40	2,13	1,76	138,18	183,72	111,45
6	4940,0	1,03	1,40	2,13	1,76	138,18	184,09	111,70
6	4950,0	1,03	1,40	2,13	1,76	138,18	184,45	111,95
6	4960,0	1,03	1,40	2,13	1,76	138,18	184,82	112,20
6	4970,0	1,03	1,40	2,13	1,76	138,18	185,19	112,45
6	4980,0	1,03	1,40	2,13	1,76	138,18	185,56	112,70
6	4990,0	1,03	1,40	2,13	1,76	138,18	185,92	112,95
6	5000,0	1,03	1,40	2,13	1,76	138,18	186,29	113,20
6	5010,0	1,03	1,40	2,13	1,76	138,18	186,66	113,45
6	5020,0	1,03	1,40	2,13	1,77	138,18	187,02	113,70
6	5030,0	1,03	1,40	2,14	1,77	138,18	187,39	113,95
6	5040,0	1,03	1,40	2,14	1,77	138,18	187,76	114,20
6	5050,0	1,03	1,40	2,14	1,77	138,18	188,12	114,45
6	5060,0	1,03	1,40	2,14	1,77	138,18	188,49	114,70
6	5070,0	1,03	1,40	2,14	1,77	138,18	188,86	114,95
6	5080,0	1,03	1,40	2,14	1,77	138,18	189,23	115,20
6	5090,0	1,03	1,40	2,14	1,77	138,18	189,59	115,45
6	5100,0	1,03	1,40	2,14	1,77	138,18	189,96	115,70
6	5110,0	1,03	1,40	2,14	1,77	138,18	190,33	115,95
6	5120,0	1,03	1,40	2,14	1,77	138,18	190,69	116,20
6	5130,0	1,03	1,40	2,14	1,77	138,18	191,06	116,45
6	5140,0	1,03	1,40	2,15	1,77	138,18	191,43	116,70
6	5150,0	1,03	1,40	2,15	1,77	138,18	191,79	116,95
6	5160,0	1,03	1,40	2,15	1,77	138,18	192,16	117,20
6	5170,0	1,03	1,40	2,15	1,77	138,18	192,53	117,45
6	5180,0	1,03	1,40	2,15	1,78	138,18	192,90	117,70
6	5190,0	1,03	1,40	2,15	1,78	138,18	193,26	117,95
6	5200,0	1,03	1,40	2,15	1,78	138,18	193,63	118,20
6	5210,0	1,03	1,40	2,15	1,78	138,18	194,00	118,45



Fase	VD m	G.Pore kg/cm ² /10m	G.Mud kg/l	G.Overb kg/cm ² /10m	G.Fracture kg/cm ² /10m	Chocke Margin kg/cm ²	Diff. Press. kg/cm ²	Temp. °C
6	5220,0	1,03	1,40	2,15	1,78	138,18	194,36	118,70
6	5230,0	1,03	1,40	2,15	1,78	138,18	194,73	118,95
6	5240,0	1,03	1,40	2,15	1,78	138,18	195,10	119,20
6	5250,0	1,03	1,40	2,16	1,78	138,18	195,46	119,45
6	5260,0	1,03	1,40	2,16	1,78	138,18	195,83	119,70
6	5270,0	1,03	1,40	2,16	1,78	138,18	196,20	119,95
6	5280,0	1,03	1,40	2,16	1,78	138,18	196,57	120,20
6	5290,0	1,03	1,40	2,16	1,78	138,18	196,93	120,45
6	5300,0	1,03	1,40	2,16	1,78	138,18	197,30	120,70
6	5310,0	1,03	1,40	2,16	1,78	138,18	197,67	120,95
6	5320,0	1,03	1,40	2,16	1,78	138,18	198,03	121,20
6	5330,0	1,03	1,40	2,16	1,78	138,18	198,40	121,45
6	5340,0	1,03	1,40	2,16	1,78	138,18	198,77	121,70
6	5350,0	1,03	1,40	2,17	1,79	138,18	199,13	121,95
6	5360,0	1,03	1,40	2,17	1,79	138,18	199,50	122,20
6	5370,0	1,03	1,40	2,17	1,79	138,18	199,87	122,45
6	5380,0	1,03	1,40	2,17	1,79	138,18	200,24	122,70
6	5390,0	1,03	1,40	2,17	1,79	138,18	200,60	122,95
6	5400,0	1,03	1,40	2,17	1,79	138,18	200,97	123,20
6	5410,0	1,03	1,40	2,17	1,79	138,18	201,34	123,45
6	5420,0	1,03	1,40	2,17	1,79	138,18	201,70	123,70
6	5430,0	1,03	1,40	2,17	1,79	138,18	202,07	123,95
6	5440,0	1,03	1,40	2,17	1,79	138,18	202,44	124,20
6	5450,0	1,03	1,40	2,17	1,79	138,18	202,80	124,45
6	5460,0	1,03	1,40	2,17	1,79	138,18	203,17	124,70
6	5470,0	1,03	1,40	2,18	1,79	138,18	203,54	124,95
6	5480,0	1,03	1,40	2,18	1,79	138,18	203,91	125,20
6	5490,0	1,03	1,40	2,18	1,79	138,18	204,27	125,45
6	5500,0	1,03	1,40	2,18	1,79	138,18	204,64	125,70
6	5510,0	1,03	1,40	2,18	1,80	138,18	205,01	125,95
6	5520,0	1,03	1,40	2,18	1,80	138,18	205,37	126,20
6	5530,0	1,03	1,40	2,18	1,80	138,18	205,74	126,45
6	5540,0	1,03	1,40	2,18	1,80	138,18	206,11	126,70
6	5550,0	1,03	1,40	2,18	1,80	138,18	206,47	126,95
6	5560,0	1,03	1,40	2,18	1,80	138,18	206,84	127,20
6	5570,0	1,03	1,40	2,18	1,80	138,18	207,21	127,45
6	5580,0	1,03	1,40	2,19	1,80	138,18	207,58	127,70
6	5590,0	1,03	1,40	2,19	1,80	138,18	207,94	127,95
6	5600,0	1,03	1,40	2,19	1,80	138,18	208,31	128,20
6	5610,0	1,03	1,40	2,19	1,80	138,18	208,68	128,45
6	5620,0	1,03	1,40	2,19	1,80	138,18	209,04	128,70
6	5627,0	1,03	1,40	2,19	1,80	138,18	209,30	128,88
7	5627,1	1,03	1,15	2,19	1,80	367,06	68,63	128,88
7	5630,0	1,03	1,15	2,19	1,80	367,06	68,66	128,95
7	5640,0	1,03	1,15	2,19	1,80	367,06	68,78	129,20
7	5650,0	1,03	1,15	2,19	1,80	367,06	68,89	129,45
7	5660,0	1,03	1,15	2,19	1,80	367,06	69,01	129,70
7	5670,0	1,03	1,15	2,19	1,80	367,06	69,13	129,95
7	5680,0	1,03	1,15	2,19	1,80	367,06	69,25	130,20
7	5690,0	1,03	1,15	2,19	1,81	367,06	69,36	130,45
7	5700,0	1,03	1,15	2,19	1,81	367,06	69,48	130,70
7	5710,0	1,03	1,15	2,20	1,81	367,06	69,60	130,95



Fase	VD m	G.Pore kg/cm ² /10m	G.Mud kg/l	G.Overb kg/cm ² /10m	G.Fracture kg/cm ² /10m	Chocke Margin kg/cm ²	Diff. Press. kg/cm ²	Temp. °C
7	5720,0	1,03	1,15	2,20	1,81	367,06	69,71	131,20
7	5730,0	1,03	1,15	2,20	1,81	367,06	69,83	131,45
7	5740,0	1,03	1,15	2,20	1,81	367,06	69,95	131,70
7	5750,0	1,03	1,15	2,20	1,81	367,06	70,06	131,95
7	5760,0	1,03	1,15	2,20	1,81	367,06	70,18	132,20
7	5770,0	1,03	1,15	2,20	1,81	367,06	70,30	132,45
7	5780,0	1,03	1,15	2,20	1,81	367,06	70,42	132,70
7	5790,0	1,03	1,15	2,20	1,81	367,06	70,53	132,95
7	5800,0	1,03	1,15	2,20	1,81	367,06	70,65	133,20
7	5810,0	1,03	1,15	2,20	1,81	367,06	70,77	133,45
7	5820,0	1,03	1,15	2,21	1,81	367,06	70,88	133,70
7	5830,0	1,03	1,15	2,21	1,81	367,06	71,00	133,95
7	5840,0	1,03	1,15	2,21	1,81	367,06	71,12	134,20
7	5850,0	1,03	1,15	2,21	1,81	367,06	71,23	134,45
7	5860,0	1,03	1,15	2,21	1,82	367,06	71,35	134,70
7	5870,0	1,03	1,15	2,21	1,82	367,06	71,47	134,95
7	5880,0	1,03	1,15	2,21	1,82	367,06	71,59	135,20
7	5890,0	1,03	1,15	2,21	1,82	367,06	71,70	135,45
7	5900,0	1,03	1,15	2,21	1,82	367,06	71,82	135,70
7	5910,0	1,03	1,15	2,21	1,82	367,06	71,94	135,95
7	5920,0	1,03	1,15	2,21	1,82	367,06	72,05	136,20
7	5930,0	1,03	1,15	2,22	1,82	367,06	72,17	136,45
7	5940,0	1,03	1,15	2,22	1,82	367,06	72,29	136,70
7	5950,0	1,03	1,15	2,22	1,82	367,06	72,40	136,95
7	5960,0	1,03	1,15	2,22	1,82	367,06	72,52	137,20
7	5970,0	1,03	1,15	2,22	1,82	367,06	72,64	137,45
7	5980,0	1,03	1,15	2,22	1,82	367,06	72,76	137,70
7	5990,0	1,03	1,15	2,22	1,82	367,06	72,87	137,95
7	6000,0	1,03	1,15	2,22	1,82	367,06	72,99	138,20
7	6010,0	1,03	1,15	2,22	1,82	367,06	73,11	138,45
7	6020,0	1,03	1,15	2,22	1,82	367,06	73,22	138,70
7	6030,0	1,03	1,15	2,22	1,83	367,06	73,34	138,95
7	6040,0	1,03	1,15	2,23	1,83	367,06	73,46	139,20
7	6050,0	1,03	1,15	2,23	1,83	367,06	73,57	139,45
7	6060,0	1,03	1,15	2,23	1,83	367,06	73,69	139,70
7	6070,0	1,03	1,15	2,23	1,83	367,06	73,81	139,95
7	6080,0	1,03	1,15	2,23	1,83	367,06	73,93	140,20
7	6090,0	1,03	1,15	2,23	1,83	367,06	74,04	140,45
7	6100,0	1,03	1,15	2,23	1,83	367,06	74,16	140,70
7	6110,0	1,03	1,15	2,23	1,83	367,06	74,28	140,95
7	6120,0	1,03	1,15	2,23	1,83	367,06	74,39	141,20
7	6130,0	1,03	1,15	2,23	1,83	367,06	74,51	141,45
7	6140,0	1,03	1,15	2,23	1,83	367,06	74,63	141,70
7	6150,0	1,03	1,15	2,23	1,83	367,06	74,74	141,95
7	6160,0	1,03	1,15	2,23	1,83	367,06	74,86	142,20
7	6170,0	1,03	1,15	2,23	1,83	367,06	74,98	142,45
7	6180,0	1,03	1,15	2,24	1,83	367,06	75,10	142,70
7	6190,0	1,03	1,15	2,24	1,83	367,06	75,21	142,95
7	6200,0	1,03	1,15	2,24	1,83	367,06	75,33	143,20
7	6210,0	1,03	1,15	2,24	1,83	367,06	75,45	143,45
7	6220,0	1,03	1,15	2,24	1,83	367,06	75,56	143,70
7	6226,0	1,03	1,15	2,24	1,84	367,06	75,63	143,85

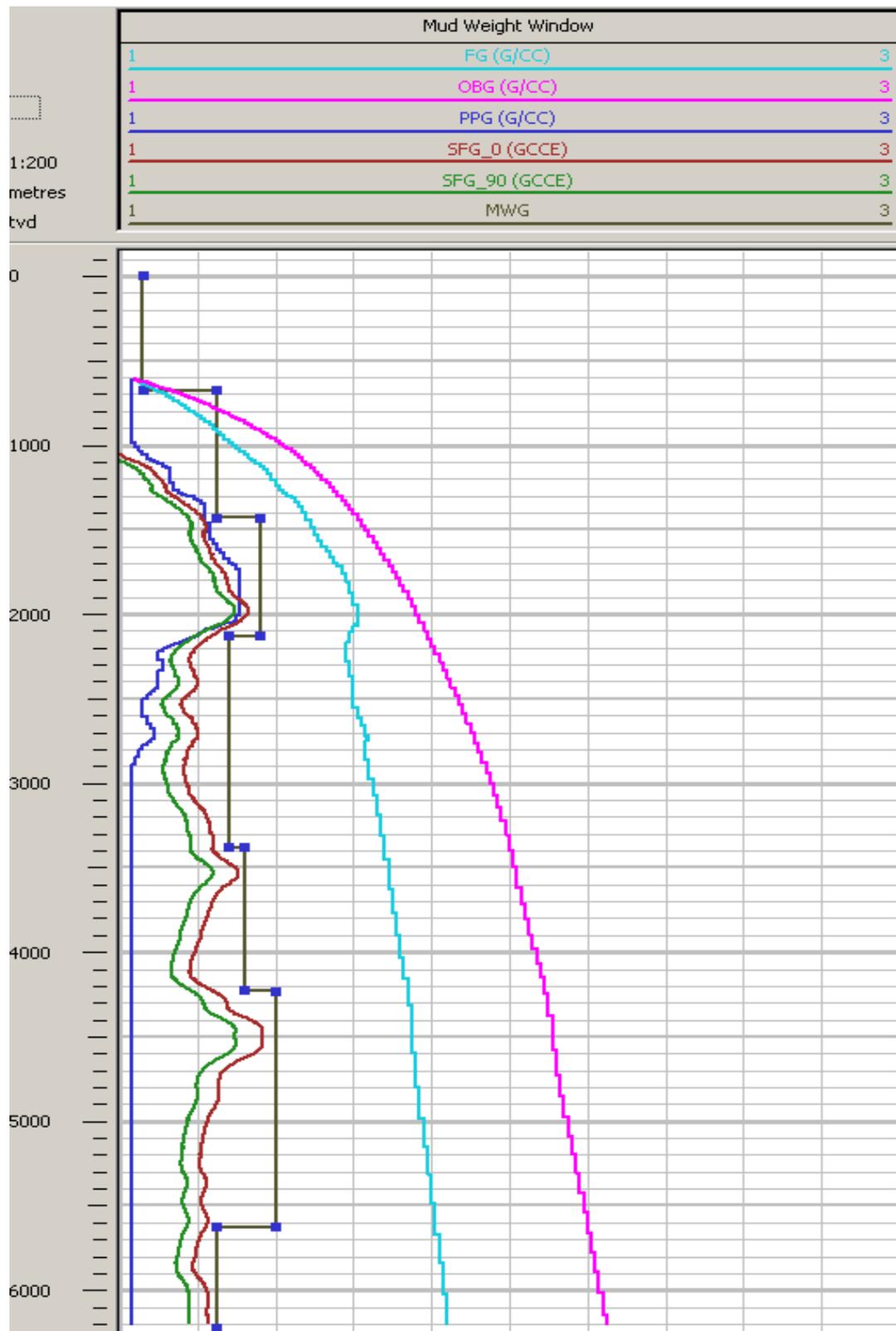


Studio di wellbore stability

Le problematiche relative alla stabilità foro per il pozzo Lince 1 sono state analizzate costruendo un modello basato sui dati sonici dei log registrati nel pozzo di riferimento (Argo 1). In particolare, la curva di limite al collasso (Shear Failure Gradient) è stata stimata sulla base dei dati di gradienti ricavati con analisi post-drilling sul pozzo di riferimento e il modello è stato poi calibrato tenendo in considerazione gli eventi di perforazione correlabili con fenomeni di instabilità. La curva di SFG costituisce un limite minimo per il peso del fluido di perforazione: se quest'ultimo dovesse risultare più basso, potrebbero instaurarsi fenomeni di collasso delle pareti del foro.

La curva finale di limite al collasso è stata calcolata secondo le seguenti ipotesi: medio/leggera anisotropia orizzontale, per cui lo sforzo orizzontale massimo è poco al di sotto dell'intermedio tra lo sforzo orizzontale minimo e lo sforzo verticale (overburden); proprietà geomeccaniche dell'intera litologia stimate con il metodo di Lal; criterio di rottura di Mohr-Coulomb.

Nella figura qui di seguito è riportato il modello finale per il pozzo Lince 1. Come si può facilmente osservare, il peso del fluido di perforazione utilizzato (curva MWG) rispetta ed è stato scelto in funzione del limite al collasso (curva SFG).



Modello di stabilità foro per il pozzo Lince 1



4.4.2 SCELTA QUOTE TUBAGGIO

Conductor Pipe 36" x 1.5" 282,4 # RL-4 X52 a m 690 circa (~ 58 m da Fondo Mare)

Con il C.P. 36" saranno discesi la Guidelineless Re-Entry Assembly e il Conductor Housing. Esso costituirà il sostegno principale della testa pozzo in quanto accoglierà l'Housing 18 3/4" 15000 psi sul quale verrà connesso il BOP Stack e il Riser.

Casing superficiale 20" K-55 169# Tenaris ER a m 1427 (~ 795 m da Fondo Mare)

Il casing 20" sarà disceso a circa m 1427, escludendo le zone più superficiali della Formazione Argo con un alto gradiente dei pori e posizionato al top di eventuali sacche di gas superficiale. Avrà lo scopo di permettere il raggiungimento di un gradiente di fratturazione accettabile per la perforazione in sicurezza della fase successiva e l'installazione del BOP Stack e del riser. Con questa colonna sarà disceso l'Housing 18 3/4" 15000 psi. La colonna verrà cementata con risalita a fondo mare.

Liner intermedio 16" N-80 95.0# Tenaris Wedge a m 2127(testa liner a ~ m 1327)

Il Liner 16" sarà disceso a circa m 2127 all'interno delle serie denominate Formazione Trubi , Formazione Gessoso Solifera, Formazione Tellaro, Formazione Ragusa; sarà posizionato per escludere il culmine delle eventuali sovrappressioni superficiali.

Avrà inoltre lo scopo di permettere il raggiungimento di un gradiente di fratturazione accettabile per la perforazione in sicurezza della fase successiva.

La colonna verrà cementata con risalita a quota testa liner.

Casing Intermedio 13 3/8" P-110 72# Tenaris Blue NF a m 3377 (~2745 m da Fondo Mare)

Il casing 13 3/8" sarà disceso a circa m 3377, all'interno delle serie denominate Formazione Scaglia, Formazione Hybla, Formazione Lattinusa e la Formazione Rosso Ammonitico; sarà posizionato per escludere quanto possibile in sicurezza di livelli mineralizzati della fase successiva ,inoltre permetterà il raggiungimento di un gradiente di fratturazione accettabile per la perforazione in sicurezza della fase successiva. La colonna verrà cementata con risalita fino a quota di circa 2000 m.

Liner di produzione 9 5/8" HCP-110 53.5# Tenaris Blue + Tie back di produzione 9 5/8" TN 140 DW 53.5# x 9 5/8" P-110 53.5# Tenaris Blue a m 4227 (~3595 m da Fondo Mare)

Il Liner da 9 5/8" + Tie Back da 9 5/8" sarà disceso al fondo per coprire le zone mineralizzate, ovvero la Formazione denominata Inici di interesse minerario e per permettere l'esecuzione di prove di produzione in foro tubato di tali livelli.

	eni S.p.A. e & p Division	PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: LINCE 1	PAG. 37
			DI 146
			0

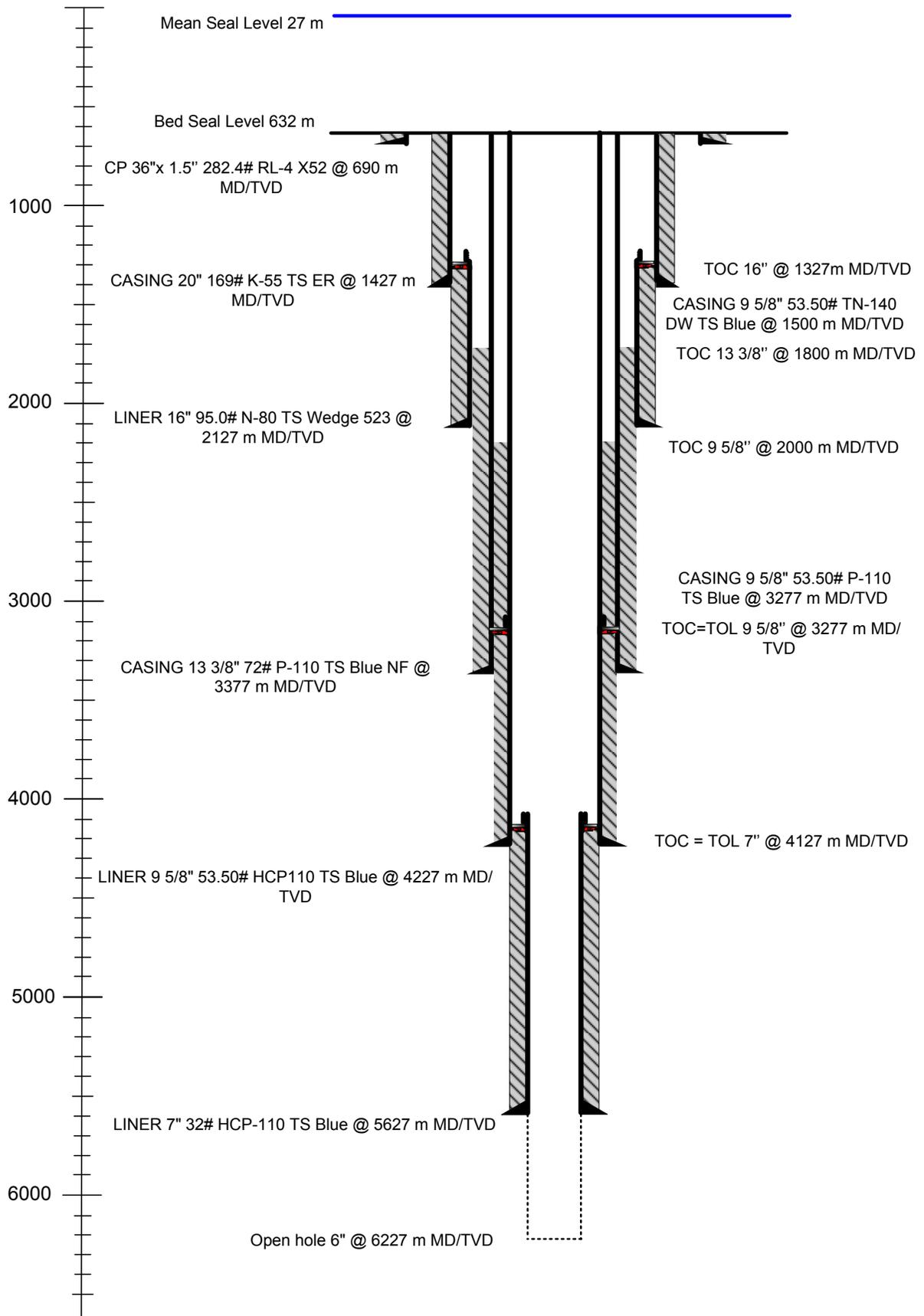
La liner verrà cementato con risalita fino a quota di circa 3577 m. Successivamente sarà disceso il Tie Back e verrà cementato con risalita fino a quota di circa 2000 m

Liner di produzione 7” HC P-110 32# Tenaris Blue a m 5627(testa liner a ~ m 4127)

Il Liner da 7” sarà disceso a circa m 4127 all'interno delle serie denominate Formazione Streppenosa e Formazione Noto; sarà posizionato per escludere la formazione fortemente instabilizzandola così riducendo il rischio di frane.

Avrà inoltre lo scopo di isolare la fase successiva relativa all'obiettivo mineralizzato.

La colonna verrà cementata con risalita a quota testa liner (m 4127).





4.4.3 CASING DESIGN

4.4.3.1 CASING SUMMARY

String	OD/Weight/Grade	Connection	MD Interval (m)	Drift Dia. (in)	Minumum Safety Factor (Abs)			
					Burst	Collapse	Axial	Triaxial
Surface Casing	20", 169,000 ppf, K-55	ER	632,00-1427,00	18,189	1,65	1,99	6,43 C	2,04
Intermediate Liner	16", 95,00 ppf, N-80	T WEDGE 523	1327,00-2127,00	14,75	4,74	1,34	4,27 C	3,11
Intermediate Casing	13 3/8", 72,000 ppf, P-110	TSH Blue NF	632,00-3377,00	12,250 A	2,34	1,51	1,93 C	2,00
Production Liner	9 5/8", 53,500 ppf, HCP-110	TSH Blue	3277,00-4227,00	8,500 A	1,52	1,28	5,06	1,58
Production Casing	9 5/8", 53,500 ppf, TN 140 DW	TSH Blue	632,00-1500,00	8,500 A	2,25 C	3,13	3,36	2,36
	9 5/8", 53,500 ppf, P-110	TSH Blue	1500,00-3277,00	8,500 A	1,95 C	1,29	3,45 C	1,75
Production Liner	7", 32,000 ppf, HCP-110	TSH Blue	4127,00-5627,00	6,000 A	1,66	1,13	6,26	1,28

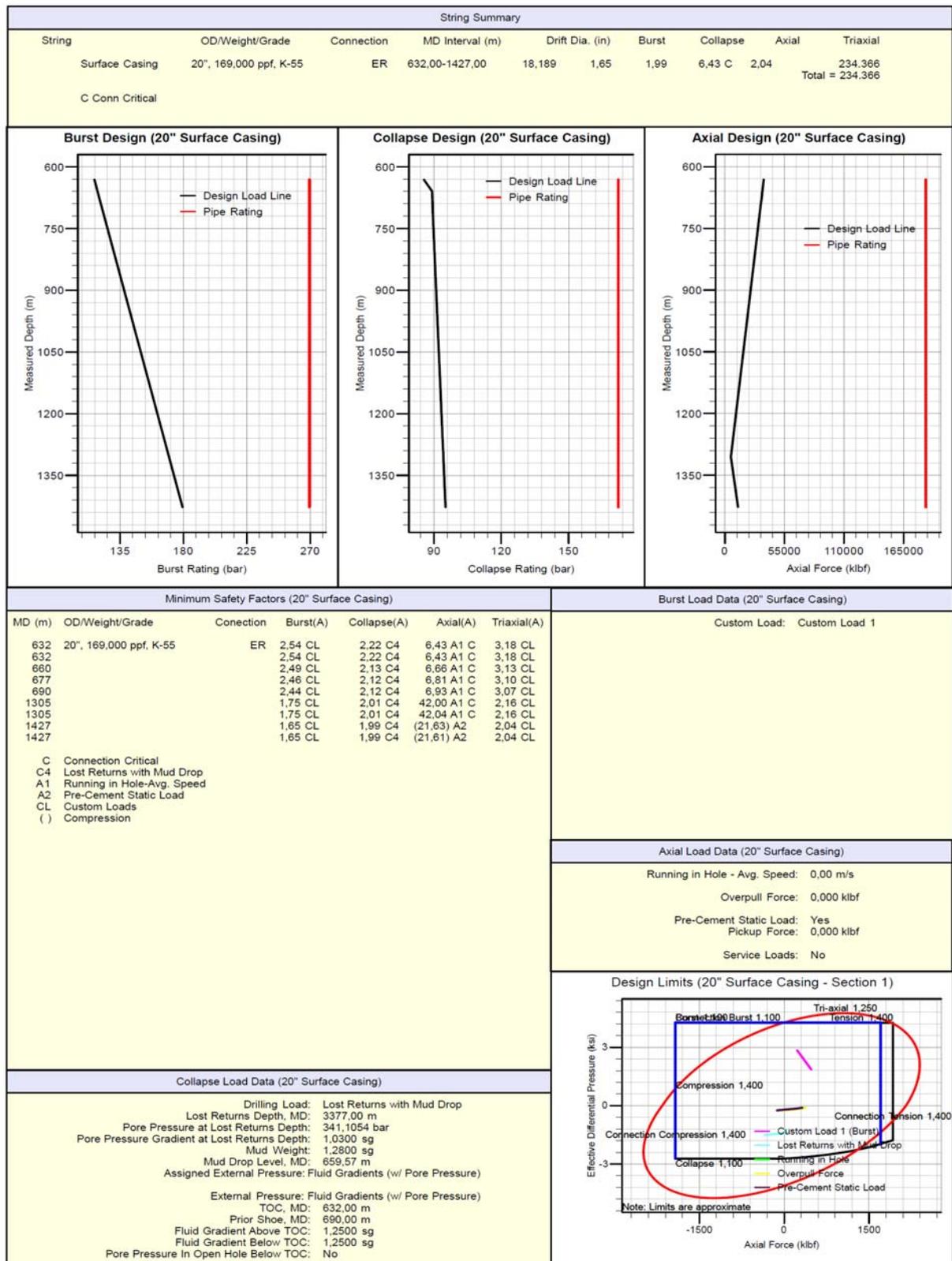
C Conn Critical A Alternate Drift

Casing Size (in)	Grade	Weight lbs/ft	Connection	Burst (Psi)	Collapse (Psi)	Compression (lbs)
20"	K-55	169	ER	3310	2500	2692
16"	N-80	95	T WEDGE 523	4950	2180	1812
13 3/8"	P-110	72	TSH Blue NF	7400	2880	1142
9 5/8"	HCP-110	53,5	TSH Blue	10900	10520	1710
	TN 140 DW	53,5	TSH Blue	13870	8800	2177
	P-110	53,5	TSH Blue	10900	7950	1710
7"	HC P-110	32	TSH Blue	12460	13260	1025

Nota: Il casing design è stato effettuato secondo le attuali procedure eni di casing design ,è stato altresì verificato che tale design, scegliendo opportunamente il materiale, possa soddisfare anche la verifica a capping.



4.4.3.2 SURFACE CASING 20"





String Summary								
String	OD/Weight/Grade	Connection	MD Interval (m)	Drift Dia. (in)	Burst	Collapse	Axial	Triaxial
Surface Casing	20", 169,000 ppf, K-55	ER	632,00-1427,00	18,189	1,65	1,99	6,43 C	2,04
								234,366
C Conn Critical								Total = 234,366

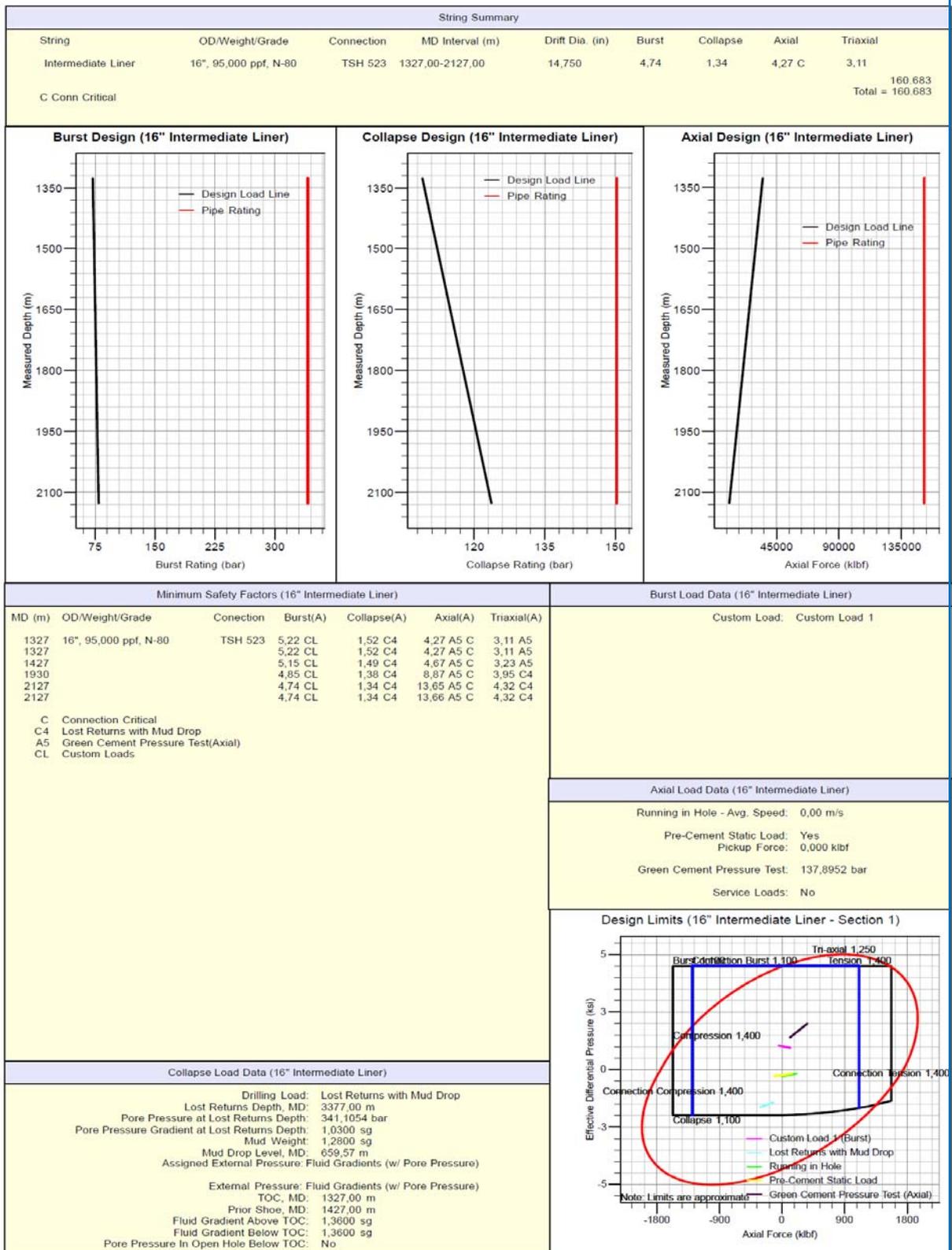
Burst Load Table (20" Surface Casing)			Collapse Load Table (20" Surface Casing)			Initial Condition Data (20" Surface Casing)	
MD (m)	Custom Load 1(Int) (bar)	Custom Load 1(Ext) (bar)	MD (m)	Lost Returns (bar)	Fluidw/Pore (bar)	Mix-Water Density: 1,0000 sg Lead Slurry Density: 1,497 sg Displacement Fluid Density: 1,2500 sg Slackoff Force: 0,000 kbf Temperatures: Default Vertical Depth (m) Temperature (°C)	
632,00	170,0993	63,8372	632,00	0,0000	77,4723	632,00 m	4,000 °C
632,00	170,0995	63,8372	632,00	0,0000	77,4725	632,00 m	4,000 °C
632,10	170,1167	63,8373	659,57	0,0000	80,8521	1427,00 m	23,875 °C
677,10	177,8422	68,3823	690,00	3,8193	84,5819		
677,10	177,8594	68,3829	690,00	3,8201	84,5827		
690,00	180,0795	69,6858	1427,00	96,3315	174,9259		
690,00	180,0795	69,6864					
1427,00	306,8878	144,1388					

Axial Load Table (20" Surface Casing)						
MD (m)	RIH(w/B) (bar)	RIH(w/oB) (bar)	Overpull(w/B) (bar)	Overpull(w/oB) (bar)	Pre-Cement(w/B) (bar)	Pre-Cement(w/oB) (bar)
632,00	371,612	371,612	371,612	371,612	316,612	316,612
632,00	371,612	371,612	371,612	371,612	316,611	316,611
632,10	371,565	371,565	371,565	371,565	316,556	316,556
659,57	358,724	358,724	358,724	358,724	301,325	301,325
677,10	350,577	350,577	350,577	350,577	291,661	291,661
677,10	350,530	350,530	350,530	350,530	291,605	291,605
690,00	344,502	344,502	344,502	344,502	284,454	284,454
690,00	344,499	344,499	344,499	344,499	284,451	284,451
1203,02	104,697	104,697	104,697	104,697	0,004	0,004
1203,21	104,607	104,607	104,607	104,607	-0,104	-0,104
1427,00	0,000	0,000	0,000	0,000	-124,185	-124,185

Note: CUSTOM LOAD=0,6x(Pressione Shoe Frac-Idrostatica colonna di gas densità 0.3s.g)



4.4.3.3 INTERMEDIATE LINER 16"





String Summary									
String	OD/Weight/Grade	Connection	MD Interval (m)	Drift Dia. (in)	Burst	Collapse	Axial	Triaxial	Design Cost(\$)
Intermediate Liner	16", 95,000 ppf, N-80	TSH 523	1327,00-2127,00	14,750	4,74	1,34	4,27 C	3,11	160.683
									Total = 160.683
C Conn Critical									

Burst Load Table (16" Intermediate Liner)		
MD (m)	Custom Load 1(Int) (bar)	Custom Load 1(Ext) (bar)
1327,00	242,4235	176,9822
1327,00	242,4236	176,9823
1427,00	253,0554	186,7893
1427,00	253,0561	186,7887
1427,10	253,0665	186,7893
2127,00	327,4818	255,4354

Collapse Load Table (16" Intermediate Liner)		
MD (m)	lost Returns (bar)	Fluidw/Pore (bar)
1327,00	83,7790	176,9823
1427,00	96,3311	190,3189
1427,00	96,3319	190,3198
2127,00	184,1991	283,6786

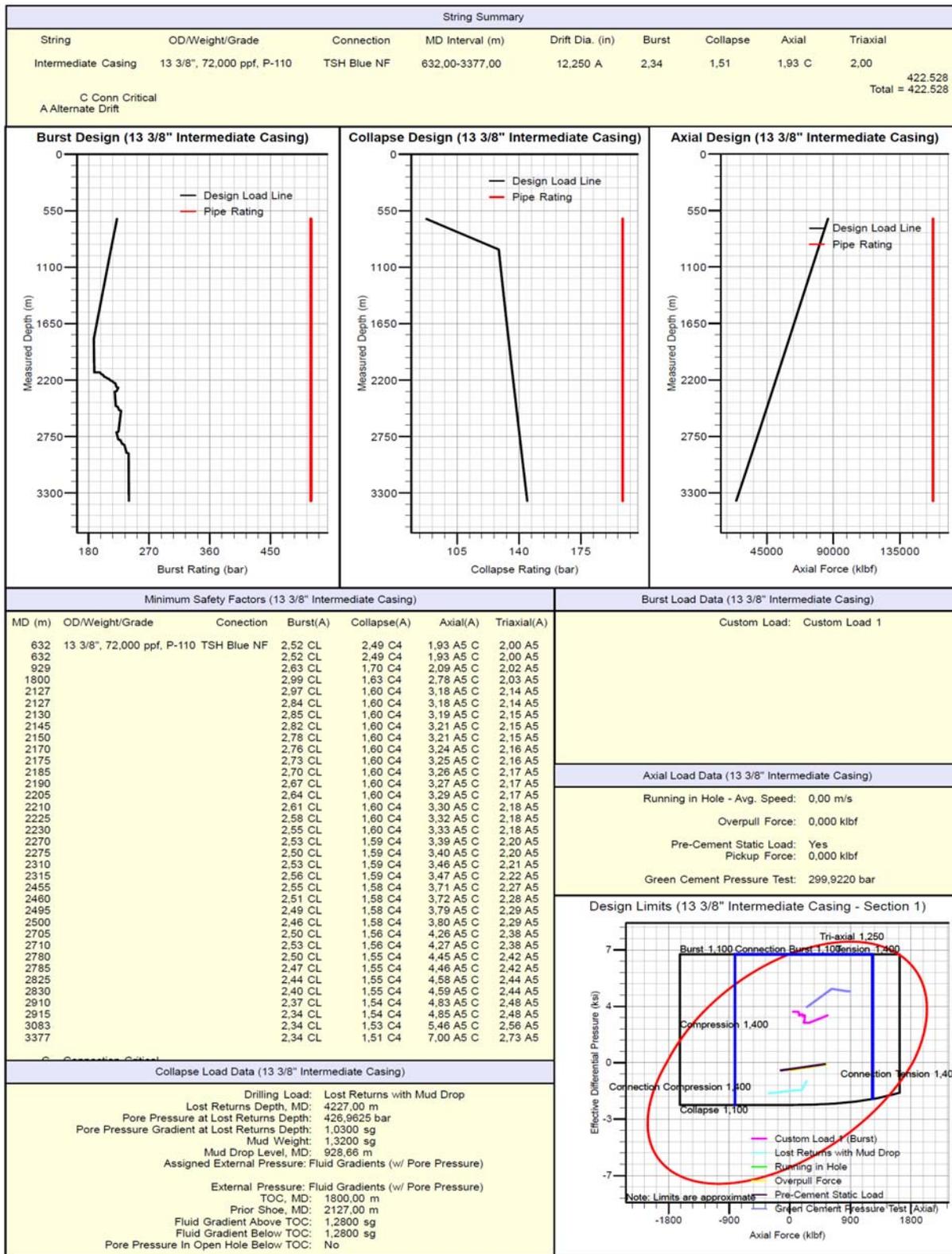
Initial Condition Data (16" Intermediate Liner)	
Mix-Water Density:	0,9982 sg
Lead Slurry Density:	1,893 sg
Displacement Fluid Density:	1,3600 sg
Slackoff Force:	0,000 Klbf
Temperatures:	Default
Vertical Depth (m)	Temperature (°C)
1327,00 m	21,375 °C
2127,00 m	41,375 °C

Axial Load Table (16" Intermediate Liner)						
MD (m)	RIH(w/B) (bar)	RIH(w/oB) (bar)	Pre-Cement(w/B) (bar)	Pre-Cement(w/oB) (bar)	Green Cement(w/B) (bar)	Green Cement(w/oB) (bar)
1327,00	207,164	207,164	137,198	137,198	362,808	362,808
1327,00	207,164	207,164	137,197	137,197	362,808	362,808
1427,00	181,269	181,269	106,031	106,031	331,641	331,641
1427,00	181,267	181,267	106,029	106,029	331,639	331,639
1427,10	181,242	181,242	105,998	105,998	331,609	331,609
2126,80	0,051	0,051	-112,085	-112,085	113,525	113,525
2127,00	0,000	0,000	-112,146	-112,146	113,464	113,464

Note: CUSTOM LOAD=0,6x(Pressione Shoe Frac-Idrostatica colonna di gas densità 0.3s.g)



4.4.3.4 INTERMEDIATE CASING 13 3/8"





0			
---	--	--	--

String Summary								
String	OD/Weight/Grade	Connection	MD Interval (m)	Drift Dia. (in)	Burst	Collapse	Axial	Triaxial
Intermediate Casing	13 3/8", 72,000 ppf, P-110FSH Blue NF		632,00-3377,00	12,250 A	2,34	1,51	1,93 C	2,00
								422,528
								Total = 422,528
C Conn Critical A Alternate Drift								

Burst Load Table (13 3/8" Intermediate Casing)		
MD (m)	Custom Load 1(Int) (bar)	Custom Load 1(Ext) (bar)
632,00	281,3909	79,3317
632,10	281,4007	79,3318
1800,00	395,5745	225,9442
1800,10	395,5751	225,9446
1800,10	395,5846	225,9453
2127,00	427,5420	258,0120
2127,00	427,5426	257,8479
2127,10	427,5522	250,3050
2130,00	427,8357	260,8578
2145,00	429,3021	250,3195
2150,00	429,7909	248,7946
2170,00	431,7461	248,9808
2175,00	432,2349	247,4217
2185,00	433,2125	246,4164
2190,00	433,7013	244,8327
2205,00	435,1877	244,3472
2210,00	435,6565	242,7341
2225,00	437,1229	242,1995
2230,00	437,6117	240,5571
2270,00	441,5221	242,8458
2275,00	442,0109	240,9493
2310,00	445,4325	246,8215
2315,00	445,9213	249,7261
2455,00	459,6077	262,4208
2460,00	460,0965	250,5429
2495,00	463,5181	261,8030
2500,00	464,0069	259,8761
2705,00	484,0478	283,8386
2710,00	484,5366	287,0208
2780,00	491,3768	291,7084
2785,00	491,8656	289,5019
2825,00	495,7790	290,8895
2830,00	496,2678	288,6293
2910,00	504,0896	293,8345
2915,00	504,5774	291,5810
3377,00	549,7425	337,7936

Collapse Load Table (13 3/8" Intermediate Casing)		
MD (m)	Lost Returns (bar)	Fluid w/Pore (bar)
632,00	0,0000	79,3317
632,00	0,0000	79,3318
928,66	0,0000	116,5699
1800,00	112,7927	225,9446
1800,00	112,7935	225,9454
2127,00	155,1220	266,9912
2127,00	155,1228	266,9920
3377,00	316,9320	423,8979

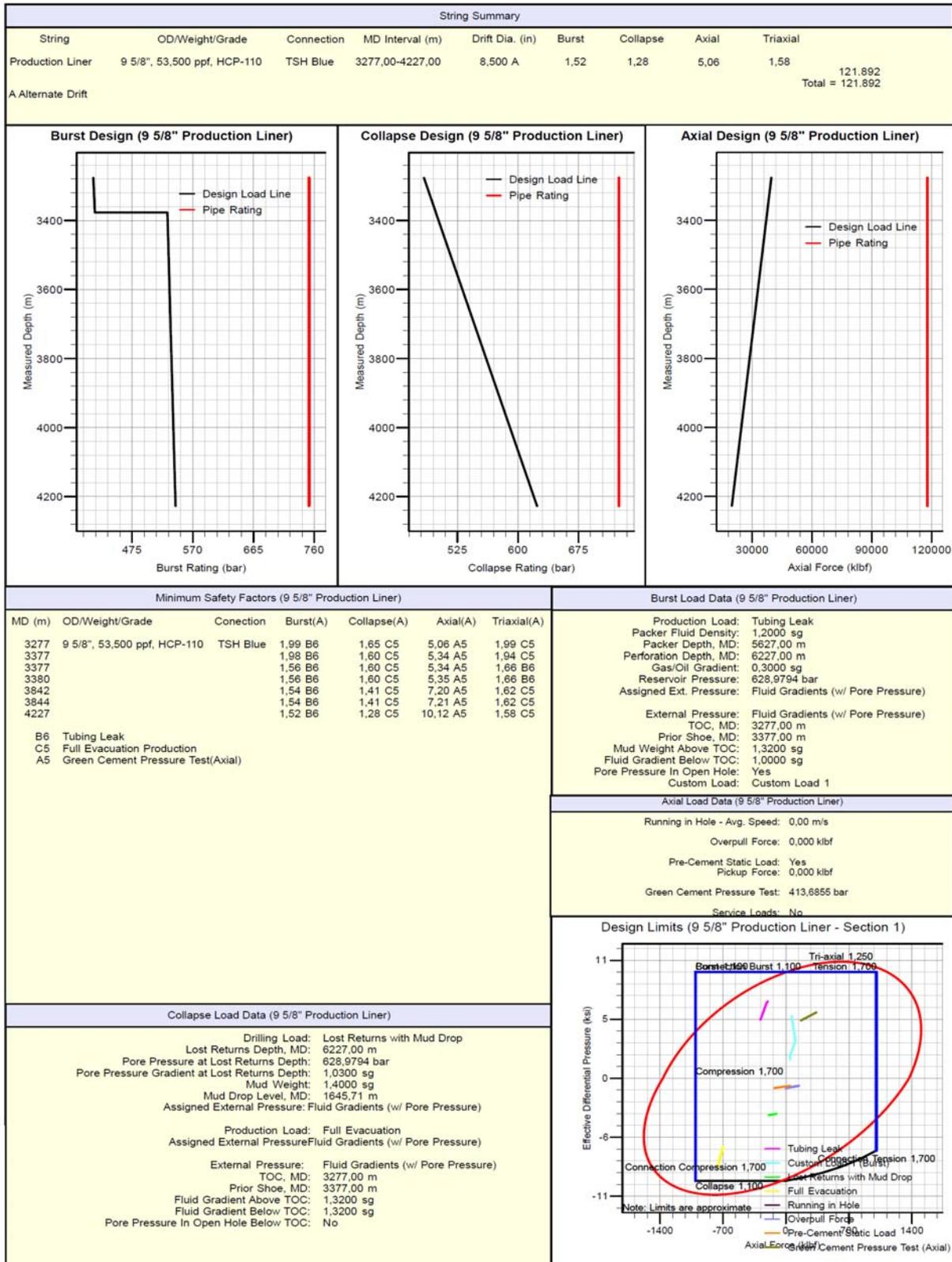
Initial Condition Data (13 3/8" Intermediate Casing)	
Mix-Water Density:	1,0000 sg
Lead Slurry Density:	1,893 sg
Displacement Fluid Density:	1,3600 sg
Slackoff Force:	0,000 kbf
Temperatures:	Default
Vertical Depth (m)	Temperature (°C)
632,00 m	4,000 °C
3377,00 m	72,025 °C

Axial Load Table (13 3/8" Intermediate Casing)									
MD (m)	RIH(w/B) (bar)	RIH(w/oB) (bar)	Overpull(w/B) (bar)	Overpull(w/oB) (bar)	Pre-Cement(w/B) (bar)	Pre-Cement(w/oB) (bar)	Green Cement(w/B) (bar)	Green Cement(w/oB) (bar)	Green Cement(w/oB) (bar)
632,00	544,639	544,639	544,639	544,639	520,743	520,743	894,324	894,324	894,324
632,10	544,638	544,638	544,638	544,638	520,743	520,743	894,323	894,323	894,323
632,10	544,619	544,619	544,619	544,619	520,719	520,719	894,300	894,300	894,300
928,66	485,778	485,778	485,778	485,778	450,686	450,686	824,246	824,246	824,246
1800,00	312,895	312,895	312,895	312,895	244,838	244,838	618,419	618,419	618,419
1800,10	312,894	312,894	312,894	312,894	244,837	244,837	618,417	618,417	618,417
1800,10	312,874	312,874	312,874	312,874	244,814	244,814	618,394	618,394	618,394
2127,00	248,014	248,014	248,014	248,014	167,594	167,594	541,175	541,175	541,175
2127,00	248,013	248,013	248,013	248,013	167,593	167,593	541,173	541,173	541,173
2127,10	247,994	247,994	247,994	247,994	167,570	167,570	541,150	541,150	541,150
2130,00	247,418	247,418	247,418	247,418	166,885	166,885	540,465	540,465	540,465
2145,00	244,442	244,442	244,442	244,442	163,341	163,341	536,922	536,922	536,922
2150,00	243,450	243,450	243,450	243,450	162,160	162,160	535,741	535,741	535,741
2170,00	239,482	239,482	239,482	239,482	157,436	157,436	531,016	531,016	531,016
2175,00	238,490	238,490	238,490	238,490	156,255	156,255	529,835	529,835	529,835
2185,00	236,506	236,506	236,506	236,506	153,893	153,893	527,473	527,473	527,473
2190,00	235,514	235,514	235,514	235,514	152,711	152,711	526,292	526,292	526,292
2205,00	232,538	232,538	232,538	232,538	149,168	149,168	522,749	522,749	522,749
2210,00	231,546	231,546	231,546	231,546	147,987	147,987	521,567	521,567	521,567
2225,00	228,569	228,569	228,569	228,569	144,444	144,444	518,024	518,024	518,024
2230,00	227,577	227,577	227,577	227,577	143,263	143,263	516,843	516,843	516,843
2270,00	219,641	219,641	219,641	219,641	133,814	133,814	507,394	507,394	507,394
2275,00	218,649	218,649	218,649	218,649	132,633	132,633	506,213	506,213	506,213
2310,00	211,704	211,704	211,704	211,704	124,365	124,365	497,945	497,945	497,945
2315,00	210,712	210,712	210,712	210,712	123,184	123,184	496,764	496,764	496,764
2455,00	182,935	182,935	182,935	182,935	90,113	90,113	463,694	463,694	463,694
2460,00	181,943	181,943	181,943	181,943	88,932	88,932	462,512	462,512	462,512
2495,00	174,998	174,998	174,998	174,998	80,664	80,664	454,245	454,245	454,245
2500,00	174,006	174,006	174,006	174,006	79,483	79,483	453,064	453,064	453,064
2705,00	133,332	133,332	133,332	133,332	31,058	31,058	404,838	404,838	404,838
2710,00	132,340	132,340	132,340	132,340	29,877	29,877	403,457	403,457	403,457
2780,00	118,451	118,451	118,451	118,451	13,341	13,341	386,922	386,922	386,922
2785,00	117,459	117,459	117,459	117,459	12,160	12,160	385,741	385,741	385,741
2825,00	109,523	109,523	109,523	109,523	2,711	2,711	376,292	376,292	376,292
2830,00	108,531	108,531	108,531	108,531	1,530	1,530	375,111	375,111	375,111
2910,00	92,658	92,658	92,658	92,658	-17,367	-17,367	356,213	356,213	356,213
2915,00	91,666	91,666	91,666	91,666	-18,548	-18,548	355,032	355,032	355,032
3376,83	0,033	0,033	0,033	0,033	-127,642	-127,642	245,938	245,938	245,938
3377,00	0,000	0,000	0,000	0,000	-127,682	-127,682	245,898	245,898	245,898

Note: CUSTOM LOAD=0,6x(Pressione Shoe Frac-Idrostatica colonna di gas densità 0.3s.g)



4.4.3.5 PRODUCTION LINER 9 5/8" + TIE BACK





eni S.p.A.
e & p Division

PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE

POZZO: LINCE 1

PAG. 47

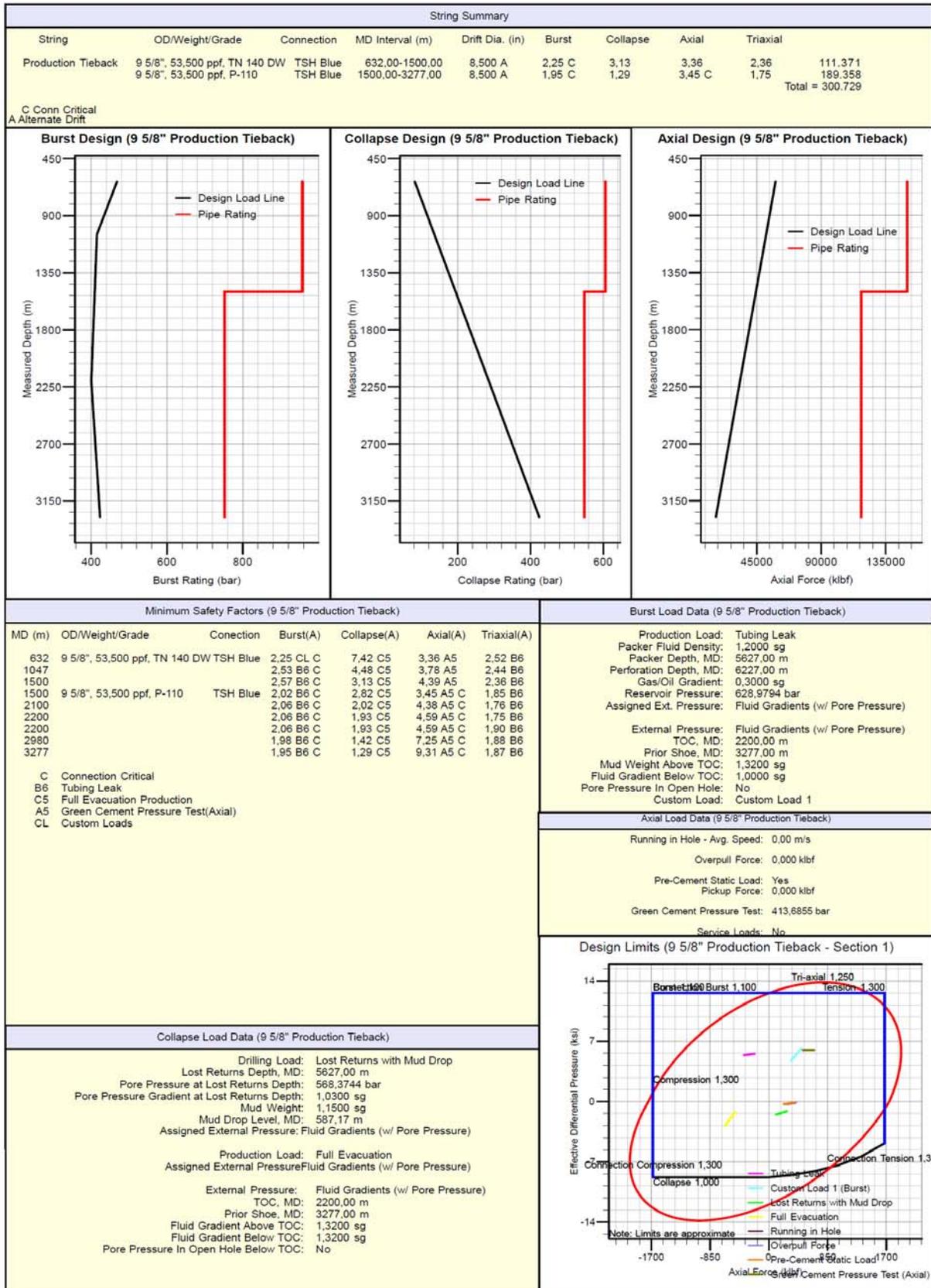
DI 146

0			
---	--	--	--

String Summary								
String	OD/Weight/Grade	Connection	MD Interval (m)	Drift Dia. (in)	Burst	Collapse	Axial	Triaxial
Production Liner	9 5/8", 53,500 ppf, HCP-110 TSH Blue		3277.00-4227.00	8,500 A	1,52	1,28	5,06	1,58
								Total = 121.892
A Alternate Drift								

Burst Load Table (9 5/8" Production Liner)					Collapse Load Table (9 5/8" Production Liner)				Initial Condition Data (9 5/8" Production Liner)	
MD (m)	Tubing Leak (bar)	Custom Load 1(Int) (bar)	Custom Load 1(Ext) (bar)	Fluid w/Pore (bar)	MD (m)	Lost Returns (bar)	F Evac (bar)	Fluid w/Pore (bar)		
3277.00	775,6378	543,2850	424,2001	424,2001	3277.00	223,9651	0,3184	424,2001	Mix-Water Density:	1,0000 sg
3377.00	787,4053	571,3592	434,0059	434,0063	3377.00	237,6939	0,3296	437,1443	Lead Slurry Density:	1,893 sg
3377.00	787,4060	571,3609	431,9630	337,7940	3377.00	237,6947	0,3296	437,1451	Displacement Fluid Density:	1,3200 sg
3377.10	787,4175	571,3883	337,7940	337,8037	4227.00	354,3934	0,4283	547,1753	Stackoff Force:	0,000 kbf
3380.00	787,7588	572,2025	338,0938	338,0938					Temperatures:	Default
4227.00	887,4334	809,9997	426,9624	426,9625					Vertical Depth (m)	Temperature (°C)
									3277.00 m	70,125 °C
									4227.00 m	93,875 °C

Axial Load Table (9 5/8" Production Liner)									
MD (m)	RIH(wB) (bar)	RIH(wOB) (bar)	Overpull(wB) (bar)	Overpull(wOB) (bar)	Pre-Cement(wB) (bar)	Pre-Cement(wOB) (bar)	Green Cement(wB) (bar)	Green Cement(wOB) (bar)	
3277.00	139,020	139,020	139,020	139,020	43,370	43,370	330,290	330,290	
3377.00	124,387	124,387	124,387	124,387	25,818	25,818	312,739	312,739	
3377.00	124,386	124,386	124,386	124,386	25,817	25,817	312,738	312,738	
3377.10	124,371	124,371	124,371	124,371	25,800	25,800	312,720	312,720	
3380.00	123,947	123,947	123,947	123,947	25,291	25,291	312,211	312,211	
4226.77	0,034	0,034	0,034	0,034	-123,338	-123,338	163,583	163,583	
4227.00	0,000	0,000	0,000	0,000	-123,379	-123,379	163,542	163,542	





0				
---	--	--	--	--

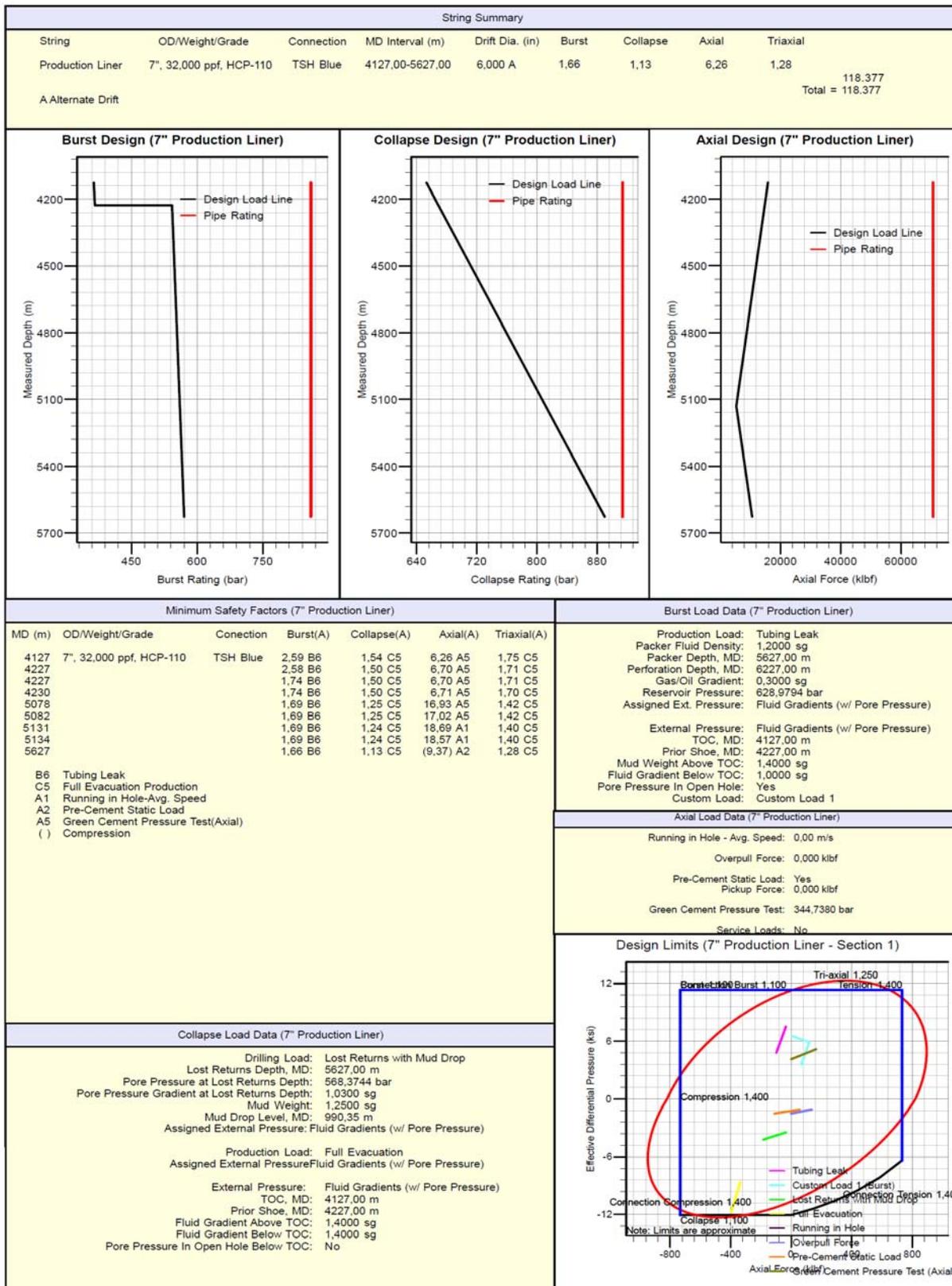
String Summary										
String	OD/Weight/Grade	Connection	MD Interval (m)	Drift Dia. (in)	Burst	Collapse	Axial	Triaxial		
Production Tieback	9 5/8", 53,500 ppf, TN 140	DWTSH Blue	632,00-1500,00	8,500 A	2,25 C	3,13	3,36	2,36	111,371	
	9 5/8", 53,500 ppf, P-110	TSH Blue	1500,00-3277,00	8,500 A	1,95 C	1,29	3,45 C	1,75	189,358	
									Total = 300,729	
C Conn Critical A Alternate Drift										

Burst Load Table (9 5/8" Production Tieback)					Collapse Load Table (9 5/8" Production Tieback)				Initial Condition Data (9 5/8" Production Tieback)	
MD (m)	Tubing Leak (b)	Custom Load 1(Int) (bar)	Custom Load 1(Ext) (bar)	Fluid w/Pore (bar)	MD (m)	Lost Returns (bar)	F Evac (bar)	Fluid w/Pore (bar)		
632,00	464,3749	507,8000	81,8109	81,8109	632,00	5,0563	0,0548	81,8109	Mix-Water Density:	0,9982 sg
1500,00	566,5205	519,3106	194,1709	194,1711	1500,00	102,9458	0,1351	194,1711	Lead Slurry Density:	1,893 sg
1500,00	566,5212	519,3107	194,1716	194,1719	1500,00	102,9465	0,1351	194,1719	Displacement Fluid Density:	1,3200 sg
2100,00	637,1287	527,4055	271,8397	271,8401	2200,00	181,8893	0,2041	284,7845	Slackoff Force:	0,000 klbf
2100,10	637,1405	527,4069	271,8405	271,8531	2200,00	181,8900	0,2041	284,7853	Temperatures:	Default
2200,00	648,8963	528,7546	284,7841	284,7845	3277,00	303,3499	0,3184	424,2001	Vertical Depth (m)	Temperature (°C)
2200,00	648,8971	528,7547	284,7845	284,7852					632,00 m	4,000 °C
2200,10	648,9085	528,7550	284,7852	284,7947					3277,00 m	70,125 °C
3277,00	776,6376	643,2650	390,4025	390,4025						

Axial Load Table (9 5/8" Production Tieback)										
MD (m)	RIH(w/B) (bar)	RIH(w/oB) (bar)	Overpull(w/B) (bar)	Overpull(w/oB) (bar)	Pre-Cement(w/B) (bar)	Pre-Cement(w/oB) (bar)	Green Cement(w/B) (bar)	Green Cement(w/oB) (bar)		
632,00	387,061	387,061	387,061	387,061	368,614	368,614	648,000	648,000		
1500,00	260,041	260,041	260,041	260,041	216,259	216,259	495,645	495,645		
1500,00	260,040	260,040	260,040	260,040	216,258	216,258	495,644	495,644		
2100,00	172,238	172,238	172,238	172,238	110,943	110,943	390,329	390,329		
2100,10	172,224	172,224	172,224	172,224	110,926	110,926	390,312	390,312		
2200,00	157,605	157,605	157,605	157,605	93,391	93,391	372,777	372,777		
2200,00	157,604	157,604	157,604	157,604	93,390	93,390	372,776	372,776		
2200,10	157,590	157,590	157,590	157,590	93,373	93,373	372,759	372,759		
3276,84	0,024	0,024	0,024	0,024	-95,621	-95,621	183,765	183,765		
3277,00	0,000	0,000	0,000	0,000	-95,650	-95,650	183,736	183,736		



4.4.3.6 PRODUCTION LINER 7"





String Summary									
String	OD/Weight/Grade	Connection	MD Interval (m)	Drift Dia. (in)	Burst	Collapse	Axial	Triaxial	
Production Liner	7", 32,000 ppf, HCP-110	TSH Blue	4127,00-5627,00	6,000 A	1,66	1,13	6,26	1,28	118,377
									Total = 118.377
A Alternate Drift									

Burst Load Table (7" Production Liner)					Collapse Load Table (7" Production Liner)				Initial Condition Data (7" Production Liner)	
MD (m)	Tubing Leak (bar)	Custom Load 1(Int) (bar)	Custom Load 1(Ext) (bar)	Fluid w/Pore (bar)	MD (m)	Lost Returns (bar)	F Evac (bar)	Fluid w/Pore (bar)		
4127,00	875,6655	805,0000	566,6082	566,6082	4127,00	384,4998	0,4163	566,6082	Mix-Water Density: 1,0000 sg	Lead Slurry Density: 1,893 sg
4227,00	887,4330	817,5512	576,4140	576,4144	4227,00	396,7577	0,4283	580,3370	Displacement Fluid Density: 1,4000 sg	Slackoff Force: 0,000 klbf
4227,00	887,4338	817,5520	573,2249	426,9628	4227,00	396,7584	0,4283	580,3378	Temperatures: Default	
4227,10	887,4453	817,5642	426,9628	426,9727	5627,00	568,3743	0,6069	772,5476	Vertical Depth (m)	Temperature (°C)
4230,00	887,7865	817,9282	427,2656	427,2656					4127,00 m	91,375 °C
5627,00	1052,1850	993,2754	568,3742	568,3743					5627,00 m	128,875 °C

Axial Load Table (7" Production Liner)									
MD (m)	RIH(w/B) (bar)	RIH(w/oB) (bar)	Overpull(w/B) (bar)	Overpull(w/oB) (bar)	Pre-Cement(w/B) (bar)	Pre-Cement(w/oB) (bar)	Green Cement(w/B) (bar)	Green Cement(w/oB) (bar)	
4127,00	129,650	129,650	129,650	129,650	53,081	53,081	158,417	158,417	
4227,00	121,007	121,007	121,007	121,007	42,583	42,583	147,919	147,919	
4227,00	121,007	121,007	121,007	121,007	42,582	42,582	147,919	147,919	
4227,10	120,998	120,998	120,998	120,998	42,572	42,572	147,908	147,908	
4230,00	120,748	120,748	120,748	120,748	42,268	42,268	147,604	147,604	
5626,82	0,016	0,016	0,016	0,016	-104,380	-104,380	0,956	0,956	
5627,00	0,000	0,000	0,000	0,000	-104,399	-104,399	0,937	0,937	

4.4.4 PROGRAMMA FLUIDI DI PERFORAZIONE

TIPO DI FLUIDO DI PERFORAZIONE	FORO	Profondità misurate (m) RKB		Profondità verticali (m) RKB	Gradiente dei pori	Gradiente di fratturazione	Densità fluido di perforazione
		Top (m)	Bottom (m)				
	(in)			Bottom (m)	(kg/cm ² /10m)	(kg/cm ² /10m)	(kg/l)
WBM	8 ½	632	1427	1427	1.22	1.45	1.25
SW	36	632	690	677	1.03	1.09	1.06
WBM	24	690	1427	1427	1.22	1.45	1.25
HPWBM	17 ½	1427	2127	2127	1.30	1.58	1.36
HPWBM	14 ¾	2127	3377	3377	1.20	1.66	1.28
HPWBM	12 ¼	3377	4227	4227	1.03	1.73	1.32
HPWBM	8 ½	4227	5627	5627	1.03	1.80	1.40
HPWBM	6	5627	6227	6227	1.03	1.83	1.25

Prima di iniziare la fase riserless, preparare minimo 70 m³ di fluido di perforazione pesante alla densità di 1.70 kg/l considerando gli "shallow hazard" come "low to moderate" da 737 a 1669 m.

Un foro pilota sarà perforato fino alla profondità di 1427 m RKB (profondità stimata di tubaggio colonna da 20") dapprima con acqua di mare e cuscini viscosi fino a 690 m (profondità stimata di tubaggio colonna da 36"), a seguire con la tecnica di "pump and dump" usando fluido di perforazione a base acqua a 1.42 kg/l; questo per garantire una densità equivalente al fondo di 1.25 kg/l, sufficiente a prevenire qualsiasi possibile flusso di gas dalla zone superficiali.

Il conductor pipe da 36", in base al risultato del foro pilota, sarà jettato oppure perforando un foro da 42" fino alla quota di 690 m con acqua di mare e cuscini viscosi.

La fase da 24" sarà perforate con la tecnica di pump and dump usando fluido di perforazione a basa acqua alla stessa densità finale raggiunta dal foro pilota.

La fase da 17 ½" sarà perforata con il fluido di perforazione a base acqua ad alte prestazioni, alla densità di 1.36 Kg/l.

La fase da 14 ¾" sarà perforata con lo stesso fluido di perforazione della fase precedente, alleggerito alla densità di 1.28 Kg/l.

La fase da 12 ¼" sarà perforata con lo stesso fluido di perforazione della fase precedente, alleggerito alla densità di 1.32 Kg/l.

La fase da 8 ½" sarà perforata con lo stesso fluido di perforazione della fase precedente, appesantito alla densità di 1.40 Kg/l.

La fase da 6" sarà perforata con lo stesso fluido di perforazione della fase precedente, alleggerito alla densità di 1.25 Kg/l.



4.4.4.1 FORO PILOTA 8 1/2"

Il foro pilota da 8 1/2" sarà perforato con acqua di mare e cuscini viscosi fino alla quota di 690 m, successivamente con il fluido di perforazione a base acqua alla densità di 1.42 Kg/l.

Saranno pompate cuscini da 5 m³ Hi-Vis ogni 9 metri perforati e 15 m³ prima del cambio asta.

In caso di problemi di pulizia foro (sovrattiri, aumento pressione, tentativi di presa) fermare la perforazione e pompare ulteriori cuscini.

Volumi cuscini viscosi

Cuscino Singolo (ogni giunto e ogni connessione)	m ³	5 - 15
N° di cuscini		6+2
Volume cuscini	m ³	60
Volume riserva	m ³	50
Fluido di perforazione da preparare	m ³	120

Volumi fluido di perforazione base acqua (1.42 Kg/l)

Volume foro	m ³	30
Eccesso volume (100%)	m ³	30
Riserva	m ³	60
Circuito di superficie	m ³	100
Fluido di perforazione da preparare	m ³	220

*Il volume di fluido di perforazione può essere ricavato a partire dal fluido di perforazione pesante e opportunamente diluito con acqua di mare

Per motivi di sicurezza almeno 70 m³ di fluido di perforazione pesante alla densità di 1.70 kg/l devono essere preparati prima di iniziare la perforazione.

Al fine di facilitare la logistica e ottimizzare lo spazio disponibile sull'impianto, è possibile preparare un volume maggiore di fluido di perforazione pesante e diluirlo opportunamente con acqua di mare.

La tecnica di "pump and dump" permette di utilizzare acqua di mare e il fluido di perforazione pesante in modo da pomparlo direttamente in pozzo, riducendo così i tempi operativi.

Caratteristiche cuscini viscosi

Proprietà	Unità	Valore
Peso	Kg/l	1.06
Viscosità	s/l	> 100
Yield Point	g/100cm ²	15 - 25
pH		5.5

Caratteristiche fluido di perforazione base acqua

Proprietà	Unità	Valore
Peso	Kg/l	1.42
Viscosità	cp	30-45
Yield Point	g/100cm ²	10 - 15



pH	-	9.0
----	---	-----

Prodotti cuscini viscosi

Prodotti	Concentrazione	Quantità
Guar gum	5 Kg/m ³	600 Kg
Acido citrico	0,1 Kg/m ³	12 Kg

Prodotti fluido di perforazione a basa ad acqua (1,42 Kg/l)

Prodotti	Concentrazione	Quantità
Bentonite	50 Kg/m ³	11 Ton
Caustic soda	1.5 Kg/m ³	330 Kg
Pac Reg	3 Kg/m ³	660 Kg
Soda Ash	1.5 Kg/m ³	330 Kg
Barite	590 Kg/m ³	130 Ton
Biocida	0.15 Kg/m ³	33 Kg

Prodotti fluido di perforazione pesante (1,70 Kg/l)

Prodotti	Concentrazione	Quantità
Bentonite	30 Kg/m ³	2 Ton
Caustic soda	1.5 Kg/m ³	105 Kg
Pac Reg	3 Kg/m ³	210 Kg
Soda Ash	1.5 Kg/m ³	105 Kg
Barite	1125 Kg/m ³	79 Ton
Biocida	0.15 Kg/m ³	11 Kg

4.4.4.2 FORO DA 24" ALLARGATO A 42" (CONTINGENCY)

Nel caso in cui il foro pilota mostrasse difficoltà nella perforazione in jetting, si procederà alla perforazione del foro da 42". Questa sezione sarà perforate con acqua di mare e cuscini viscosi.

Saranno pompate cuscini da 10 m³ Hi-Vis ogni 9 metri perforati e 20 m³ prima del cambio asta.

In caso di problemi di pulizia foro (sovrattiri, aumento pressione, tentativi di presa) fermare la perforazione e pompare ulteriori cuscini.

Al termine della perforazione, prima della manovra di estrazione, spazzare in pozzo il fluido di perforazione di riempimento a densità 1.31 Kg/l, per garantire la EMW di 1.06 Kg/l e sostenere le pareti del foro.

Volumi cuscini viscosi

Cuscino Singolo (ogni giunto e ogni connessione)	m ³	10 - 20
N° di cuscini		6+2
Volume cuscini	m ³	100
Volume riserva	m ³	50

	eni S.p.A. e & p Division	PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: LINCE 1	PAG. 55 DI 146 0 <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>
--	------------------------------	---	--

Fludo di perforazione da preparare	m ³	150
---	----------------	-----

	eni S.p.A. e & p Division	PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: LINCE 1	PAG. 56
			DI 146
			0

Volumi fluido di perforazione base acqua (1.31 Kg/l)

Volume foro	m ³	40
Eccesso volume (200%)	m ³	80
Riserva	m ³	50
Circuito di superficie	m ³	100
Fluido di perforazione da preparare	m ³	270

*Il volume di fluido di perforazione può essere ricavato a partire dal fluido di perforazione pesante e opportunamente diluito con acqua di mare

Per motivi di sicurezza almeno 70 m³ di fluido di perforazione pesante alla densità di 1.70 kg/l devono essere preparati prima di iniziare la perforazione.

Al fine di facilitare la logistica e ottimizzare lo spazio disponibile sull'impianto, è possibile preparare un volume maggiore di fluido di perforazione pesante e diluirlo opportunamente con acqua di mare.

Caratteristiche cuscini viscosi

Proprietà	Unità	Valore
Peso	Kg/l	1.06
Viscosità	s/l	> 100
Yield Point	g/100cm ²	15 – 25
pH		5.5

Caratteristiche fluido di perforazione base acqua (1.31 Kg/l)

Proprietà	Unità	Valore
Peso	Kg/l	1.31
Viscosità	cp	25-35
Yield Point	g/100cm ²	10 - 15
pH	-	9.0

Prodotti cuscini viscosi

Prodotti	Concentrazione	Quantità
Guar gum	5 Kg/m ³	600 Kg
Acido citrico	0.1 Kg/m ³	12 Kg

Prodotti fluido di perforazione a basa ad acqua (1,31 Kg/l)

Prodotti	Concentrazione	Quantità
Bentonite	50 Kg/m ³	13.5 Ton
Caustic soda	1.5 Kg/m ³	405 Kg
Pac Reg	3 Kg/m ³	810Kg
Soda Ash	1.5 Kg/m ³	405 Kg
Barite	407 Kg/m ³	110Ton
Biocida	0.15 Kg/m ³	41 Kg



4.4.4.3 36" JETTING E FORO DA 24"

Nel caso in cui il foro pilota non mostrasse difficoltà nella perforazione in jetting, si procederà a jettare la colonna da 36" e conseguentemente perforare la fase da 24". Nella prima parte si useranno acqua di mare e cuscini viscosi fino alla quota di 690 m, successivamente con fluido di perforazione a base acqua alla densità di 1.42 Kg/l.

La tecnica di "pump and dump" permette di miscelare, tramite speciali attrezzature, l'acqua di mare e il fluido di perforazione pesante in modo da pomparlo direttamente in pozzo, riducendo così i tempi operativi.

Volumi cuscini viscosi

Cuscino Singolo (ogni giunto e ogni connessione)	m ³	10 - 20
N° di cuscini		6+2
Volume cuscini	m ³	100
Volume riserva	m ³	50
Fluido di perforazione da preparare	m ³	150

Volumi fluido di perforazione a base acqua (1.42 Kg/l)

Volume foro	m ³	220
Eccesso volume (200%)	m ³	440
Riserva	m ³	50
Circuito di superficie	m ³	100
Fluido di perforazione da preparare	m ³	810

*Il volume del fluido di perforazione può essere ricavato a partire dal fluido di perforazione pesante e opportunamente diluito con acqua di mare

Caratteristiche cuscini viscosi

Proprietà	Unità	Valore
Peso	Kg/l	1.06
Viscosità	s/l	> 100
Yield Point	g/100cm ²	15 - 25
pH		5.5

Caratteristiche fluido di perforazione base acqua (1.42 Kg/l)

Proprietà	Unità	Valore
Peso	Kg/l	1.42
Viscosità	cp	30-45
Yield Point	g/100cm ²	10 - 15
pH	-	9.0

Prodotti cuscini viscosi

Prodotti	Concentrazione	Quantità
Guar gum	5 Kg/m ³	600 Kg
Acido citrico	0,1 Kg/m ³	12 Kg



Prodotti fluido di perforazione a basa ad acqua (1.42 Kg/l)

Prodotti	Concentrazione	Quantità
Bentonite	50 Kg/m ³	11 Ton
Caustic soda	1.5 Kg/m ³	330 Kg
Pac Reg	3 Kg/m ³	660 Kg
Soda Ash	1.5 Kg/m ³	330 Kg
Barite	590 Kg/m ³	130 Ton
Biocida	0.15 Kg/m ³	33 Kg

4.4.4.4 FORO DA 17 ½"

La fase da 17 ½" sarà perforata con fluido di perforazione a base acqua ad alte prestazioni, alla densità di 1.36 Kg/l.

Il gradiente di fratturazione previsto alla scarpa della 20" è 1.45 Kg/cm²/10m.

L'attraversamento di formazioni gessose richiede l'utilizzo di prodotti che siano tolleranti al calcio per evitare questo tipo di contaminazione e successive modifiche.

Nei calcari di fine fase possono verificarsi perdite di circolazione.

Volumi fluido di perforazione alte prestazioni (1.36 Kg/l)

Volume foro	m ³	108
Diluizione	m ³	432
Casing + Riser + Circuito di superficie	m ³	360
Riserva	m ³	100
Fluido di perforazione da preparare	m³	1000

Caratteristiche fluido di perforazione alte prestazioni (1.36 Kg/l)

Proprietà	Unità	Valore
Peso	Kg/l	1.36
Viscosità	cp	25-35
Yield Point	g/100cm ²	10 - 15
pH	-	9.0
Filtrato	cc/30 min	< 5
MBT	Kg/m ³	< 30

Prodotti fluido di perforazione ad alte prestazioni (1.36 Kg/l)

Prodotti	Concentrazione	Quantità
Viscosizzante	2 Kg/m ³	2 Ton
Riduttore di filtrato	10 Kg/m ³	10 Ton
Inibitore argille	30 l/m ³	30 m ³
Soda caustica	1 Kg/m ³	1 Ton
Barite	488 Kg/m ³	488 Ton

	eni S.p.A. e & p Division	PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: LINCE 1	PAG. 59
			DI 146
			0

Incapsulante	10 l/m ³	10 m ³
Soda ash	1.5 Kg/m ³	1.5 Ton

4.4.4.5 FORO DA 14 3/4"

La fase da 14 3/4" sarà perforata con fluido di perforazione a base acqua ad alte prestazioni, alla densità di 1.28 Kg/l, opportunamente diluito il fluido di perforazione utilizzato della fase precedente.

Il gradiente di fratturazione previsto alla scarpa della 16" è 1.58 Kg/cm²/10m.

Volumi fluido di perforazione ad alte prestazioni (1.28 Kg/l)

Volume foro	m ³	138
Diluizione	m ³	550
Casing + Riser + Circuito di superficie	m ³	430
Riserva	m ³	100
Recuperato da fase precedente	m ³	530
Fluido di perforazione da preparare	m³	688

Caratteristiche fluido di perforazione ad alte prestazioni (1.28 Kg/l)

Proprietà	Unità	Valore
Peso	Kg/l	1.28
Viscosità	cp	25-35
Yield Point	g/100cm ²	10 - 15
pH	-	9.0
Filtrato	cc/30 min	< 5
MBT	Kg/m ³	< 30

Prodotti fluido di perforazione alte prestazioni (1,28 Kg/l)

Prodotti	Concentrazione	Quantità
Viscosizzante	2 Kg/m ³	1.4 Ton
Riduttore di filtrato	10 Kg/m ³	7 Ton
Inibitore argille	30 l/m ³	21 m ³
Soda caustica	1 Kg/m ³	700 Kg
Barite	359 Kg/m ³	247 Ton
Incapsulante	10 l/m ³	7 m ³

4.4.4.6 FASE DA 12 1/4"

La fase da 12 1/4" sarà perforata con fluido di perforazione a base acqua ad alte prestazioni, alla densità di 1.32 Kg/l, utilizzando il fluido di perforazione della fase precedente opportunamente appesantito.

Il gradiente di fratturazione previsto alla scarpa della 13 3/8" è 1.66 Kg/cm²/10m.

In questa fase è previsto il primo obiettivo mineralizzato.

Essendo calcari possono verificarsi perdite di circolazione.



Volumi fluido di perforazione ad alte prestazioni (1.32 Kg/l)

Volume foro	m ³	65
Diluizione	m ³	258
Casing + Riser + Circuito di superficie	m ³	430
Riserva	m ³	100
Recuperato da fase precedente	m ³	530
Fluido di perforazione da preparare	m³	313

Caratteristiche fluido di perforazione ad alte prestazioni (1.32 Kg/l)

Proprietà	Unità	Valore
Peso	Kg/l	1.32
Viscosità	cp	20-30
Yield Point	g/100cm ²	10 - 15
pH	-	9.0
Filtrato	cc/30 min	< 5
MBT	Kg/m ³	< 30

Prodotti fluido di perforazione ad alte prestazioni (1.32 Kg/l)

Prodotti	Concentrazione	Quantità
Viscosizzante	2 Kg/m ³	0.65 Ton
Riduttore di filtrato	10 Kg/m ³	3.2 Ton
Inibitore argille	30 l/m ³	10 m ³
Soda caustica	1 Kg/m ³	300 Kg
Barite	423 Kg/m ³	137 Ton
Incapsulante	10 l/m ³	3.2 m ³

4.4.4.7 FASE DA 8 ½"

La fase da 8 ½" sarà perforata con fluido di perforazione a base acqua ad alte prestazioni, alla densità di 1.40 Kg/l, utilizzando il fluido di perforazione della fase precedente opportunamente appesantito.

Il gradiente di fratturazione previsto alla scarpa della 9 5/8" è 1.73 Kg/cm²/10m.

Questa fase è caratterizzata da argille molto reattive e instabili, per questo motivo la densità è stata aumentata.

Volumi fluido di perforazione alte prestazioni (1.40 Kg/l)

Volume foro	m ³	51
Diluizione	m ³	205
Casing + Riser + Circuito di superficie	m ³	350
Riserva	m ³	100
Recuperato da fase precedente	m ³	450
Fluido di perforazione da preparare	m³	256



Caratteristiche fluido di perforazione ad alte prestazioni (1.40 Kg/l)

Proprietà	Unità	Valore
Peso	Kg/l	1.40
Viscosità	cp	25-35
Yield Point	g/100cm ²	10 - 15
pH	-	9.0
Filtrato	cc/30 min	< 5
MBT	Kg/m ³	< 30

Prodotti fluido di perforazione alte prestazioni (1,40 Kg/l)

Prodotti	Concentrazione	Quantità
Viscosizzante	2 Kg/m ³	500 Kg
Riduttore di filtrato	10 Kg/m ³	2.6 Ton
Inibitore argille	30 l/m ³	8 m ³
Soda caustica	1 Kg/m ³	300 Kg
Barite	555 Kg/m ³	142 Ton
Incapsulante	10 l/m ³	2.6 m ³

4.4.4.8 FASE DA 6"

La fase da 6" sarà perforata con fluido di perforazione a base acqua ad alte prestazioni, alla densità di 1.25 Kg/l, utilizzando il fluido di perforazione della fase precedente opportunamente diluito.

Il gradiente di fratturazione previsto alla scarpa della 7" è 1.80 Kg/cm²/10m.

In questa fase è previsto il secondo obiettivo mineralizzato.

Essendo calcari possono verificarsi perdite di circolazione.

Volumi fluido di perforazione alte prestazioni (1.25 Kg/l)

Volume foro	m ³	11
Diluizione	m ³	43
Casing + Riser + Circuito di superficie	m ³	372
Riserva	m ³	100
Recuperato da fase precedente	m ³	472
Fluido di perforazione da preparare	m³	54

Caratteristiche fluido di perforazione ad alte prestazioni (1.25 Kg/l)

Proprietà	Unità	Valore
Peso	Kg/l	1.25
Viscosità	cp	15-25
Yield Point	g/100cm ²	10 - 15
pH	-	9.0
Filtrato	cc/30 min	< 5
MBT	Kg/m ³	< 30



Prodotti fluido di perforazione ad alte prestazioni (1.25 Kg/l)

Prodotti	Concentrazione	Quantità
Viscosizzante	2 Kg/m ³	100 Kg
Riduttore di filtrato	10 Kg/m ³	540 Kg
Inibitore argille	30 l/m ³	1.5 m ³
Soda caustica	1 Kg/m ³	54 Kg
Barite	313 Kg/m ³	17 Ton
Incapsulante	10 l/m ³	540 l



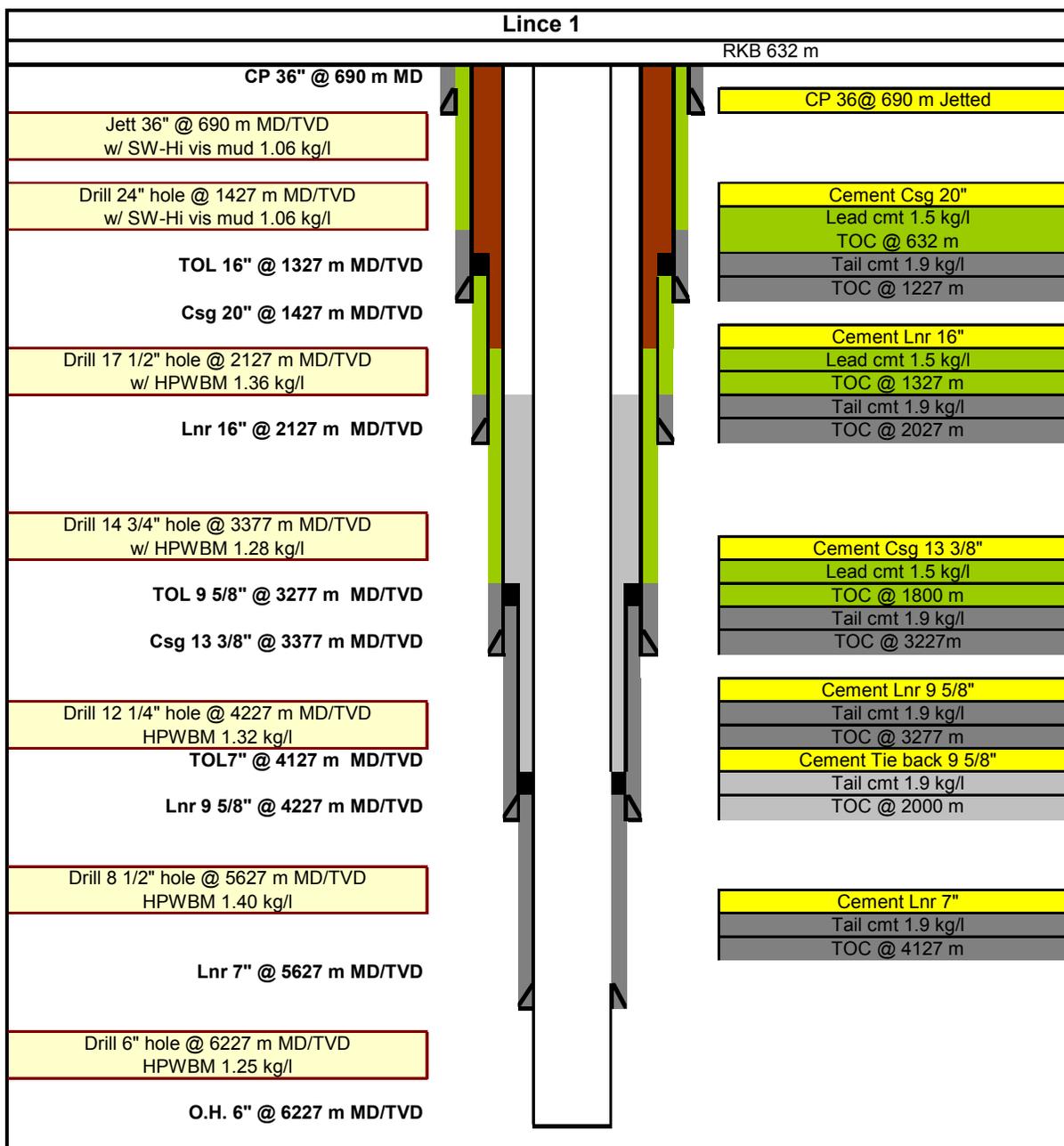
4.4.5 PROGRAMMA DI CEMENTAZIONE

Tipo di malta	Diametro Foro	Diametro Casing	Profondità misurate (m) RKB			Densità malta	Gradiente di fratturazione
	(in)	(in)	Top (m)	Bottom (m)	TOC (m)	(kg/l)	(kg/cm ² /10m)
	jettato	36"	632	690			1.09
Lead + Tail	24"	20"	632	1427	632 - 1227	1.5 + 1.9	1.45
Lead + Tail	17 1/2"	16" Inr	1327	2127	1327 - 2027	1.5 + 1.9	1.58
Lead + Tail	14 3/4"	13" 3/8	632	3373	1800 - 3227	1.5 + 1.9	1.66
Tail	12 1/4"	9 5/8" Inr + tieback	632 - 3277	4227	2000 - 3277	1.9	1.73
Tail	8 1/2"	7" Inr	4127	5627	4127	1.9	1.80

Per maggiori dettagli riguardanti le malte ed i lavori di cementazione far riferimento al programma specifico delle Service Company. Tutte le composizioni e le caratteristiche delle malte devono essere confermate prima di ogni lavoro, per cui il programma operativo sarà discusso in loco. In particolare la composizione chimica, il volume finale ed i dettagli operativi saranno confermati dopo i test di laboratorio.



0			
---	--	--	--



Le informazioni generali dei cementi e delle malte sono riportate per ogni singola fase nelle tabelle seguenti.

	eni S.p.A. e & p Division	PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: LINCE 1	PAG. 65
			DI 146
			0

4.4.5.1 36" CP (CONTINGENCY)

Nel caso in cui il jetting del foro pilota fosse difficoltoso, si procederà alla perforazione del foro da 42". Il CP da 36" sarà cementato con una malta Tail a densità 1.90 kg/l.

DATI GENERALI, VOLUMI E CONTROLLO PRESSIONI

Casing Data						Open Hole Data				
OD	Depth (m)		Specific weight	Displac.	Internal capacity	OH Diameter	Depth (m):		OH Capacity	
(inch)	From	To	(lb/ft)	(l/m)	(l/m)	(inch)	From	To	(l/m)	
36	632	690	552 / 373	656,7	585,8	42	632	690	893,82	
Annulus capacities:										
Casing – Casing					Casing – Open Hole					
External CSG OD	Internal CSG OD	Depth (m)		Annulus Capacity	Op. Hole Diam.	Casing OD	Depth (m):		Excess	Capacity
(inch)	(inch)	From	To	(l/m)	(inch)	(inch)	From	To	(%)	(l/m)
-	-	-	-	-	42	36	632	690	300	948,48
SLURRY VOLUMES AND COMPOSITION										
Tail Slurry										
Density	TOC	in csg	in oh	Volume	Yield	Cement G HSR	-		Water	
kg/l	m	m ³	m ³	m ³	m ³ /ft	t	t		m ³	
1,9	632	7,0	55,0	62,0	0,757	82,0	-		38,2	
Spacer				Gas Flow Potential						
Density	Top	Length in OH		Volume	0,7 at bottom					
kg/l	m	m		m ³	Gas Flow Severity					
S.W.	-	30		28,5	NULL at bottom					
Check Static pressure @ 36" CP shoe.										
Column Type	Vertical length	Pressure at the end of displacement			Column Type	Pressure during tail slurry setting				
		kg/l	kg/cm2	kg/cm2		kg/l	kg/cm2	kg/cm2		
Tail Slurry	58	1,9	11,0	11,0	Tail Slurry	1	5,8	5,8		
Lead Slurry	-	-	-	-	Lead Slurry	-	-	-		
Sea Water	2610	1,03	268,8	268,8	Sea Water	1,03	268,8	268,8		
Total hydrostatic P.				279,9	Total hydrostatic P.			274,6		
Fracture gradient @ csg shoe	2668	1,09		290,8	Pore gradient @ csg shoe	1,03		274,8		

MINIMA RICHIESTA MATERIALI

Malta Tail			
Prodotto	Unità	Concentrazione	Richiesta totale
Cemento G	Kg/m ³	1330	82 t
Accelerante	% BWOC	2	1640 kg
Antischiuma	l/100kg	0.2	165 l
Acqua di mare	l/100kg	44	36 m3

	eni S.p.A. e & p Division	PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: LINCE 1	PAG. 66
			DI 146
			0

4.4.5.2 20" CASING

Il casing da 20" sarà cementato con una malta Lead a densità 1.50 kg/l e una Tail a densità 1.90 kg/l che andrà a coprire la sezione bassa del foro (+/- 200 m sopra la scarpa del casing da 20").

Di seguito sono riportati i dati generali per i fluidi:

DATI GENERALI, VOLUMI E CONTROLLO PRESSIONI

Casing Data						Open Hole Data			
OD	Depth (m)		Specific weight	Displac.	Internal capacity	OH Diameter	Depth (m):		OH Capacity
(inch)	From	To	(lb/ft)	(l/m)	(l/m)	(inch)	From	To	(l/m)
36	632	690	552 / 373	656,7	585,8	-	-	-	-
20	632	1427	166 / 133	202,68	177,76	24	690	1427	291,86

Annulus capacities:										
Casing – Casing					Casing – Open Hole					
External CSG OD	Internal CSG OD	Depth (m)		Annulus Capacity	Op. Hole Diam.	Casing OD	Depth (m):		Excess	Capacity
In		From	To	(l/m)	In		From	To	(%)	(l/m)
36	20	632	690	383,12	24	20	690	1427	200	267,54

SLURRY VOLUMES AND COMPOSITION								
Lead Slurry								
Density	TOC	in csg	in oh	Volume	Yield	Cement G HSR	-	Water
kg/l	m	m ³	m ³	m ³	m ³ /t	t	-	m ³
1,5	632	22,2	143,7	165,9	2,590	64,0	-	92,6

Tail Slurry								
Density	TOC	in csg	in oh	Volume	Yield	Cement G HSR	-	Water
kg/l	m	m ³	m ³	m ³	m ³ /t	t	-	m ³
1,9	1227	4,4	53,5	58,0	0,757	76,6	-	35,1

Spacer				Gas Flow Potential		Gas Flow Severity	
Density	Top	Length in OH	Volume	1,2	LOW	at bottom	at bottom
kg/l	m	m	m ³				
S.W.	-	112	30,0				

Check Static pressure @ 20" CSG shoe.								
Column Type	Vertical length	Pressure at the end of displacement			Column Type	Pressure during tail slurry setting		
		kg/l	kg/cm2	kg/cm2		kg/l	kg/cm2	kg/cm2
Tail Slurry	200	1,9	38,0	38,0	Tail Slurry	1	20,0	20,0
Lead Slurry	595	1,5	89,3	127,3	Lead Slurry	1,5	89,3	109,3
Sea Water	607	1,03	62,5	189,8	Sea Water	1,03	62,5	171,8
Total hydrostatic P.			189,8		Total hydrostatic P.		171,8	
Fracture gradient @ csg shoe	1427	1,45	206,9		Pore gradient @ csg shoe	1,22	174,1	

Check Static pressure @ 36" CP shoe.								
Column Type	Vertical length	Pressure at the end of displacement			Column Type	Pressure during lead slurry setting		
		kg/l	kg/cm2	kg/cm2		kg/l	kg/cm2	kg/cm2
Lead Slurry	58	1,5	8,7	8,7	Lead Slurry	1	5,8	5,8
Sea Water	607	1,03	62,5	71,2	Sea Water	1,03	62,5	68,3
Total hydrostatic P.			71,2		Total hydrostatic P.		68,3	
Fracture gradient @ csg shoe	690	1,03	71,1		Pore gradient @ csg shoe	1,09	75,2	



DIAMETRO CASING	Csg 20"
Scarpa casing da RKB (m)	1427
Top del cemento (m)	Fondo mare
Diametro foro (in)	24"
Tipo di malta	
LEAD	Cemento "G" HSR + bentonite
TAIL	Neat cement "G" HSR
Tipo di fluido di perforazione	Hi Sweep + Pad mud
Densità del fluido di perforazione (kg/l)	1.42
Grad. Fratturazione al fondo (kg/cm2/10m)	1.45
Grad. Pori @ bottom (kg/cm2/10m)	1.22
B.H.S.T. stimata (° C)	24
MALTA LEAD	
Densità della malta (kg/l)	1.45
Reologia	Più alta del fluido di perforazione, minore della Tail
Filtrato	< 200
Free water (%) max	1.5
Min. Compr. Strength 12/24 hr (psi)	50/300
Temperatura stimata per UCA test (°C)	16
Thickening time (h:min)	8:30
B.H.C.T. stimata per TT test (°C)	19
MALTA TAIL	
Densità della malta (kg/l)	1.90
Reologia	Più alta della lead
Free water (%) max	1.5
Min. Compr. Strength 8/12/24 hr (psi)	50/500/800
Temperatura stimata per UCA test (°C)	20
Thickening time (h:min)	6:30
B.H.C.T. stimata per TT test (°C)	19

MINIMA RICHIESTA MATERIALI

Malta Lead			
Prodotto	Unità	Concentrazione	Richiesta totale
Cemento G	Kg/m ³	386.1	64 t
Extender	l/100kg	3	9.2 t
Riduttore filtrato/Gas block	l/100kg	7	4.5 m3
Microsilica	% BWOC	20	12.8 t
Antischiuma	l/100kg	0.1	64 m3
Acqua di mare	l/100kg	140.9	90.2 m3

	eni S.p.A. e & p Division	PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: LINCE 1	<table border="1"> <tr> <td>PAG.</td> <td>68</td> </tr> <tr> <td>DI</td> <td>146</td> </tr> <tr> <td>0</td> <td></td> </tr> </table>	PAG.	68	DI	146	0	
PAG.	68								
DI	146								
0									

Malta Tail			
Prodotto	Unità	Concentrazione	Richiesta totale
Cemento G	Kg/m ³	1330	76.6 t
Accelerante	% BWOC	2	1530 kg
Antischiuma	l/100kg	0.2	153 l
Acqua di mare	l/100kg	44	34 m ³

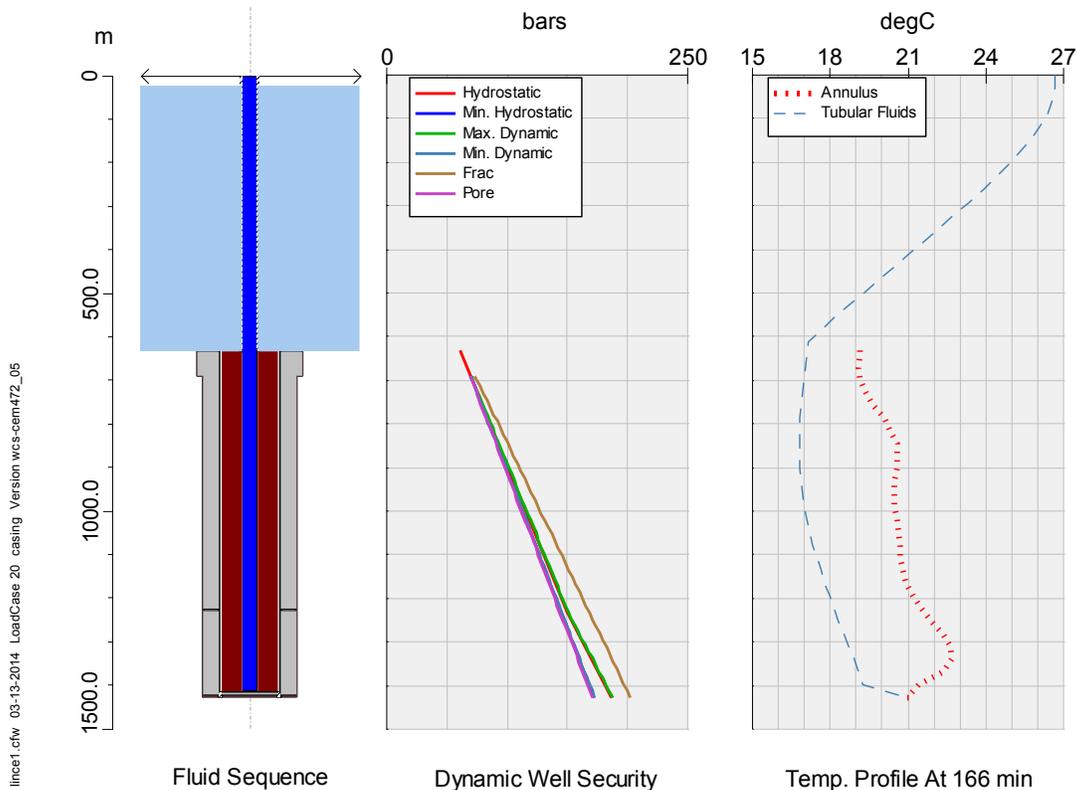
In caso di shallow gas o flusso di acqua, ridurre il filtrato della malta con additivi adeguati e il CSGS a 45 minuti.

Nota: la concentrazione dei chimici sarà confermata dai test di laboratorio.

Il volume del foro da 24" deve essere maggiorato del 200% per il calcolo del volume di cemento.

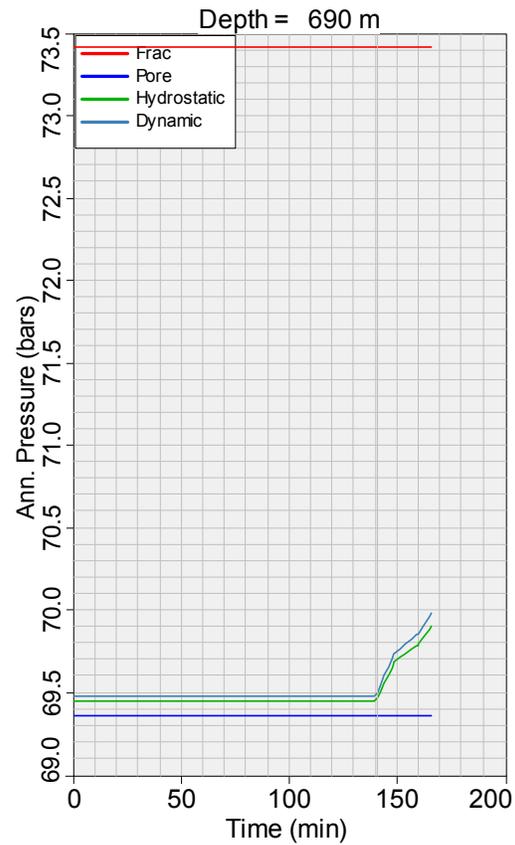
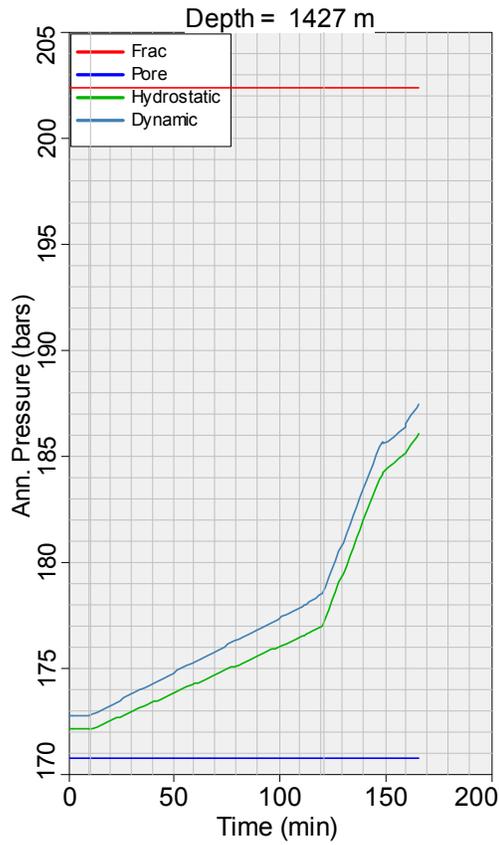


SIMULAZIONE ECD ALLA SCARPA



lince1.dfw 03-13-2014 LoadCase 20 casing Version wcs-cem472_05

7	1.50 sg Lead Slurry	167.7 m ³	1499.99 kg/m ³	Herschel : k	= 1.99E-1 lbf.s ⁿ /ft ²	n = 0.146	Ty = 1.09 lbf/100ft ²
8	1.9 sg Tail Slurry	54.8 m ³	1900.00 kg/m ³	Herschel : k	= 4.81E-2 lbf.s ⁿ /ft ²	n = 0.372	Ty = 4.01 lbf/100ft ²
11	sea water	15.6 m ³	1030.00 kg/m ³	New tonian: Visco.	= 15.824 cP		
1	Mud		1420.00 kg/m ³	Herschel : k	= 3.77E-3 lbf.s ⁿ /ft ²	n = 0.749	Ty = 9.13 lbf/100ft ²
Total Depth		= 1427.0 m	Stab In Collar	= 1415.0 m	Top of Cement	= 632.0 m	

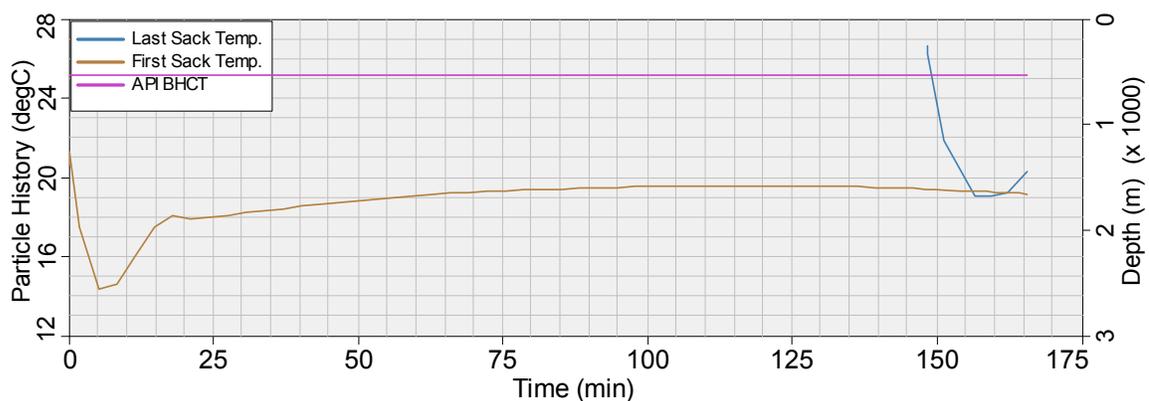
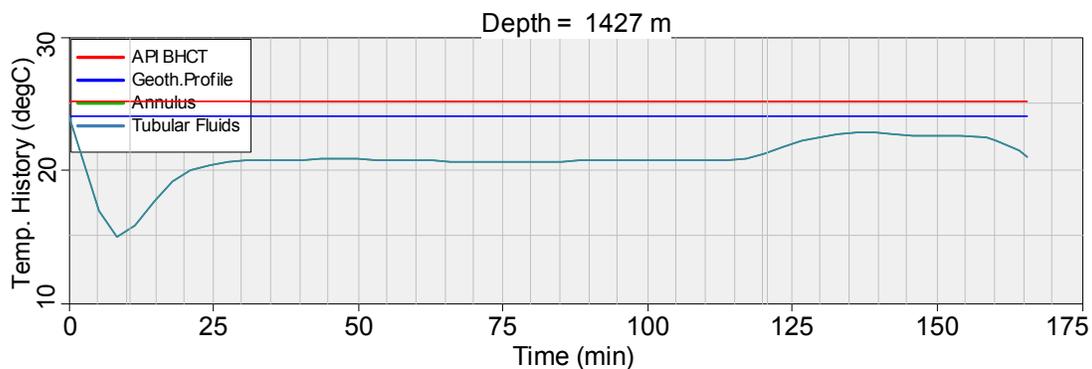


Sequenza Fluidi							
Nome	Volume (m3)	Ann. Len (m)	Top (m)	Densità (kg/m3)	Reologia		
1.50 sg Lead Slurry	167.7	598.0	632.0	1499.99	k:1.99E-1 lbf.s^n/ft2	n:0.146	Ty:1.09 lbf/100ft2
1.9 sg Tail Slurry	54.8	197.0	1230.0	1900.00	k:4.81E-2 lbf.s^n/ft2	n:0.372	Ty:4.01 lbf/100ft2
sea water	15.6		0.0	1030.00	viscosity:15.824 cP		



0			
---	--	--	--

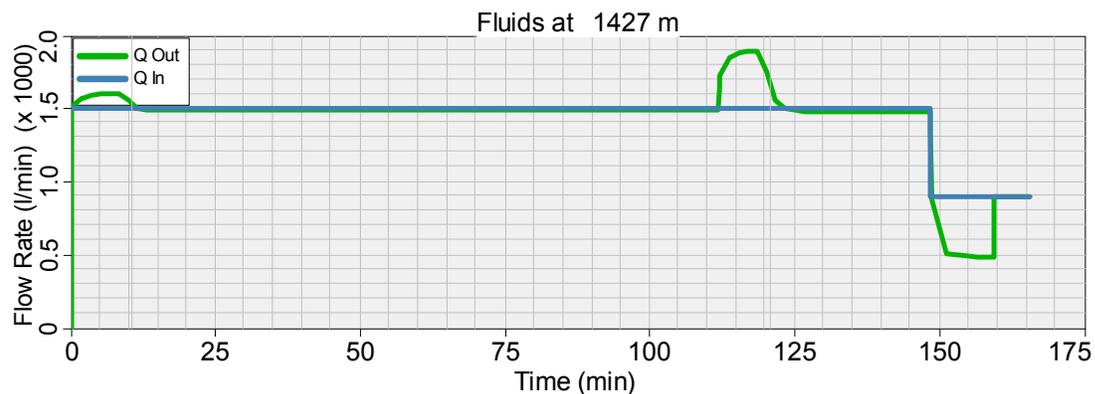
SIMULAZIONE TEMPERATURE





PORTATE E TEMPO DI POMPABILITA'

Pumping Schedule						
Name	Flow Rate (l/min)	Volume (m3)	Stage Time (min)	Cum.Vol (m3).	Inj. Temp. (degC)	Comments
1.50 sg Lead Slurry	1500.0	167.7	111.8	167.7	27	
1.9 sg Tail Slurry	1500.0	54.8	36.5	54.8	27	
sea water	900.0	15.6	17.4	15.6	27	



	eni S.p.A. e & p Division	PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: LINCE 1	PAG. 74
			DI 146
			0

4.4.5.3 16" LINER

Il liner da 16" sarà cementato con una malta Lead a densità 1.50 kg/l e una Tail a densità 1.90 kg/l che andrà a coprire la sezione bassa del foro (+/- 100 m sopra la scarpa del liner da 16"). Il TOC della malta lead coinciderà con il top del liner a 1327 m.

Di seguito sono riportati i dati generali per i fluidi:

DATI GENERALI, VOLUMI E CONTROLLO PRESSIONI

Casing Data					Open Hole Data					
OD	Depth (m)		Specific weight	Displac.	Internal capacity	OH Diameter	Depth (m):		OH Capacity	
(inch)	From	To	(lb/ft)	(l/m)	(l/m)	(inch)	From	To	(l/m)	
20	632	1427	166 / 133	202,68	177,76	17 1/2	1427	2127	155,18	
16	1427	2127	84	129,72	114,16					
Annulus capacities:										
Casing – Casing					Casing – Open Hole					
External CSG OD	Internal CSG OD	Depth (m)		Annulus Capacity	Op. Hole Diam.	Casing OD	Depth (m):		Excess	Capacity
In		From	To	(l/m)	In		From	To	(%)	(l/m)
20"	16"	1327	1427	48,04	17"1/2	16"	1427	2127	30	33,09
SLURRY VOLUMES AND COMPOSITION										
Lead Slurry (with Extender)										
Density	TOC	in csg	in oh	Volume	Yield	Cement G HSR	-	Water		
kg/l	m	m ³	m ³	m ³	m ³ /t	t	t	m ³		
1,5	1327	4,8	19,9	24,7	1,412	17,5	-	19,1		
Tail Slurry										
Density	TOC	in csg	in oh	Volume	Yield	Cement G HSR	-	Water		
kg/l	m	m ³	m ³	m ³	m ³ /t	t	t	m ³		
1,9	2027	2,9	3,3	6,2	0,757	8,1	-	3,6		
Spacer				Gas Flow Potential 0,9 at bottom						
Density	Top	Length in OH	Volume	Gas Flow Severity NULL at bottom						
kg/l	m	m	m ³	Gas Flow Severity at intersted zone						
1,44	1295	150	5,0							
Check Static pressure @ 16" LNR shoe.										
Column Type	Vertical length	Pressure at the end of displacement			Column Type	Pressure during tail slurry setting				
		kg/l	kg/cm2	kg/cm2		kg/l	kg/cm2	kg/cm2		
Tail Slurry	100	1,9	19,0	19,0	Tail Slurry	1	10,0	10,0		
Lead Slurry	700	1,5	105,0	124,0	Lead Slurry	1,5	105,0	115,0		
Spacer	32,1	1,44	4,6	128,6	Mud	1,1	3,5	118,5		
Mud	1295	1,36	176,1	304,7	Mud	1,36	176,1	294,6		
Total hydrostatic P.				304,7	Total hydrostatic P.			294,6		
Fracture gradient csg shoe	2127	1,58		336,1	Pore gradient @ Inr shoe	1,3		276,5		
Check Static pressure @ 20" CSG shoe.										
Column Type	Vertical length	Pressure at the end of displacement			Column Type	Pressure during lead slurry setting				
		kg/l	kg/cm2	kg/cm2		kg/l	kg/cm2	kg/cm2		
Lead Slurry	100,0	1,5	15,0	15,0	Lead Slurry	1	10,0	10,0		
Spacer	32,1	1,44	4,6	19,6	Mud	1,36	4,4	14,4		
Mud	1294,9	1,36	176,1	195,7	Mud	1,36	176,1	190,5		
Total hydrostatic P.				195,7	Total hydrostatic P.			190,5		
Fracture gradient @ csg shoe	1427	1,45		206,9	Pore gradient @ csg shoe	1,22		174,1		



<i>Diametro liner</i>	<i>LNR 16"</i>
Scarpa casing da RKB (m)	2127
Top del cemento (m)	1327
Diametro foro (in)	17 1/2"
Tipo di malta	
LEAD	Neat cement "G" HSR + extender
TAIL	Neat cement "G" HSR
Tipo di fluido di perforazione	HPWBM
Densità del fluido di perforazione (kg/l)	1.36
Grad. Fratturazione al fondo (kg/cm2/10m)	1.58
Grad. Pori @ bottom (kg/cm2/10m)	1.30
B.H.S.T. stimata (° C)	42
MALTA LEAD	
Densità della malta (kg/l)	1.50
Reologia	Più alta del fluido di perforazione, minore della Tail
Free water (%) max	1.5
Min. Compr. Strength 12/24 hr (psi)	300/1200
Temperatura stimata per UCA test (°C)	34
Thickening time (h:min)	07:00
B.H.C.T. stimata per TT test (°C)	26
MALTA TAIL	
Densità della malta (kg/l)	1.90
Reologia	Più alta della lead
Free water (%) max	1.5
Min. Compr. Strength 8/12/24 hr (psi)	500/1500
Temperatura stimata per UCA test (°C)	40
Thickening time (h:min)	04:30
B.H.C.T. stimata per TT test (°C)	26
SPACER	
Rheologies	Più alta del fluido di perforazione, minore della malta lead
Density (kg/l)	1.44

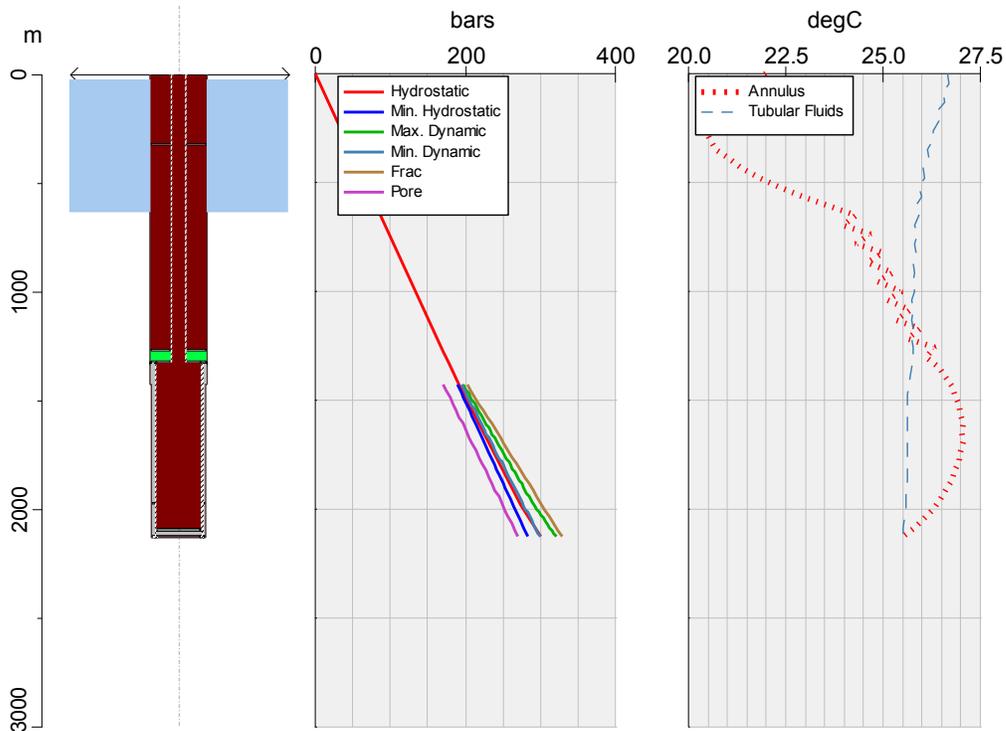
MINIMA RICHIESTA MATERIALI

Malta Lead			
Prodotto	Unità	Concentrazione	Richiesta totale
Cemento G	Kg/m ³	707.3	17.5 t
Extender	% BWOC	2.5	0.4 t
Ritardante	%BWOC	0.35	61 kg
Antischiuma	l/100kg	0.2	35 l
Acqua dolce	l/100kg	109.1	19 m3
Malta Tail			
Prodotto	Unità	Concentrazione	Richiesta totale
Cemento G	Kg/m ³	1330	8.1 t
Ritardante	% BWOC	0.25	20.3 kg
Antischiuma	l/100kg	0.2	16 l
Acqua dolce	l/100kg	44	3.6 m3

Nota: la concentrazione dei chimici sarà confermata e valutata in funzione dei test di laboratorio.



SIMULAZIONE ECD ALLA SCARPA



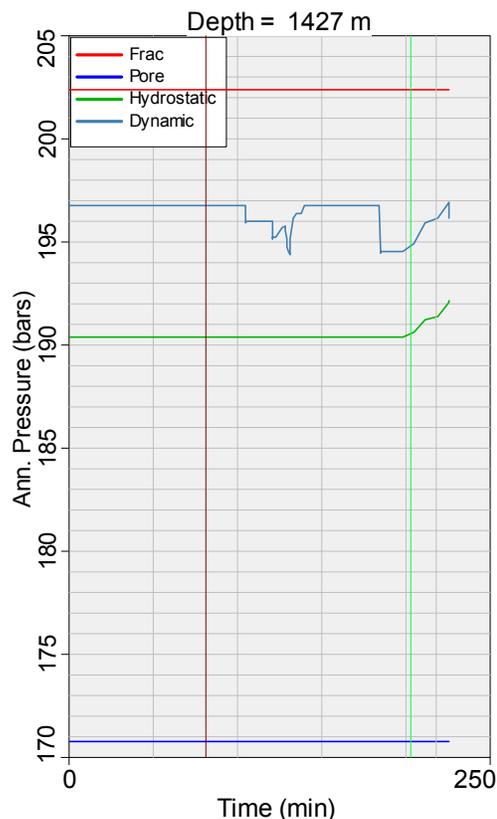
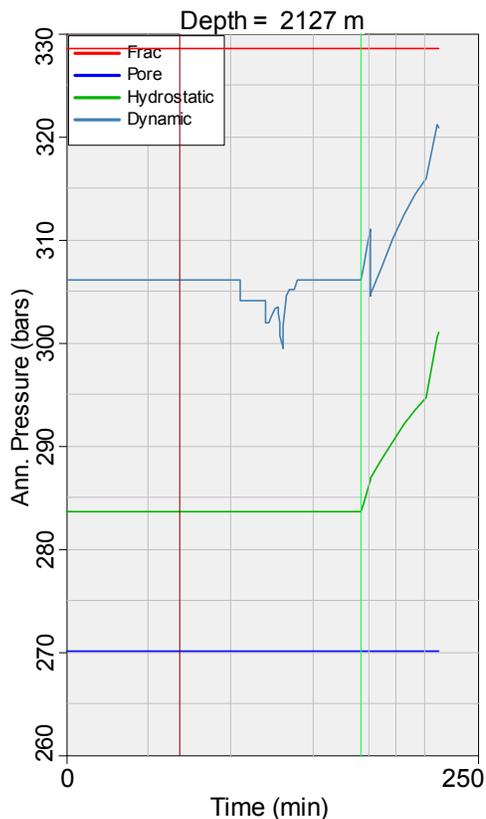
Fluid Sequence

Dynamic Well Security

Temp. Profile At 226 min

12	1.36 sg WBM	250.6 m3	1360.00 kg/m3	Bingham: PV = 20.000 cP	Ty = 24.00 lbf/100ft2
13	1.44 sg Spacer	9.0 m3	1440.00 kg/m3	Bingham: PV = 24.000 cP	Ty = 30.00 lbf/100ft2
7	1.50 sg Lead Slurry	17.9 m3	1499.99 kg/m3	Herschel : k = 1.99E-1 lbf.s^n/ft2 n = 0.146	Ty = 1.09 lbf/100ft2
8	1.9 sg Tail Slurry	6.6 m3	1900.00 kg/m3	Herschel : k = 4.81E-2 lbf.s^n/ft2 n = 0.372	Ty = 4.01 lbf/100ft2

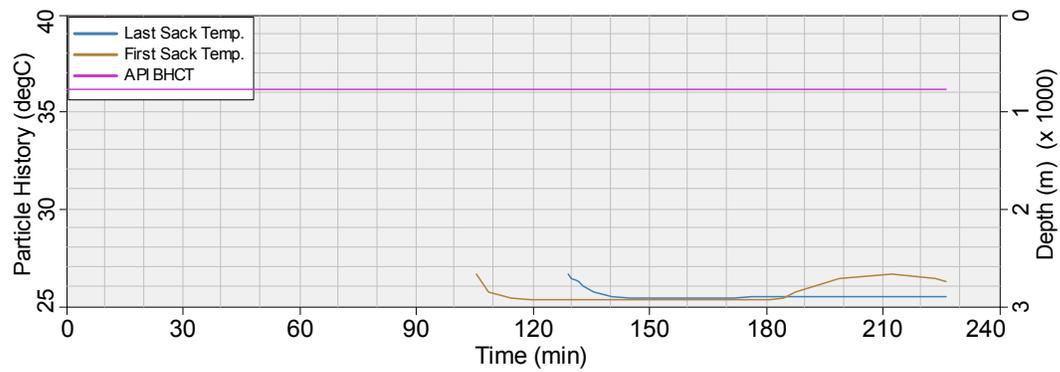
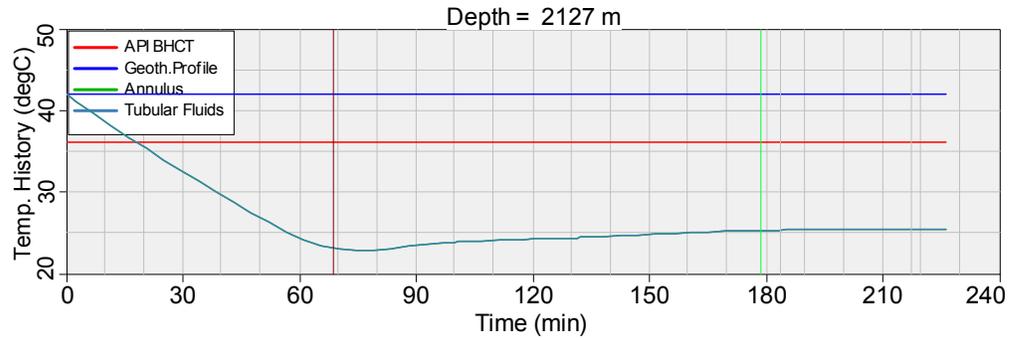
Total Depth = 2127.0 m Top of Cement = 1327.0 m



Sequenza Fluidi							
Nome	Volume (m3)	Ann. Len (m)	Top (m)	Densita (kg/m3)	Reologia		
1.36 sg WBM	150.0	949.1	326.5	1360.00	Pv:20.000 cP		Ty:24.00 lbf/100ft2
1.44 sg Spacer	8.0	51.4	1275.6	1440.00	Pv:24.000 cP		Ty:30.00 lbf/100ft2
1.50 sg Lead Slurry	17.9	650.0	1327.0	1499.99	k:1.99E-1 lbf.s^n/ft2	n:0.146	Ty:1.09 lbf/100ft2
1.9 sg Tail Slurry	6.6	150.0	1977.0	1900.00	k:4.81E-2 lbf.s^n/ft2	n:0.372	Ty:4.01 lbf/100ft2
1.44 sg Spacer	1.0		2093.7	1440.00	Pv:24.000 cP		Ty:30.00 lbf/100ft2
1.36 sg WBM	100.6		0.0	1360.00	Pv:20.000 cP		Ty:24.00 lbf/100ft2



SIMULAZIONE TEMPERATURA

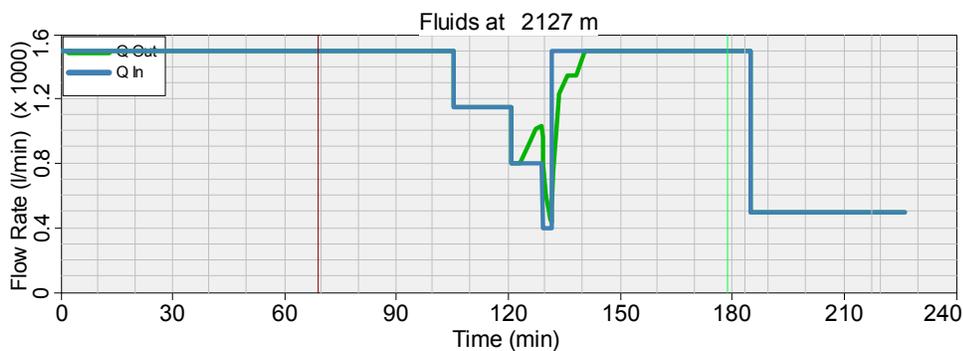
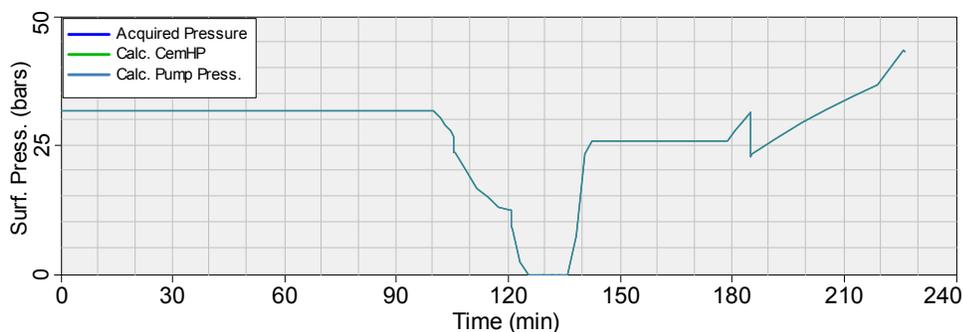




0				
---	--	--	--	--

PORTATE E TEMPO DI POMPABILITA'

Pumping Schedule						
Name	Flow Rate (l/min)	Volume (m3)	Stage Time (min)	Cum.Vol (m3).	Inj. Temp. (degC)	Comments
1.36 sg WBM	1500.0	150.0	100.0	150.0	27	
1.44 sg Spacer	1500.0	8.0	5.3	8.0	27	
1.50 sg Lead Slurry	1150.0	17.9	15.5	17.9	27	
1.9 sg Tail Slurry	800.0	6.6	8.2	6.6	27	
1.44 sg Spacer	400.0	1.0	2.5	1.0	27	
1.36 sg WBM	1500.0	80.0	53.3	80.0	27	
1.36 sg WBM	500.0	20.6	41.3	100.6	27	





PROGRAMMA DI CENTRALIZZAZIONE E CASING EQUIPMENT

In questa fase devono essere usati i centralizzatori ceramici 16" X 17 1/2".

Il programma di centralizzazione suggerito per questo liner è:

- da 2125 to 2100 2C1 (shoe track – 2 tubi)

Il numero di centralizzatori totali è 4.

E' molto importante verificare il programma di centralizzazione con le reali condizioni del foro e il target che deve essere testato.

L'analisi di Torque e Drag sarà preparato in funzione della reale situazione di pozzo.

Si raccomanda l'utilizzo di scarpa e collare con valvole autofill. Tutte le valvole devono rispettare la categoria IIIC, come indicato nella API RP 10F.

	eni S.p.A. e & p Division	PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: LINCE 1	PAG. 81
			DI 146
			0

4.4.5.4 13 3/8" CASING

Il casing da 13 3/8" sarà cementato con una malta Lead a densità 1.50 kg/l e una Tail a densità 1.90 kg/l che andrà a coprire la sezione bassa del foro fino a 3227 m (+/- 150 m sopra la scarpa del casing da 13 3/8"). Il TOC della malta lead sarà a 1800 m, cioè circa 300 m all'interno del liner precedente, in quanto il pozzo è esplorativo. Si suggerisce, comunque, un'analisi preliminare per la valutazione dell'Annular Pressure Build up, soprattutto in caso di well testing.

Di seguito sono riportati i dati generali per i fluidi:

DATI GENERALI, VOLUMI E CONTROLLO PRESSIONI

Casing Data						Open Hole Data				
OD	Depth (m)		Specific weight	Displac.	Internal capacity	OH Diameter	Depth (m):		OH Capacity	
(inch)	From	To	(lb/ft)	(l/m)	(l/m)	(inch)	From	To	(l/m)	
16	1327	2127	84	129,72	114,16	14 3/4	2127	3377	110,24	
13 3/8	632	3377	72	90,65	77,25					
Annulus capacities:										
Casing – Casing					Casing – Open Hole					
External CSG OD	Internal CSG OD	Depth (m)		Annulus Capacity	Op. Hole Diam.	Casing OD	Depth (m):		Excess	Capacity
In	In	From	To	(l/m)	In	In	From	To	(%)	(l/m)
16"	13" 3/8	1327	3377	23,51	14 3/4	13" 3/8	2127	3377	30	25,47
SLURRY VOLUMES AND COMPOSITION										
Lead Slurry (with Extender)										
Density	TOC	in csg	in oh	Volume	Yield	Cement G HSR	-	-	Water	
kg/l	m	m ³	m ³	m ³	m ³ /t	t	t	t	m ³	
1,5	1800	7,69	28,0	35,7	1,412	25,3	-	-	27,6	
Tail Slurry										
Density	TOC	in csg	in oh	Volume	Yield	Cement G HSR	-	-	Water	
kg/l	m	m ³	m ³	m ³	m ³ /t	t	t	t	m ³	
1,9	3227	1,9	3,8	5,8	0,757	7,6	-	-	3,3	
Spacer				Gas Flow Potential 0,6 at bottom						
Density	Top	Length in OH		Volume	Gas Flow Severity NULL at bottom					
kg/l	m	m		m ³	Gas Flow Severity at intersted zone					
1,44	1650	150		3,8						
Check Static pressure @ 13 3/8" CSG shoe.										
Column Type	Vertical length	Pressure at the end of displacement			Column Type	Pressure during tail slurry setting				
		kg/l	kg/cm2	kg/cm2		kg/l	kg/cm2	kg/cm2		
Tail Slurry	150	1,9	28,5	28,5	Tail Slurry	1	15,0	15,0		
Lead Slurry	1427	1,5	214,1	242,6	Lead Slurry	1,5	214,1	229,1		
Spacer	150	1,44	21,6	264,2	Spacer	1,44	21,6	250,7		
Mud	1650	1,28	211,2	475,4	Mud	1,28	211,2	461,9		
Total hydrostatic P.				475,4	Total hydrostatic P.			461,9		
Fracture gradient csg shoe	3377	1,67		564,0	Pore gradient @ csg shoe	1,2		405,2		
Check Static pressure @ 16" LNR shoe.										
Column Type	Vertical length	Pressure at the end of displacement			Column Type	Pressure during lead slurry setting				
		kg/l	kg/cm2	kg/cm2		kg/l	kg/cm2	kg/cm2		
Mud	1800	1,28	230,4	230,4	Mud	1,28	230,4	230,4		
Lead Slurry	327	1,5	49,1	279,5	Lead Slurry	1,5	49,1	279,5		
Total hydrostatic P.				230,4	Total hydrostatic P.			279,5		
Fracture gradient @ csg shoe	2127	1,58		336,1	Pore gradient @ csg shoe	1,3		276,5		



<i>Diametro casing</i>	<i>Csg 13 3/8 "</i>
Scarpa casing da RKB (m)	3377
Top del cemento (m)	1800
Diametro foro (in)	14 3/4"
Tipo di malta	
LEAD	Neat cement "G" HSR + extender
TAIL	Neat cement "G" HSR
Tipo di fluido di perforazione	HPWBM
Densità del fluido di perforazione (kg/l)	1.28
Grad. Fratturazione al fondo (kg/cm2/10m)	1.67
Grad. Pori @ bottom (kg/cm2/10m)	1.20
B.H.S.T. stimata (° C)	73
MALTA LEAD	
Densità della malta (kg/l)	1.50
Reologia	Più alta del fluido di perforazione, minore della Tail
Free water (%) max	1.5
Min. Compr. Strength 12/24 hr (psi)	300/1200
Temperatura stimata per UCA test (°C)	64
Thickening time (h:min)	07:00
B.H.C.T. stimata per TT test (°C)	38
MALTA TAIL	
Densità della malta (kg/l)	1.90
Reologia	Più alta della lead
Free water (%) max	1.5
Min. Compr. Strength 8/12/24 hr (psi)	500/1500
Temperatura stimata per UCA test (°C)	69
Thickening time (h:min)	04:30
B.H.C.T. stimata per TT test (°C)	38
SPACER	
Rheologies	Più alta del fluido di perforazione, minore della malta lead
Density (kg/l)	1.44

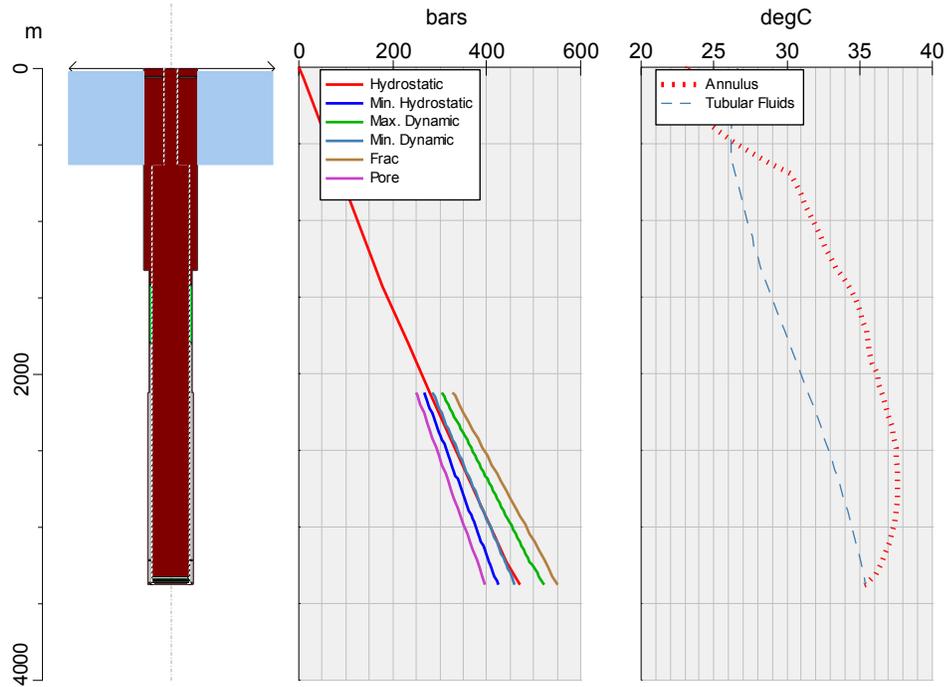
MINIMA RICHIESTA MATERIALI

Malta Lead			
Prodotto	Unità	Concentrazione	Richiesta totale
Cemento G	Kg/m ³	707.3	25.3 t
Extender	% BWOC	2.5	0.6 t
Ritardante	%BWOC	0.35	126 kg
Antischiuma	l/100kg	0.2	50 l
Acqua dolce	l/100kg	109.1	27.6 m3
Malta Tail			
Prodotto	Unità	Concentrazione	Richiesta totale
Cemento G	Kg/m ³	1330	7.6 t
Ritardante	% BWOC	0.25	23 kg
Antischiuma	l/100kg	0.2	15 l

Acqua dolce	l/100kg	44	3.3 m3
-------------	---------	----	--------

Nota: la concentrazione dei chimici sarà confermata e valutata in funzione dei test di laboratorio.

SIMULAZIONE ECD ALLA SCARPA



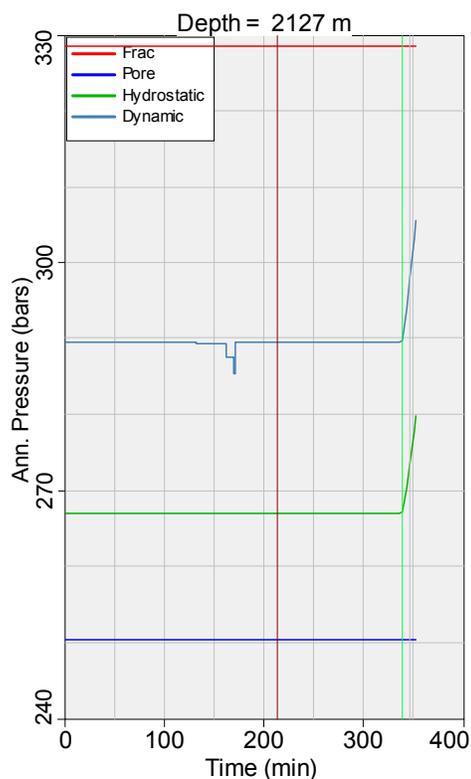
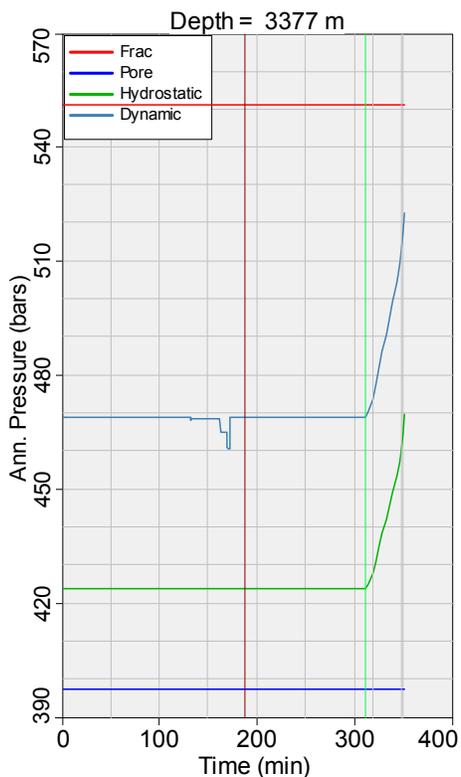
Fluid Sequence

Dynamic Well Security

Temp. Profile At 352 min

14	1.28 sg WBM	366.1 m3	1280.00 kg/m3	Bingham: PV = 18.000 cP	Ty = 26.00 lbf/100ft2
13	1.44 sg Spacer	9.0 m3	1440.00 kg/m3	Bingham: PV = 24.000 cP	Ty = 30.00 lbf/100ft2
7	1.50 sg Lead Slurry	35.0 m3	1499.99 kg/m3	Herschel : k = 1.99E-1 lbf.s^n/ft2 n = 0.146	Ty = 1.09 lbf/100ft2
8	1.9 sg Tail Slurry	5.7 m3	1900.00 kg/m3	Herschel : k = 4.81E-2 lbf.s^n/ft2 n = 0.372	Ty = 4.01 lbf/100ft2

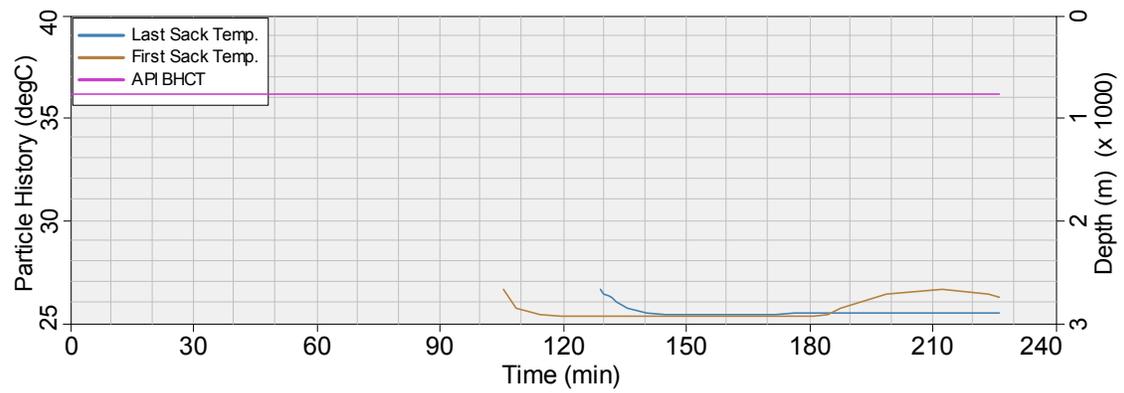
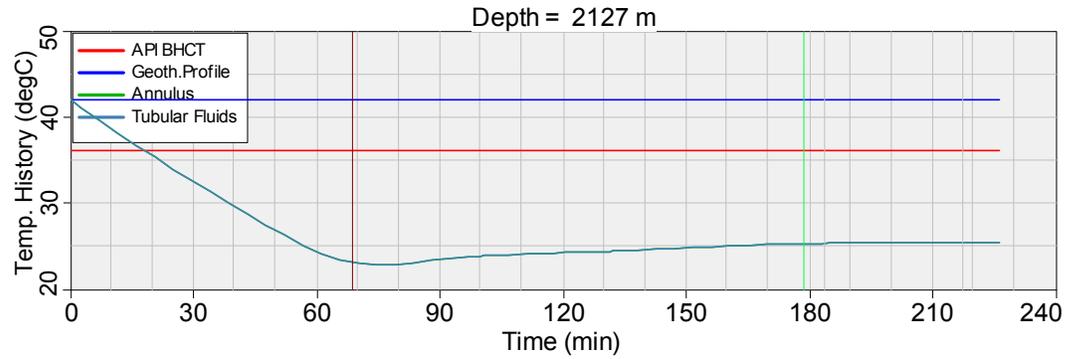
Total Depth = 3377.0 m Top of Cement = 1800.0 m



Sequenza Fluidi							
Nome	Volume (m3)	Ann. Len (m)	Top (m)	Densita (kg/m3)	Reologia		
1.28 sg WBM	150.0	1361.9	65.7	1280.00	Pv:18.000 cP		Ty:26.00 lbf/100ft2
1.44 sg Spacer	8.0	372.3	1427.7	1440.00	Pv:24.000 cP		Ty:30.00 lbf/100ft2
1.50 sg Lead Slurry	35.0	1427.0	1800.0	1499.99	k:1.99E-1 lbf.s^n/ft2	n:0.146	Ty:1.09 lbf/100ft2
1.9 sg Tail Slurry	5.7	150.0	3227.0	1900.00	k:4.81E-2 lbf.s^n/ft2	n:0.372	Ty:4.01 lbf/100ft2
1.44 sg Spacer	1.0		3339.7	1440.00	Pv:24.000 cP		Ty:30.00 lbf/100ft2
1.28 sg WBM	216.1		0.0	1280.00	Pv:18.000 cP		Ty:26.00 lbf/100ft2



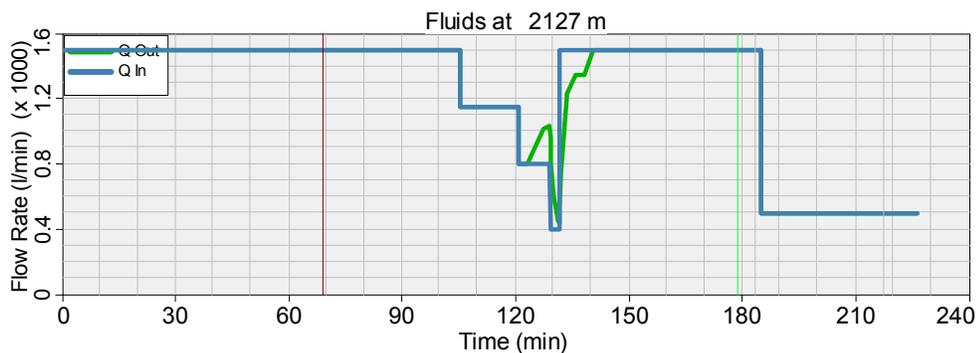
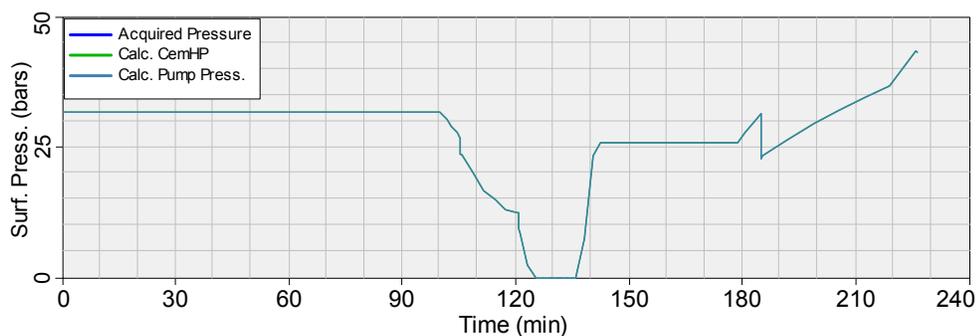
SIMULAZIONE TEMPERATURA





PORTATE E TEMPO DI POMPABILITA'

Pumping Schedule						
Name	Flow Rate (l/min)	Volume (m3)	Stage Time (min)	Cum.Vol (m3).	Inj. Temp. (degC)	Comments
1.28 sg WBM	1200.0	150.0	125.0	150.0	27	
1.44 sg Spacer	1200.0	8.0	6.7	8.0	27	
1.50 sg Lead Slurry	1150.0	35.0	30.5	35.0	27	
1.9 sg Tail Slurry	800.0	5.7	7.1	5.7	27	
1.44 sg Spacer	400.0	1.0	2.5	1.0	27	
1.28 sg WBM	1200.0	216.1	180.1	216.1	27	





PROGRAMMA DI CENTRALIZZAZIONE E CASING EQUIPMENT

In questa fase devono essere usati i centralizzatori ceramici 13 3/8" X 14 3/4" o equivalenti.

Il programma di centralizzazione suggerito per questo casing è:

- da 2130 a 3357 1C3
- da 3357 to 3377 2C1 (shoe track – 2 tubi)

Il numero di centralizzatori totali è 36.

E' molto importante verificare il programma di centralizzazione con le reali condizioni del foro e i targets che devono essere testati.

L'analisi di Torque e Drag sarà fatta in funzione della reale situazione di pozzo.

Si raccomanda l'utilizzo di scarpa e collare con valvole autofill. Tutte le valvole devono rispettare la categoria IIIC, come indicato nella API RP 10F.

	eni S.p.A. e & p Division	PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: LINCE 1	PAG. 88
			DI 146
			0

4.4.5.5 9" 5/8" LINER

Il liner da 9 5/8" sarà cementato con una malta unica Tail a densità 1.90 kg/l. Il TOC della malta coinciderà con il top del liner a 3277 m.

Di seguito sono riportati i dati generali per i fluidi:

DATI GENERALI, VOLUMI E CONTROLLO PRESSIONI

Casing Data						Open Hole Data			
OD (in)	Depth (m)		Specific weight (lb/ft)	Displac. (l/m)	Internal capacity (l/m)	OH Diameter (inch)	Depth (m):		OH Capacity (l/m)
	From	To					From	To	
13 3/8	632	3377	72	90,65	77,25	12 1/4	3377	4227	76,04
9 5/8	3277	4227	53,5	46,94	36,91				

Annulus capacities:										
Casing – Casing					Casing – Open Hole					
External CSG OD Inch	Internal CSG OD Inch	Depth (m)		Annulus Capacity (l/m)	Op. Hole Diam. Inch	Casing OD Inch	Depth (m):		Excess (%)	Capacity (l/m)
		From	To				From	To		
13 3/8	9 5/8	3277	3377	30,31	12 1/4	9 5/8	3377	4227	10	32,01

SLURRY VOLUMES AND COMPOSITION									
Tail Slurry									
Density kg/l	TOC m	in csg m ³	in oh m ³	Volume m ³	Yield m ³ /t	Cement G HSR t	- t	- t	Water m ³
1,9	3277	4,0	27,2	31,2	1,0376	30,0	-	-	13,7

Spacer					Gas Flow Potential 0,8 at bottom				
Density kg/l	Top m	Length in OH m	Volume m ³		Gas Flow Severity NULL at bottom				
1,44	-	300	9,6						

Check Static pressure @ 9 5/8" LNR shoe.									
Column Type	Vertical length m	Pressure at the end of displacement			Column Type	Pressure during tail slurry setting			
		kg/l	kg/cm2	kg/cm2		kg/l	kg/cm2	kg/cm2	
Tail Slurry	950	1,9	180,5	180,5	Tail Slurry	1	95,0	95,0	
Lead Slurry	0	0	0,0	180,5	Lead Slurry	0	0,0	95,0	
Spacer	300	1,3	39,0	219,5	Mud	1,3	39,0	134,0	
Mud	2977	1,32	393,0	612,5	Mud	1,32	393,0	527,0	
Total hydrostatic P.				612,5	Total hydrostatic P.			527,0	
Fracture gradient csg shoe	4227	1,73		731,3	Pore gradient @ csg shoe	1,03		435,4	

Check Static pressure @ 13 3/8" CSG shoe.									
Column Type	Vertical length m	Pressure at the end of displacement			Column Type	Pressure during lead slurry setting			
		kg/l	kg/cm2	kg/cm2		kg/l	kg/cm2	kg/cm2	
Tail Slurry	100	1,9	19,0	19,0	Tail Slurry	1	10,0	10,0	
Lead Slurry	0	0	0,0	19,0	Lead Slurry	0	0,0	10,0	
Spacer	300,0	1,44	43,2	62,2	Mud	1,32	39,6	49,6	
Mud	2977,0	1,32	393,0	455,2	Mud	1,32	393,0	442,6	
Total hydrostatic P.				455,2	Total hydrostatic P.			442,6	
Fracture gradient @ csg shoe	3377	1,67		564,0	Pore gradient @ csg shoe	1,22		412,0	



DIAMETRO LINER	Liner 9 5/8"
Scarpa casing da RKB (m)	4227
Top del cemento (m)	3277
Diametro foro (in)	12 1/4"
Tipo di malta	
TAIL	Cement Blend "G" HSR + Silica Flour
Tipo di fluido di perforazione	HPWBM
Densità del fluido di perforazione (kg/l)	1.32
Grad. Fratturazione al fondo (kg/cm2/10m)	1.73
Grad. Pori @ bottom (kg/cm2/10m)	1.03
B.H.S.T. stimata (° C)	95
MALTA TAIL	
Densità della malta (kg/l)	1.90
Reologia	Più alta della Lead
Filtrato	< 150
Free water (%) max	0
Min. Compr. Strength 8/12/24 hr (psi)	500/1500
Temperatura stimata per UCA test (°C)	56
Thickening time (h:min)	07:00
B.H.C.T. stimata per TT test (°C)	89
SPACER	
Reologia	Più alta del fluido di perforazione, minore della malta lead
Densità (kg/l)	1.44

MINIMA RICHIESTA MATERIALI

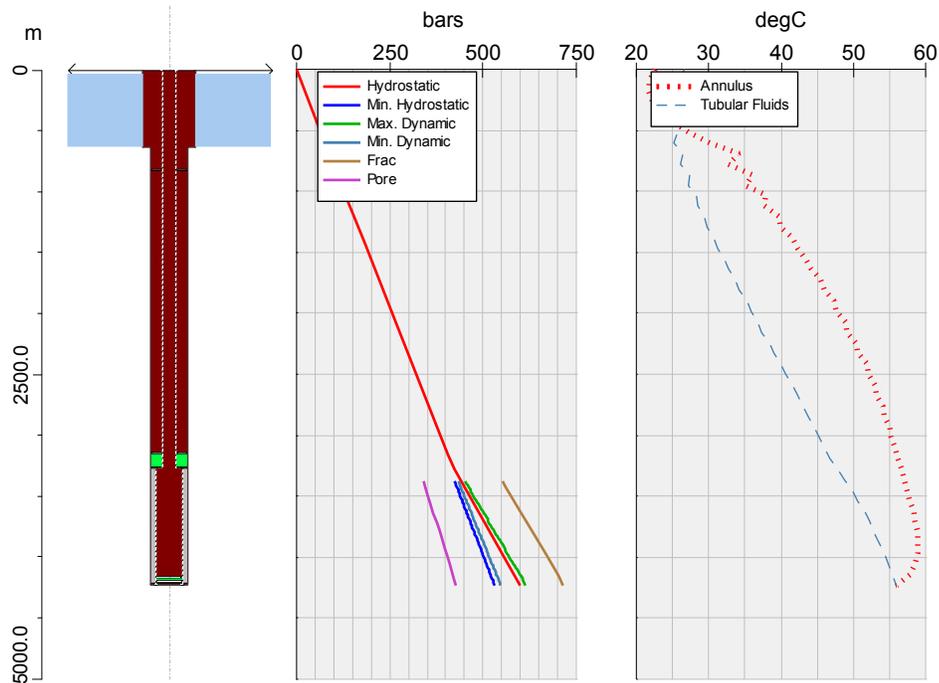
Malta Tail			
Prodotto	Unità	Concentrazione	Richiesta totale
Cemento	Kg/ m ³	965.5	30 t
Silica Flour	%BWOC	35	10.5 t
Extender	l/100kg	5	1.5 m3
Riduttore filtrato	l/100kg	5	1.5 m3
Riduttore filtrato	%BWOC	0.4	120 kg
Ritardante	%BWOC	0.4	120 kg
Antischiuma	%BVOC	0.2	60 l
Acqua dolce	l/100kg	44	13.2 m3

Nota: la concentrazione dei chimici sarà confermata e valutata in funzione dei test di laboratorio.



0			
---	--	--	--

SIMULAZIONE ECD ALLA SCARPA

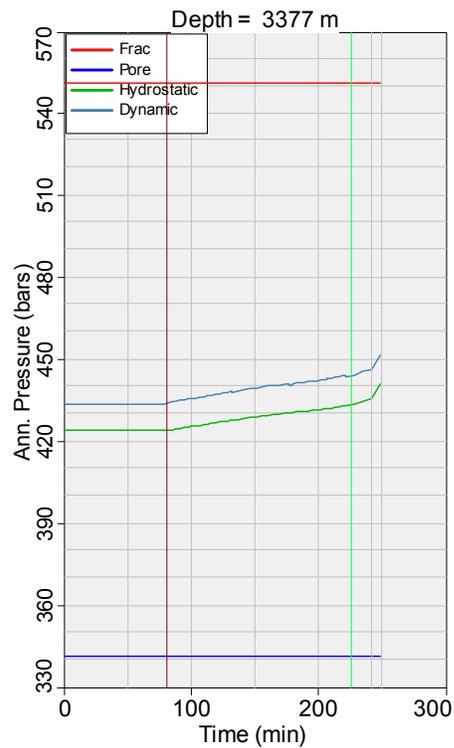
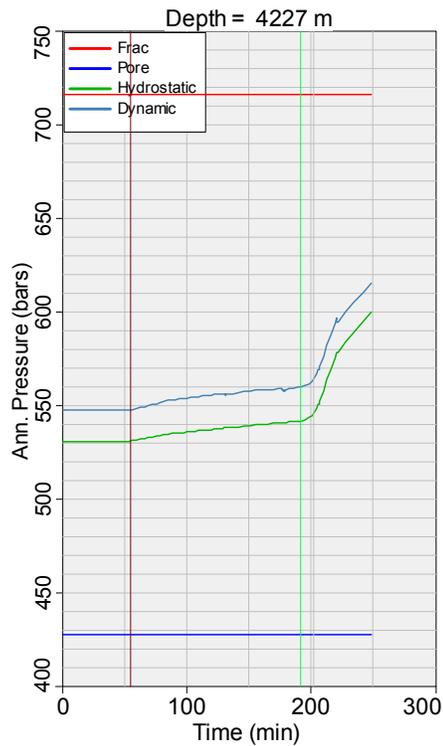


Fluid Sequence

Dynamic Well Security

Temp. Profile At 248 min

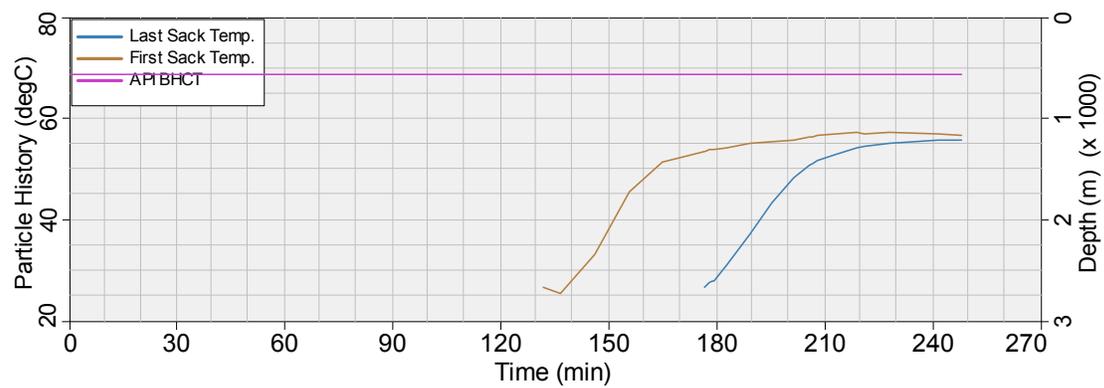
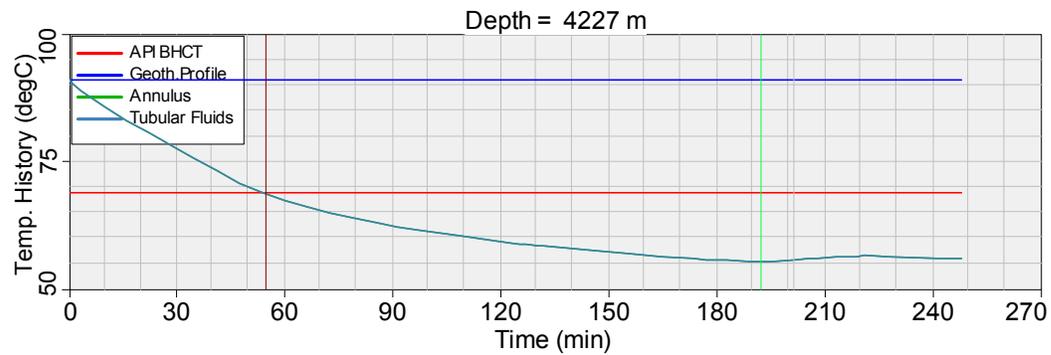
15	1.32 sg WBM	213.5 m3	1320.00 kg/m3	Bingham: PV = 23.000 cP	Ty = 30.00 lbf/100ft2
13	1.44 sg Spacer	9.0 m3	1440.00 kg/m3	Bingham: PV = 24.000 cP	Ty = 30.00 lbf/100ft2
8	1.9 sg Tail Slurry	36.1 m3	1900.00 kg/m3	Herschel: k = 4.81E-2 lbf.s^n/ft2 n = 0.372	Ty = 4.01 lbf/100ft2
14	1.28 sg WBM		1280.00 kg/m3	Bingham: PV = 18.000 cP	Ty = 26.00 lbf/100ft2
Total Depth = 4227.0 m Top of Cement = 3277.0 m					



Sequenza Fluida							
Nome	Volume (m3)	Ann. Len (m)	Top (m)	Densita (kg/m3)	Reologia		
1.32 sg WBM	150.0	2322.7	830.4	1320.00	Pv:23.000 cP		Ty:30.00 lbf/100ft2
1.44 sg Spacer	8.0	123.9	3153.1	1440.00	Pv:24.000 cP		Ty:30.00 lbf/100ft2
1.9 sg Tail Slurry	36.1	950.0	3277.0	1900.00	k:4.81E-2 lbf.s^n/ft2	n:0.372	Ty:4.01 lbf/100ft2
1.44 sg Spacer	1.0		4175.5	1440.00	Pv:24.000 cP		Ty:30.00 lbf/100ft2
1.32 sg WBM	63.5		0.0	1320.00	Pv:23.000 cP		Ty:30.00 lbf/100ft2



SIMULAZIONE TEMPERATURA

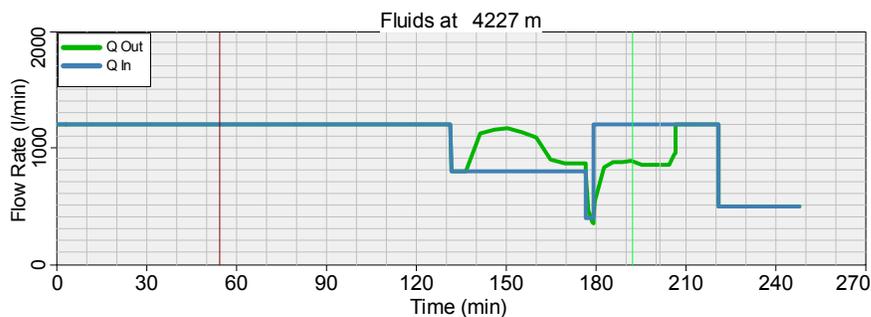
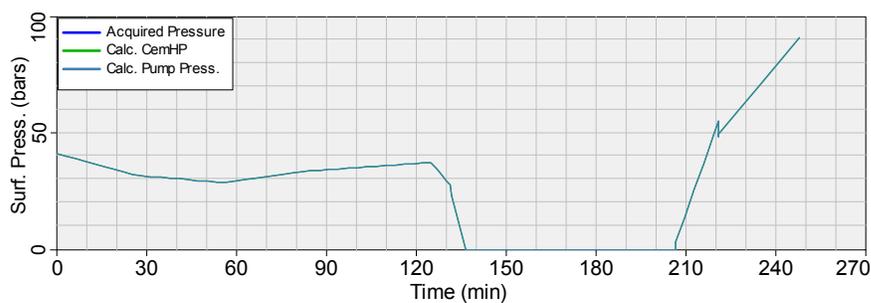




0				
---	--	--	--	--

PORTATE E TEMPO DI POMPABILITA'

Pumping Schedule						
Name	Flow Rate (l/min)	Volume (m3)	Stage Time (min)	Cum.Vol (m3).	Inj. Temp. (degC)	Comments
1.32 sg WBM	1200.0	150.0	125.0	150.0	27	
1.44 sg Spacer	1200.0	8.0	6.7	8.0	27	
1.9 sg Tail Slurry	800.0	36.1	45.1	36.1	27	
1.44 sg Spacer	400.0	1.0	2.5	1.0	27	
1.32 sg WBM	1200.0	50.0	41.7	50.0	27	
1.32 sg WBM	500.0	13.5	27.1	63.5	27	





0				
---	--	--	--	--

PROGRAMMA DI CENTRALIZZAZIONE E CASING EQUIPMENT

In questa fase devono essere usati i centralizzatori Centek 12 ¼" o equivalenti.

Il programma di centralizzazione suggerito per questo liner è:

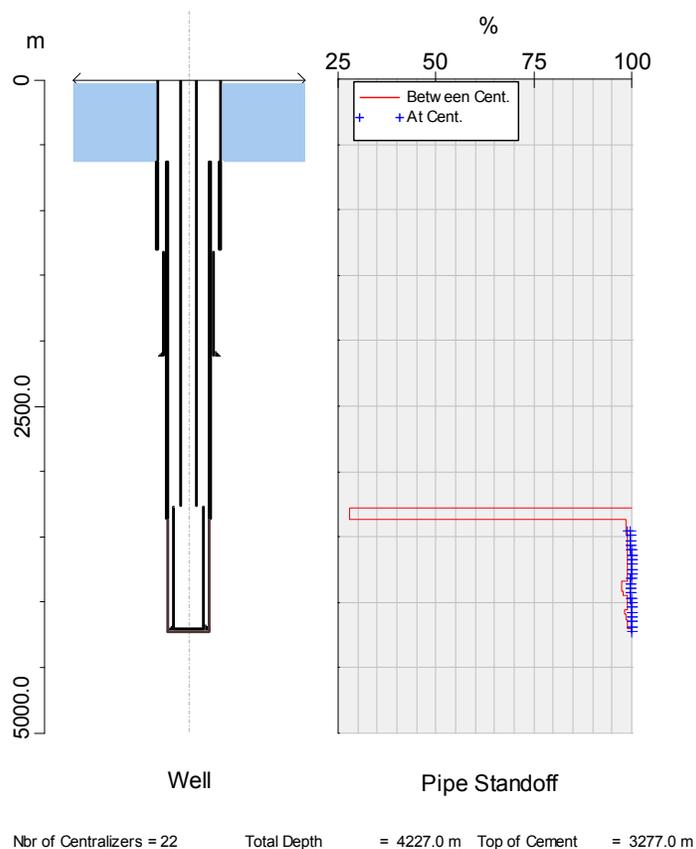
- da 3380 a 4207 1C3
- da 4207 to 4227 2C1 (shoe track – 2 tubi)

Il numero di centralizzatori totali è 25.

E' molto importante verificare il programma di centralizzazione con le reali condizioni del foro e i targets che devono essere testati.

L'analisi di Torque e Drag dovrà essere fatta in funzione della reale situazione di pozzo. Si consiglia la rotazione della colonna durante l'operazione di cementazione.

Si raccomanda l'utilizzo di Guide shoe e double valve float collar. Tutte le valvole devono rispettare la categoria IIIC, come indicato nella API RP 10F.



	eni S.p.A. e & p Division	PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: LINCE 1	PAG. 95
			DI 146
			0

4.4.5.6 9 5/8" TIE BACK

Il liner 9 5/8" Tie-back sarà cementato con una malta Tail a densità 1.90 kg/l. Il TOC sarà a 2000 m e coprirà il casing da 13 3/8" per circa 1277 m. Si suggerisce un'analisi preliminare per la valutazione dell'APB, soprattutto in caso di well testing.

Di seguito sono riportati i dati generali:

GENERAL DATA, VOLUMES AND PRESSURE CHECKS

Casing Data					
OD	Depth (m)		Specific weight	Displac.	Internal capacity
	(in)	From			
13 3/8	632	3377	72	90,65	77,25
9 5/8	3277	4227	53,5	46,94	36,91

Annulus capacities:				
Casing - Casing				
External CSG OD	Internal CSG OD	Depth (m)		Annulus Capacity
		Inch	From	
13 3/8	9 5/8	3277	3377	30,31

SLURRY VOLUMES AND COMPOSITION								
Tail Slurry								
Density	TOC	in csg	in oh	Volume	Yield	Cement G HSR	-	Water
kg/l	m	m ³	m ³	m ³	m ³ /t	t	t	m ³
1,9	2000	0,0	38,7	38,7	0,775	49,9	-	22,0
Spacer								
Density	Top	Length in O.H.		Volume				
kg/l	m	m		m ³				
1,44	-	100		3,0				

	Liner 9 5/8" tie-back
Scarpa casing da RKB (m)	4125
Top del cemento (m)	3100
Diametro foro (in)	
Tipo di malta	
Tail	Neat cement "G"
Tipo di fluido di perforazione	HPWBM
Densità del fluido di perforazione (kg/l)	1.32
MALTA TAIL	
Densità della malta (kg/l)	1.90
Reologia	Più alta dello spacer
Min. Compr. Strength 12/24 hr (psi)	500/1500
SPACER	
Reologia	Più alta del fluido di perforazione, minore della malta lead
Densità (kg/l)	1.44



MINIMA RICHIESTA MATERIALI

Malta Tail			
Prodotto	Unità	Concentrazione	Richiesta totale
Cemento	Kg/ m ³	1330	50 t
Riduttore filtrato	l/100kg	a. r.	/
Ritardante	%BWOC	a. r.	/
Acqua dolce	l/100kg	44	22 m3

Nota: la concentrazione dei chimici sarà confermata e valutata in funzione dei test di laboratorio.

	eni S.p.A. e & p Division	PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: LINCE 1	PAG. 97			
			DI 146			
			0			

4.4.5.7 7" LINER

Il liner da 7" sarà cementato con una malta unica Tail a densità 1.90 kg/l. Il TOC della malta coinciderà con il top del liner a 4127 m.

Di seguito sono riportati i dati generali per i fluidi:

DATI GENERALI, VOLUMI E CONTROLLO PRESSIONI

Casing Data					Open Hole Data				
OD	Depth (m)		Specific weight	Displac.	Internal capacity	OH Diameter	Depth (m):		OH Capacity
(in)	From	To	(lb/ft)	(l/m)	(l/m)	(inch)	From	To	(l/m)
9 5/8	632	4227	53,5	46,94	36,91	8 1/2	4227	5627	36,61
7	4127	5627	29	24,83	19,38				

Annulus capacities:										
Casing – Casing					Casing – Open Hole					
External CSG OD	Internal CSG OD	Depth (m)		Annulus Capacity	Op. Hole Diam.	Casing OD	Depth (m):		Excess	Capacity
Inch		From	To	(l/m)	Inch		From	To	(%)	(l/m)
7	9 5/8	4127	4227	12,08	8 1/2	7	4227	5627	10	12,96

SLURRY VOLUMES AND COMPOSITION									
Tail Slurry									
Density	TOC	in csg	in oh	Volume	Yield	Cement G HSR	-	Water	
kg/l	m	m ³	m ³	m ³	m ³ /t	t	t	m ³	
1,9	4127	1,7	18,1	19,8	1,0376	19,1	-	8,7	
Spacer				Gas Flow Potential 1,4 at bottom					
Density	Top	Length in OH		Volume	Gas Flow Severity LOW at bottom				
kg/l	m	m		m ³					
1,44	-	250		3,2					

Check Static pressure @ 7" LNR shoe.									
Column Type	Vertical length	Pressure at the end of displacement			Column Type	Pressure during tail slurry setting			
	m	kg/l	kg/cm2	kg/cm2		kg/l	kg/cm2	kg/cm2	
Tail Slurry	1500	1,9	285,0	285,0	Tail Slurry	1	150,0	150,0	
Lead Slurry	0	0	0,0	285,0	Lead Slurry	0	0,0	150,0	
Spacer	250,0	1,44	36,0	321,0	Spacer	1,44	36,0	186,0	
Mud	3877	1,4	542,8	863,8	Mud	1,4	542,8	728,8	
Total hydrostatic P.			863,8		Total hydrostatic P.		728,8		
Fracture gradient csg shoe	5627,0	1,8	1012,9		Pore gradient @ csg shoe	1,03	579,6		

Check Static pressure @ 9 5/8" CSG shoe.									
Column Type	Vertical length	Pressure at the end of displacement			Column Type	Pressure during lead slurry setting			
	m	kg/l	kg/cm2	kg/cm2		kg/l	kg/cm2	kg/cm2	
Tail Slurry	100	1,9	19,0	19,0	Tail Slurry	1	10,0	10,0	
Lead Slurry	0	0	0,0	19,0	Lead Slurry	0	0,0	10,0	
Spacer	250,0	1,44	36,0	55,0	Mud	1,4	35,0	45,0	
Mud	3877	1,4	542,8	597,8	Mud	1,4	542,8	587,8	
Total hydrostatic P.			597,8		Total hydrostatic P.		587,8		
Fracture gradient @ csg shoe	4227	1,73	731,3		Pore gradient @ csg shoe	1,03	435,4		



DIAMETRO LINER	Liner 7"
Scarpa casing da RKB (m)	5627
Top del cemento (m)	4127
Diametro foro (in)	8 1/2"
Tipo di malta	
TAIL	Cement Blend "G" HSR + Silica Flour
Tipo di fluido di perforazione	HPWBM
Densità del fluido di perforazione (kg/l)	1.40
Grad. Fratturazione al fondo (kg/cm2/10m)	1.80
Grad. Pori @ bottom (kg/cm2/10m)	1.03
B.H.S.T. stimata (° C)	132
MALTA TAIL	
Densità della malta (kg/l)	1.90
Reologia	Più alta della Lead
Filtrato	< 150
Free water (%) max	0
Min. Compr. Strength 8/12/24 hr (psi)	500/1500
Temperatura stimata per UCA test (°C)	130
Thickening time (h:min)	05:30
B.H.C.T. stimata per TT test (°C)	99
SPACER	
Reologia	Più alta del fluido di perforazione, minore della malta lead
Densità (kg/l)	1.44

MINIMA RICHIESTA MATERIALI

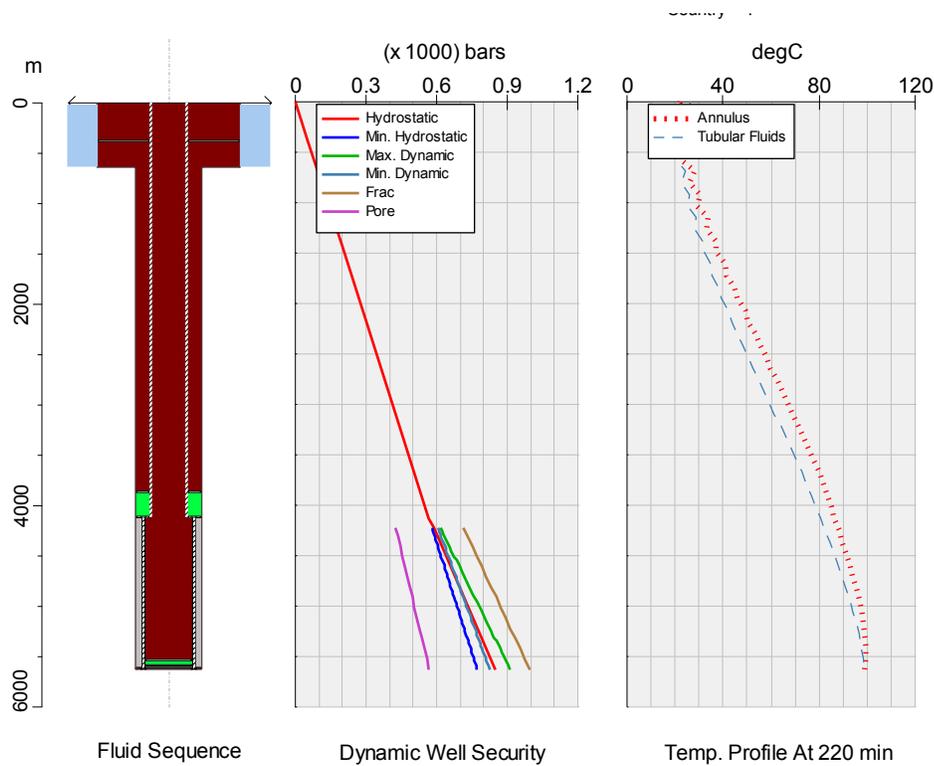
Malta Tail			
Prodotto	Unità	Concentrazione	Richiesta totale
Cemento	Kg/ m ³	965.5	19 t
Silica Flour	%BWOC	35	6.7 t
Extender	l/100kg	5	1.0 m3
Riduttore filtrato	l/100kg	5	1.0 m3
Riduttore filtrato	%BWOC	0.4	76.5 kg
Ritardante	%BWOC	0.4	76.5 kg
Antischiuma	%BVOC	0.2	38.2 l
Acqua dolce	l/100kg	44	8.4 m3

Nota: la concentrazione dei chimici sarà confermata e valutata in funzione dei test di laboratorio.



0			
---	--	--	--

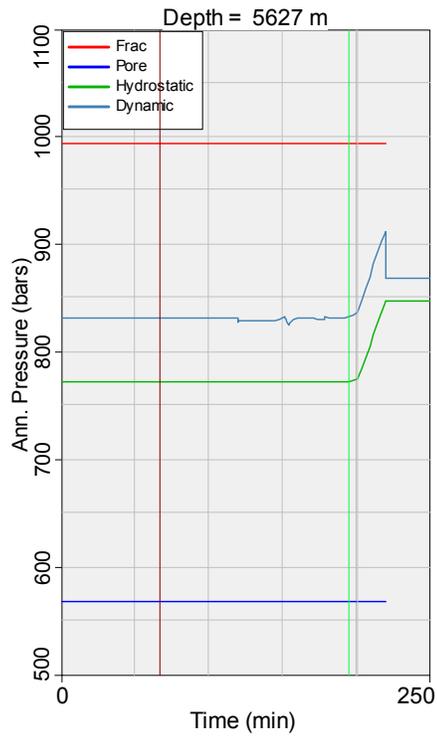
SIMULAZIONE ECD ALLA SCARPA



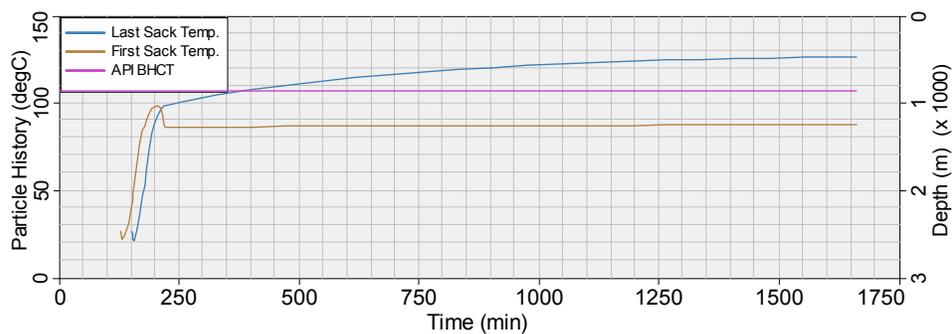
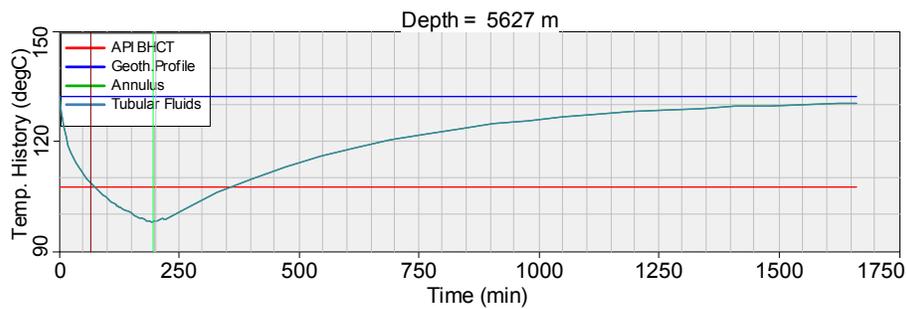
12	1.40 sg WBM	185.8 m3	1400.00 kg/m3	Bingham: PV = 20.000 cP	Ty = 24.00 lbf/100ft2
13	1.44 sg Spacer	7.1 m3	1440.00 kg/m3	Bingham: PV = 24.000 cP	Ty = 30.00 lbf/100ft2
8	1.9 sg Tail Slurry	19.8 m3	1900.00 kg/m3	Herschel : k = 4.81E-2 lbf.s^n/ft2 n = 0.372	Ty = 4.01 lbf/100ft2

Total Depth = 5627.0 m Top of Cement = 4127.0 m

Sequenza Fluidi						
Nome	Volume (m3)	Ann. Len (m)	Top (m)	Densità (kg/m3)	Reologia	
1.40 sg WBM	120.0	3494.8	382.2	1400.00	Pv:20.000 cP	Ty:24.00 lbf/100ft2
1.44 sg Spacer	6.1	250.0	3877.0	1440.00	Pv:24.000 cP	Ty:30.00 lbf/100ft2
1.9 sg Tail Slurry	19.8	1500.0	4127.0	1900.00	k:4.81E-2 lbf.s^n/ft2 n:0.372	Ty:4.01 lbf/100ft2
1.44 sg Spacer	1.0		5551.0	1440.00	Pv:24.000 cP	Ty:30.00 lbf/100ft2
1.40 sg WBM	65.8		0.0	1400.00	Pv:20.000 cP	Ty:24.00 lbf/100ft2



SIMULAZIONE TEMPERATURA

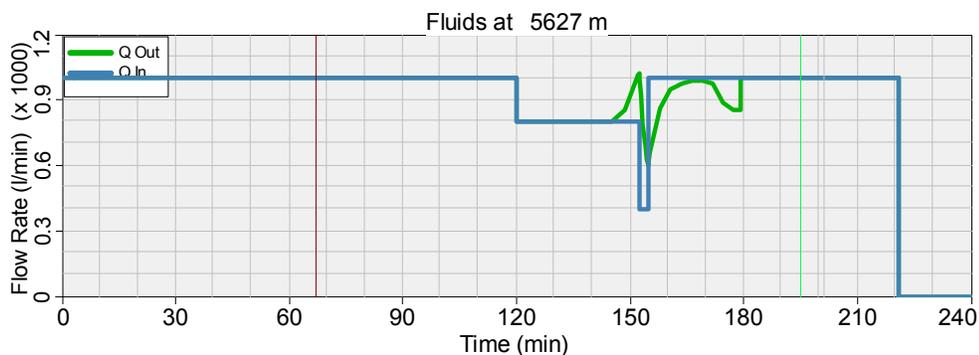
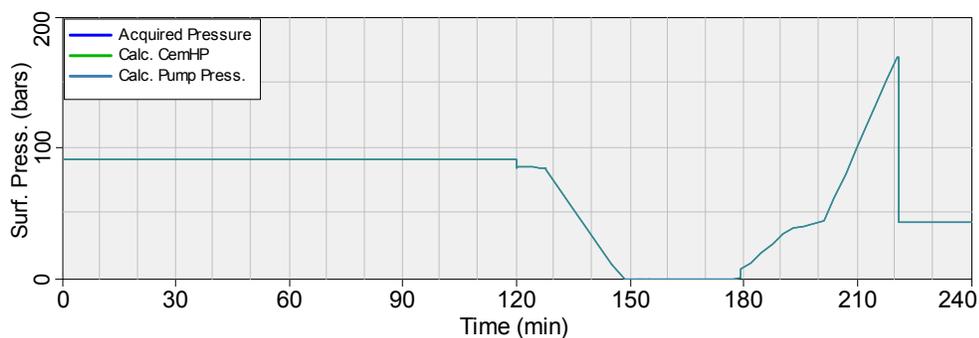




0				
---	--	--	--	--

PORTATE E TEMPO DI POMPABILITA'

Pumping Schedule						
Name	Flow Rate (l/min)	Volume (m3)	Stage Time (min)	Cum.Vol (m3).	Inj. Temp. (degC)	Comments
1.40 sg WBM	1000.0	120.0	120.0	120.0	27	
1.44 sg Spacer	800.0	6.1	7.6	6.1	27	
1.9 sg Tail Slurry	800.0	19.8	24.8	19.8	27	
1.44 sg Spacer	400.0	1.0	2.5	1.0	27	
1.40 sg WBM	1000.0	65.8	65.8	65.8	27	
Shut-In	0.0	0.0	1440.0	0.0	27	Static period after Placement





PROGRAMMA DI CENTRALIZZAZIONE E CASING EQUIPMENT

In questa fase devono essere usati i centralizzatori Centek 8 ½" o equivalenti.

Il programma di centralizzazione suggerito per questo liner è:

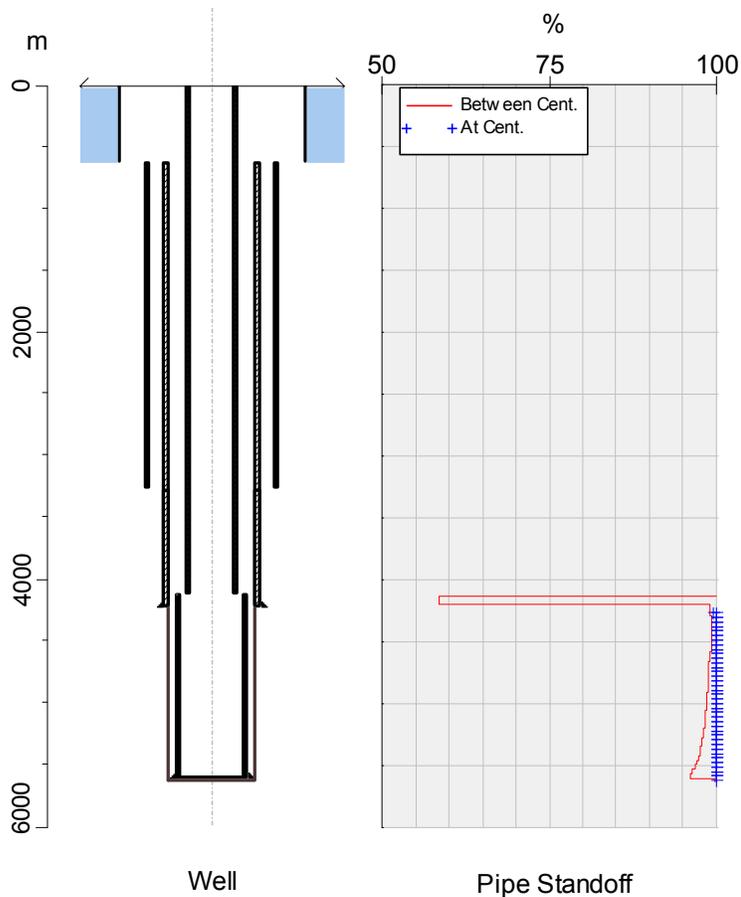
- da 4227 a 5607 1C3
- da 5607 to 5627 2C1 (shoe track – 2 tubi)

Il numero di centralizzatori totali è 40.

E' molto importante verificare il programma di centralizzazione con le reali condizioni del foro e i targets che devono essere testati.

L'analisi di Torque e Drag dovrà essere fatta in funzione della reale situazione di pozzo. Si consiglia la rotazione della colonna durante l'operazione di cementazione.

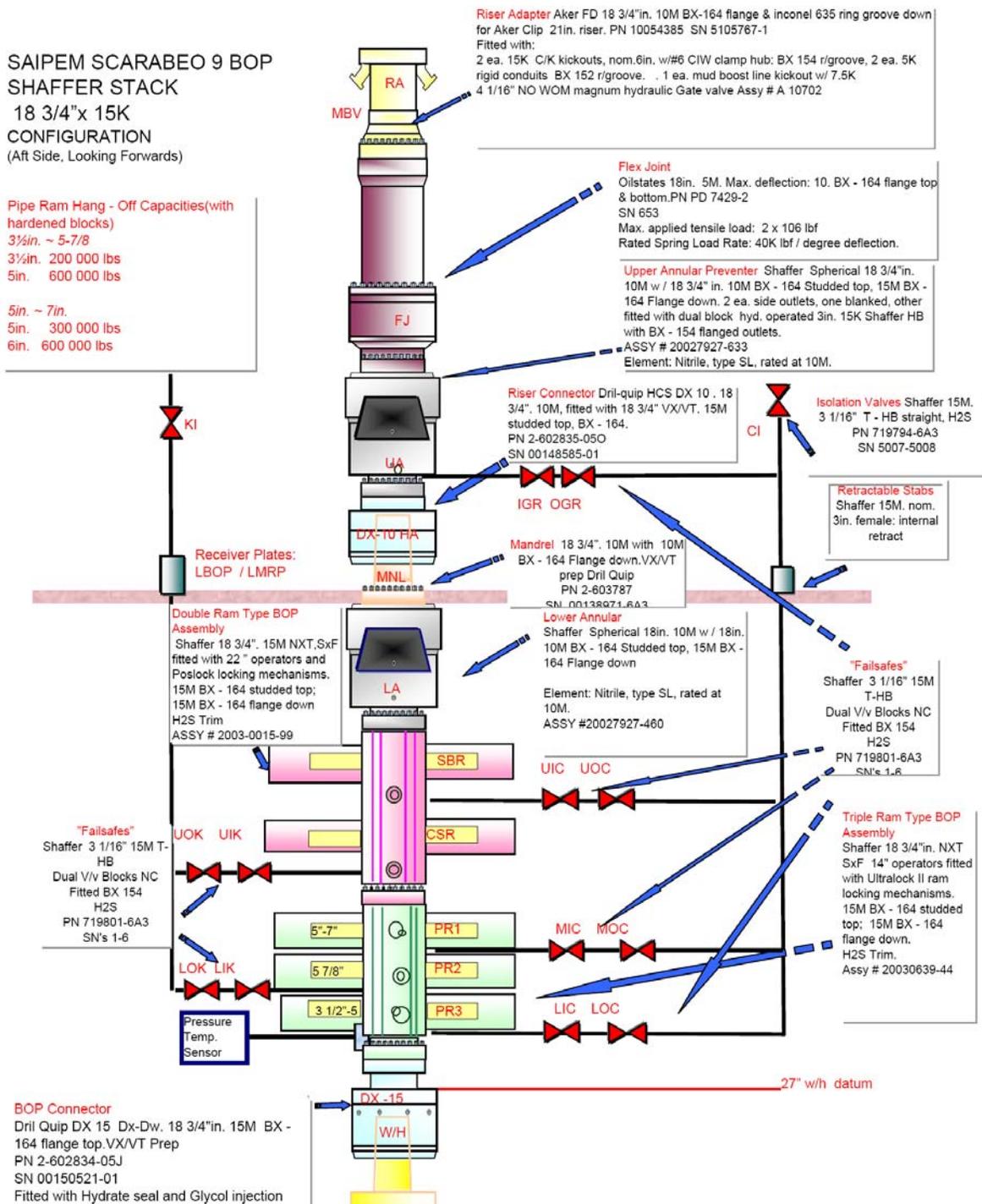
Si raccomanda l'utilizzo di Guide shoe e double valve float collar. Tutte le valvole devono rispettare la categoria IIIC, come indicato nella API RP 10F.

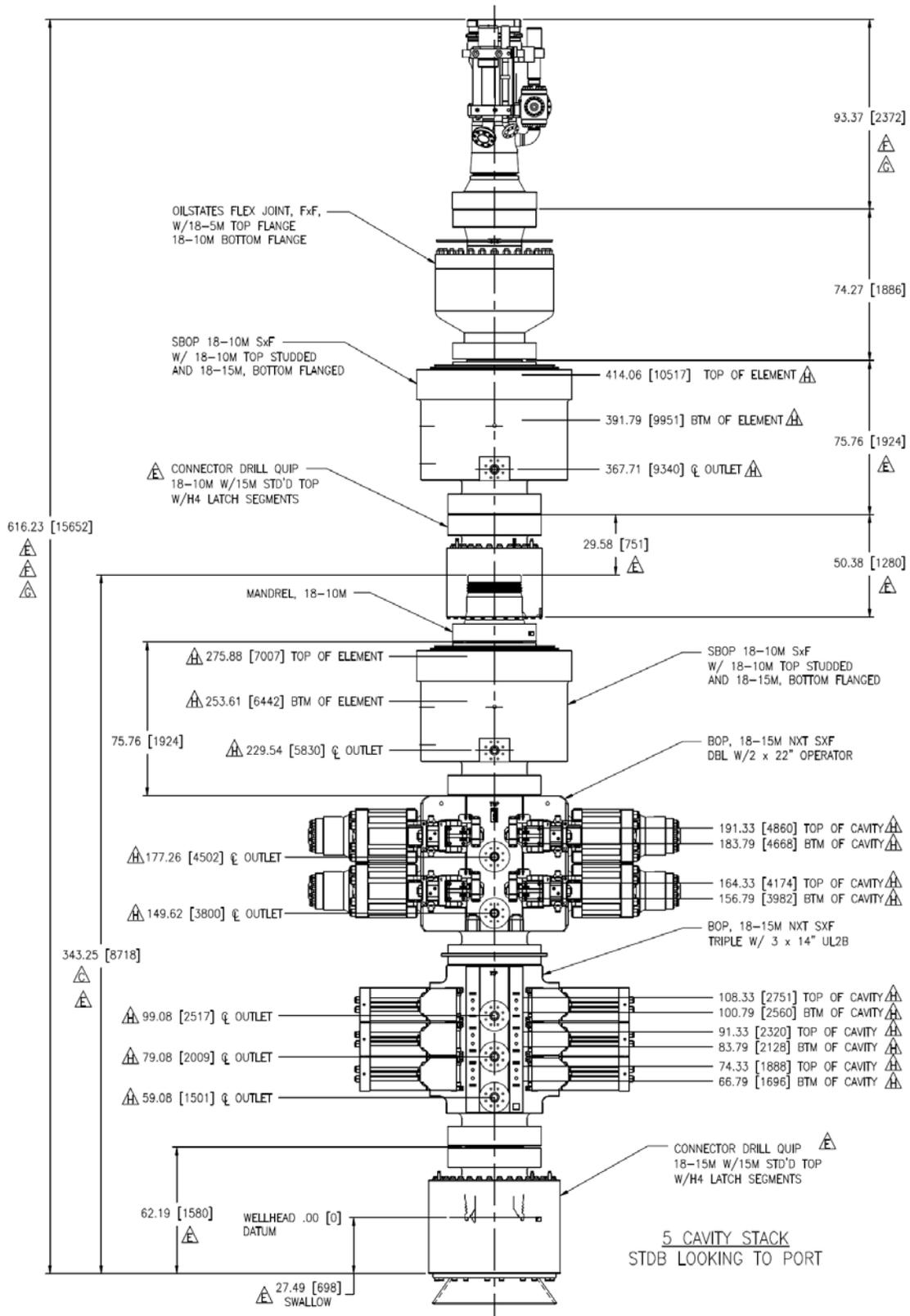


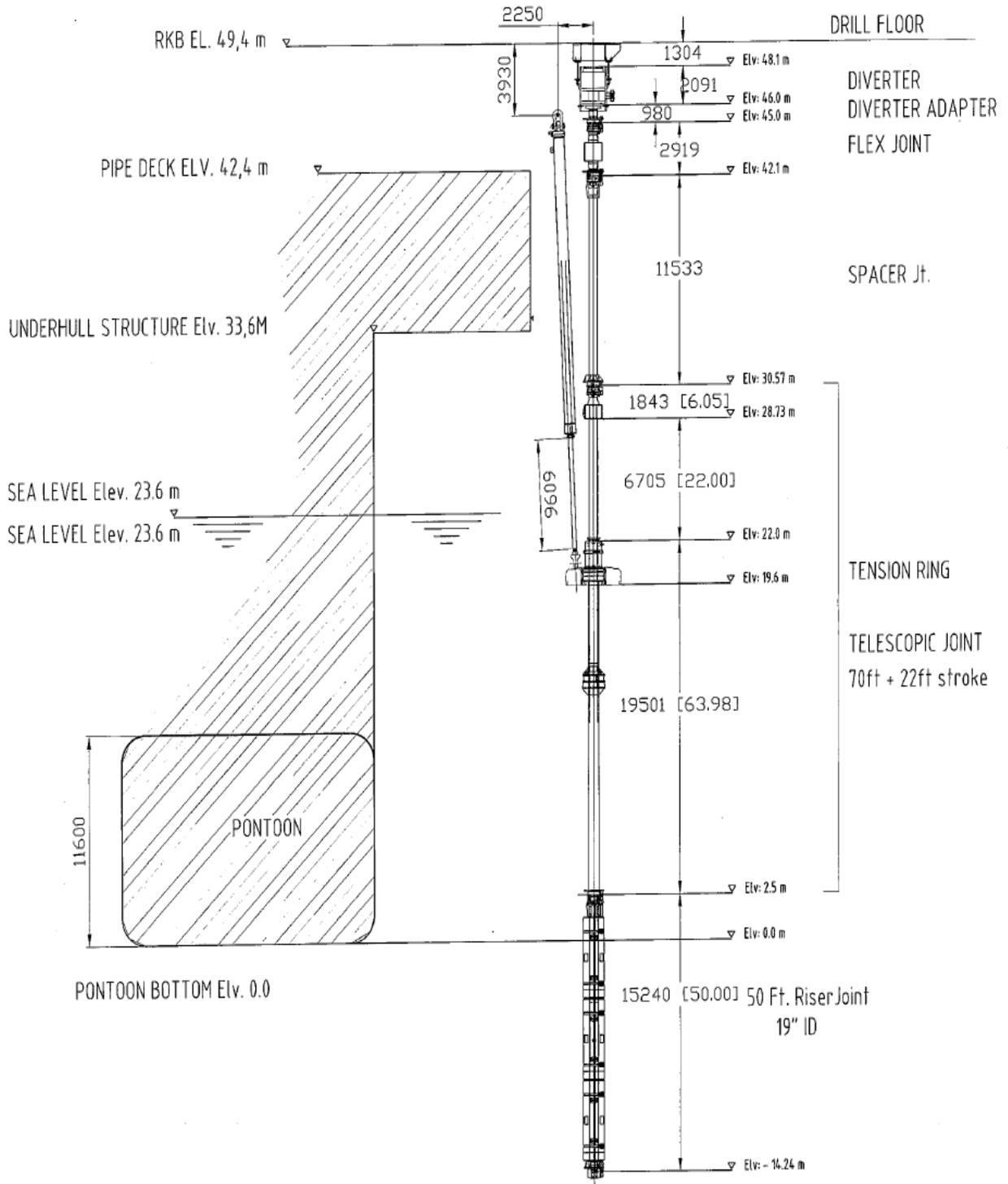
4.4.6 CONFIGURAZIONE DEL BOP STACK

4.4.6.1 BOP STACK DELLO SCARABEO 9 - 18 3/4" X 15K

(deve essere verificato prima della sua discesa)

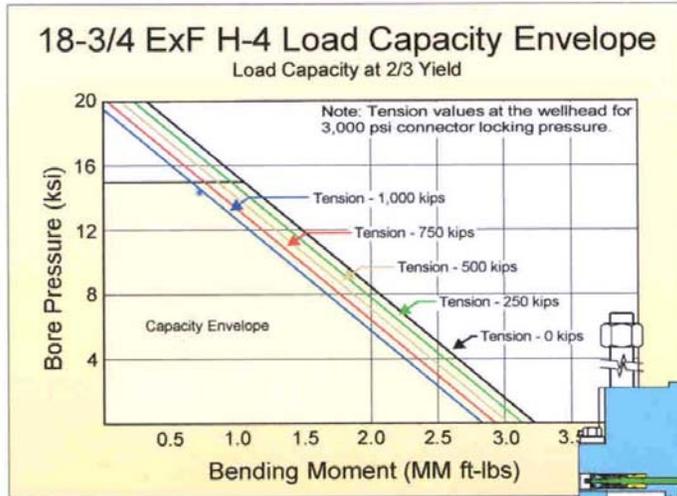






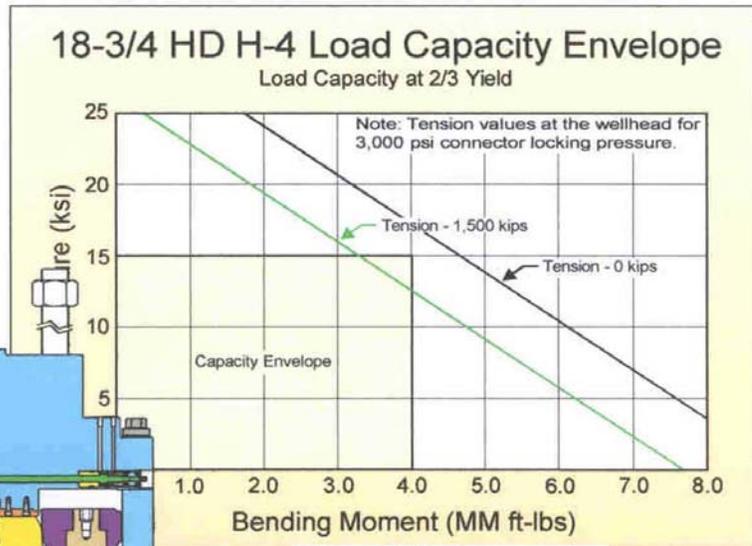
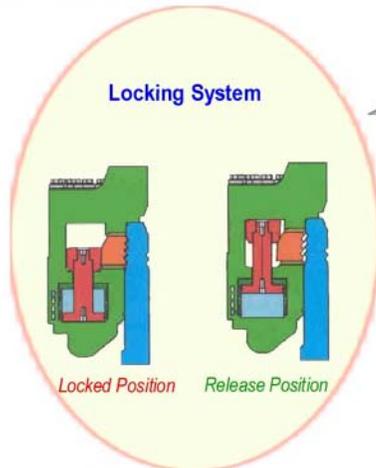
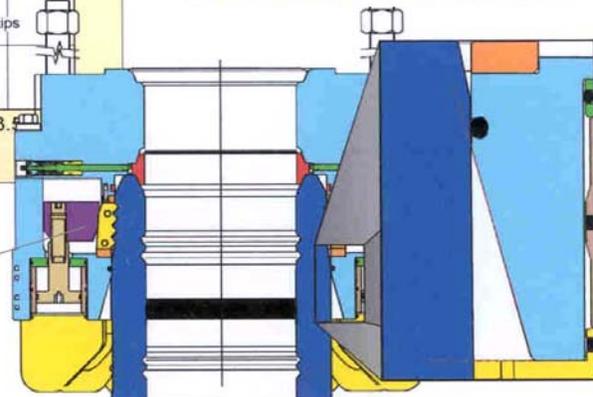


4.4.7 H4 CONNECTOR SPECIFICATIONS



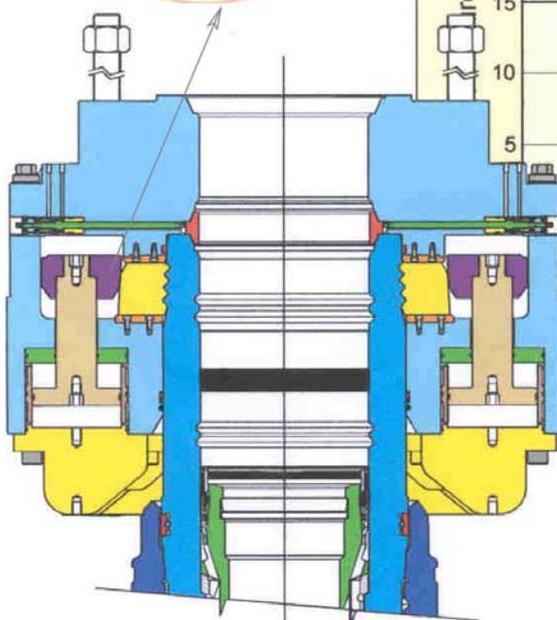
Bending load Capacity: 3.1MMft-lbs
Preload: 2.51 MM lbs
Hydraulic Circuits: 12
Lock Fluid Volume: 4.14 US Gal
Unlock Fluid Volume: 5.16 US Gal
O.D.: 51.5 in
Weight: 14,200 lbs
Swallow: 27.5 in
Max. Service Pressure: 15,000 psi
Hydraulic Pressure: 3,000 psi

ExF HAR H-4 Connector



HD H-4 Connector

Bending loadCapacity: 4 MM ft-lbs
Preload: 6.25 MM lbs
Hydraulic Circuits: 10
Lock Fluid Volume: 12.10 US Gal
Unlock Fluid Volume: 15.10 US Gal
O.D.: 62 in
Weight: 25,770 lbs
Swallow: 32.25 in
Max. Service Pressure: 15,000 psi
Hydraulic Pressure 3,000





4.4.8 BOP/CASING PRESSURE TEST

4.4.8.1 BOP TEST

In questa sezione sono riportate le procedure dei test sul BOP nel rispetto delle procedure aziendali . Per le procedure dei test di pressione relativi del BOP si fa riferimento alle Eni E&P Well Control Policy Manual STAP P-1-M-6150.

La pressione massima degli elementi della well head / BOP nei test di pressione come da regolamento di eni sono :

BOP: La prova di pressione è pari al massimo testa pozzo previsto pressione (+ 30% per stack di BOP Più di dimensioni) o al massimo al 80% della WP nominale più deboli elementi BOP / testa pozzo .

Kill/Choke Line e relative valves: Test di routine , saranno testati alla stessa pressione applicata per le prove del BOP .

Upper & Lower Kelly Cock, Hoses, Stand Pipes, etc: devono essere sottoposti al 80% della WP nominale .

Choke Manifold: deve essere eseguita off line al 80% della WP nominale.

La caduta di pressione massima ammissibile è pari al 10 % . Le prove a bassa pressione del BOP (300 psi) saranno eseguiti per prima . Durante la prova a bassa pressione non applicare una pressione maggiore alla pressione di prova di bassa pressione . La pressione di bassa pressione deve essere mantenuta stabile per almeno 5 minuti. Se il BOP non supera il test di bassa pressione, non effettuare il test ad alta pressione . Un'alta pressione di prova dovrà essere mantenuta stabile per almeno 5 minuti .

Il test del BOP verrà eseguito con la seguente frequenza :

- Ogni volta che venga disceso il Casing e cementato ;
- Prima di eseguire un DST o un test di produzione .
- Ogni 21 giorni .
- Ogni volta che il BOP venga aperto / disconnesso .

La tabella seguente riassume pressione per il BOP prevista per ogni fase .

Le Prove di massima pressione sono riferite alla profondità della testa pozzo .

Considerare il valore dell'idrostatica nella linea della kill/choke per calcolare i valori di prova della pressione di superficie :

Pressione di prova di superficie = (pressione di prova dalla tabella) - (la lunghezza dalla RKB alla mud line x densità del fluido nelle linee della kill/choke)

Fase da 17 1/2"

BOP and wellhead Component	Working Pressure		Max. Anticipated Wellhead Pressure	Maximum Pressure Test	
	[psi]			[psi]	
	100%	80%	Worked-out for Casing Design WH internal Burst condition [(Shoe Frac-Press)-(pressure of gas column w/0.3 s.g. into casing)]	Lower	Higher
Upper Annular Preventer	10.000	8.000	20" CSG shoe depth [m VD RKB] 1.427	300	3500
Riser Connector	10.000	8.000	MAX Frac Gradient CSG shoe [kg/cm ² /10m] 1.45	300	3500
Lower Annular Preventer	10.000	8.000	Pressione di fratturazione [psi] 2.935	300	3500
Pipe Rams (Fixed-Variable)*	15.000	12.000	Max. Anticipated Wellhead Pressure [psi] 2.596	300	3500
Well Head Connector	15.000	12.000	Max pressione superficiale prevista per Leak Off [psi] 175	300	3500
Kill and Choke Lines Valves	15.000	12.000	Pressione idrostatica del colonna di fluido di perforazione da WH [psi] 1.223	300	3500
Well Head	15.000	12.000	Max. pressione prevista Leak Off Pressure at WH [psi] 1.397		

*Le Shear rams saranno testati contro il casing con max 1500 psi

Fase da 14 3/4"

BOP and wellhead Component	Working Pressure		Max. Anticipated Wellhead Pressure	Maximum Pressure Test	
	[psi]			[psi]	
	100%	80%	Worked-out for Casing Design WH internal Burst condition [(Shoe Frac-Press)-(pressure of gas column w/0.3 s.g. into casing)]	Lower	Higher
Upper Annular Preventer	10.000	8.000	16" CSG shoe depth [m VD RKB] 2.127	300	5500
Riser Connector	10.000	8.000	MAX Frac Gradient CSG shoe [kg/cm ² /10m] 1.58	300	5500
Lower Annular Preventer	10.000	8.000	Pressione di fratturazione [psi] 4.765	300	5500
Pipe Rams (Fixed-Variable)*	15.000	12.000	Max. Anticipated Wellhead Pressure [psi] 4.127	300	5500
Well Head Connector	15.000	12.000	Max pressione superficiale prevista per Leak Off [psi] 650	300	5500
Kill and Choke Lines Valves	15.000	12.000	Pressione idrostatica del colonna di fluido di perforazione da WH [psi] 1.223	300	5500
Well Head	15.000	12.000	Max. pressione prevista Leak Off Pressure at WH [psi] 1.873		

*Le Shear rams saranno testati contro il casing con max 1500 psi

Fase da 12 1/4"

BOP and wellhead Component	Working Pressure		Max. Anticipated Wellhead Pressure	Maximum Pressure Test	
	[psi]			[psi]	
	100%	80%	Worked-out for Casing Design WH internal Burst condition [(Shoe Frac-Press)-(pressure of gas column w/0.3 s.g. into casing)]	Lower	Higher
Upper Annular Preventer	10.000	8.000	13 3/8" CSG shoe depth [m VD RKB] 3.377	300	8000
Riser Connector	10.000	8.000	MAX Frac Gradient CSG shoe [kg/cm ² /10m] 1.66	300	8000
Lower Annular Preventer	10.000	8.000	Pressione di fratturazione [psi] 7.993	300	8000
Pipe Rams (Fixed-Variable)*	15.000	12.000	Max. Anticipated Wellhead Pressure [psi] 6.821	300	8000
Well Head Connector	15.000	12.000	Max pressione superficiale prevista per Leak Off [psi] 1844	300	8000
Kill and Choke Lines Valves	15.000	12.000	Pressione idrostatica del colonna di fluido di perforazione da WH [psi] 1.151	300	8000
Well Head	15.000	12.000	Max. pressione prevista Leak Off Pressure at WH [psi] 2.995		

*Le Shear rams saranno testati contro il casing con max 1500 psi

Fase da 8 1/2"

BOP and wellhead Component	Working Pressure		Max. Anticipated Wellhead Pressure	Maximum Pressure Test	
	[psi]			[psi]	
	100%	80%	Worked-out for Casing Design WH internal Burst condition [(Shoe Frac-Press)-(pressure of gas column w/0.3 s.g. into casing)]	Lower	Higher
Upper Annular Preventer	10.000	8.000	9 5/8" LNR shoe depth [m VD RKB] 4.227	300	8000
Riser Connector	10.000	8.000	MAX Frac Gradient CSG shoe [kg/cm ² /10m] 1.73	300	8000
Lower Annular Preventer	10.000	8.000	Pressione di fratturazione [psi] 10.383	300	8000
Pipe Rams (Fixed-Variable)*	15.000	12.000	Max. Anticipated Wellhead Pressure [psi] 8.849	300	8000
Well Head Connector	15.000	12.000	Max pressione superficiale prevista per Leak Off [psi] 2447	300	8000
Kill and Choke Lines Valves	15.000	12.000	Pressione idrostatica del colonna di fluido di perforazione da WH [psi] 1.187	300	8000
Well Head	15.000	12.000	Max. pressione prevista Leak Off Pressure at WH [psi] 3.634		

	eni S.p.A. e & p Division	PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: LINCE 1	PAG. 109				
			DI 146				
			0				

**Le Shear rams saranno testati contro il casing con max 1500 psi*

Fase da 6 "

BOP and wellhead Component	Working Pressure [psi]		Max. Anticipated Wellhead Pressure		Maximum Pressure Test [psi]	
	100%	80%	Worked-out for Casing Design WH internal Burst condition [(Shoe Frac-Press)-(pressure of gas column w/0.3 s.g. into casing)]		Lower	Higher
Upper Annular Preventer	10.000	8.000	7" CSG shoe depth [m VD RKB]	5.627	300	8000
Riser Connector	10.000	8.000	MAX Frac Gradient CSG shoe [kg/cm ² /10m]	1.80	300	8000
Lower Annular Preventer	10.000	8.000	Pressione di fratturazione [psi]	14.422	300	8000
Pipe Rams (Fixed-Variable)*	15.000	12.000	Max. Anticipated Wellhead Pressure [psi]	12.291	300	8000
Well Head Connector	15.000	12.000	Max pressione superficiale prevista per Leak Off [psi]	3217	300	8000
Kill and Choke Lines Valves	15.000	12.000	Pressione idrostatica del colonna di fluido di perforazione da WH [psi]	1.258	300	8000
Well Head	15.000	12.000	Max. pressione prevista Leak Off Pressure at WH [psi]	4.476		

**Le Shear rams saranno testati contro il casing con max 1500 psi*



4.4.8.2 BOP CASING TEST

Il valore del casing pressure test è stato calcolato in base agli standard Eni E & P e le migliori pratiche.

CASING STRING	CASING DATA				DEPTH (MD RKB)		BURST		MUD WEIGHT	PRESSURE TEST (at surface)
	CASING OD	WEIGHT	GRADE	CONNECTION	Da	a	100%	80%		
	in	lb/ft	ksi	type	m	m			sg	psi
20" CSG	20"	169	K55	ER	632	1427	3910	3128	1,36	2300
20" CSG x 16" LNR	20"	169	K55	ER	632	1427	3910	3128	1,36	2000
	16"	95	N-80	T WEDGE 523	1327	2127	4950	3960		
13 3/8" CSG	13 3/8"	72	P-110	T BLUE NF	632	3377	7400	5920	1,28	4300
9 5/8" LNR+ TB	9 5/8"	53,5	TN-110 DW	T BLUE	632	1500	13870	11096	1,32	6000
	9 5/8"	53,5	P-110	T BLUE	1500	3277	10900	8720		
	9 5/8"	53,5	P-110 HC	T BLUE	3277	4227	10900	8720		
9 5/8" CSG x 7" LNR	9 5/8"	53,5	TN-110 DW	T BLUE	632	1500	13870	11096	1,40	5000
	9 5/8"	53,5	P-110	T BLUE	1500	3277	10900	8720		
	9 5/8"	53,5	P-110 HC	T BLUE	3277	4227	10900	8720		
	7"	32	P-110 HC	T BLUE	4127	5627	12460	9968		

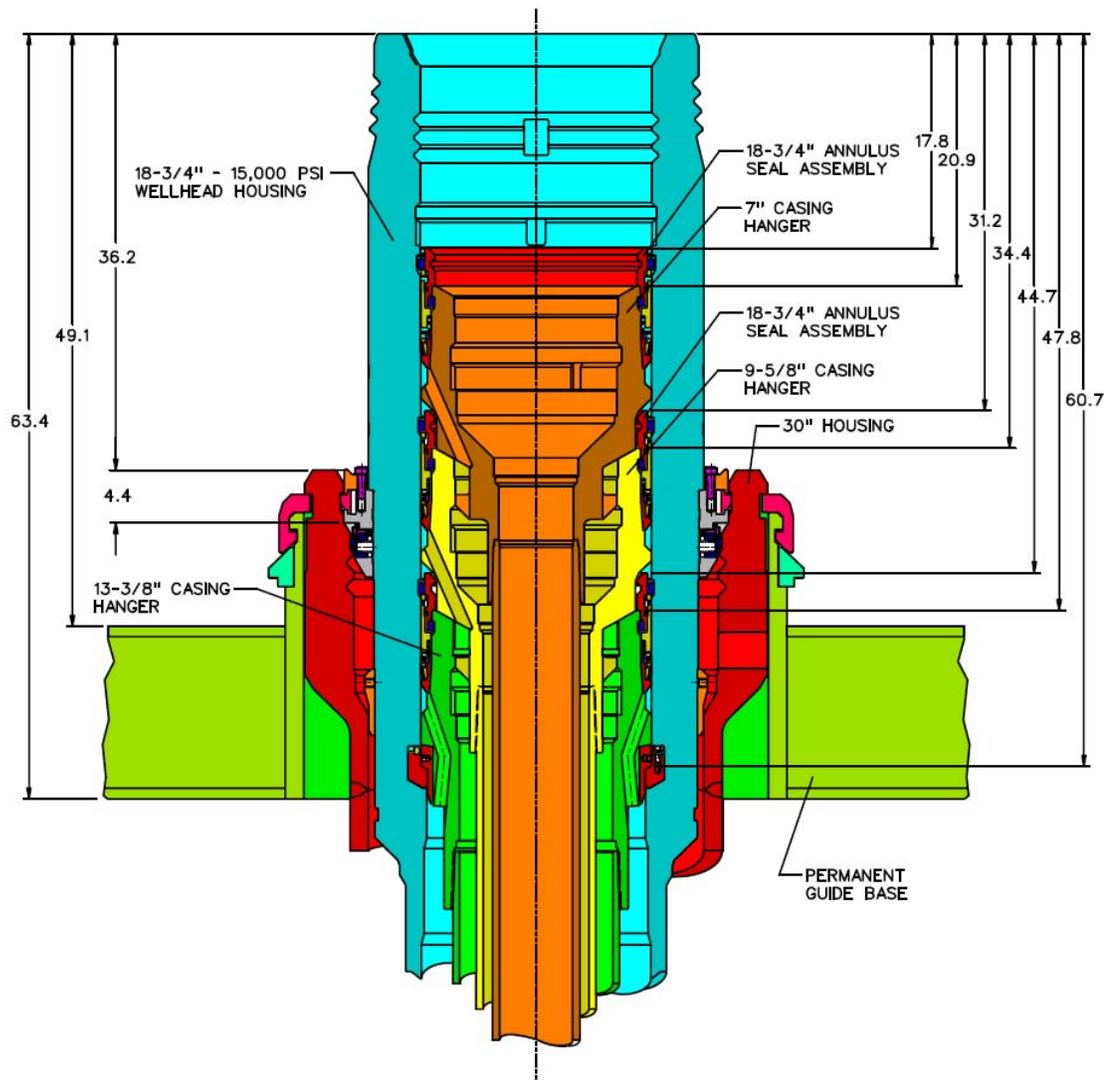
Valori di pressione di superficie sono calcolate al fine di verificare le seguenti condizioni:

- WH internal pressure > Max Anticipated WH internal pressure
- Differential pressure < 80% burst: la pressione differenziale deve essere in ogni punto minore dell'80% del burst;

NOTE: I valori del Casing Pressure test saranno confermate in base allo stato attuale del pozzo



4.4.9 SCHEMA TESTA POZZO



UWD-15 Wellhead System, 18-3/4" – 15,000 psi 30" x 20" x 13-3/8" x 9-5/8" x 7"

Nello schema è riportato il Csg Hanger da 7" che nel nostro caso non sarà utilizzato ed il CP sarà da 36".

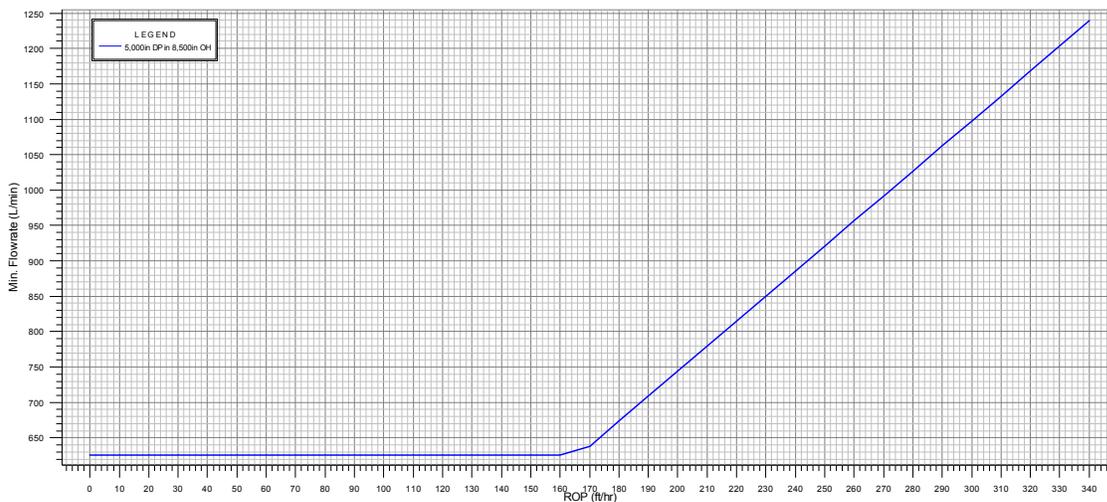
UWD-15 wellhead system 18 3/4 15000 psi 36"X20"X 13 3/8" X 9 5/8"



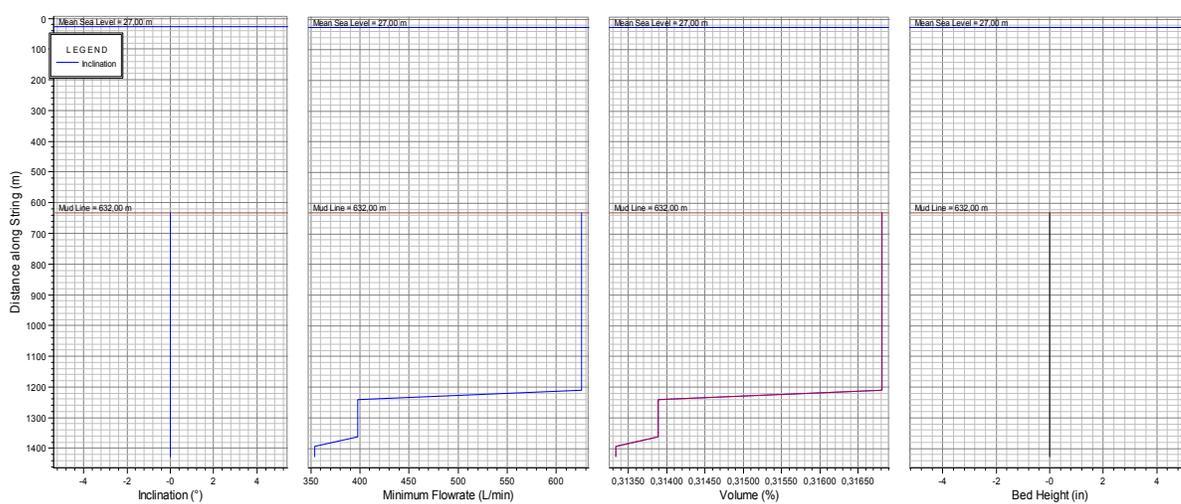
4.4.10 PROGRAMMA IDRAULICO

4.4.10.1 FASE FORO PILOTA DA 8 1/2"

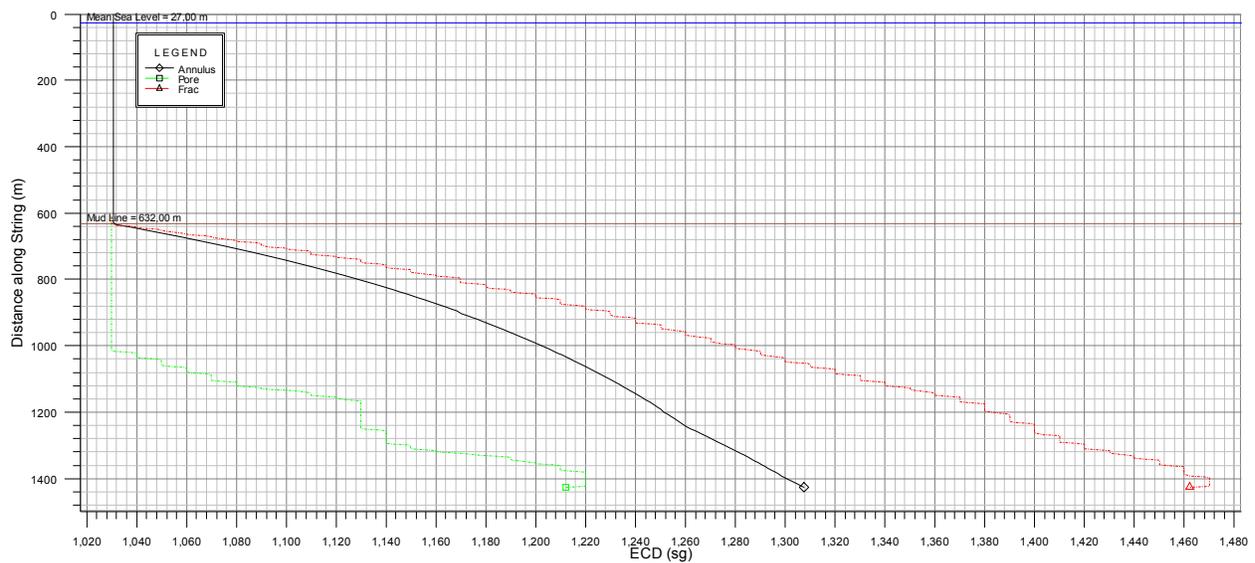
Di seguito I risultati della simulazione idraulica per il foro pilota da 8 1/2" :



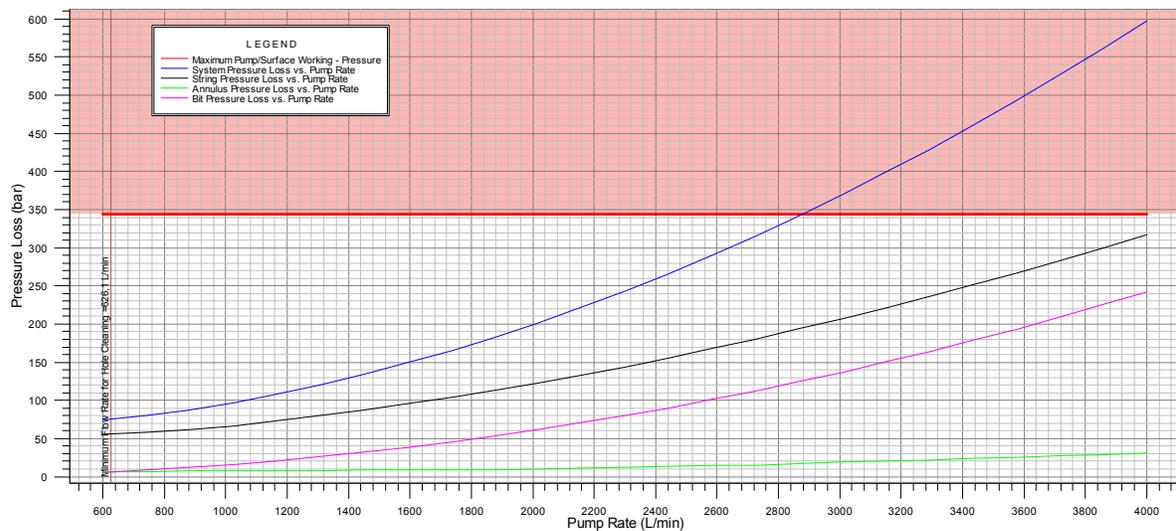
Nessuna limitazione alla velocità di avanzamento in funzione della portata.



Per garantire una buona pulizia foro la portata minima è circa 650 l/min.



La massima ECD di 1.31 sg è calcolata ad una portata di 1500 l/min e con il fluido di perforazione a 1.42 Kg/l.

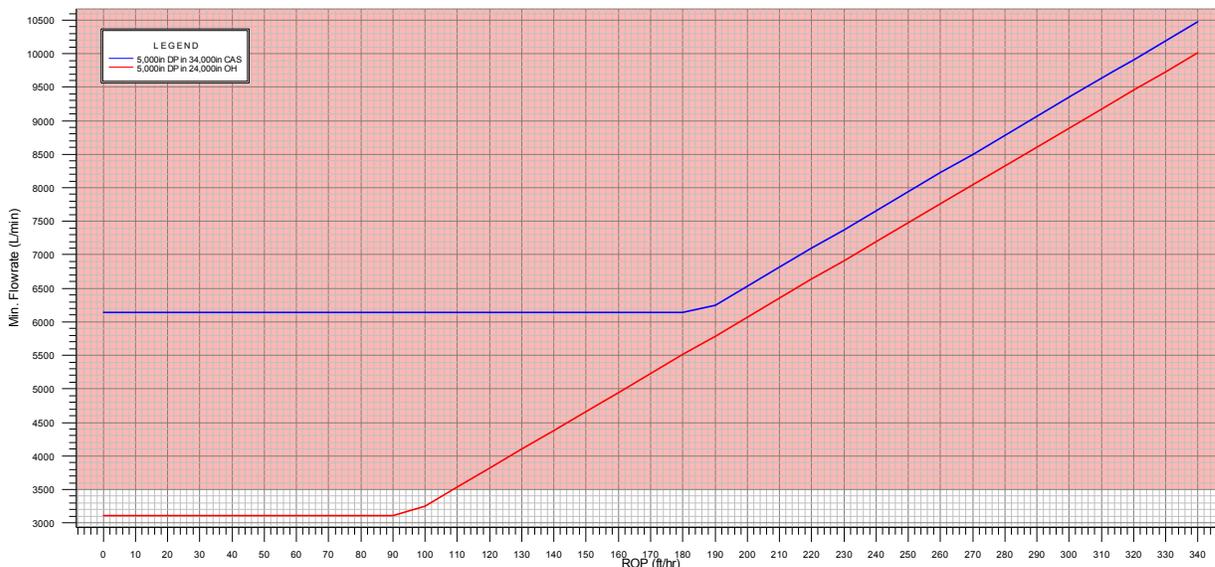


La massima portata raggiungibile di 2700 l/min è ottenuta ipotizzando un sistema di 3 pompe triplex da 1600 HP con camicie da 5.5.



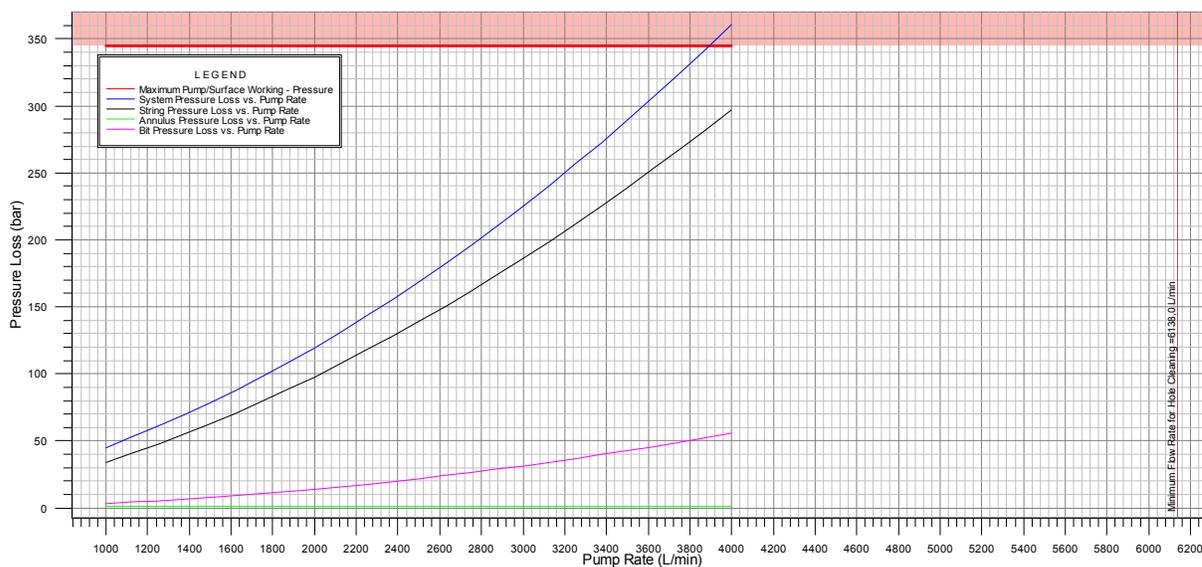
4.4.10.2 FASE DA 24"

Di seguito i risultati della simulazione idraulica per il foro da 24":

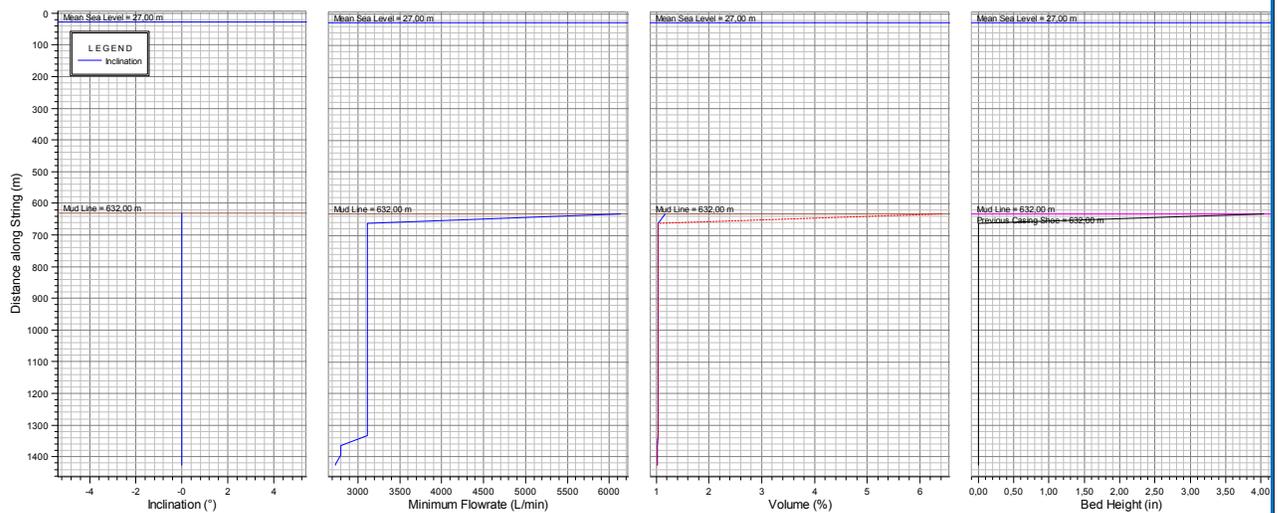


Con una portata di 3500 l/min la massima velocità di avanzamento per evitare un accumulo di cutting è 36 m/h.

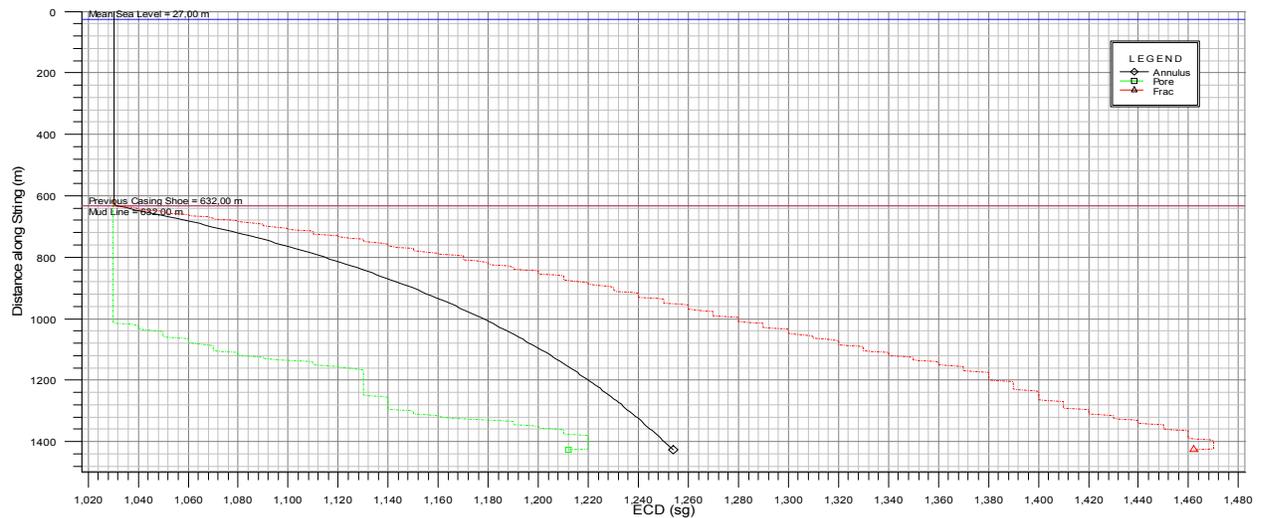
Si evidenzia una possibilità di accumulo di cutting nel casing da 36".



La massima portata raggiungibile di 3700 l/min è ottenuta ipotizzando un sistema di 3 pompe triplex da 1600 HP con camicie da 5.5.



La minima portata per pulire il foro è 3100 l/min con un avanzamento di 25 m/h.

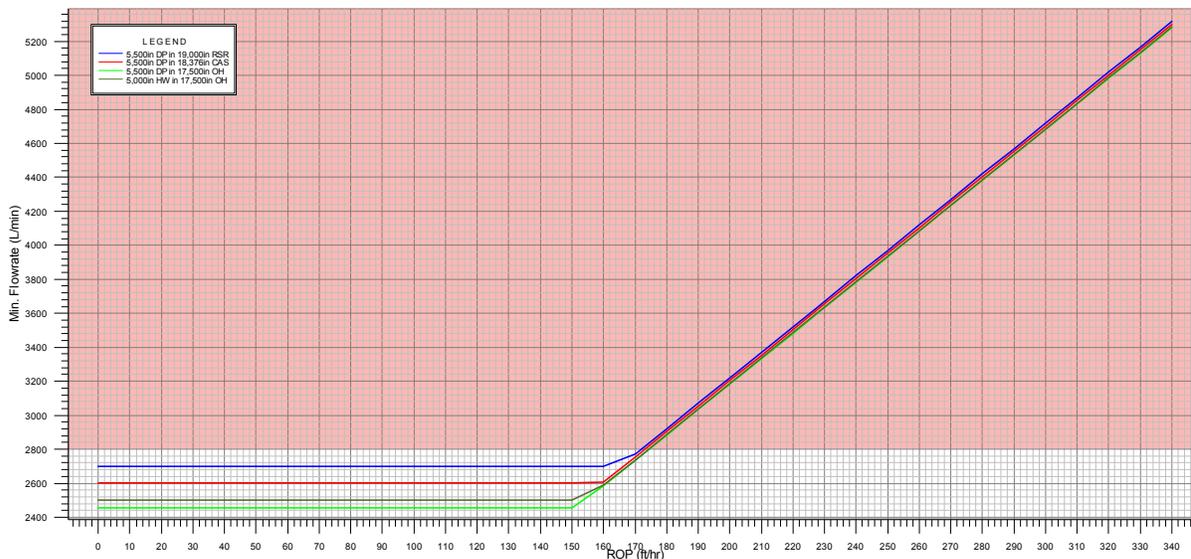


La massima ECD di 1.25 sg è calcolata ad una portata di 3500 l/min e con il fluido di perforazione a 1.42 Kg/l.

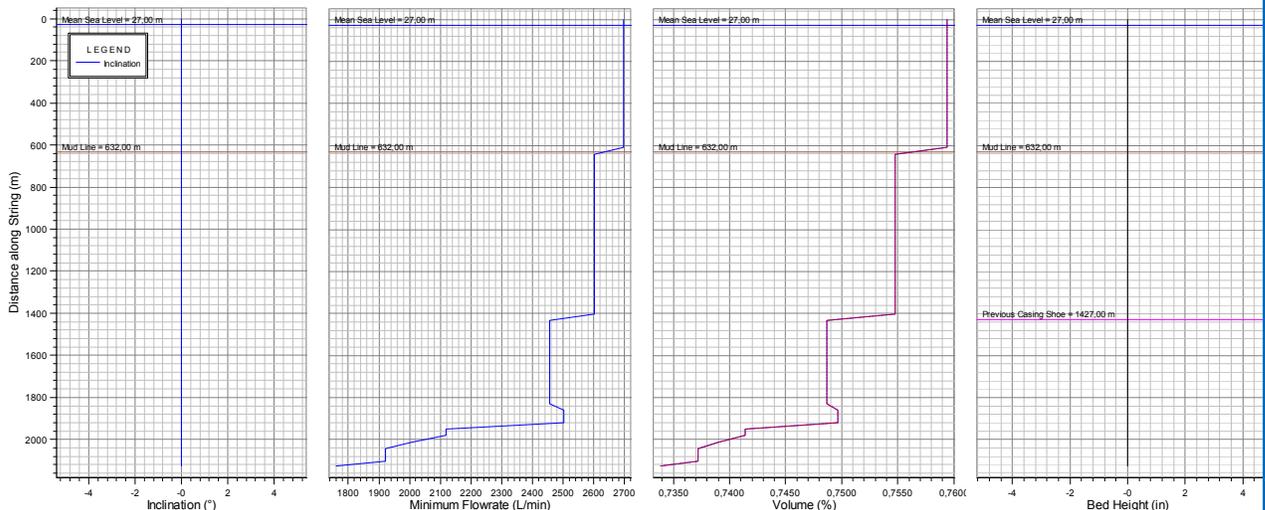


4.4.10.3 FASE DA 17 1/2"

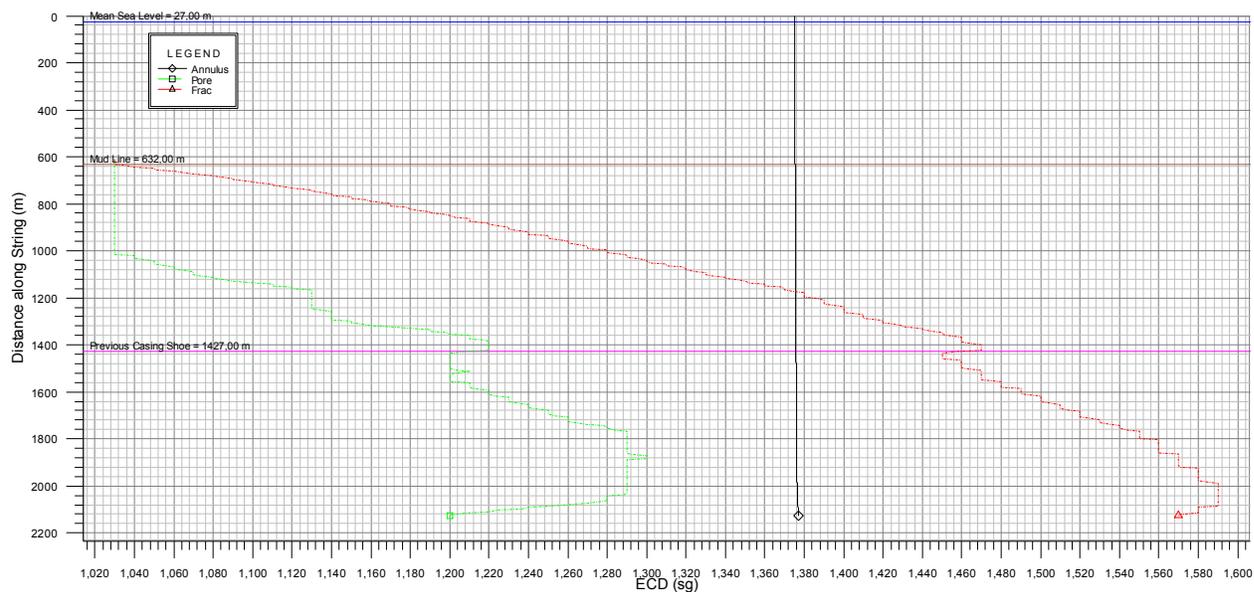
Di seguito I risultati della simulazione idraulica per il foro da 17 1/2":



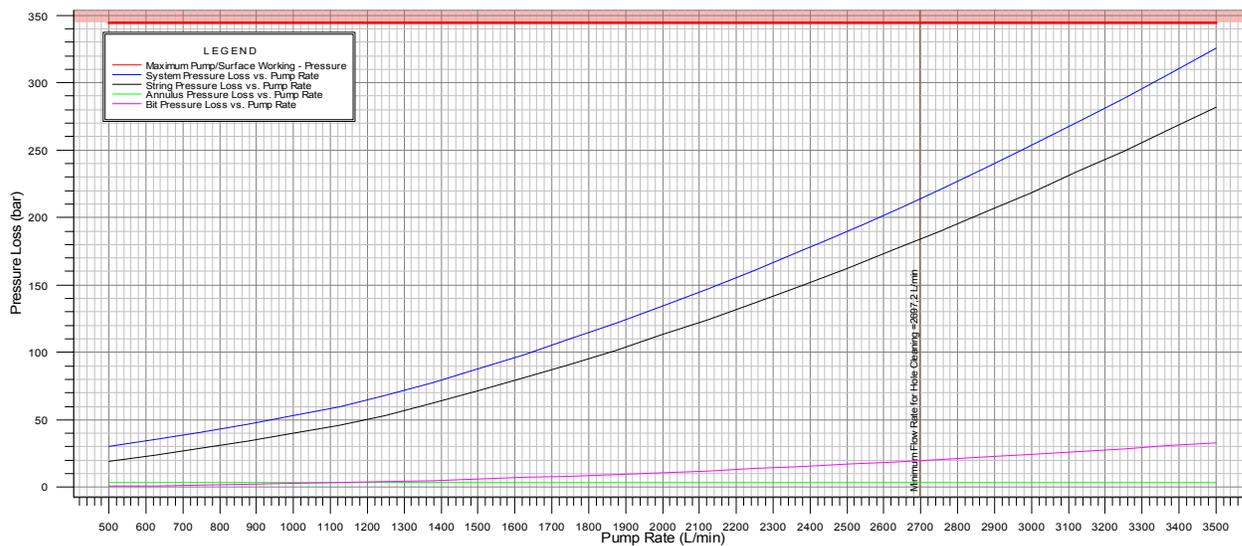
Con una portata di 2800 l/min la massima velocità di avanzamento per evitare un accumulo di cutting è 50 m/h.



La minima portata per pulire il foro è 2600 l/min con un avanzamento di 25 m/h. Tuttavia per la pulizia del riser si consiglia una portata totale di 2800 l/min, ottenibile anche con l'utilizzo di una booster pump dedicata.



La massima ECD di 1.38 sg è calcolata ad una portata di 2800 l/min e con il fluido di perforazione a 1.36 Kg/l.

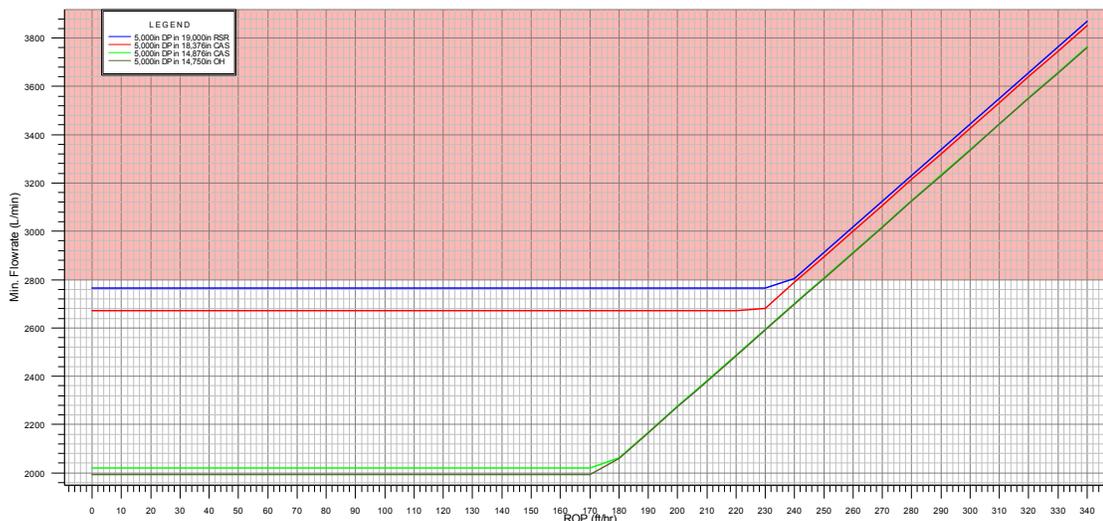


Nessuna limitazione alla portata in questa fase è da rilevare con il sistema ipotizzato in precedenza.

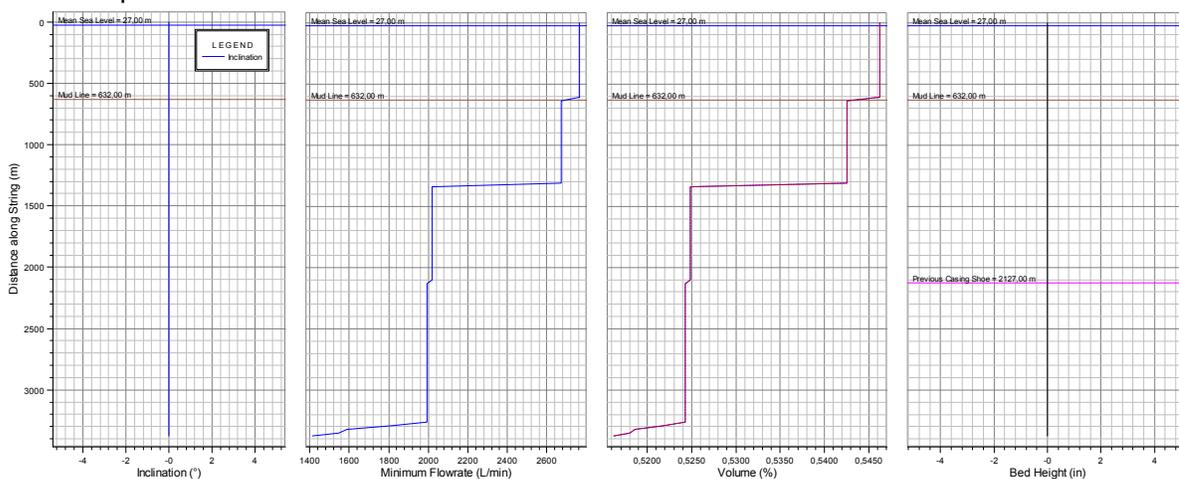


4.4.10.4 FASE DA 14 3/4"

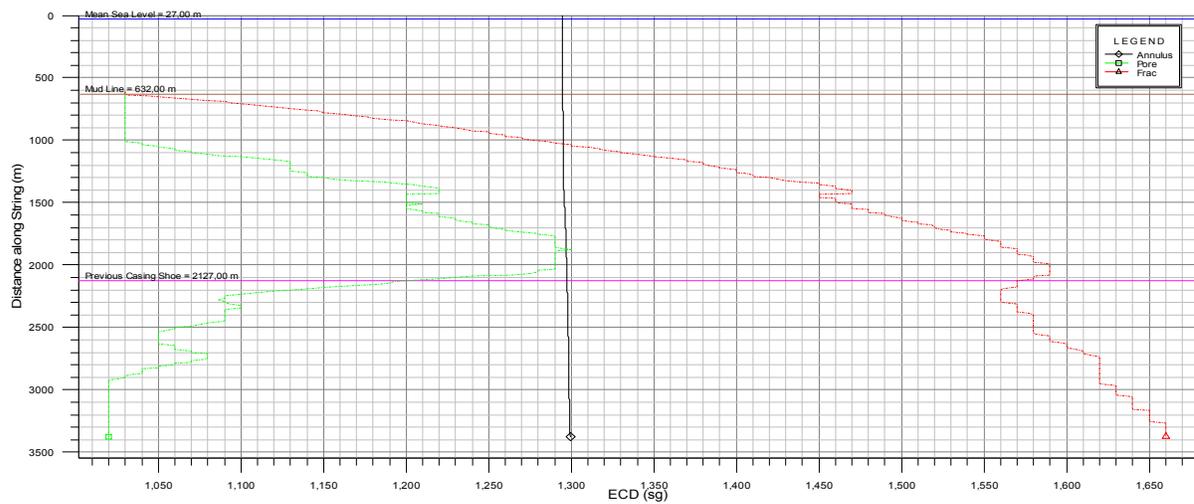
Di seguito i risultati della simulazione idraulica per il foro da 14 3/4":



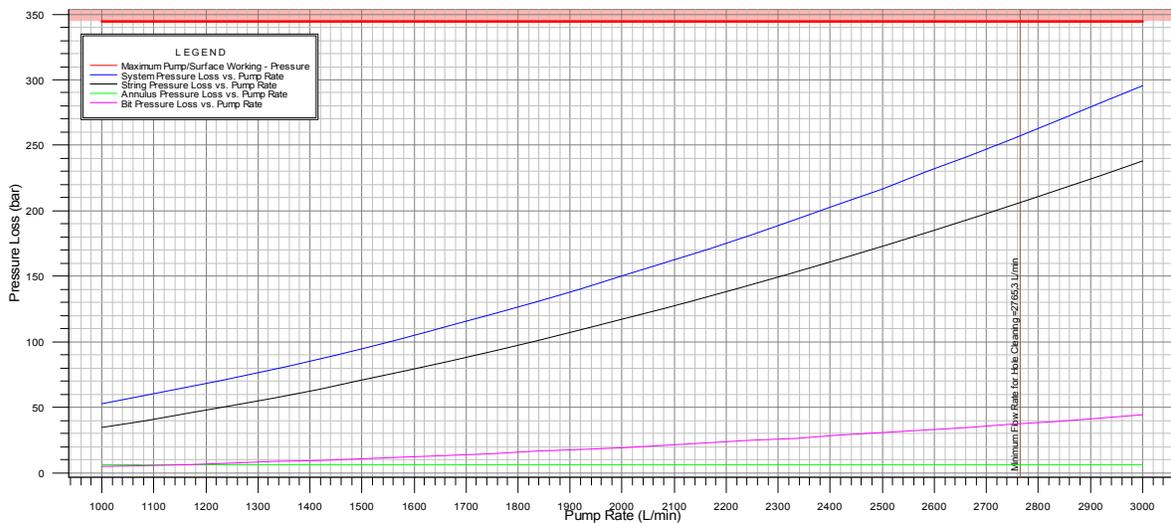
Con una portata di 2800 l/min la massima velocità di avanzamento per evitare un accumulo di cutting nel foro scoperto è 50 m/h.



La minima portata per pulire il foro è 2000 l/min con un avanzamento di 25 m/h. Tuttavia per la pulizia del riser si consiglia una portata totale di 2800 l/min, ottenibile anche con l'utilizzo di una booster pump dedicata.



La massima ECD di 1.30 sg è calcolata ad una portata di 2800 l/min e con il fluido di perforazione a 1.28 Kg/l.

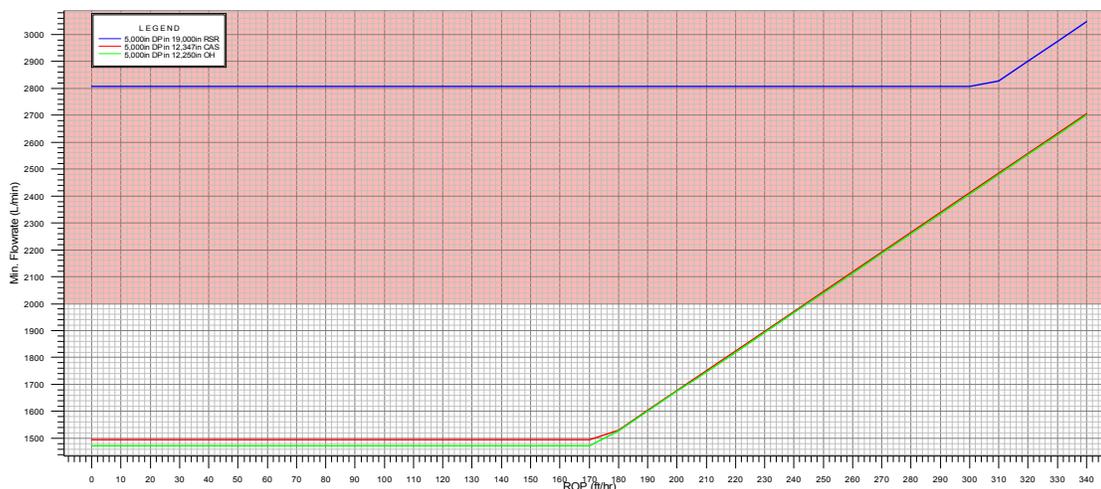


Nessuna limitazione alla portata in questa fase è da rilevare con il sistema ipotizzato in precedenza.

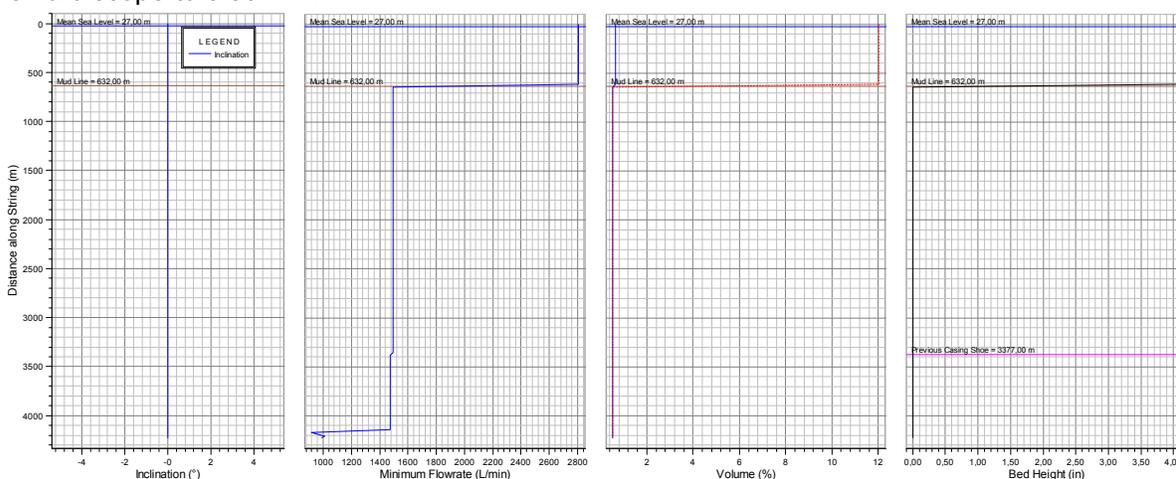


4.4.10.5 FASE DA 12 1/4"

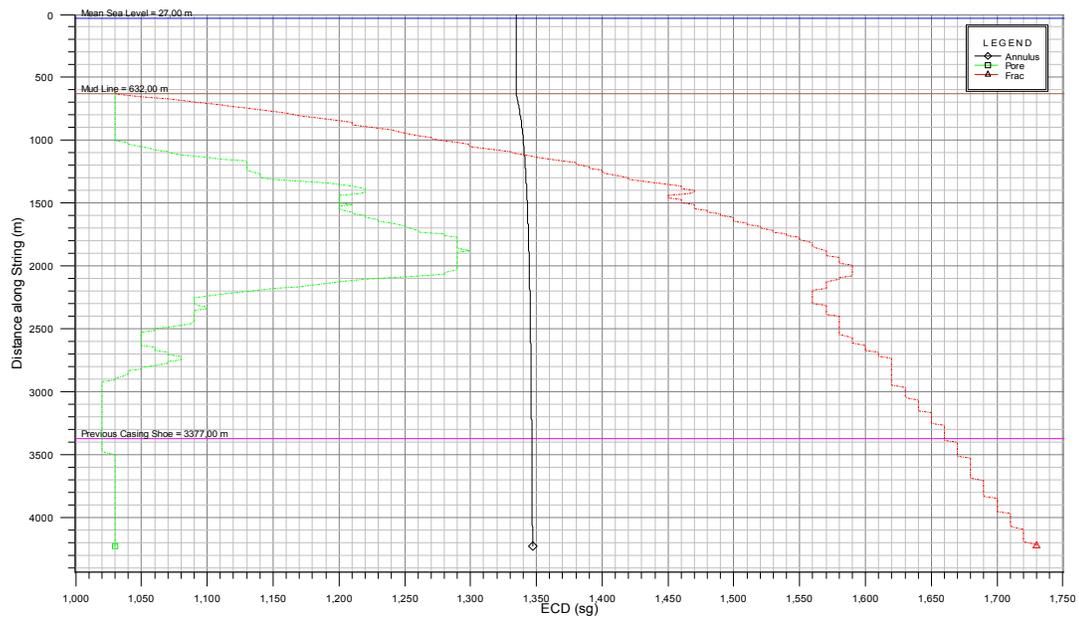
Di seguito I risultati della simulazione idraulica per il foro da 12 1/4":



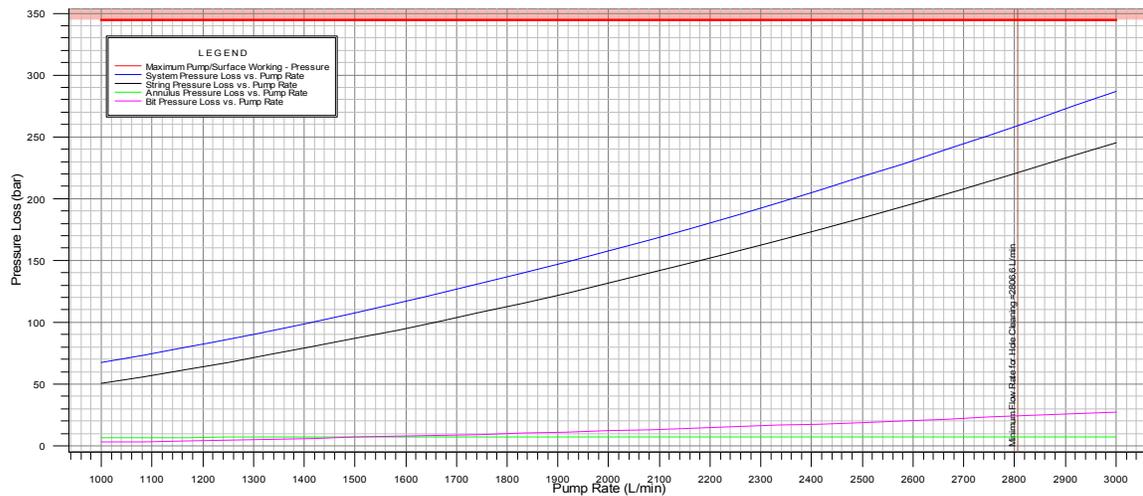
Con una portata di 2000 l/min la massima velocità di avanzamento per evitare un accumulo di cutting nel foro scoperto è 50 m/h.



La minima portata per pulire il foro è 1500 l/min con un avanzamento di 25 m/h. Tuttavia per la pulizia del riser si consiglia una portata totale di 2800 l/min, ottenibile anche con l'utilizzo di una booster pump dedicata.



La massima ECD di 1.35 sg è calcolata ad una portata di 2000 l/min e con il fluido di perforazione a 1.32 Kg/l.

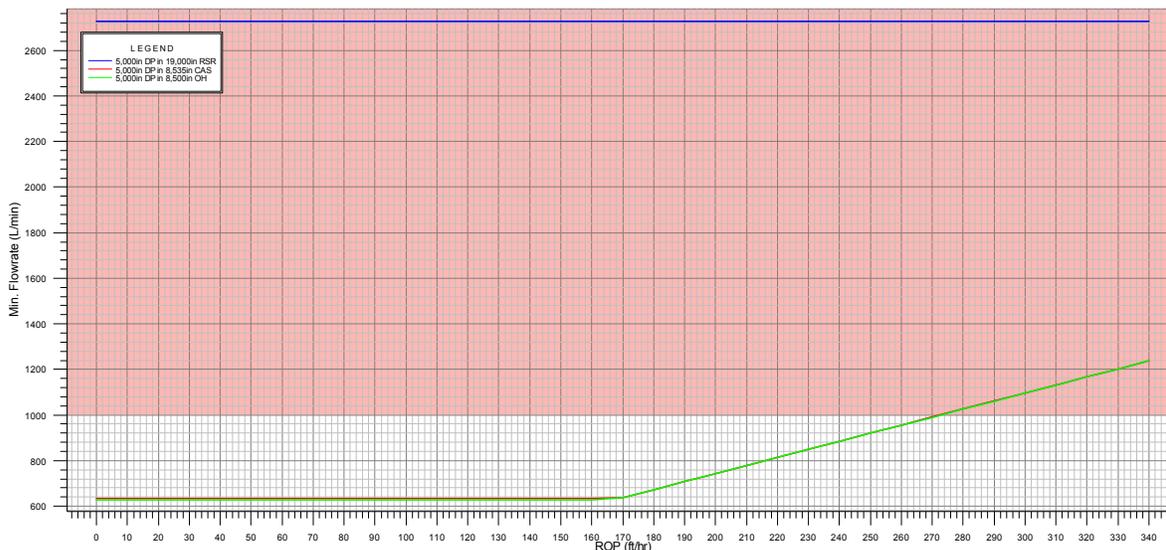


Nessuna limitazione alla portata in questa fase è da rilevare con il sistema ipotizzato in precedenza.

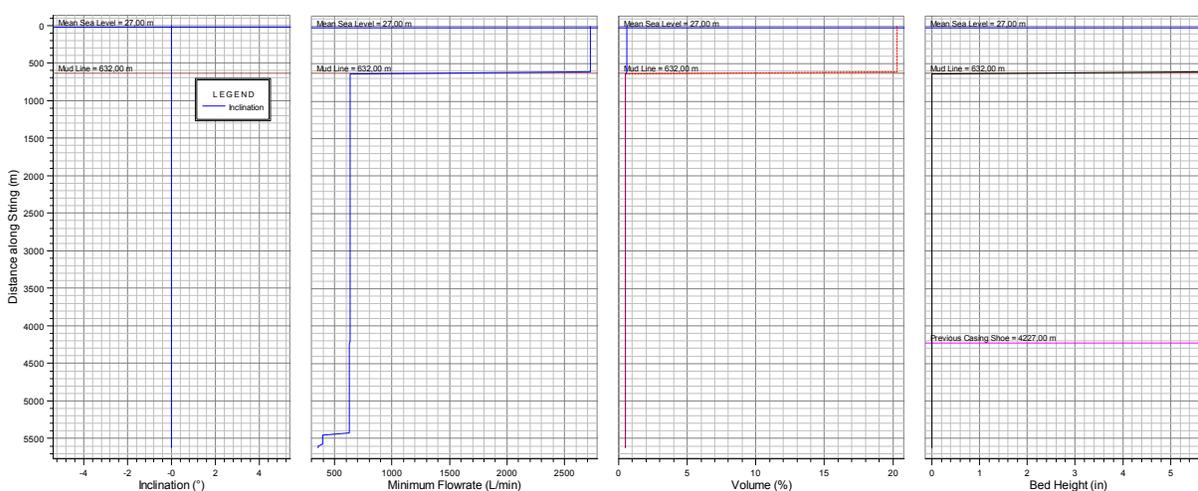


4.4.10.6 FASE DA 8 1/2"

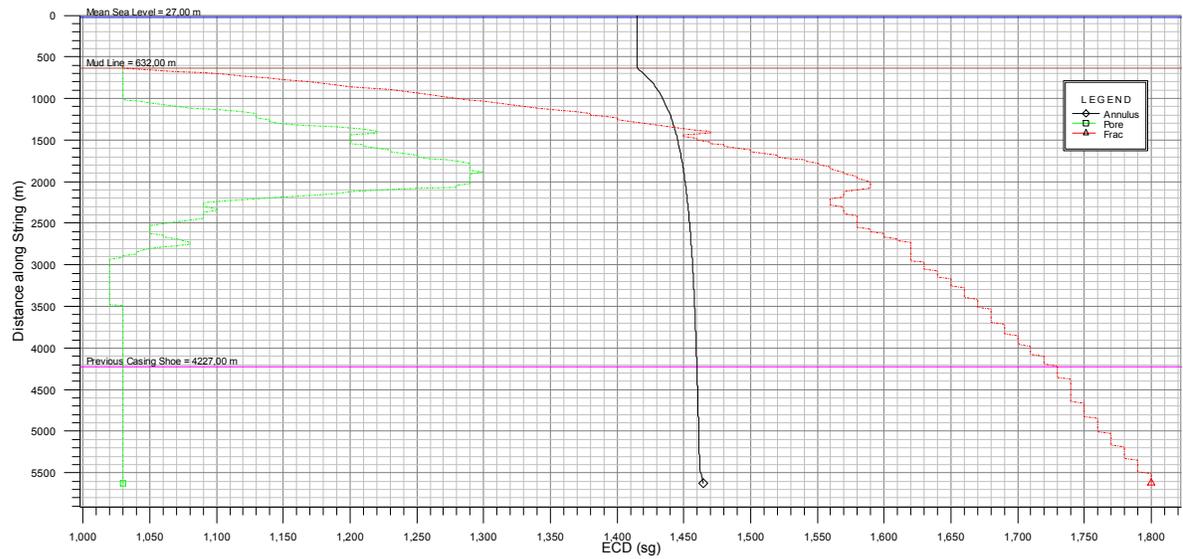
Di seguito i risultati della simulazione idraulica per il foro da 8 1/2":



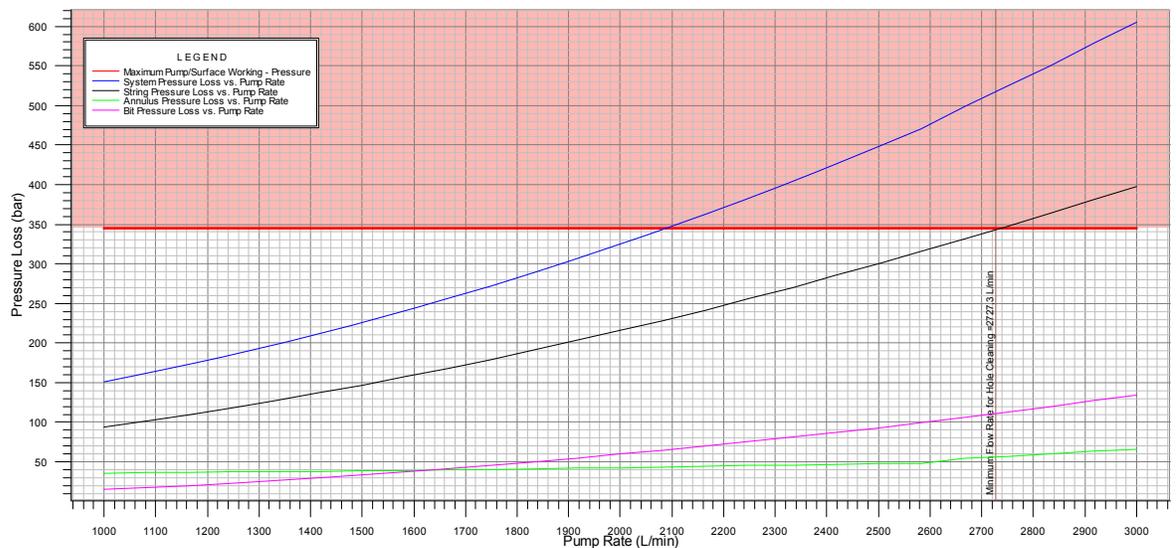
Con una portata di 1000 l/min la massima velocità di avanzamento per evitare un accumulo di cutting nel foro scoperto è 50 m/h.



La minima portata per pulire il foro è 700 l/min con un avanzamento di 25 m/h. Tuttavia per la pulizia del riser si consiglia una portata totale di 2800 l/min, ottenibile anche con l'utilizzo di una booster pump dedicata.



La massima ECD di 1.47 sg è calcolata ad una portata di 1000 l/min e con il fluido di perforazione a 1.40 Kg/l.

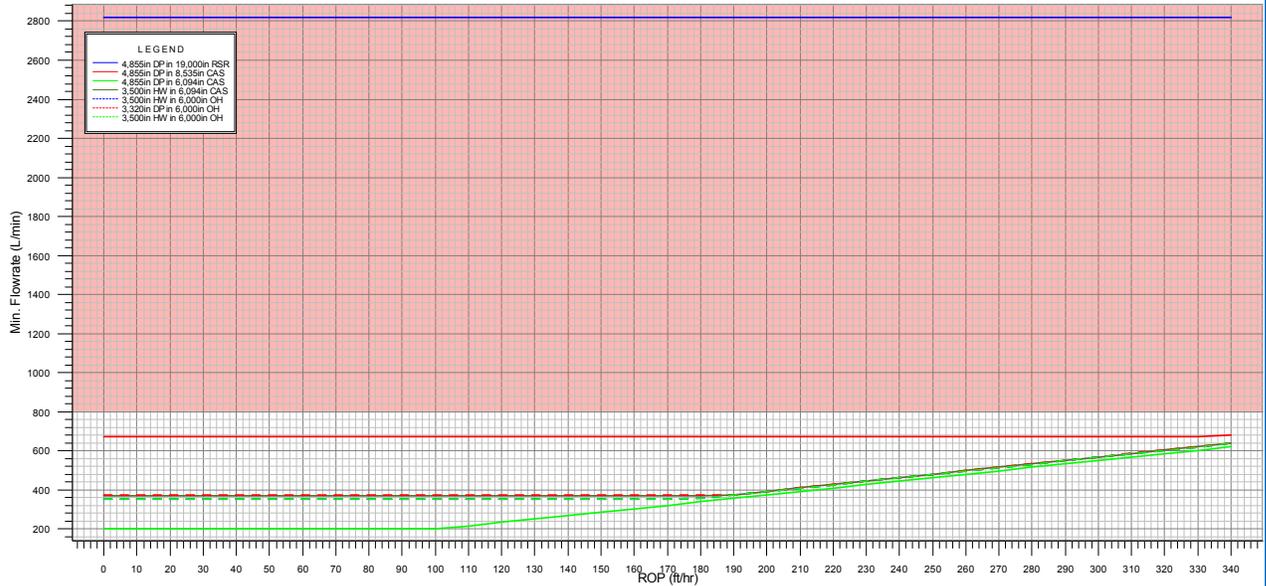


La massima portata raggiungibile di 2000 l/min è ottenuta ipotizzando un sistema di 3 pompe triplex da 1600 HP con camicie da 5.5.

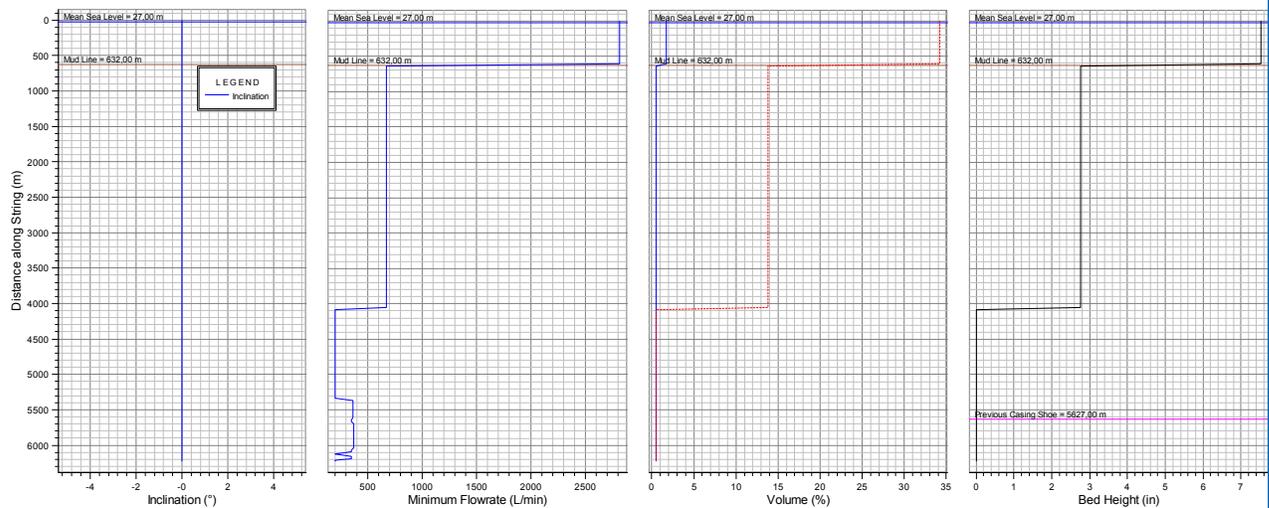


4.4.10.7 FASE DA 6 ”

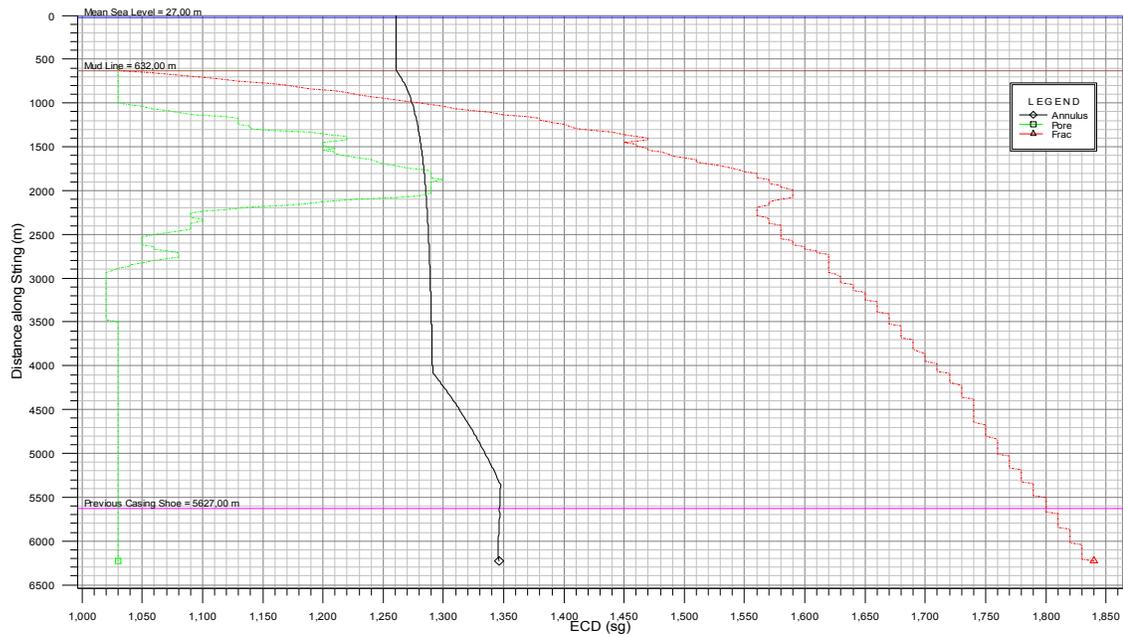
Di seguito i risultati della simulazione idraulica per il foro da 6”:



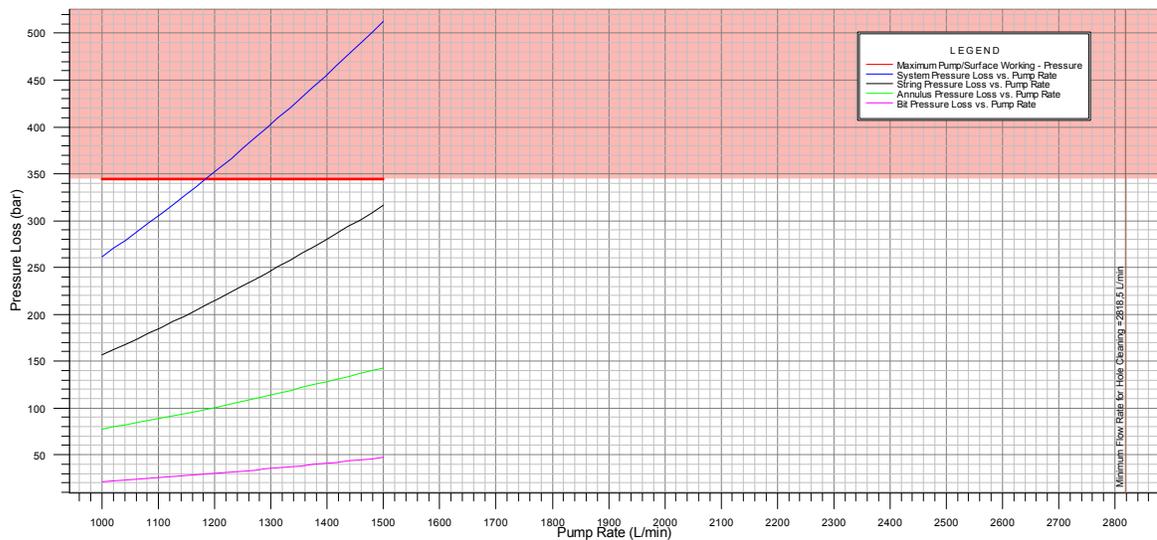
Con una portata di 800 l/min la massima velocità di avanzamento per evitare un accumulo di cutting nel foro scoperto è 50 m/h.



La minima portata per pulire il foro è 600 l/min con un avanzamento di 25 m/h. Tuttavia per la pulizia del riser si consiglia una portata totale di 2800 l/min, ottenibile anche con l'utilizzo di una booster pump dedicata.



La massima ECD di 1.35 sg è calcolata ad una portata di 800 l/min e con il fluido di perforazione a 1.25 Kg/l.



La massima portata raggiungibile di 1100 l/min è ottenuta ipotizzando un sistema di 3 pompe triplex da 1600 HP con camicie da 5.5.



4.4.11 BATTERIE E STABILIZZAZIONE

Le seguenti batterie di perforazione sono solo rappresentative e dovranno essere completate con il nome proprio dei singoli elementi non appena verrà confermata la compagnia di directional drilling

- **Fase Pilot Hole 8 1/2" fino a m 1427**

OD	COMPONENT
8 1/2"	Bit
8 15/32"	Near Bit + Float Valve
6 3/4"	LWD
6 3/4"	MWD
8 15/32"	STAB
6 1/2"	MONEL
6 1/2"	1 DC
8 15/32"	STAB
6 1/2"	4 DC
6 1/2"	JAR
6 1/2"	2 DC
	X-over
5"	15 HWDP
5"	DP To Surface

- **Fase 42" fino a 690 m**

OD	COMPONENT
24"	Bit
42"	Hole Opener
9 1/2"	Bit Sub + Float Valve
9 1/2"	3 DC
	X-over
8"	1 DC
8"	JAR
8"	1 DC
	X-over
6 5/8"	15 HWDP
6 5/8"	DP To Surface



• Fase 24" fino a m 1427

OD	COMPONENT
24"	Bit
23 ²⁹ / ₃₂ "	Near Bit + Float Valve
9 1/2"	SHDC
23 ²⁹ / ₃₂ "	STAB
9 1/2"	1 DC
23 ²⁹ / ₃₂ "	STAB
9 1/2"	3 DC
	X-over
8"	2 DC
8"	JAR
8"	1 DC
	X-over
6 5/8"	15 HWDP
6 5/8"	DP To Surface

• Fase 17 1/2" fino a m 2127

OD	COMPONENT
17 1/2"	Bit
17 ⁷ / ₁₆ "	NB + FV
9 1/2"	1 DC
17 ⁷ / ₁₆ "	STAB
9 1/2"	Monel
9 1/2"	1 DC
17 ⁷ / ₁₆ "	STAB
9 1/2"	1 DC
	X-Over
8"	4 DC
8"	JAR
8"	2 DC
	X-over
6 5/8"	15 HWDP
6 5/8"	DP To Surface



• Fase 14 3/4" fino a m 3377

OD	COMPONENT
14 3/4"	Bit
14 11/16"	Near Bit + Float Valve
8 1/2"	LWD
8 1/2"	MWD
14 11/16"	STAB
8 1/4"	MONEL
8"	1 DC
14 11/16"	STAB
8"	4 DC
8"	JAR
8"	2 DC
	X-over
6 5/8"	15 HWDP
6 5/8"	DP To Surface

• Fase 12 1/4" fino a m 4227

OD	COMPONENT
12 1/4"	Bit
12 3/16"	Near Bit + Float Valve
8 3/8"	LWD
8 1/2"	MWD
12 1/4"	STAB
8 1/4"	MONEL
8"	1 DC
12 3/16"	STAB
8"	4 DC
8"	JAR
8"	2 DC
	X-over
6 5/8"	15 HWDP
6 5/8"	DP To Surface



• Fase 8 1/2" fino a m 5627

OD	COMPONENT
8 1/2"	Bit
8 15/32"	Near Bit + Float Valve
6 3/4"	LWD
6 3/4"	MWD
8 15/32"	STAB
6 1/2"	MONEL
6 1/2"	1 DC
8 15/32"	STAB
6 1/2"	4 DC
6 1/2"	JAR
6 1/2"	2 DC
	X-over
5"	15 HWDP
5"	DP To Surface

• Fase 6 " fino a TD m 6227

OD	COMPONENT
6"	Bit
5 15/16"	Near Bit + Float Valve
4 3/4"	LWD
4 3/4"	MWD
5 7/8"	STAB
4 3/4"	MONEL
4 3/4"	1 DC
5 7/8"	STAB
4 3/4"	4 DC
4 3/4"	JAR
4 3/4"	2 DC
	X-over
3 1/2 "	15 HWDP
3 1/2 "	50 DP
	X-over
5"	DP To Surface

4.4.12 ANALISI SCALPELLI

Foro Pilota 8 ½"

IADC CODE : 1.1.3 – 1.1.5
WOB : 1-4 ton
RPM : 80/100 rpm
FLOW RATE : 650 – 2700 lpm

Foro 24" per CSG 20"

IADC CODE : 1.1.1 – 1.1.5
WOB : 2-6 ton
RPM : 80/100 rpm
FLOW RATE : 3500 – 3700 lpm

Foro 17 ½" per LNR 16"

IADC CODE : 1.1.1 – 1.1.5 – 1.3.7
WOB : 2-6 ton
RPM : 80/100 rpm
FLOW RATE : 2600 – 2800 lpm

Foro 14 ¾" per CSG 13 ⅜"

IADC CODE : 1.1.3 – 1.1.5 – 1.1.7
WOB : 4-8 ton
RPM : 100/180 rpm
FLOW RATE : 2000 – 2800 lpm

Foro 12 ¼" per CSG 9 ⅝"

IADC CODE : 1.1.5 – 1.1.7 - PDC
WOB : 5-10 ton (2 – 6 ton per i PDC)
RPM : 100/180 rpm
FLOW RATE : 1500 – 2800 lpm

Foro 8 ½" per LNR 7"

IADC CODE : 4.3.5 – 4.4.5 – 5.1.7 - PDC BIT
WOB : 2-10 ton
RPM : Da concordare con compagnia di directional drilling
FLOW RATE : 700 – 2000 lpm

Foro 6" TD m 6227

IADC CODE : 4.3.5 – 4.4.5 – 5.1.7 - PDC BIT
WOB : Da concordare con compagnia di directional drilling
RPM : Da concordare con compagnia di directional drilling
FLOW RATE : 600-1100 lpm



4.4.13 ALLEGATO A - ON THE RIG DRILLS/PIT DRILLS/CHOKE DRILL

Dovranno essere eseguiti all'inizio dell'attività e ad ogni cambio turno; ogni volta che vi sono cambi di persone già esperte con nuovo personale.

Le esercitazioni avranno cadenza settimanale prima di entrare e durante la perforazione in una zona in sovrappressione e con nuovo personale. Per una ottimale organizzazione del personale i pit/trip drills dovranno essere eseguiti anche durante la discesa casing, estrazione batteria, log. Per i pit/trip drills il tempo ottimale di esecuzione è fissato in 2.5' dal momento della variazione del volume del fluido di perforazione al momento del closed-in o inizio discesa DP. Per on the rig drills il tempo è fissato in 5'.

Il choke drill dovrà essere eseguito prima di fresare la scarpa delle colonne intermedie.

Ogni esercitazione e i tempi impiegati dovranno essere registrati sul " Rapporto Giornaliero di Perforazione ", IADC report e SPER 31 e 32.



0				
---	--	--	--	--

4.4.14 ALLEGATO B - LEAK-OFF TEST

Fare riferimento alla procedura STAP-P-1-M-6140 (Drilling Procedures Manual).

Nel caso che venga richiesta l'esecuzione di un LOT - FIT la procedura standard richiede:

- Fresare scarpa (Csg Window), pulire il rat-hole e perforare al massimo 5 m di foro nuovo
- Circolare e condizionare il fluido di perforazione in modo di avere un peso omogeneo
- Ritirare lo scalpello in scarpa, collegare ed eseguire un test delle linee della cementatrice
- Circolare controllando che le dusi non siano intasate
- Chiudere il BOP ed aprire la saracinesca del corpo inferiore
- Incominciare a pompare con una portata ridotta e costante $\frac{1}{4}$ BPM nei fori 12 $\frac{1}{4}$ " e più piccoli o $\frac{1}{2}$ BPM nei fori 17 $\frac{1}{2}$ " o 16"
- Registrare i valori di pressione verso quelli di volume pompato, per ogni incremento di 1/4 bbl.
- Continuare con questa procedura finchè due dati consecutivi acquisiti fuoriescano dal trend rettilineo (o in caso di FIT la pressione predeterminata per il test viene raggiunta)
- L'ultimo dato sul trend rettilineo è denominato il "Leak-Off Point "
- Fermare la pompa per permettere la stabilizzazione della pressione; la pressione stabilizzata è denominata " Standing Pressure "
- Calcolare la resistenza della formazione in termini di densità equivalente usando il valore minore fra la " Standing Pressure " e il "Leak-Off Point".

N.B.: qualora si esegua un extended LOT per valutare le resistenze e gli stress delle rocce di copertura apposita procedura dovrà essere emessa.

4.4.15 ALLEGATO C - KILLING PROCEDURES PER SURFACE BOP STACK

Nel caso di un'eventuale kick, il pozzo verrà chiuso secondo la procedura " **Hard** " **shut-in** come da specifica **STAP-P-1-M-6150 revisione D del 08/03/2013 (Well Control Policy Manual)**.

Nella procedura si differenziano le situazioni:

- mentre si è in perforazione
- mentre si è in manovra
- mentre si discende un casing

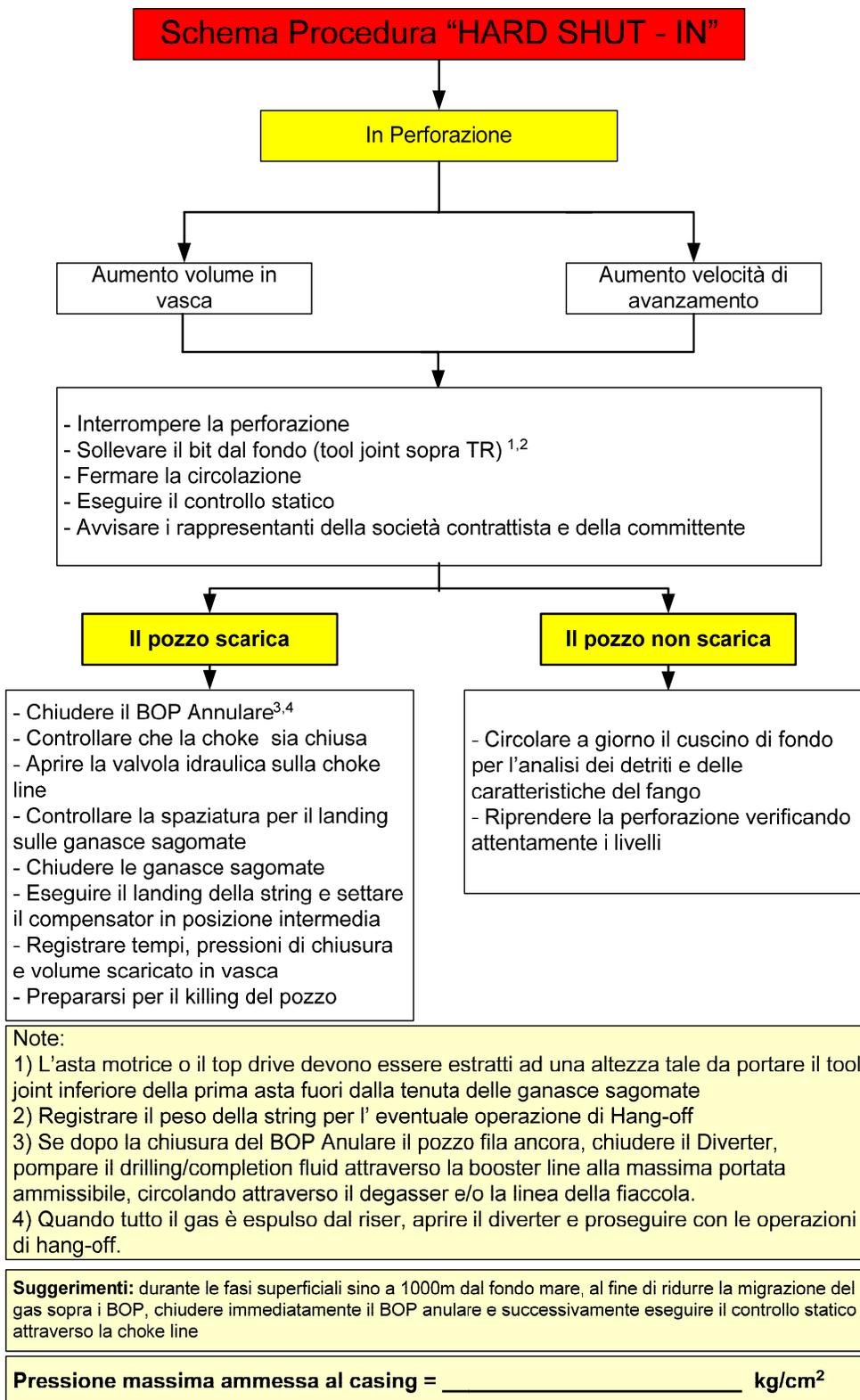
La decisione sulla procedura da utilizzare per l'espulsione di un kick è strettamente riservata all'Assistente di Perforazione e/o al Responsabile del reparto "Area Pozzo" ARPO/ME.

Vengono allegati schemi rapidi delle procedure di shut-in.



0				
---	--	--	--	--

WELL SHUT IN PROCEDURE





Schema Procedura "HARD SHUT - IN"

In manovra DP/DC, o Landing String per Liner¹
(hang-off possibile)

Se il livello del fango nel Possum Belly non corrisponde
al volume ingombro ferro estratto o disceso in pozzo

- Interrompere la manovra²
- Eseguire il controllo statico
- Avvisare i rappresentanti della società contrattista e della committente

Il pozzo non scarica

- Discendere al fondo
- Ripetere controllo statico

Il pozzo non scarica

- Circolare a giorno il cuscinio di fondo a pozzo aperto e a portata normale, verificare attentamente i livelli
- Riprendere le operazioni precedenti all'allarme

Il pozzo scarica

- Installare un Inside BOP in posizione aperta (nel caso di DC montare prima una riduzione)
- Chiudere Inside BOP (Kelly Cock)
- Chiudere il BOP Annulare^{3,4}
- Controllare che la choke sia chiusa
- Se necessario, chiudere le pipe rams
- Aprire la valvola idraulica sulla choke line
- Registrare tempi, pressione di chiusura all' annulus e volume scaricato in vasca
- Installare top drive o kelly e testare a pressione
- Aprire kelly cock
- Registrare pressione di chiusura alle aste
- Controllare la spaziatura per il landing sulle ganasce sagomate
- Chiudere le ganasce sagomate
- Eseguire il landing della string e settare il compensator in posizione intermedia
- Prepararsi per il killing del pozzo

Note:

- 1) Quando la BHA è parzialmente o completamente fuori dal pozzo nel caso di scarico, se praticabile o possibile in sicurezza, ridiscendere al fondo per permettere il migliore killing. Nel caso di scarico, per nessun motivo la BHA sarà discesa in pozzo senza che sia stata attuata la procedura di stripping
- 2) L'asta motrice o il top drive devono essere estratti ad una altezza tale da portare il tool joint inferiore della prima asta fuori dalla tenuta delle ganasce sagomate
- 3) Se dopo la chiusura del BOP Anulare il pozzo fila ancora, chiudere il Diverter, pompare il drilling/ completion fluid attraverso la booster line alla massima portata ammissibile, circolando attraverso il degasser e/o la linea della fiaccola.
- 4) Quando tutto il gas è espulso dal riser, aprire il diverter e proseguire con le operazioni di hang-off.

Suggerimenti:

- La manovra va interrotta prima di raggiungere un volume "critico", se possibile riempire le aste prima di avvitare top drive o kelly.
- Gli inside BOP e le loro riduzioni devono essere facilmente disponibili sul piano sonda, in buone condizioni ed in posizione aperta.
- Le chiavi per operare sui rubinetti della kelly o del top drive devono essere facilmente disponibili in sonda.
- Durante le fasi superficiali sino a 1000m dal fondo mare, al fine di ridurre la migrazione del gas sopra i BOP, chiudere immediatamente il BOP anulare e successivamente eseguire il controllo statico attraverso la choke line

Schema Procedura "HARD SHUT - IN"

**In manovra con Casing
oppure
Landing String per Liner (hang-off non possibile)¹**

Il pozzo scarica

- Interrompere la manovra, accertandosi che il filetto non ostacoli le ganasce sagomate
- Montare la testina di circolazione in posizione aperta (oppure stand-by Kelly cock¹)
- Chiudere la testina di circolazione (oppure Kelly cock¹)
- Chiudere il BOP Annulare ^{2,3}
- Controllare che la choke sia chiusa
- Aprire la valvola idraulica sulla choke line
- Registrare tempi, pressioni di chiusura e volume scaricato in vasca
- Prepararsi per il killing del pozzo

Note:

- 1) In caso di discesa della landing string con interferenza fra Casing/Liner ed i BOP sottomarini
- 2) Se dopo la chiusura del BOP Anulare il pozzo fila ancora, chiudere il Diverter, pompare il drilling/ completion fluid attraverso la booster line alla massima portata ammissibile, circolando attraverso il degasser e/o la linea della fiaccola.
- 3) Quando tutto il gas è espulso dal riser, aprire il diverter e proseguire con le operazioni di hang-off.

Suggerimenti:

Durante le fasi superficiali sino a 1000m dal fondo mare, al fine di ridurre la migrazione del gas sopra i BOP, chiudere immediatamente il BOP anulare e successivamente eseguire il controllo statico attraverso la choke line

4.4.16 ALLEGATO D - BIT RECORD POZZI DI RIFERIMENTO

		District/ Affiliate Company DORT	BIT RECORD				WELL NAME PANDA 1				
			DATE: 21-gen-02	ARPO-05	FIELD NAME 						
					Cost center	335007					
Run n°			1	2	3	4	5	6	7	8	
Bit n°			1	2	2RR	3	3R	4	5	6	
Bit size [in]			8 1/2	26	26	17 1/2	17 1/2	12 1/4	8 1/2	8 1/2	
Bit manufacturer			HTC	HTC	HTC	HTC	HTC	SII	HTC	CorPro	
Bit type			MX3	CR1	CR1	MX3	MX3	FGSSHC	BD536	CM468	
Special features codes											
Serial number			X33DM	6002842	6002842	X743A1	X743A1	MJ5437	1213829	51522	
IADC code			137	111	111	137	137	117	M323	CORE	
Depth in [m]			484	484	547		730	900	1550	1751	
Depth out [m]			730	547	730		900	1550	1751	1763	
Drilled interval [m]			246	63	183	0	170	650	201	12	
Rotation hrs			28.0	6.0	22.0	17.5	17.5	56.5	25.5	11.5	
Trip hrs											
R.O.P. [m/h]			8.79	10.50	8.32	0.00	9.71	11.50	7.88	1.04	
Average W.O.B. [t]			1	1	2		3	5	3	4	
Average R.P.M.			140	50	120		110	140	135	70	
D.H.M. R.P.M.											
Flow rate [l/min]			1690	3500	4000		2600	2700	2100	860	
St. pipe pressure [kg/cm ²]				45	180		130	218	196	56	
D.H.M. Press. drop [kg/cm ²]											
Bit HHP			57.2	466.8	696.8	0.0	322.8	510.9	244.8	11.4	
HSI			1.008	0.879	1.312	0.000	1.342	4.335	4.314	0.201	
Annulus min vel. [m/min]											
JETS	1	[1/32 in]	20	16	16		18	15	15	16	
	2	[1/32 in]	20	16	16		18	15	15	16	
	3	[1/32 in]	20	16	16		18	15	15	16	
	4	[1/32 in]									
	5	[1/32 in]									
	C	[1/32 in]		22	22			13	14	17	
	T.F.A.	[in ²]	0.920	0.960	0.960	0.000	0.746	0.647	0.668	0.811	
BIT DULL	Inner rows [I]		1		0		1	2	0		
	Outer rows [O]		1		0		1	2	1		
	Dull char. [D]		NO		NO		NO	NO	NO		
	Location [L]		N		A		A	A	G		
	Bearing/Seals [B]		E		E		E	2	E		
	Gauge 1/16 [G]		I		I		I	I	I		
	Other chars [O]		NO		NO		NO	NO	NO		
	Reason POOH [R]		TD		TD		TD	TD	CP		
Mud type			FW-GE-PO	FW-GE-PO	FW-GE-PO	FW-K2-GL	FW-K2-GL	FW-K2-GL	FW-K2-GL	FW-K2-GL	
Mud density [kg/l]			1.20	1.20	1.20	1.22	1.22	1.30	1.41	1.41	
Mud visc.			62	62	62	70	70	82	78	93	
Mud Y.P.			14	14	14	12	12	12	8	9	
Survey depth			711	711	711	886	886	1536	1721	1721	
Survey incl.			0.7	0.7	0.7	1.0	1.0	1.6	1.7	1.7	
Bit Cost											
Lithology	Type	%					Argilla	100	Argilla	100	
									Argilla	90	
									Sabbia	10	
									Sabbia	TR	
BHA	Stabilizer Diameter [in]	Distance from bit [m]		in BHA		TAPPO DI CMT					
				H. OPENER 36"							



eni S.p.A.
e & p Division

PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE
POZZO: LINCE 1

PAG. 137

DI 146

0			
---	--	--	--

		BIT RECORD				WELL NAME PANDA 1			
District/ Affiliate Company DORT		DATE: 21-gen-02 ARPO-05				FIELD NAME 0			
		Cost center				335007			
Run n°	9	10	11	12	13	14	15	16	
Bit n°	5RR	7							
Bit size [in]	8 1/2	8 1/2							
Bit manufacturer	HTC	SII							
Bit type	BD536	FDGH							
Special features codes									
Serial number	1213829	LW9205							
IADC code	M323	137							
Depth in [m]	1736	2137							
Depth out [m]	2137	2570							
Drilled interval [m]	401	433	0	0	0	0	0	0	
Rotation hrs	86.5	54.0							
Trip hrs									
R.O.P. [m/h]	4.64	8.02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
Average W.O.B. [t]	12	9							
Average R.P.M.	140	135							
D.H.M. R.P.M.									
Flow rate [l/min]	1920	1850							
St. pipe pressure [kg/cm ²]	218	210							
D.H.M. Press. drop [kg/cm ²]									
Bit HHP	199.0	165.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
HSI	3.508	2.913	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
Annulus min vel. [m/min]									
JETS	1 [1/32 in]	15	18						
	2 [1/32 in]	15	18						
	3 [1/32 in]	15	16						
	4 [1/32 in]								
	5 [1/32 in]								
	C [1/32 in]	14							
T.F.A. [m ²]	0.668	0.693	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000		
BIT DULL	Inner rows [I]	1	4						
	Outer rows [O]	1	4						
	Dull char. [D]	NO	ER						
	Location [L]	C	A						
	Bearing/Seals [B]	X	8						
	Gauge 1/16 [G]	I	I						
	Other chars [O]	NO	NO						
	Reason POOH [R]	TD	TD						
Mud type	FW-K2-GL	FW-K2-GL							
Mud density [kg/l]	1.50	1.50							
Mud visc.	92	100							
Mud Y.P.	9	10							
Survey depth	2066	2557							
Survey incl.	3.3	6.0							
Bit Cost									
Lithology	Type	%	Argilla	80	Argilla	100			
			Sabbia	20	Sabbia	TR			
BHA	Stabilizer Diameter [in]	Distance from bit [m]							



eni S.p.A.
e & p Division

PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE
POZZO: LINCE 1

PAG. 138

DI 146

0

E&P DIVISION UGIT		BIT RECORD				WELL NAME PANDA W 1									
APGI/Inge		DATE: 10-mar-04		ARPO-05		FIELD NAME PANDA									
						WELL CODE 335A01									
Run n°		1	2	3	4	5	6	7	8						
Bit n°		1	2	3	4	4RR	5	5	5RR						
Bit size [in]		8 1/2	26	26	17 1/2	17 1/2	14 3/4	14 3/4	14 3/4						
Bit manufacturer		SDBS	HCC	HCC	SDBS	SDBS	HCC	HCC	HCC						
Bit type		XSC1S	CR1	GTX-CG1	XT1	XT1	MX1	MX1	MX1						
Special features codes															
Serial number		747594	6002842	6007717	743	743	5015257	5015257	5015257						
IADC code		115	113	115	137	137	111	111	111						
Depth in [m]		538	538	620	770	770	983	1365	1453						
Depth out [m]		770	620	742	770	983	1365	1453	1453						
Drilled interval [m]		232	82	122	0	213	382	88	0						
Rotation hrs		15.3	8.3	12.0	0.0	27.5	58.0	22.5	0.0						
Trip hrs															
R.O.P. [m/h]		15.16	9.88	10.17	#DIV/0!	7.75	6.59	3.91	#DIV/0!						
Average W.O.B. [t]		1	10	4		3	6	3	1						
Average R.P.M.		90	50	40		95	130	140	140						
D.H.M. R.P.M.															
Flow rate [l/min]		1950	3500	4070		3400	3300	3000	3400						
St. pipe pressure [kg/cm ²]			88	130		135	189	190	170						
D.H.M. Press. drop [kg/cm ²]															
Bit HHP		119.4	435.7	685.1	0.0	435.0	457.9	346.7	504.7						
HSI		2.105	0.821	1.290	0.000	1.400	2.680	2.029	2.953						
Annulus min vel. [m/min]															
JETS	1 [1/32 in]	18	18	18	20	20	20	20	20						
	2 [1/32 in]	18	18	18	20	20	20	20	20						
	3 [1/32 in]	18	18	18	20	20	20	20	20						
	4 [1/32 in]		18	18											
	5 [1/32 in]														
	C [1/32 in]														
T.F.A. [in ²]	0.746	0.994	0.994	0.920	0.920	0.920	0.920	0.920							
BIT DULL	Inner rows [I]	1	3	2		1	1	2							
	Outer rows [O]	1	3	1		1	1	2							
	Dull char. [D]	NO	NO	NO		NO	NO	NO							
	Location [L]	A	A	A		A									
	Bearing/Seals [B]	E	E	E		1	E	E							
	Gauge 1/16 [G]	I	I	I		I	I	I							
	Other chars [O]	NO	NO	WT		NO	NO	NO							
Reason POOH [R]	TD	TD	TD		TD	BHA	TD								
Mud type		FW DI VB	FW GE	FW GE	FW PO K2	FW PO K2	FW PO K2	FW PO K2	FW PO K2						
Mud density [kg/l]		1.07	1.20	1.20	1.20	1.13	1.29	1.30	1.30						
Mud visc. [cP]					26	24	19	34	30						
Mud Y.P. [g/100 cm ²]															
Survey depth [m]															
Survey incl. [deg]															
Bit Cost (€)															
Lithology	Type	Argilla	100	Argilla	100	Argilla	100	Argilla	100	Argilla	90	Argilla	90	Argilla	90
	%							Sabbia	10	Sabbia	10	Sabbia	10	Sabbia	10
	Formation Name														
Family	P (PDC) - T (TSP) - R (Roller) - I (Impregn.)														
NOTES	Note relative a tipo di PDC o elementi rilevanti														
Foro Pilota															
Currency		Supervisor				Superintendent									
Pag.:	1 of 2														



eni S.p.A.
e & p Division

PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE
POZZO: LINCE 1

PAG. 139

DI 146

0				
---	--	--	--	--

E&P DIVISION UGIT		BIT RECORD						WELL NAME PANDA W 1	
Eni		DATE: 10-mar-04 ARPO-05						FIELD NAME PANDA	
APGI/Inge		WELL CODE 0						Cost center 335A01	
Run n°		9	10	11	12	13	14	15	16
Bit n°		5RR	6	7	6RR	6RR	6RR		
Bit size [in]		14 3/4	12 1/4	8 1/2	12 1/4	12 1/4	12 1/4		
Bit manufacturer		HCC	SII	HYC	SII	SII	SII		
Bit type		MX1	S91BHPX	ARC412	S 91 BHPX	S 91 BHPX	S 91 BHPX		
Special features codes									
Serial number		5015257	5015257	1605959	SCO251	SCO251	SCO251		
IADC code		111	423	PDC	423	423	423		
Depth in [m]		1453	1453	1665	1683	1952	1952		
Depth out [m]		1453	1665	1665	1952	1952	1952		
Drilled interval [m]		0	212	0	269	0	0	0	0
Rotation hrs			31.0		39.0		0.0		
Trip hrs							0.0		
R.O.P. [m/h]		0.00	6.84	0.00	6.90	0.00	0.00	0.00	0.00
Average W.O.B. [t]			5	8	8				
Average R.P.M.			130	260	250				
D.H.M. R.P.M.									
Flow rate [l/min]		3400	3150	3000	3000				
St. pipe pressure [kg/cm ²]		170	190	200	200				
D.H.M. Press. drop [kg/cm ²]									
Bit HHP		504.7	245.2	0.0	130.1	0.0	0.0	0.0	0.0
HSI		2.953	2.080	0.000	1.104	0.000	0.000	0.000	0.000
Annulus min vel. [m/min]			128	47	47				
JETS	1 [1/32 in]	20							
	2 [1/32 in]	20							
	3 [1/32 in]	20							
	4 [1/32 in]								
	5 [1/32 in]								
	C [1/32 in]								
	T.F.A. [in ²]	0.920	1.200		1.570		0.000		
BIT DULL	Inner rows [I]	2	3		3				
	Outer rows [O]	2	1		1				
	Dull char. [D]	NO	BT		BT				
	Location [L]		C		C				
	Bearing/Seals [B]	E	X		X				
	Gauge 1/16 [G]	I	I		I				
	Other chars [O]	NO	WT		WT				
	Reason POOH [R]	LOG	CP		TD				
Mud type	FW PO K2	FW PO K2	FW PO K2	FW PO K2	FW PO K2	FW PO K2			
Mud density [kg/l]	1.30	1.35	1.37	1.42	1.42	1.42			
Mud visc. [cP]	40	28	36	42	42	42			
Mud Y.P. [g/100 cm ²]	17	9	8	11	12	12			
Survey depth [m]	1442	1487	1651	1919	1919	1919			
Survey incl. [deg]	4.35	4.10	4.40	0.63	0.63	0.63			
Bit Cost (€)									
Lithology	Type	Argilla	100	Argilla	100	Argilla	100	Argilla	100
	%								
Family	Formation Name								
	P (PDC) - T (TSP) - R (Roller) - I (Impregn.)								
NOTES	Note relative a tipo di PDC o elementi rilevanti								
Perforazione di fase									
Currency			Supervisor				Superintendent		
Pag.: 2 of. 2									
LAVORO (Roller Bit)									
REVOLUTION (Roller Bit)									



4.4.17 ALLEGATO E - CARATTERISTICHE MATERIALE TUBOLARE/CONNESSIONI

Connection: ER™
Casing/Tubing: CAS
Coupling Option: REGULAR

Size: 20.000 in.
Wall: 0.812 in.
Weight: 169.00 lbs/ft
Grade: K55
Min. Wall Thickness: 87.5 %

PIPE BODY DATA

GEOMETRY

Nominal OD	20.000 in.	Nominal Weight	169.00 lbs/ft	Standard Drift Diameter	18.189 in.
Nominal ID	18.376 in.	Wall Thickness	0.812 in.	Special Drift Diameter	N/A
Plain End Weight	166.56 lbs/ft				

PERFORMANCE

Body Yield Strength	2692 x 1000 lbs	Internal Yield	3910 psi	SMYS	55000 psi
Collapse	2500 psi				

ER™ CONNECTION DATA

GEOMETRY

Connection OD	21.000 in.	Coupling Length	10.626 in.	Connection ID	18.787 in.
Critical Section Area	43.416 sq. in.	Make-Up Loss	4.724 in.	Threads per in.	3.00

PERFORMANCE

Tension Efficiency	88.7 %	Joint Yield Strength	2388 x 1000 lbs	Internal Pressure Capacity	3910 psi
Compression Efficiency	100 %	Compression Strength	2692 x 1000 lbs	Bending	12 °/100 ft
External Pressure Capacity	2500 psi				

MAKE-UP TORQUES

Minimum	32950 ft-lbs	Target	36610 ft-lbs	Maximum	40270 ft-lbs
---------	---------------------	--------	---------------------	---------	---------------------

SHOULDER TORQUES

Minimum	5490 ft-lbs	Maximum	29290 ft-lbs
---------	--------------------	---------	---------------------

BLANKING DIMENSIONS





Connection: Wedge 523™
Casing/Tubing: CAS

Size: 16.000 in.
Wall: 0.566 in.
Weight: 95.00 lbs/ft
Grade: N80.Q
Min. Wall Thickness: 87.5 %

PIPE BODY DATA

GEOMETRY

Nominal OD	16.000 in.	Nominal Weight	95.00 lbs/ft	Standard Drift Diameter	14.681 in.
Nominal ID	14.868 in.	Wall Thickness	0.566 in.	Special Drift Diameter	14.750 in.
Plain End Weight	93.38 lbs/ft				

PERFORMANCE

Body Yield Strength	2196 x 1000 lbs	Internal Yield	4950 psi	SMYS	80000 psi
Collapse	2180 psi				

WEDGE 523™ CONNECTION DATA

GEOMETRY

Connection OD	16.224 in.	Connection ID	14.793 in.	Make-Up Loss	6.020 in.
Critical Section Area	19.375 sq. in.	Threads per in.	2.65		

PERFORMANCE

Tension Efficiency	70.6 %	Joint Yield Strength	1550 x 1000 lbs	Internal Pressure Capacity	4950 psi
Compression Strength	1812 x 1000 lbs	Compression Efficiency	82.5 %	Bending	16 °/100 ft
External Pressure Capacity	2180 psi				

MAKE-UP TORQUES

Minimum	54000 ft-lbs	Target	65000 ft-lbs	Maximum (*)	95000 ft-lbs
---------	---------------------	--------	---------------------	-------------	---------------------

OPERATIONAL LIMIT TORQUES

Operating Torque	233000 ft-lbs	Yield Torque	350000 ft-lbs
------------------	----------------------	--------------	----------------------

BLANKING DIMENSIONS



0			
---	--	--	--

Size: 13.375 in.
Wall: 0.514 in.
Weight: 72.00 lbs/ft
Grade: P110
Min. Wall Thickness: 87.5 %

Connection: Blue® Near Flush
Casing/Tubing: CAS



PIPE BODY DATA

GEOMETRY

Nominal OD	13.375 in.	Nominal Weight	72.00 lbs/ft	Standard Drift Diameter	12.191 in.
Nominal ID	12.347 in.	Wall Thickness	0.514 in.	Special Drift Diameter	12.250 in.
Plain End Weight	70.67 lbs/ft				

PERFORMANCE

Body Yield Strength	2284 x 1000 lbs	Internal Yield	7400 psi	SMYS	110000 psi
Collapse	2880 psi				

BLUE® NEAR FLUSH CONNECTION DATA

GEOMETRY

Connection OD	13.646 in.	Connection ID	12.323 in.	Make-Up Loss	6.354 in.
Critical Section Area	16.202 sq. in.	Threads per in.	4.00		

PERFORMANCE

Tension Efficiency	78.0 %	Joint Yield Strength	1782 x 1000 lbs	Internal Pressure Capacity	7400 psi
Compression Efficiency	50.0 %	Compression Strength	1142 x 1000 lbs	Bending	19 °/100 ft
External Pressure Capacity	2880 psi				

MAKE-UP TORQUES

Minimum	23900 ft-lbs	Target	26550 ft-lbs	Maximum	29210 ft-lbs
---------	---------------------	--------	---------------------	---------	---------------------

SHOULDER TORQUES

Minimum	2660 ft-lbs	Maximum	22570 ft-lbs
---------	--------------------	---------	---------------------

BLANKING DIMENSIONS



Connection: Blue®
Casing/Tubing: CAS
Coupling Option: REGULAR

Size: 9.625 in.
Wall: 0.545 in.
Weight: 53.50 lbs/ft
Grade: P110
Min. Wall Thickness: 87.5 %



PIPE BODY DATA

GEOMETRY			
Nominal OD	9.625 in.	Nominal Weight	53.50 lbs/ft
Nominal ID	8.535 in.	Wall Thickness	0.545 in.
Plain End Weight	52.90 lbs/ft	Standard Drift Diameter	8.379 in.
		Special Drift Diameter	8.500 in.

PERFORMANCE			
Body Yield Strength	1710 x 1000 lbs	Internal Yield	10900 psi
Collapse	7950 psi	SMYS	110000 psi

BLUE® CONNECTION DATA

GEOMETRY			
Connection OD	10.626 in.	Coupling Length	11.693 in.
Critical Section Area	15.547 sq. in.	Make-Up Loss	5.065 in.
		Connection ID	8.545 in.
		Threads per in.	4.00

PERFORMANCE			
Tension Efficiency	100 %	Joint Yield Strength	1710 x 1000 lbs
Compression Efficiency	100 %	Compression Strength	1710 x 1000 lbs
External Pressure Capacity	7950 psi	Internal Pressure Capacity	10900 psi
		Bending	52 °/100 ft

MAKE-UP TORQUES

Minimum	23950 ft-lbs	Target	26610 ft-lbs	Maximum	29270 ft-lbs
Yield Torque	90490 ft-lbs				

SHOULDER TORQUES

Minimum	3990 ft-lbs	Maximum	22620 ft-lbs
---------	-------------	---------	--------------

BLANKING DIMENSIONS



Connection: Blue®
Casing/Tubing: CAS
Coupling Option: REGULAR

Size: 9.625 in.
Wall: 0.545 in.
Weight: 53.50 lbs/ft
Grade: TN 140DW
Min. Wall Thickness: 87.5 %



PIPE BODY DATA

GEOMETRY			
Nominal OD	9.625 in.	Nominal Weight	53.50 lbs/ft
Nominal ID	8.535 in.	Wall Thickness	0.545 in.
Plain End Weight	52.90 lbs/ft	Standard Drift Diameter	8.379 in.
		Special Drift Diameter	8.500 in.
PERFORMANCE			
Body Yield Strength	2177 x 1000 lbs	Internal Yield	13870 psi
Collapse	8800 psi	SMYS	140000 psi

BLUE® CONNECTION DATA

GEOMETRY			
Connection OD	10.626 in.	Coupling Length	11.693 in.
Critical Section Area	15.547 sq. in.	Make-Up Loss	5.065 in.
		Connection ID	8.545 in.
		Threads per in.	4.00
PERFORMANCE			
Tension Efficiency	100 %	Joint Yield Strength	2177 x 1000 lbs
Compression Efficiency	100 %	Compression Strength	2177 x 1000 lbs
External Pressure Capacity	8800 psi	Internal Pressure Capacity	13870 psi
		Bending	67 °/100 ft

MAKE-UP TORQUES

Minimum	26800 ft-lbs	Target	29780 ft-lbs	Maximum	32760 ft-lbs
Yield Torque	108670 ft-lbs				

SHOULDER TORQUES

Minimum	4470 ft-lbs	Maximum	25310 ft-lbs
---------	-------------	---------	--------------

BLANKING DIMENSIONS



Connection: Blue®
Casing/Tubing: CAS
Coupling Option: REGULAR

Size: 9.625 in.
Wall: 0.545 in.
Weight: 53.50 lbs/ft
Grade: TN 110HC
Min. Wall Thickness: 87.5 %



PIPE BODY DATA

GEOMETRY

Nominal OD	9.625 in.	Nominal Weight	53.50 lbs/ft	Standard Drift Diameter	8.379 in.
Nominal ID	8.535 in.	Wall Thickness	0.545 in.	Special Drift Diameter	8.500 in.
Plain End Weight	52.90 lbs/ft				

PERFORMANCE

Body Yield Strength	1710 x 1000 lbs	Internal Yield	10900 psi	SMYS	110000 psi
Collapse	10520 psi				

BLUE® CONNECTION DATA

GEOMETRY

Connection OD	10.626 in.	Coupling Length	11.693 in.	Connection ID	8.545 in.
Critical Section Area	15.547 sq. in.	Make-Up Loss	5.065 in.	Threads per in.	4.00

PERFORMANCE

Tension Efficiency	100 %	Joint Yield Strength	1710 x 1000 lbs	Internal Pressure Capacity	10900 psi
Compression Efficiency	100 %	Compression Strength	1710 x 1000 lbs	Bending	52 °/100 ft
External Pressure Capacity	10520 psi				

MAKE-UP TORQUES

Minimum	23950 ft-lbs	Target	26610 ft-lbs	Maximum	29270 ft-lbs
Yield Torque	90490 ft-lbs				

SHOULDER TORQUES

Minimum	3990 ft-lbs	Maximum	22620 ft-lbs
---------	--------------------	---------	---------------------

BLANKING DIMENSIONS



eni S.p.A.
e & p Division

PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE
POZZO: LINCE 1

PAG. **146**

DI **146**

0

Connection: Blue®
Casing/Tubing: CAS
Coupling Option: REGULAR

Size: 7.000 in.
Wall: 0.453 in.
Weight: 32.00 lbs/ft
Grade: TN 110HC
Min. Wall Thickness: 87.5 %



PIPE BODY DATA

GEOMETRY

Nominal OD	7.000 in.	Nominal Weight	32.00 lbs/ft	Standard Drift Diameter	5.969 in.
Nominal ID	6.094 in.	Wall Thickness	0.453 in.	Special Drift Diameter	6.000 in.
Plain End Weight	31.70 lbs/ft				

PERFORMANCE

Body Yield Strength	1025 x 1000 lbs	Internal Yield	12460 psi	SMYS	110000 psi
Collapse	13260 psi				

BLUE® CONNECTION DATA

GEOMETRY

Connection OD	7.732 in.	Coupling Length	10.551 in.	Connection ID	6.063 in.
Critical Section Area	9.317 sq. in.	Make-Up Loss	4.480 in.	Threads per in.	4.00

PERFORMANCE

Tension Efficiency	100 %	Joint Yield Strength	1025 x 1000 lbs	Internal Pressure Capacity	12460 psi
Compression Efficiency	100 %	Compression Strength	1025 x 1000 lbs	Bending	72 °/100 ft
External Pressure Capacity	13260 psi				

MAKE-UP TORQUES

Minimum Yield Torque	11700 ft-lbs	Target	13000 ft-lbs	Maximum	14300 ft-lbs
----------------------	---------------------	--------	---------------------	---------	---------------------

SHOULDER TORQUES

Minimum	1950 ft-lbs	Maximum	11050 ft-lbs
---------	--------------------	---------	---------------------

BLANKING DIMENSIONS