

**PROGRAMMA GEOLOGICO E DI
PERFORAZIONE DEL POZZO**

“LULU’ 1”

DESI/PIEC

DWDT

6585

**Per approvazione
L. COLOMBI**

L. Colombi

**Eni S.p.A.
Divisione Agip**

**Un. Procuratore
(Ing. Giancarlo Vacchelli)**

INDICE GENERALE

SEZIONE 1
INFORMAZIONI GENERALI


SEZIONE 2
PROGRAMMA GEOLOGICO

SEZIONE 3
PROGRAMMA DI GEOLOGIA OPERATIVA

SEZIONE 4
PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

ALLEGATI

Studio GESO/SMES "Lulù 1 Predizione delle Pressioni"

 ENI S.p.A. Divisione Agip DWDT	POZZO: LULU' 1	PAG 1 DI 15			
		AGGIORNAMENTI:			
		0			

LISTA DI DISTRIBUZIONE

RESPONSABILE DEL PROGETTO

Copie Nr. 2+1(1 per Partner)

ESTERNI

- APPALTATORE DI PERFORAZIONE
- APPALTATORE MUD LOGGING

Copie Nr. 1 (senza sezioni 2 e 3)

Copie Nr. 1 (senza sezione 2)

DISTRETTO

- STAO
- ORAP
- GEOR
- ORIP

Copie Nr. 2 (per UNMIG competente)

Copie Nr. 5

Copie Nr. 2

Copie Nr. 1

SEDE DI S.DONATO M.se

- ARCO
- COPI
- DAGE
- DESI
- GEDA
- GEOP
- GIAR
- LABO
- SGEG
- STAP

Copie Nr. 1

Copie Nr. 1

Copie Nr. 1

Copie Nr. 1

Copie Nr. 1

Copie Nr. 1



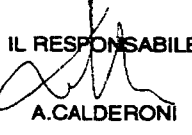
Copia Lettera di Trasmissione

Copie Nr. 2

Copie Nr. 2


Copie Nr. 1

Data di emissione:16-08-2000

④				
③				
②				
①				
①				
①				
①	Emissione			
AGGIORNAMENTI		PREPARATO DA  F. BENZI P. MEREU BOY	CONTROLLATO DA  A. CAVALLINI G. ERCHI	IL RESPONSABILE  A. CALDERONI


SEZIONE N° 1 – INFORMAZIONI GENERALI

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

 ENI S.p.A. Divisione Agip DWDT	POZZO: LULU' 1	PAG 2 DI 15			
		AGGIORNAMENTI:			
		0			

INDICE

1.1 DATI GENERALI DEL POZZO	3
1.1.1 PROFILO POZZO	4
1.1.2 DIAGRAMMA DI AVANZAMENTO	5
1.1.3 PREVISIONE E PROGRAMMI	6
1.2. OBIETTIVO MINERARIO	7
1.3. RACCOMANDAZIONI GENERALI	8
1.4. CARATTERISTICHE GENERALI DELL'IMPIANTO, B.O.P. STACK E DOTAZIONI DI SICUREZZA.....	9
1.5. ELENCO PRINCIPALI SOCIETÀ APPALTATRICI.....	11
1.6. CONTATTI DI EMERGENZA.....	12
1.6.1 DEFINIZIONE COMPITI E RESPONSABILITÀ DEL RAPPRESENTANTE AGIP.....	12
1.6.2 DIAGRAMMI DI FLUSSO DEI CONTATTI DI EMERGENZA.....	13
1.7. MANUALISTICA DI RIFERIMENTO	15
1.8. UNITÀ DI MISURA.....	15

 ENI S.p.A. Divisione Agip DWDT	POZZO: LULU' 1	PAG 3 DI 15		
		AGGIORNAMENTI:		
		0		

Se non diversamente specificato tutte le quote sono riferite a tavola rotary.

1.1. DATI GENERALI DEL POZZO

VOCE	DESCRIZIONE
ANAGRAFICA	
Distretto geograficamente responsabile	DORT
Nome e sigla del pozzo	LULU' 1 / F. R 29. AG/1
Classificazione	NFW
Profondità finale prevista (verticale / s.l.m)	m 2400 l.m.
Permesso/concessione	F. R 29. AG
Operatore	ENI
Quote di titolarità	Eni «Div. AGIP» (80%) – FINA (20%)
Comune (pozzi on-shore)	
Provincia (pozzi on-shore)	
Zona (pozzi off-shore)	«F» - Off Shore Calabria
Distanza dalla costa (pozzi off-shore)	Km 10
Distanza dalla base operativa	
Quota piano campagna (pozzi on-shore)	
Fondale (pozzi off-shore)	m 705 l.m.
OBIETTIVI	
Linea sismica di riferimento	Inline 1220 – Crossline 2390 rilievo 3D Crotone
Litologia obiettivo principale	Sabbie/ghiaie (F.ne S. Nicola)
Formazione obiettivo principale	F.ne S.Nicola (Miocene Inf.-Medio)
Profondità obiettivi principali	1645 m. 2000 m (s.l.m)
RIFERIMENTI TOPOGRAFICI	
Coordinate di partenza (geografica)	Lat 38°56'40.378 N - Long 17°17'03.130 E
Coordinate di partenza (metriche)	Nord 4313176.96 N - Est 2717967.43 E
Coordinate al I° Target (geografica) 1671m VD	Lat 38°56'40.378 N - Long 17°17'03.130 E
Coordinate al I° Target (metriche)	Nord 4313176.96 N - Est 2717967.43 E
Coordinate al II° Target (geografica) 2026m VD	Lat 38°56'40.378 N - Long 17°17'03.130 E
Coordinate al II° Target (metriche)	Nord 4313176.96 N - Est 2717967.43 E
Coordinate al Fondo (geografica) 2426m VD	Lat 38°56'40.378 N - Long 17°17'03.130 E
Coordinate al Fondo (metriche)	Nord 4313176.96 N - Est 2717967.43 E
Tipo di proiezione	GAUSS-BOAGA GREENWICH.
Semiassse maggiore	6378388
Eccentricità al quadrato// (1/F)	0.00672267 // 297
Central meridian	15° EST GREENWICH
Falso Est	2520000 m
Falso Nord	0 m
Scale Factor	0.9996

Tabella 1-1



1.1.1. PROFILO POZZO

1.1.2.

Pozzo : LULU' 1

Livello Mare = $\overset{RKB}{\text{26 m}}$

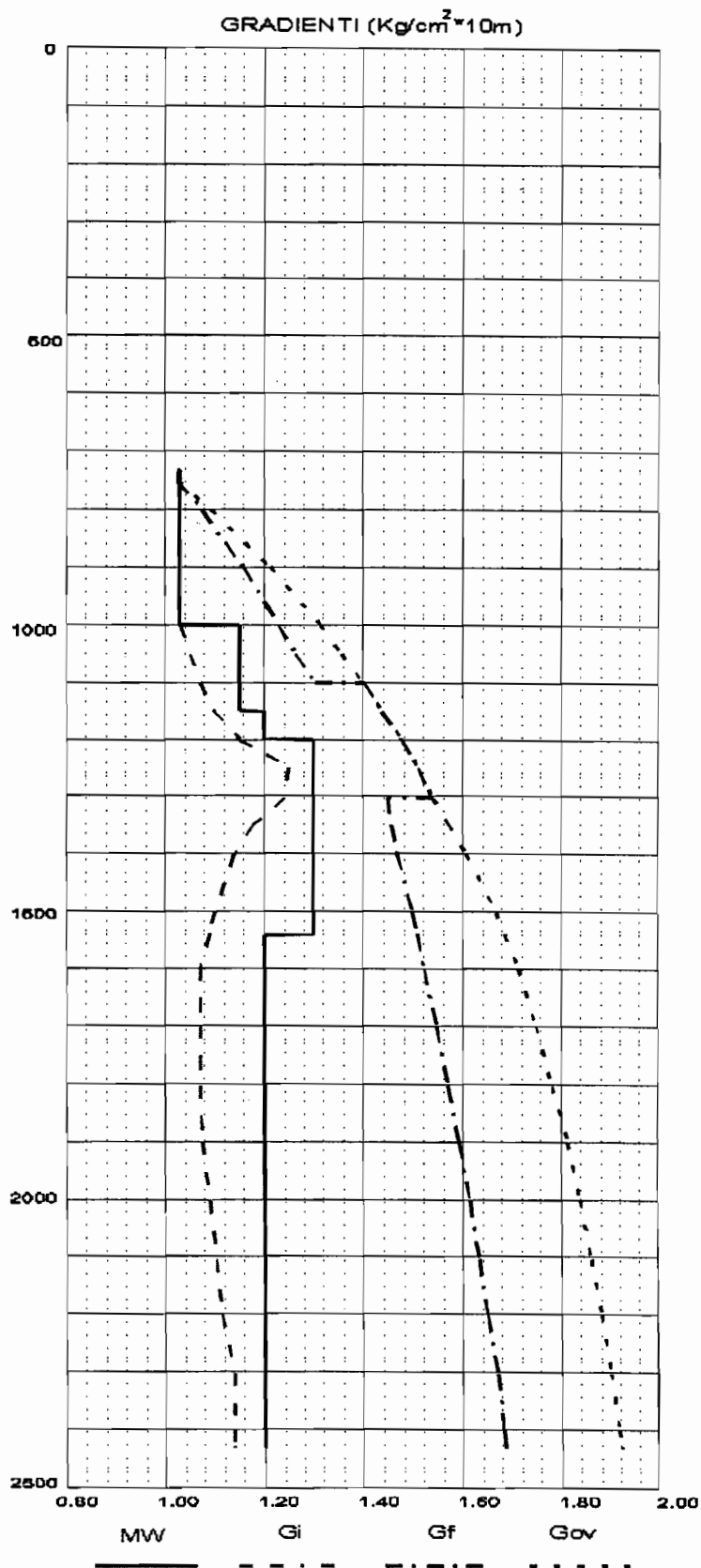
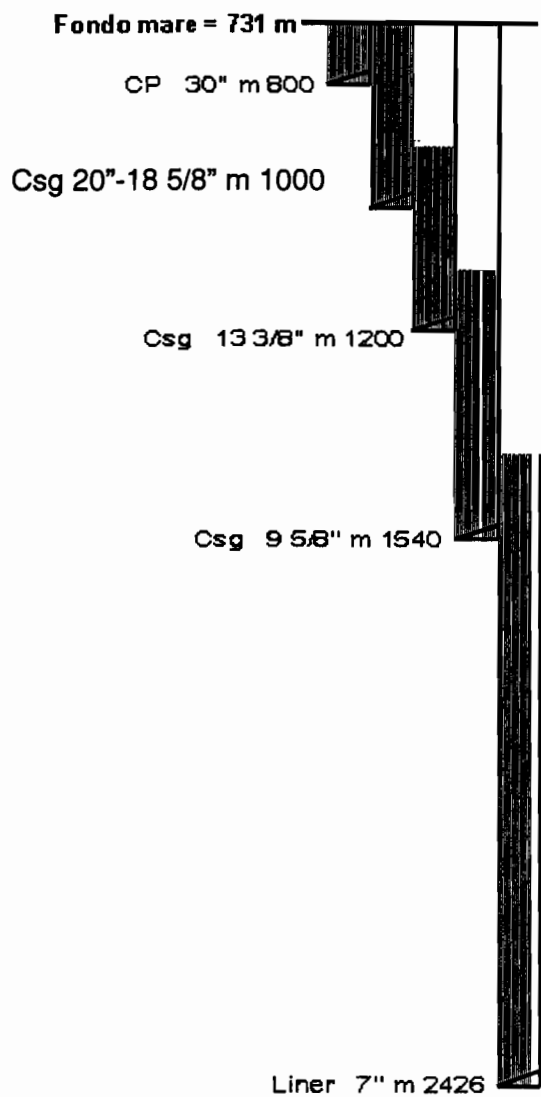
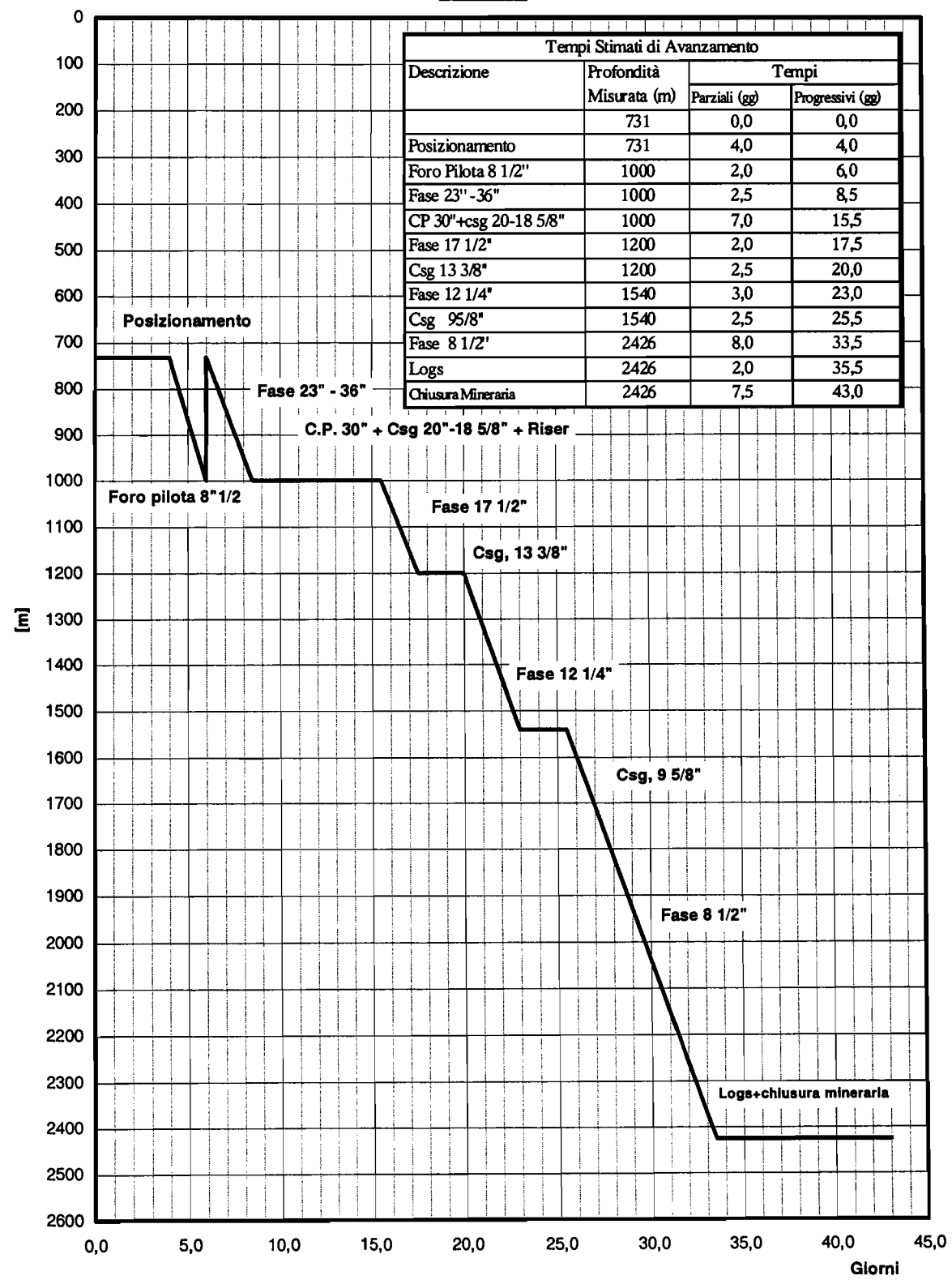




DIAGRAMMA DI AVANZAMENTO

LULU' 1



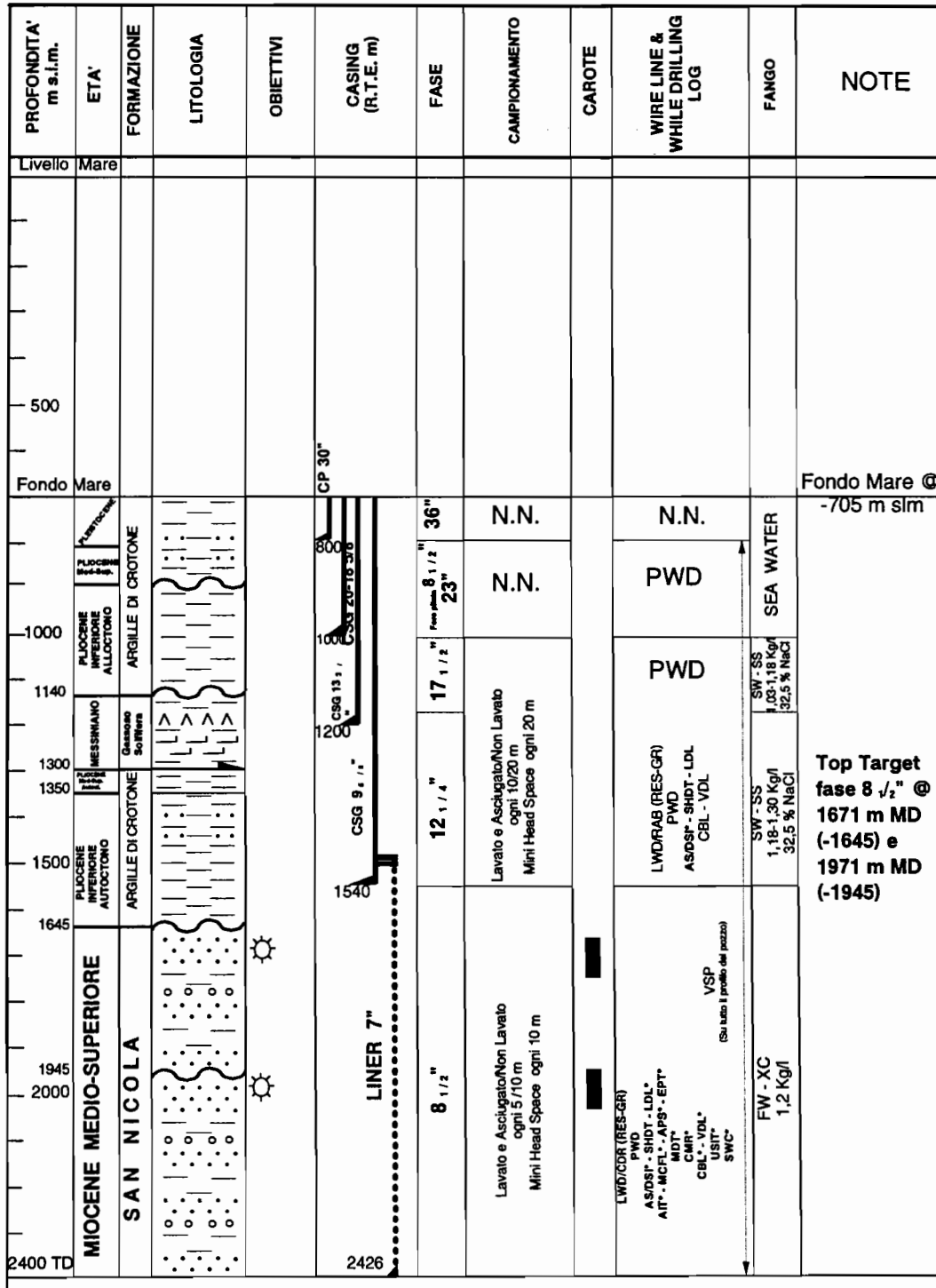


1.1.3. PREVISIONE E PROGRAMMI

LULU' 1

Formation Evaluation Master Plan

Fig. 1




LEGENDA: *Contingent Log



Obiettivo principale
Obiettivo secondario

Profondità prevista 2426 m MD
R.T.E. 26 m

Top Target
fase 8 1/2" @
1671 m MD
(-1645) e
1971 m MD
(-1945)

 ENI S.p.A. Divisione Agip DWDT	POZZO: LULU' 1	PAG 7 DI 15			
		AGGIORNAMENTI:			
		0			

1.2. OBIETTIVO MINERARIO

Il pozzo esplorativo denominato Lulu' 1 presenta il seguente obiettivo principale.


Clastici miocenici:

la trappola è originata da una troncatura erosiva delle sequenze torbiditiche della Formazione San Nicola, al di sotto dell'unconformity miocenica. Quest'ultima è modellata ad anticlinale ampia e delimitata da sistemi di faglie orientati principalmente NE - SW e SE - NW.

L' estensione areale della struttura è pari a circa 7.5 Km²; la chiusura verticale è di circa 470 m.

Sulla base di considerazioni regionali e di dati ricavati dai vicini pozzi del campo di Luna-Linda-Hera Lacinia si ipotizzano valori di porosità variabili dal 18 al 25% in accordo con i dati ottenuti per le sequenze più giovani della Formazione San Nicola.

La perforazione si dovrebbe arrestare a 2400 m di profondità, all'interno della F.ne San Nicola senza raggiungere la sottostante F.ne di Albidona (Eocene). Non si esclude la presenza di obiettivi minerari secondari a gas all'interno della sequenza clastica plio-pleistocenica.

 Eni	ENI S.p.A. Divisione Agip DWDT	POZZO: LULU' 1		PAG 8 DI 15			
				AGGIORNAMENTI:			
				0			


1.3. RACCOMANDAZIONI GENERALI

La perforazione del pozzo LULU' 1 potrebbe incontrare problematiche legate all'attraversamento dei livelli evaporitici (gesso e sale) del Messiniano che si prevede in sovrappressione e che verranno attraversati con fango saturo di sale ad una densità massima di circa 1.3. Per tale motivo il foro da 17 ½" verrà perforato con un margine alla choke vicino a zero verso la fine della fase. La perforazione dell'obiettivo del pozzo costituito dalle sequenze torbiditiche della Formazione San Nicola, di facile perforabilità, non dovrebbe presentare particolari difficoltà.

Può invece essere difficoltoso il riconoscimento in perforazione dei livelli obiettivo del sondaggio. Per facilitare questo riconoscimento ed una analisi delle sovrappressioni sarà necessario utilizzare oltre ai cuttings anche l'analisi dei parametri di perforazione (avanzamento, drilling break, manifestazioni, ecc) **per cui si raccomanda una perforazione a parametri costanti.**

Relativamente ai problemi riscontrati durante la recente perforazione del pozzo FAUSTA 1 dir si raccomanda di mantenere scrupolosamente le caratteristiche previste del fango e la portata prevista.

Non si segnalano particolari difficoltà operative.


 ENI S.p.A. Divisione Agip DWDT	POZZO: LULU' 1	PAG 9 DI 15			
		AGGIORNAMENTI:			
		0			

1.4. CARATTERISTICHE GENERALI DELL'IMPIANTO, B.O.P. STACK E DOTAZIONI DI SICUREZZA

CARATTERISTICHE GENERALI DELL'IMPIANTO

VOCE	DESCRIZIONE
Contrattista	SAIPEM
Nome impianto	SCARABEO 7
Tipo impianto	Semisubmersibile Unit
Tavola rotary livello mare	26 m
Numero posti disponibili	102
Potenza installata	22600 HP
Tipo di argano	GH 300 EG
Potenzialità impianto con DP's 5»	7620 m
Max profondità d'acqua operativa	1200 m
Tipo di top drive system	HPS 650 E2 speed DC Drive
Capacità top drive system	650 t
Max Pressione di esercizio top drive system	7500 psi
Tiro al gancio dinamico	506 t (3/4 Tiro al gancio statico)
Set back capacity	305 t
Diametro tavola rotary	49 1/2"
Capacità tavola rotary	726 t
Pressione di esercizio stand pipe	7500 psi
Tipo di pompe fango	WIRTH TPK 2000
Numero di pompe fango	3
Diametro camice disponibili	7 1/2" - 6 1/2" - 6" - 5 1/2"
Capacità totale vasche fango	ca. 528 mc
Numero e marca vibrovagli	N° 6 GANN MEKANISKE
Tipo vibrovagli	N° 2 Single Deck GM-2000-ES N° 4 Double Deck GM-2000-E
Capacità stoccaggio acqua potabile	858 m ³
Capacità stoccaggio acqua industriale	1907 m ³
Capacità stoccaggio gasolio	3297 m ³
Capacità stoccaggio barite	336 t
Capacità stoccaggio bentonite	63 t
Capacità stoccaggio cemento	306 t


Tabella 1-2

 ENI S.p.A. Divisione Agip DWDT	POZZO: LULU' 1	PAG 10 DI 15			
		AGGIORNAMENTI:			
		0			

B.O.P. STACK E DOTAZIONI DI SICUREZZA

VOCE	DESTINAZIONE
RISER ADAPTOR (make)	n° 1 CAMERON
RISER ADAPTOR (type)	RF
LOWER FLEX JOINT	n° 1 OILSTATE (max deflection 20 (±10) deg)
B.O.P. anulare (tipo)	SHAFFER Wedge Cover
B.O.P. anulare (size)	18 ¾"
B.O.P. anulare (pressione di esercizio)	10000 psi
UPPER HYDRAULIC CONNECTOR (make)	n° 1 VETCO
UPPER HYDRAULIC CONNECTOR (type)	H4 H.A.R.
UPPER HYDRAULIC CONNECTOR (size)	18 ¾" 10000 psi
B.O.P. anulare (tipo)	SHAFFER Wedge Cover
B.O.P. anulare (size)	18 ¾"
B.O.P. anulare (pressione di esercizio)	10000 psi
B.O.P. rams (tipo)	n° 2 SHAFFER SLX DOUBLE x 15000 psi
LOWER HYDRAULIC CONNECTOR (make)	n° 1 (+ N° 1 spare not on board) VETCO
LOWER HYDRAULIC CONNECTOR (type)	H4 HD
LOWER HYDRAULIC CONNECTOR (size)	18 ¾" 10000 psi
RISER TELESCOPIC JOINT	N° 1+1 CAMERON R.S.T. stroke 55'
UPPER FLEX JOINT	n° 1 OILSTATE (max deflection 20 (±10) deg)
RISER DIVERTER SYSTEM (make)	ABB VETCO GRAY
RISER DIVERTER SYSTEM (type)	Kfds tipo CSO
RISER SYSTEM	CAMERON RF 21"x 0.688" – 65 ft joint/length
Choke manifold (size)	3"
Choke manifold (pressione di esercizio)	15000 psi
kill line (size)	N° 1 – 5"x3"
kill line (pressione di esercizio)	15000 psi
Choke line (size)	N° 1 – 5"x3"
Choke line (pressione di esercizio)	15000 psi
Booster line (size)	N° 1 – 5 ½"x4 ½"
Booster line (pressione di esercizio)	7500 psi
Pannello di controllo B.O.P. (tipo)	Electric NEMA 4x MAX 4
Pannello di controllo B.O.P. (ubicazione)	Drill floor,uff. tool pusher
Inside b.o.p. (tipo) - (ubicazione)	Float valves Baker - Near bit
Inside b.o.p. (tipo) - (ubicazione)	Drop-In Valve Hydril - Rig Floor
Inside b.o.p. (tipo) - (ubicazione)	Upper Kelly Cock Shaffer - TDS
Inside b.o.p. (tipo) - (ubicazione)	Lower Kelly Cock Hydril - TDS e Rig Floor


Tabella 1-3

 ENI S.p.A. Divisione Agip DWDT	POZZO: LULU' 1	PAG 11 DI 15			
		AGGIORNAMENTI:			
		0			

1.5. ELENCO PRINCIPALI SOCIETÀ APPALTATRICI

CONTRATTISTA	SOCIETÀ
Impianto	CROSCO INTERNATIONAL LTD.
Fanghi	M.I.
Cementazioni	B.J.
Mud Logging	BAKER
Logs Elettrici	Schlumberger
Tubing and Casing Tong	Weatherford
Servizio di Carotaggio	B.H.I.
Directional Drilling	Anadrill
Drilling Tools	Smith
L.W.D. - M.W.D.	Anadrill
Trattamento Reflui	Semataf
Testing	Halliburton
R.O.V.	SON SUB DISCOVERY 4
Elicotteri	
Supply vessel	MAERSK (PUNCHER) – AUGUSTEA (ASSO 22)

Tabella 1-4

 Eni	ENI S.p.A. Divisione Agip DWDT	POZZO: LULU' 1	PAG 12 DI 15			
			AGGIORNAMENTI:			
			0			

1.6. CONTATTI DI EMERGENZA

1.6.1. DEFINIZIONE COMPITI E RESPONSABILITÀ DEL RAPPRESENTANTE AGIP

a) Il Rappresentante AGIP in «situ»; informa in distretto il Responsabile Area Pozzo dell'impossibilità di controllo del pozzo e comunica tutte le informazioni richieste dal questionario (vedi allegati).

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

1.6.2. DIAGRAMMI DI FLUSSO DEI CONTATTI DI EMERGENZA

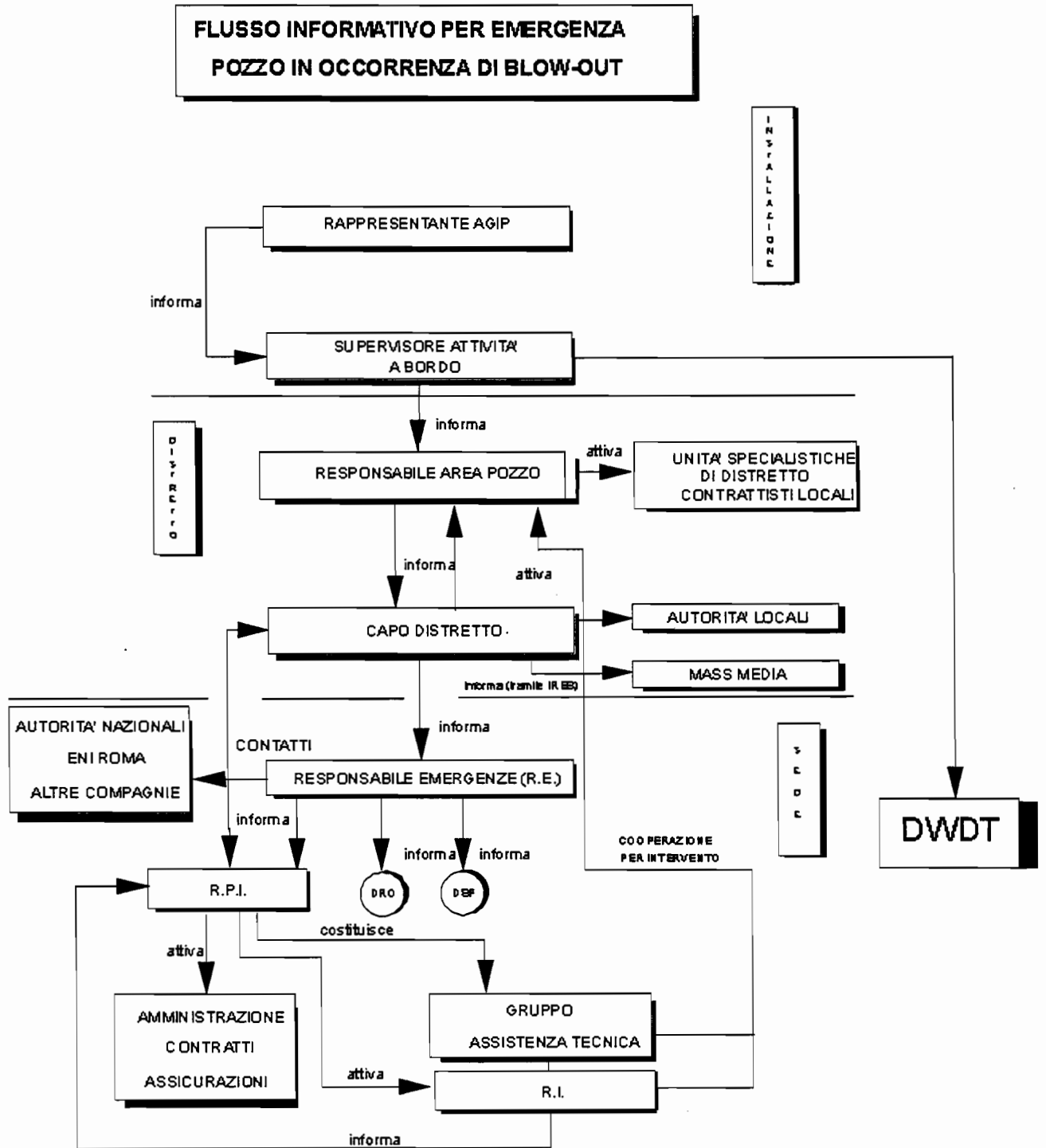


Figura 1-4

**SCHEMA ORGANIZZATIVO PER EMERGENZA
POZZO IN OCCORRENZA DI BLOW-OUT**

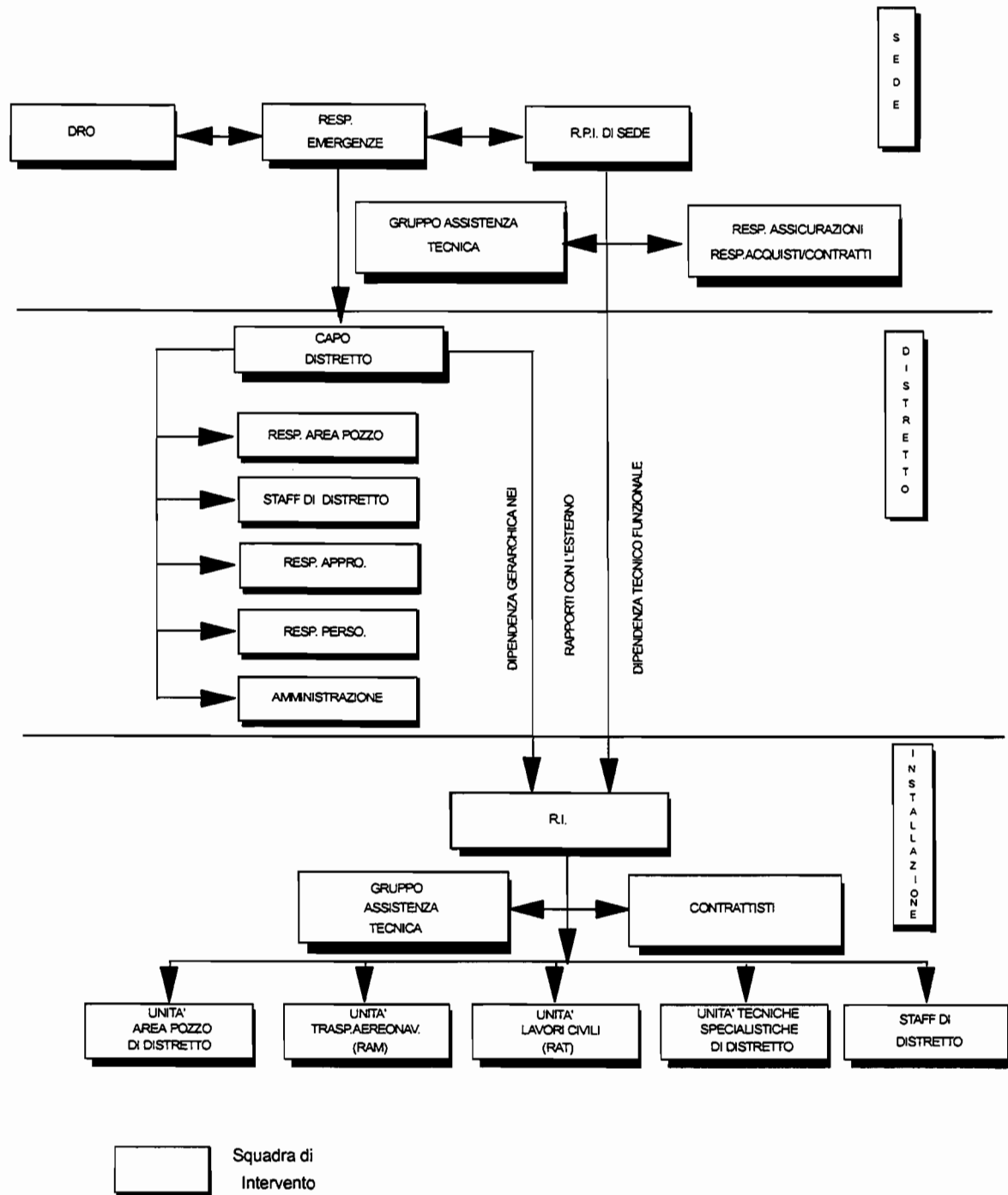



Figura 1-5

	ENI S.p.A. Divisione Agip DWDT	POZZO: LULU' 1		PAG 15 DI 15			
				AGGIORNAMENTI:			
				0			

1.7. MANUALISTICA DI RIFERIMENTO



- 1) STAP-P-1-M-6062 (Best Practices and Minimum Requirements for Drilling & Completion Activities) e tutta la documentazione inerente la programmazione e l'esecuzione del pozzo, citata nelle stesse BP & MR.
- 2) STAP-P-1-M-011 - SHALLOW GAS DRILLING GUIDELINES".
- 3) TEAP-P-1-M-6040 Procedure per BLOW-OUT
- 4) Regole Specifiche Aziendali Nr. 1.4.15.3-8 (Procedure di Geologia Operativa vers.0.0 07/94 GESO).
- 5) Regole Specifiche Aziendali Nr. 1.4.2.29 (Procedure di Ubicazione Pozzi Off-Shore e On-Shore Unità Geografica Italia OPEG).
- 6) Procedure per l'Acquisizione della Sismica di Pozzo (APSI).
- 7) Manuale di Well Testing.

1.8. UNITÀ DI MISURA

Profondità	m
Pressioni	kg/cm ²
Gradienti di pressione	atm/10m
Pesi Specifici	kg/l
Lunghezze	m
Pesi	t
Volumi	m ³
Diametri bit e casing	in
Peso materiale tubolare	lb/ft
Pressioni di esercizio attrezzature	psi

**SEZIONE 2
PROGRAMMA GEOLOGICO**

Data di emissione: 16-08-2000

④			
③			
②			
①			
①			
①			
①			
①			
①			
①	Emissione		
AGGIORNAMENTI		PREPARATO DA  A. BARBERIS	CONTROLLATO DA  E. MASSA

SEZIONE N° 2 - PROGRAMMA GEOLOGICO

Il presente documento è RISERVATO ed è di proprietà AGIP

Esso non sarà mostrato a terzi né sarà utilizzato per scopi diversi da quelli per i quali è stato trasmesso.

INDICE

2.1. DATI GENERALI	3
2.2. INQUADRAMENTO GEOLOGICO STRUTTURALE	4
2.3. INTERPRETAZIONE SISMICA	6
2.4. OBIETTIVI DEL SONDAGGIO	7
2.5. ROCCIA MADRE	8
2.6. ROCCE DI COPERTURA	8
2.7. PROFILO LITOSTRATIGRAFICO PREVISTO	9
2.8. POZZI DI RIFERIMENTO	9

FIGURE ALLEGATE

Fig. 1 - Carta indice 1:500.000


Fig. 2 - Inline 1220 sul pozzo Lulu 1

Fig. 3 - Crossline 2390 Time migration sul pozzo Lulu 1

Fig. 4 - Crossline 2390 Post stack depth migration sul pozzo Lulu 1


Fig. 5 - Mappa Isobate isobate "Main Miocene Unconformity" (Top F.ne San Nicola)

Fig. 6 - Profilo litostratigrafico previsto

 Eni Agip Divisione Esplorazione e Produzione PIEC	POZZO: LULU' 1	PAG 3 DI 15			
		AGGIORNAMENTI:			
		0			

2.1. DATI GENERALI

Distretto	DORT
Nome e sigla del pozzo	Lulu' 1
Classificazione iniziale	NFW
Profondità finale prevista verticale l.m.	2400 m
Permesso/SIGLA	F. R29. AG. / F.R.29.AG/1
Operatore	ENI
Quote di titolarità	ENI 80 % - FINA 20%
Zona	F
Distanza dalla costa	10 Km
Profondità fondale	705 m
Linea sismica di riferimento	In Line 1220- Cross Line 2390 3D Crotone
Litologia obiettivi principali	Sabbie/ghiaie (F.ne S. Nicola)
Formazioni obiettivi principali	F.ne S.Nicola (Miocene inf-medio)
Formazione fondo pozzo	F.ne San Nicola
Profondità obiettivi principali	1645 m l.m. (verticale)
Latitudine di partenza	38° 56' 40.378" N
Longitudine di partenza	17° 17' 03.130" E
Pozzi di riferimento	Lucilla 1, Linda 1 dir, Hera Lacina 6 Luna 33 dir

 Eni Agip Divisione Esplorazione e Produzione PIEC	POZZO: LULU' 1	PAG 4 DI 15			
		AGGIORNAMENTI:			
		0			

2.2. - INQUADRAMENTO GEOLOGICO STRUTTURALE

La struttura che verrà investigata dal sondaggio Lulu' 1 ricade nella porzione nord-occidentale del Permesso F.R29.AG (Fig. 1) che è localizzato nell'ambito dell'offshore calabro nel bacino di Crotona. Il pozzo Lulu' 1 è ubicato ad una distanza di circa 10 Km SE da Capo Cimiti (Crotona), all'esterno della fascia di rispetto di tre miglia marine della Riserva di Capo Rizzuto ed a circa 12 Km SE dal Campo di Luna, Hera-Lacinia e Linda, mineralizzato a gas termogenico nei clastici miocenici della Formazione San Nicola.

La struttura presenta forti analogie con l'area del campo di Luna ed in particolare con quella più meridionale dove sono stati perforati i pozzi Linda ed alcuni Hera Lacinia. Tra la struttura di Lulu' e il campo di Luna è presente un'area di separazione costituita da un bacino sinclinalico nell'ambito del quale è stato ubicato il pozzo Lucilla 1 risultato sterile e che comunque rimane il pozzo più vicino all'area in oggetto. L'assetto strutturale-stratigrafico di Lulu' si configura del tutto simile a quello del Campo di Luna. In particolare l'alto su cui è collocato il prospect sembra essere un proseguimento meridionale dell'area del campo di Luna, dal quale comunque risulta strutturalmente indipendente.

Da un punto di vista stratigrafico, i pozzi più vicini quali Lucilla 1, Linda 1 dir e Hera Lacinia 6, risultano utili per caratterizzare le sequenze attese in Lulu' e ciò sembra essere confermato anche sulla base della correlazione e interpretazione delle facies sismiche relative nell'area.


L'attuale assetto geologico - strutturale del bacino di Crotona su cui insiste il permesso di ricerca in oggetto è frutto di più fasi tettoniche sviluppatasi tra il Terziario e il Quaternario.

La prima fase tettonica compressiva di una certa rilevanza è avvenuta nel Miocene inf. - medio; ad essa ha fatto seguito una fase di riempimento dei bacini, con il depositarsi di potenti sequenze torbiditiche. Nel Tortoniano, con il verificarsi di importanti eventi compressivi, a vergenza appenninica, comincia a delinarsi una prima strutturazione dell'area.

La marcata presenza in senso regionale dell'unconformity del Messiniano superiore indica un forte incremento dell'attività orogenica nell'area che ha dato luogo ad erosioni, non deposizione o comunque rimodellazione della situazione esistente.

Le fasi tettoniche succedutesi tra il Pliocene ed il Pleistocene basale hanno riattivato sia le strutture più antiche ereditate sia la stessa unconformity. Questi ultimi eventi hanno ampiamente deformato i depositi pliocenici e nelle zone più interne (alti di Luna, Hera Lacinia e Strongoli) hanno dato sviluppo a nuove faglie ed a sovrascorrimenti a basso angolo con piani di scollamento a livello del Messiniano, vergenti prevalentemente verso i quadranti orientali.

L'ultima fase tettonica ha carattere estensionale ed è legata al sollevamento del complesso silano.

 Eni Agp Divisione Esplorazione e Produzione PIEC	POZZO: LULU' 1	PAG 5 Di 15			
		AGGIORNAMENTI:			
		0			

Come evidenza di tale evento si osservano numerose faglie dirette, in taluni casi tuttora attive, sia sui depositi plio - pleistocenici che miocenici.

Il Bacino "Crotonese" è situato tra importanti zone di taglio orientate in prevalenza in direzione NW - SE e subordinatamente in direzione NE - SW e N - S. L'attività di questi sistemi, che possono essere visti come un set di faglie coniugato, collegati a grosse zone di taglio obliquo profondo, è certa dal Miocene medio fino al Pleistocene; essa ha condizionato notevolmente l'intera evoluzione tettonica e deposizionale di quest'area.

La struttura di Lulu' è costituita da un'ampia anticlinale fagliata impostatasi su un'area di intensa deformazione tettonica (flower structure positiva). Al di sotto della Main Miocene Unconformity sono riconoscibili le diverse sequenze della Formazione San Nicola piegate e deposte in discordanza sopra il flysch di età eocenica della Formazione di Albidona, anch'esso deformato e piegato. Nell'area del sondaggio Lulu' è presente un corpo superficiale alloctono, scollato su piani tettonici suborizzontali costituiti da sequenze plio-pleistoceniche e messiniane quest'ultime, a tratti anche evaporitiche, provenienti da settori occidentali più interni. La presenza di questo alloctono è anche la ragione dell'estrema complessità morfologica del fondo del mare; questo si configura come una grossa scarpata che si approfondisce rapidamente dalla costa verso Est.

La trappola va principalmente definita come strutturale per via dell'anticlinale e delle faglie che sono presenti (alcune di esse riattivate con inversione del rigetto); va comunque tenuta in considerazione anche una componente stratigrafica dovuta alle troncature erosionali dei livelli miocenici sotto la Main Miocene Unconformity.

La chiusura areale è notevole e presenta sul culmine un'anomalia d'ampiezza sismica confrontabile con quella del vicino campo di Luna.

Tale anomalia potrebbe essere originata da accumuli gassosi al top della serie miocenica la cui copertura è garantita dalle argille plioceniche.



2.3. INTERPRETAZIONE SISMICA

La struttura, già individuata sui dati 2D disponibili, è stata poi reinterpretata e definita sulla base dei dati sismici del rilievo 3D Crotone che hanno permesso tra l'altro la caratterizzazione delle "facies sismiche" e quindi di operare un accurato controllo sulla distribuzione areale delle stesse.


L'interpretazione dell'area attorno al prospect Lulu' presenta una certa difficoltà legata alla complessità geologica ivi presente. La sequenza stratigrafica tipo caratteristica dell'area è sormontata da un elemento alloctono di notevoli dimensioni che ricopre per buona parte il prospect stesso. La presenza di questo corpo determina ovviamente delle notevoli variazioni nel campo di velocità da utilizzare per la conversione in profondità degli orizzonti interpretati (Fig.2 - 3).

Pertanto, per questa struttura, sono state condotte due differenti interpretazioni, una sul normale volume tempi migrato e l'altra su un volume prodotto mediante una Post Stack Depth Migration quindi già in profondità (Fig. 4).

Sono stati interpretati i seguenti orizzonti sismici: fondo mare, top Pliocene inferiore alloctono e top Pliocene inferiore autoctono, top Messiniano, base Messiniano (superficie di thrust), "Main Miocene Unconformity", alcune sequenze interne alla F.ne San Nicola e il top Formazione di Albidona (Fig.2 - 3 - 4 - 5).

L'immagine tempi risulta sostanzialmente diversa da quella che si ottiene convertendo il dato in profondità e ciò è dovuto principalmente alla presenza di un notevole dislivello del fondo del mare osservabile tra l'area in cui è presente l'unità alloctona e l'area più esterna; questo effetto è anche incrementato da un importante fattore litologico legato al fatto che coinvolti nell'unità alloctona sono anche dei terreni messiniani di natura evaporitica contraddistinti da alte velocità.

Il marker sismico più caratteristico è la "Main Miocene Unconformity" (Fig. 5) che si presenta come una superficie estremamente irregolare a carattere fortemente erosionale. Al di sotto si trova la sequenza che costituisce il nostro obiettivo minerario, caratterizzata dalla presenza di un'anomalia sismica sul culmine della struttura. Tale anomalia, confrontata con quelle associate alla presenza di gas nell'area del campo di Luna, presenta forti analogie e potrebbe perciò indicare la presenza di idrocarburi all'interno di questi livelli.

 Eni Agip Divisione Esplorazione e Produzione PIEC	POZZO: LULU' 1	PAG 7 DI 15			
		AGGIORNAMENTI:			
		0			

2.4. OBIETTIVI DEL SONDAGGIO

Il pozzo esplorativo denominato Lulu' 1 ha come obiettivo principale la serie clastica miocenica ascrivibile alla Formazione San Nicola dell'Alto, reservoir del vicino Campo di Luna.


Tale formazione in Lulu' 1 dovrebbe essere rappresentata dalle sequenze più giovani del Serravalliano SN4a-b-c e SN3 ben caratterizzate da un punto di vista petrofisico.

Sulla base di considerazioni regionali e di dati ricavati dai vicini pozzi del campo di Luna-Linda-Hera Lacinia infatti si ipotizzano, per l'area del prospect, valori di porosità variabili dal 18 al 25% in accordo con i dati ottenuti laddove sono presenti tali sequenze della San Nicola. L'estensione areale della struttura è pari a circa 7.5 Km²; la chiusura verticale è di circa 470 m.

La trappola è originata da una troncatura erosiva delle sequenze torbiditiche porose serravalliane al di sotto dell'unconformity miocenica. Quest'ultima è modellata ad anticlinale ampia e delimitata da sistemi di faglie orientati principalmente NE - SW e SE - NW in un regime tettonico dominante di trascorrenza.

La perforazione si dovrebbe arrestare a 2400 m di profondità, all'interno della F.ne San Nicola senza raggiungere la sottostante F.ne di Albidona (Eocene).

Non si esclude la presenza di obiettivi minerari secondari a gas all'interno della sequenza clastica plio-pleistocenica.

 Eni Agip Divisione Esplorazione e Produzione PIEC	POZZO: LULU' 1	PAG 8 DI 15			
		AGGIORNAMENTI:			
		0			

2.5. ROCCIA MADRE

L'accumulo di gas nella sequenza miocenica (target principale) è presumibilmente di natura termogenica e analogo quindi a quello ritrovato nel giacimento di Luna - Hera Lacinia.


Si tratta di gas con scarsa presenza di omologhi superiori, formatosi in condizioni di maturità elevate raggiunte alla fine della " Oil Window ".

Le caratteristiche della gasolina associata nel giacimento di Luna fanno ipotizzare la presenza di una seconda roccia madre poco matura di età tardo cretacico-terziaria

2.6. ROCCE DI COPERTURA

I livelli argillosi presenti all'interno della Formazione Argille di Crotona di età plio-pleistocenica, rocce madri del gas biogenico ritrovato ad esempio nell'ambito del Bacino di Sibari, svolgono anche la funzione di efficiente copertura del target miocenico anche quando presentano spessori modesti dell'ordine di poche decine di metri.

Anche i livelli miocenici, obiettivo del sondaggio, potrebbero presentare a loro volta passate di argille all'interno delle sequenze torbiditiche; questo fatto determinerebbe una eventuale configurazione "multilayer" del reservoir.

 Eni Agip Divisione Esplorazione e Produzione PIEC	POZZO: LULU' 1	PAG 9 DI 15			
		AGGIORNAMENTI:			
		0			

2.7. PROFILO LITOSTRATIGRAFICO PREVISTO

Sulla base dei dati geologici disponibili si prevede che il pozzo Lulù 1 attraverserà la seguente serie litostратigrafica (fig. 5):

da f.m. (700 m c.a.)	a m 810	:	F.ne ARGILLE DI CROTONE Alternanze di argilla e argilla leggermente siltosa. (Pleistocene)
da m 810	a m 900	:	F.ne ARGILLE DI CROTONE Argilla leggermente siltosa alternata a livelli sottili di sabbia fine. (Pliocene medio - sup.)
da m 900	a m 1140	:	F.ne ARGILLE DI CROTONE Argilla leggermente siltosa alternata a livelli sottili di sabbia fine. (Pliocene inferiore alloctono)
da m 1140	a m 1300	:	"MESSINIANO" Alternanze di argilla siltosa e sabbia fine passante ad arenaria, con possibili livelli evaporitici con salgemma o debolmente calcarei. (Messiniano)
da m 1300	a m 1350	:	F.ne ARGILLE DI CROTONE Alternanze di livelli argillosi debolmente siltosi e sabbia fine passante ad arenaria. (Pliocene medio - sup. autoctono)
da m 1350	a m 1645	:	F.ne ARGILLE DI CROTONE Alternanze di livelli argillosi debolmente siltosi e sabbia fine passante ad arenaria. (Pliocene inferiore autoctono)
da m 1645	a m 2400 (f.p.)	:	F.ne SAN NICOLA Sequenza SN4a,b,c, SN3, SN2a,b. Bancate di sabbia quarzosa o ghiaia poligenica parzialmente cementata con intercalazioni di livelli di argilla. (Serravalliano)

2.8. POZZI DI RIFERIMENTO

I pozzi di riferimento sono Lucilla 1, Linda 1 dir, Hera Lacinia 6 e i pozzi del campo di Luna.

Fig.1

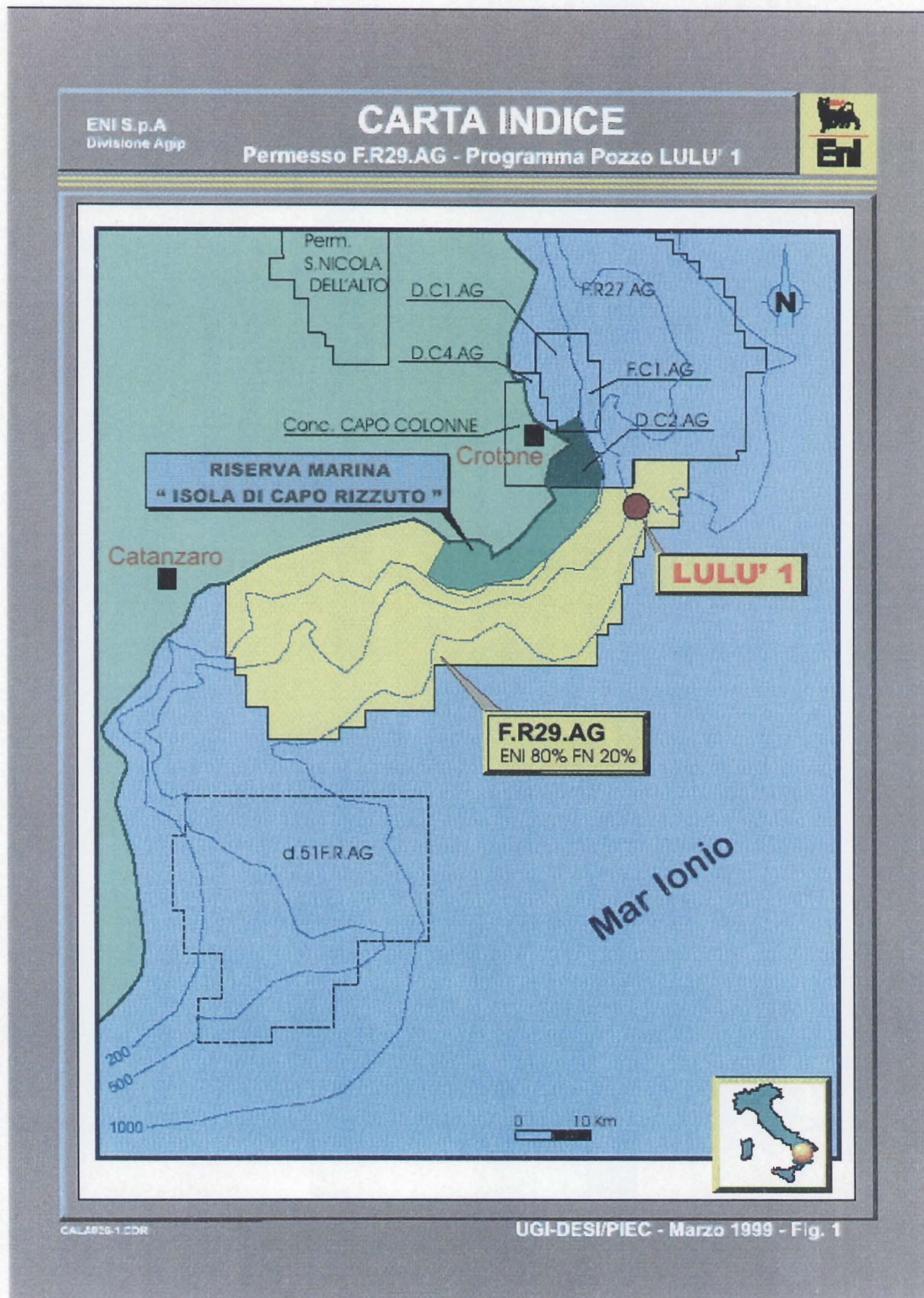


Fig.2

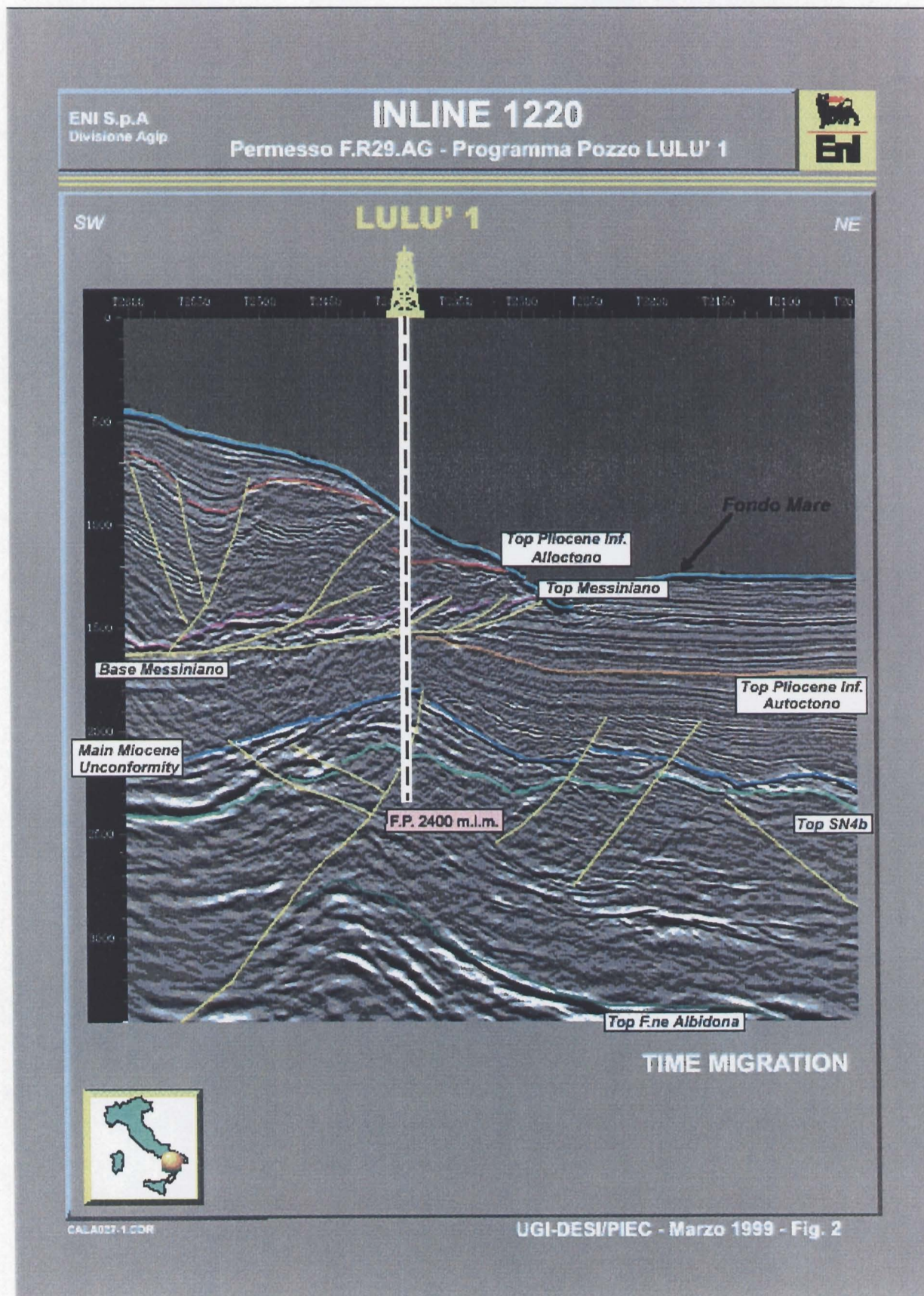


Fig.3

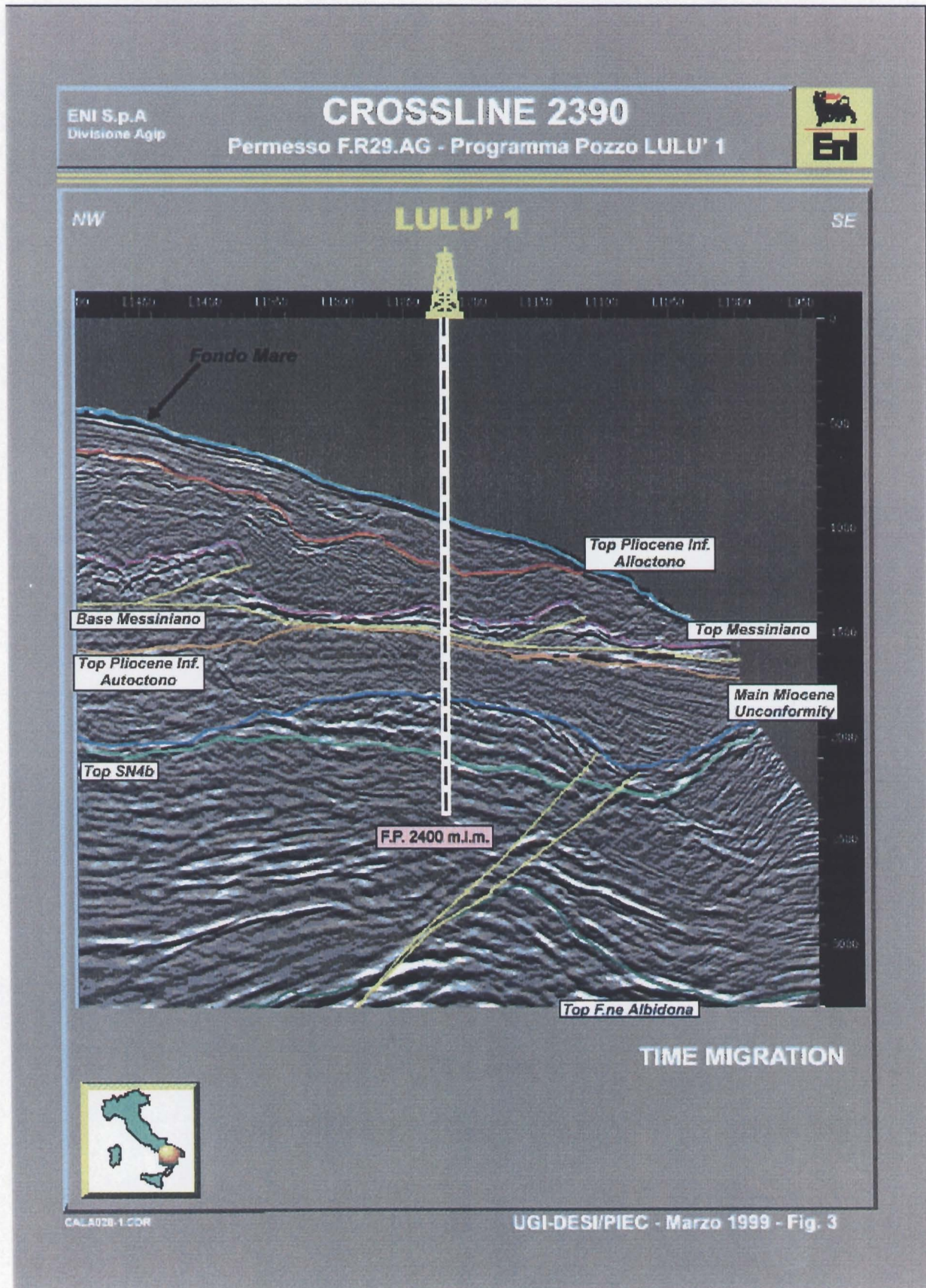


Fig.4



Fig.5

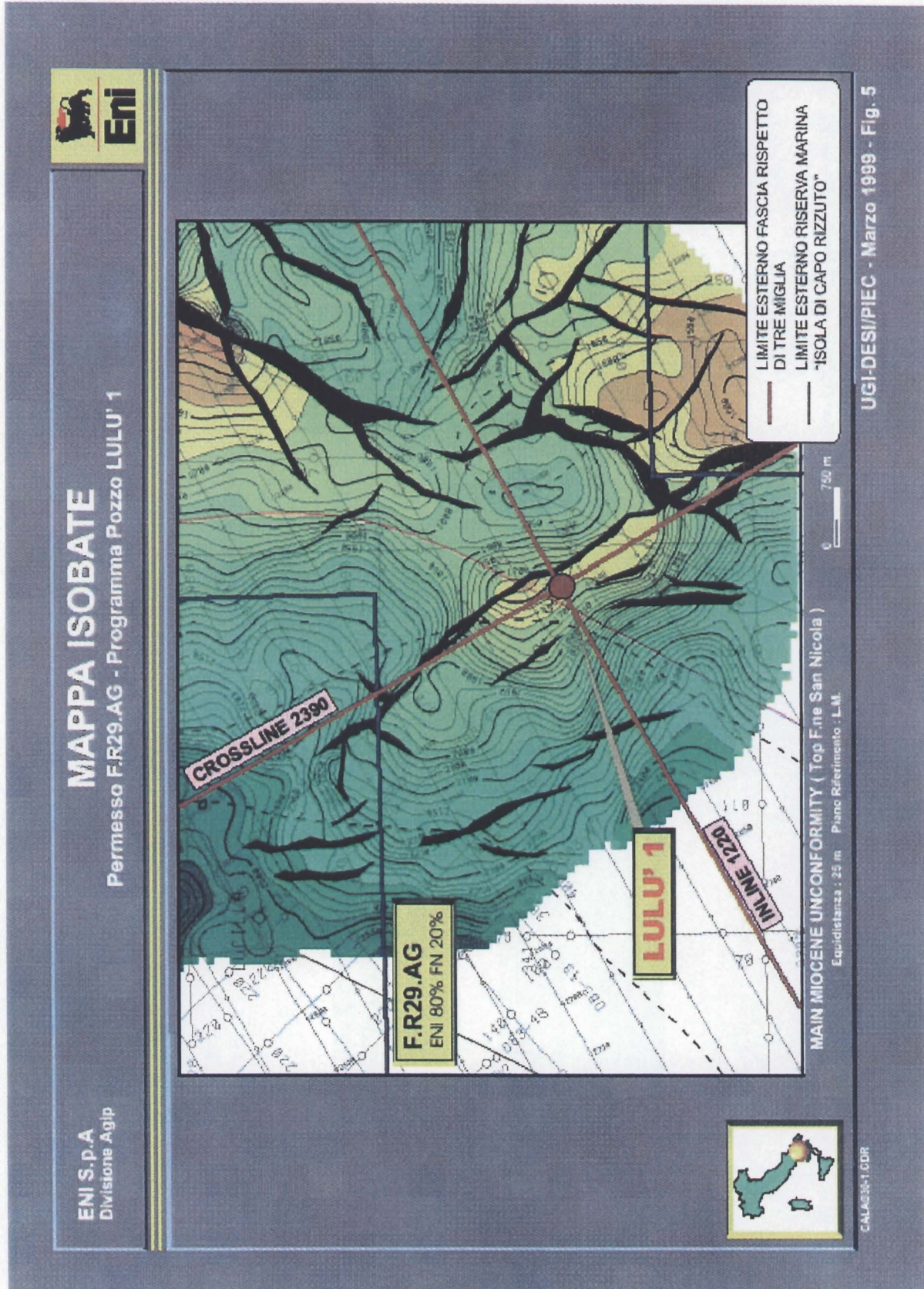
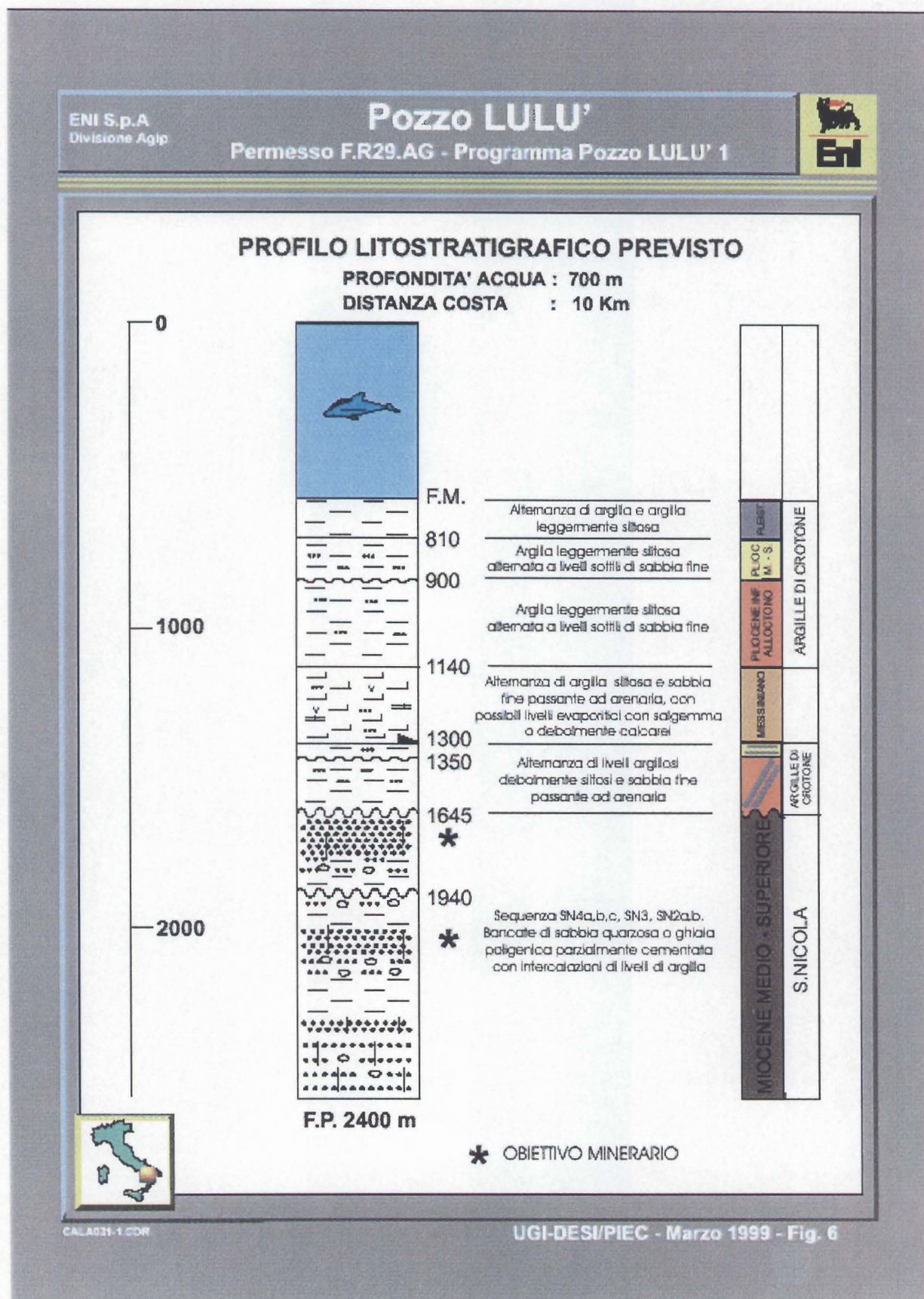



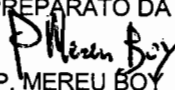


Fig.6



 ENI S.p.A. Divisione Agip DWDT	POZZO: LULU' 1	PAG 1 DI 10		
		AGGIORNAMENTI:		
		0		


SEZIONE 3
PROGRAMMA DI GEOLOGIA OPERATIVA

Data di emissione:16-08-2000

④				
③				
②				
①				
①				
①	Emissione			
	AGGIORNAMENTI	PREPARATO DA  P. MEREU BOY	CONTROLLATO DA  G. ERCHI	IL RESPONSABILE  A. CALDERONI


SEZIONE N° 3 -PROGRAMMA DI GEOLOGIA OPERATIVA

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

 Eni	ENI S.p.A. Divisione Agip DWDT	POZZO: LULU' 1			PAG 2 DI 10		
					AGGIORNAMENTI:		
					0		

INDICE

3.1. CAMPIONAMENTI	3
3.2. CAROTE DI FONDO	5
3.3. CAROTE DI PARETE	5
3.4. CAMPIONAMENTO FLUIDI	5
3.5. LOGGING WHILE DRILLING	6
3.6. WIRELINE LOGGING	6
3.7. WIRELINE TESTING	8
3.8. TESTING	8
3.9. STUDI ED ELABORATI	8
3.10. POZZI DI RIFERIMENTO	9

 ENI S.p.A. Divisione Agip DWDT	POZZO: LULU' 1	PAG 3 DI 10		
		AGGIORNAMENTI:		
		0		

3.1. CAMPIONAMENTI

Compagnia di servizio: da definire.

Servizio richiesto: On-line standard.


Inizio operazioni di Mud Logging: dal primo ritorno di fango al vibrovaglio.

Fine operazioni di Mud Logging: termine perforazione o completamento.

L'unità Mud Logging dovrà essere conforme alle Specifiche Tecniche AGIP in possesso della compagnia di servizio e dovrà assicurare l'esecuzione di tutte le operazioni previste nella Sezione Tecnica, allegato "D" del contratto in vigore.

In particolare, gli operatori della compagnia di servizio dovranno:

- informare immediatamente l'assistente geologico e l'assistente di perforazione di qualsiasi manifestazione e di eventuali condizioni anomale di perforazione, quali aumento di gas nel fango, presenza di olio, variazioni nella salinità del fango, aumento o diminuzione dei livelli delle vasche, bruschi aumenti della velocità di avanzamento, presenza di frana e quant'altro ritenuto importante, seguendo le consegne che periodicamente vengono fornite dal personale di cantiere AGIP.
- analizzare in cantiere o inviare a laboratori competenti eventuali sostanze oleose, o contenenti idrocarburi, aggiunte al fango di perforazione. In ogni caso è opportuna almeno un'analisi alla luce di Wood e al cromatografo per conoscerne la composizione e poter quindi effettuare comparazioni in caso di manifestazioni.
- analizzare anche le altre sostanze utilizzate per confezionare il fango (ad esempio bentonite), al fine di individuare eventuali presenze di fossili e/o minerali pesanti.

 ENI	ENI S.p.A. Divisione Agip DWDT	POZZO: LULU' 1		PAG 4 DI 10	
				AGGIORNAMENTI:	
				0	

Profondità di inizio campionamento: dal primo ritorno di fango al vibrovaglio.

Campionamento cutting: come segue:

Serie	Interv. campionam. m	Freq. m	Tipo	Scopo	Destinatario
A-B-C	1° ritorno (fase 17 ½") e fase 12 ¼" fino al Top Fm.ne S. Nicola"	10-20	lavato-asciugato Non lavato	Stratigrafico	GEOR-STIG-FINA
A-B-C	Top S. Nicola - TD<	5-10	lavato-asciugato Non Lavato	Stratigrafico	GEOR-STIG-FINA
D	1° ritorno- Top San Nicola	20	Mini Head Space	Profilo gas di pozzo	GEOC
D	Top San Nicola- T.D.	10	Mini Head Space	Profilo gas di pozzo	GEOC

Note

1. Se ritenuto necessario il geologo AGIP potrà variare la frequenza e modalità di campionamento a seconda delle necessità.

2. Si dovrà infittire il campionamento o prelevare "spot sample" nei seguenti casi:

- presenza di manifestazioni non previste dal programma;
- assorbimenti di fango;
- vicinanza di limiti formazionali determinanti per il prosieguo delle operazioni (ad es. casing point, core point);
- brusche variazioni di notevole entità della velocità di avanzamento.


Sarà cura dell'assistente geologico avvertire in tempo il mud logger del cambiamento di programma.

3. Le indicazioni sulle buste o altri contenitori (barattoli per Mini Head Space) utilizzati per conservare i campioni dovranno essere scritte con pennarelli ad inchiostro indelebile. (Nel caso di fanghi ad olio, riportare le indicazioni su un cartoncino, utilizzando una seconda busta per contenere il tutto).

4. (Nel caso siano usati fanghi ad olio o contenenti composti organici, inviare a GEOC anche un campione di fango non circolato assieme ad un campione degli additivi stessi).

5. I campioni dovranno essere disposti in ordine di prelievo in cassette apposite, ed essere inviati in Distretto (Unità GEOR, att.ne R. Cestari/A. Gentile) con le seguenti modalità:

- Serie A (GEOR) - B (STIG): spedizioni appena possibile.

 ENI S.p.A. Divisione Agip DWDT	POZZO: LULU' 1	PAG 5 DI 10		
		AGGIORNAMENTI:		
		0		

- Serie C (Partners): unica spedizione a fine pozzo.
- Serie D (GEOC, att.ne P. Martinenghi): spedizione a fine perforazione, o su richiesta specifica durante la perforazione.

Ad ogni spedizione di campioni deve essere fatta una comunicazione con specificato: pozzo, data, mittente, destinatario, contenuto e corriere utilizzato. La comunicazione va trasmessa per Fax in Distretto (att.ne Operativi e T. Gentile), una copia va allegata al materiale inviato ed una copia va 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 il responsabile attività operative dell'avvenuta spedizione.

3.2. CAROTE DI FONDO

E' previsto il prelievo di una carota di fondo all'interno della F.ne San Nicola in corrispondenza di entrambi i target in caso di manifestazioni durante la perforazione accompagnate da valori significativi della resistività LWD.

Scopo delle carote è quello di definire le caratteristiche petrofisiche del serbatoio al fine di ottimizzare la valutazione mineraria del prospect.


3.3. CAROTE DI PARETE

Eventuali carote di parete potranno essere prelevate nella fase 8 ½ " nel caso si reputi necessario ottenere una valutazione dei corpi sedimentari costituenti la F.ne San Nicola.

3.4. CAMPIONAMENTO FLUIDI

Dovranno essere campionati tutti i fluidi che si ritengono provenire dalle formazioni attraversate dal sondaggio sia durante la perforazione che durante gli eventuali test.

I campioni, accompagnati dal relativo rapporto e dalla richiesta di analisi, andranno inviati al Distretto, che provvederà successivamente alla spedizione degli stessi ai Laboratori di S. Donato Milanese.

	ENI S.p.A. Divisione Agip DWDT	POZZO: LULU' 1	PAG 6 DI 10			
			AGGIORNAMENTI:			
			0			

3.5. LOGGING WHILE DRILLING

E' prevista l'acquisizione di LWD e PWD nelle seguenti fasi:

Fase 23" (foro pilota 8 1/2"): PWD.

Fase 17 1/2": PWD.

Fase 12 1/4": RAB (GR e Resistività); PWD.

L'acquisizione è finalizzata all'ottimizzazione della densità del fango, all'individuazione del casing point ed al monitoraggio dello sviluppo della pore pressure.

Fase 8 1/2": CDR (GR e Resistività); PWD. L'acquisizione è finalizzata alla valutazione di eventuali manifestazioni, alla definizione del coring point nella F.ne San Nicola e al monitoraggio dello sviluppo della pore pressure.

3.6. WIRELINE LOGGING

Compagnia di servizio:	Da definire
Unità di misura:	m
Scala di registrazione:	1:1000 - 1:200
SHDT :	solo scala 1:200
Campionatura:	fitta

N.B. Le sigle sono indicative del solo tipo di acquisizione.

Fase 36" - 23" nessuna registrazione; per la fase 17 1/2 " verranno acquisiti solo Log While Drilling.

Fase 12 1/4 "

Log previsti:


- AS/DSI - SHDT – LDL

Il Sonic verrà eseguito come Array Sonic (AS) nel caso non si effettui l'elaborazione AVO sul pozzo, in tal caso verrà registrato il sonic digitale (DSI) con l'acquisizione delle onde Shear.

CBL-VDL

Temperatura max prevista: 40°C

Fase 8 1/2 "

 ENI S.p.A. Divisione Agip DWDT	POZZO: LULU' 1	PAG 7 DI 10		
		AGGIORNAMENTI:		
		0		

Log previsti:

1. AS/DSI - SHDT - LDL

Il Sonic verrà eseguito come Array Sonic (AS) nel caso non si effettui l'elaborazione AVO sul pozzo, in tal caso verrà registrato il sonic digitale (DSI) con l'acquisizione delle onde Shear. LDL verrà acquisito solo in caso di assenza di indizi di mineralizzazione. L'acquisizione è finalizzata all'elaborazione del sismogramma sintetico

In caso di indizi di mineralizzazione:

2. AIT/MCFL/APS/EPT
3. CMR
4. MDT
5. SWC
6. CBL-VDL
7. USIT (solo in caso di dubbi dal CBL)


Temperatura max prevista: 60°C.

- E' prevista l'acquisizione VSP lungo l'intero intervallo perforato. Il programma di dettaglio verrà definito sulla base dei risultati del sondaggio.
- Il suddetto programma può subire modifiche in conseguenza dei dati che emergeranno durante la perforazione, di cambiamenti di programma del pozzo (fango , casing design etc...), di condizioni del foro.
- La sequenza delle discese e le combinazioni dei tool verranno indicati nel " Programma Log " di dettaglio redatto per ogni singola operazione di registrazione.; eventuali variazioni, rese necessarie ad es. da problemi riscontrati durante le registrazioni, dovranno essere concordate con il Team DWDT.

Note

- Prima dell'inizio delle operazioni di well logging, durante l'ultima circolazione, prelevare un campione di fango per le misure di Rm, Rmc, Rmf.
- Assicurarsi prima di ogni discesa che gli attrezzi siano equipaggiati con almeno 2 termometri.
- La repeat section dovrà coprire un intervallo di almeno 100 m ed essere effettuata in corrispondenza di zone mineralizzate o caratterizzate da sensibili variazioni litologiche.
- I log registrati dovranno presentare un overlap con i run precedenti di almeno 30 m, in modo che sia possibile verificare la ripetibilità delle curve.
- Alla fine di ogni operazione log il geologo Agip dovrà compilare il Rapporto LQC.

Per ulteriori dettagli circa le modalità di acquisizione log si rimanda alle "Procedure di Geologia Operativa", paragrafo 3.1.0.

	ENI S.p.A. Divisione Agip DWDT	POZZO: LULU' 1	PAG 8 DI 10			
			AGGIORNAMENTI:			
			0			

La compagnia di Well Logging deve fornire in cantiere n. 3 copie opache, n.1 copia lucida per ogni log e n.2 copie della relativa cassetta DAT (formato LIS), n.1 Floppy Disk formato LIS (TAP) con le curve dei log petrofisici che compaiono sul Main Log

In caso di registrazione di log d'immagine si richiedono n. 2 copie opache supplementari.

3.7. WIRELINE TESTING

E' prevista l'acquisizione di misure di pressione mediante RFT o MDT, al fine di acquisire i dati di pressione e i gradienti di formazione in corrispondenza degli obiettivi minerari sia nella fase 12 1/4 " che nella fase 8 1/2".

Le modalità e le profondità alle quali saranno effettuati i test saranno decise sulla base dell'interpretazione dei log.

Si raccomanda di osservare le indicazioni riportate nel manuale "Procedure di Geologia Operativa", paragrafo 4.2.0.

3.8. TESTING


Sulla base dell'analisi dei log, delle misure di pressione e delle manifestazioni, potrà essere pianificato un programma di testing.

In tal caso l'assistente geologico dovrà essere aggiornato sulle operazioni e sui programmi; in particolare, dovrà seguire eventuali operazioni di campionamento di fluidi. Per i dettagli si rimanda al manuale "Procedure di Geologia Operativa", paragrafi 4.2.0. e 4.3.0.

3.9. STUDI ED ELABORATI

Si richiedono i seguenti studi dei servizi tecnici e di laboratorio:

- Studio stratigrafico dei cutting.
- Studio geochimico e composizionale sui cutting e sui mini head-space.
- Analisi di routine su carote.
- CPI negli intervalli mineralizzati.
- Elaborazione del SHDT.
- Elaborazione delle misure di velocità in pozzo (VSP).
- Studio di gas di pozzo (Gas While Drilling).
- Studio di Pore Pressure While Drilling.

 ENI S.p.A. Divisione Agip DWDT	POZZO: LULU' 1	PAG 9 DI 10		
		AGGIORNAMENTI:		
		0		

Documentazione

La documentazione di carattere geologico prodotta in cantiere, redatta dalla compagnia di Mud Logging e dall'assistente geologico AGIP, dovrà comprendere:

- Rapporto giornaliero, contenente informazioni sulla litologia, manifestazioni ed i dati salienti sulle operazioni raccolti dalle 00.00 alle 24.00 del giorno precedente, con un aggiornamento su ciò che è accaduto dalla mezzanotte alle 07.00 del mattino. Deve essere inviato giornalmente via fax, entro le ore 08.00, all'unità di Geologia del Distretto di Ortona (n° fax int. 361) e al Team DWDT (n° fax int. 35513) assieme all'ultimo foglio aggiornato del Master Log.
- Rapporto pomeridiano, comprendente le informazioni sulla litologia, manifestazioni ed i dati salienti sulle operazioni raccolti dalle 00.00 alle 14.30 del giorno. Deve essere inviato giornalmente via fax, entro le ore 15.00, all'unità di Geologia del Distretto di Ortona e al Team DWDT.
- Master Log, da inviare in n. 7 copie all'unità di Geologia del Distretto di Ortona e al Team DWDT, a fine pozzo, o quando richiesto espressamente, assieme a n. 1 copia lucida.
- Dati DB Wellog (Forall), che devono essere caricati prima possibile, compatibilmente con le altre esigenze di lavoro. Il relativo floppy disk deve essere spedito al Distretto a fine pozzo.

Tutti gli altri rapporti, compilati secondo le procedure AGIP, andranno inviati al Distretto via fax, con spedizione dell'originale tramite posta normale.

Nota: Quando si trasmettono documenti via fax accertarsi che ogni foglio riporti indicato il nome del pozzo e che presenti almeno una profondità di riferimento

3.10. POZZI DI RIFERIMENTO

I pozzi di riferimento sono Lucilla 1, Linda 1 Dir, Hera Lacinia 6 e Luna 33 Dir.

- **Previsione di gradienti di pressione**

Il profilo del gradiente di pressione interstiziale risultante dallo studio riportato in allegato è compatibile con il profilo utilizzato nella sezione 4 "Programma di Perforazione".

Fare riferimento allo studio allegato GESO/SMES "Lulù 1 Predizione delle Pressioni"

- **Previsione di gradienti di temperatura**

E' previsto un gradiente di temperatura di 3-4°C/100 m, pertanto si prevede una temperatura a T.D. pari a circa 60°C.

- **Assorbimenti**

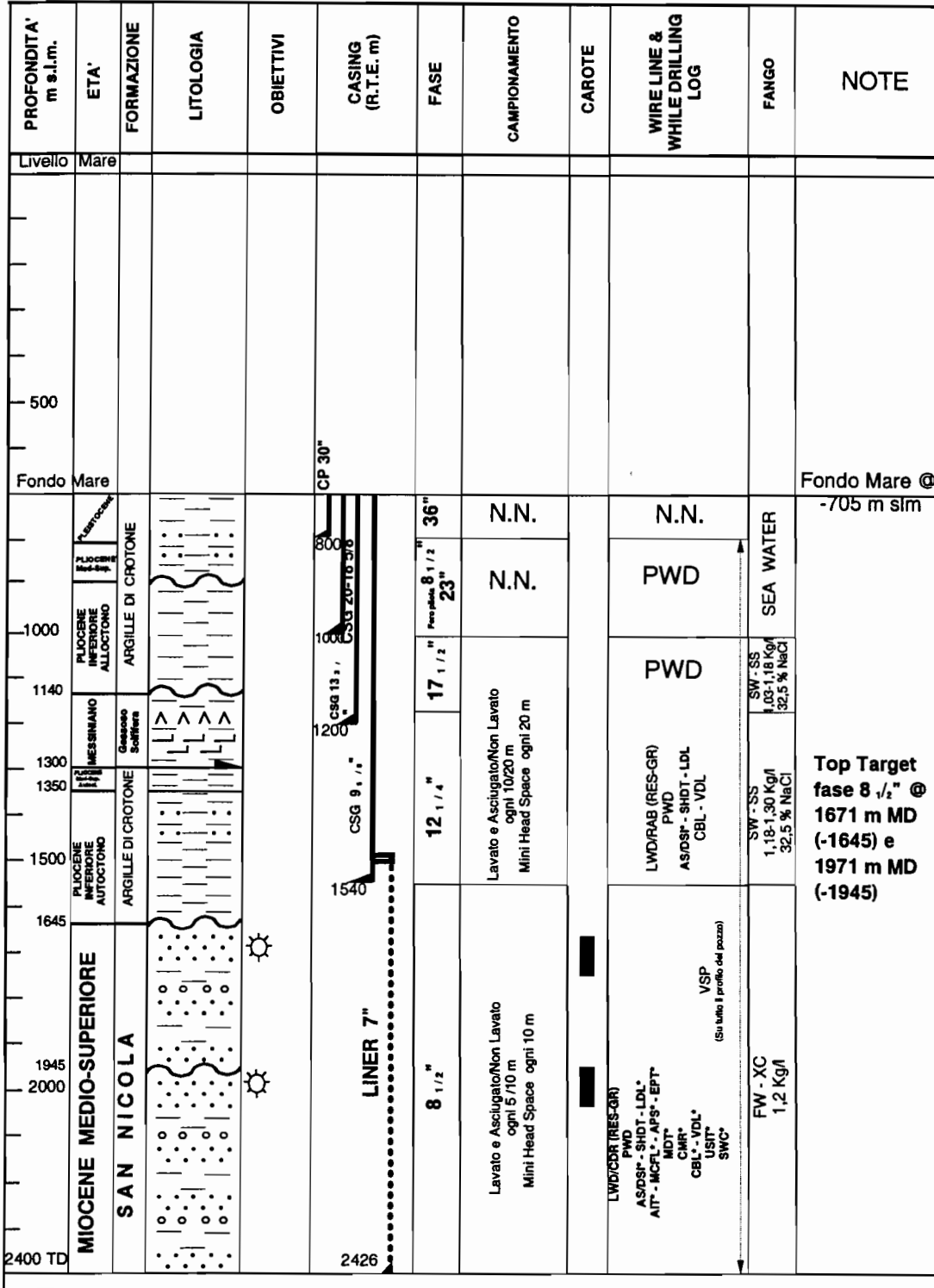
Non sono previsti assorbimenti in perforazione.



LULU' 1

Formation Evaluation Master Plan

Fig. 1



LEGENDA:

*Contingent Log




Obiettivo principale


Obiettivo secondario

Profondità prevista 2426 m MD

R.T.E. 26 m


	ENI S.p.A. Divisione Agip DWDT	POZZO: LULU' 1	PAG 1 DI 39			
			AGGIORNAMENTI:			
			0			

SEZIONE 4
PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

Data di emissione:16-08-2000				
②				
①				
ⓐ	Emissione			
	AGGIORNAMENTI	PREPARATO DA F. BENZI S. D'ANGELO	CONTROLLATO DA A. CAVALLINI	IL RESPONSABILE  A.CALDERONI


SEZIONE N° 4 –PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

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

 Eni	ENI S.p.A. Divisione Agip DWDT	POZZO: LULU' 1	PAG 2 DI 39			
			AGGIORNAMENTI:			
			0			

INDICE DEGLI ARGOMENTI

4.1.	SEQUENZA OPERATIVA	3
4.1.1.	INFORMAZIONI GENERALI	3
4.1.2.	PRELIMINARI	4
4.1.3.	FORO PILOTA 8 ½ " @ 1000 m	4
4.1.4.	ALLARGAMENTO PILOT HOLE PER DISCESA CP 30" @ 800 M E CSG 20" - 18 5/8" @ 1000 M	4
4.1.5.	FORO 17 ½" per CSG 13 3/8" @ 1200 m	6
4.1.6.	FORO 12 1/4" per CSG 9 5/8" @ 1540 m	7
4.1.7.	FORO 8 ½ " per event. Liner 7" @ 2426 m	9
4.2.	PROGETTAZIONE DEL POZZO	10
4.2.1.	PREVISIONE SUI GRADIENTI DI PRESSIONE E TEMPERATURA	10
4.2.2.	PROBLEMI DI PERFORAZIONE	13
4.2.3.	SCELTA QUOTE DI TUBAGGIO	14
4.2.4.	CASING DESIGN	15
4.2.5.	PROGRAMMA FANGO	19
4.2.6.	PROGRAMMA DI CEMENTAZIONE	25
4.2.7.	TESTA POZZO E BOP	27
4.2.8.	PROGRAMMA IDRAULICO	30
4.2.9.	SCALPELLI E PARAMETRI	32
4.2.10.	BHA E STABILIZZAZIONE	33
4.3.	ALLEGATI	34
4.3.1.	PIT DRILL	34
4.3.2.	KILLING PROCEDURES	34
4.3.3.	LEAK - OFF TEST	35
4.3.4.	WELL SHUT IN PROCEDURE	36
4.3.5.	KICK TOLLERANCE	39

 Eni	ENI S.p.A. Divisione Agip DWDT	POZZO: LULU' 1	PAG 3 DI 39				
			AGGIORNAMENTI:				
				0			

4.1. SEQUENZA OPERATIVA

4.1.1. INFORMAZIONI GENERALI

Il pozzo LULU' 1 è localizzato nell'off-shore calabro ad una distanza di ca. 10 Km dalla costa nel Permesso F.R 29 AG/1 . Il sondaggio interesserà più obiettivi a tema gas localizzati in trappole all'interno del Miocene Medio e superiore localizzate nella Formazione San Nicola.

Il pozzo raggiungerà la profondità di 2426 m TVD con il seguente profilo casing:

- C.P. 30" a circa 800 m TVD 800 m MD
- CSG 20"-18" 5/8 a circa 1000 m TVD 1000 m MD
- CSG 13 3/8" a circa 1200 m TVD 1200 m MD
- CSG 9 5/8 " a circa 1540 m TVD 1540 m MD
- Eventuale LINER 7" a circa 2426 m TVD 2426 m MD

Le operazioni inizieranno con la perforazione del foro pilota 8 ½ " fino a m 1000 (quota scarpa CSG 20)


Successivamente il foro pilota verrà allargato con una batteria mista costituita da uno scalpello da 23" ed un allargatore da 36"; al termine di questa fase verranno discesi il CP 30" con la GRA e la colonna di ancoraggio 20"-18" 5/8 con la testa pozzo 18" ¾ MS-700 15000 psi e cementati con ritorno di cemento a F.M.

N.B. le fasi qui sopra descritte saranno perforate con ritorno a F.M. utilizzando acqua di mare e cuscini di fango HV.

La perforazione proseguirà con bit 17 ½" fino a circa 1200 m VD nel Messiniano (formazione Gessoso Solfifera) con possibili livelli di salgemma arrestandosi alla massima profondità possibile imposta dai margini dai gradienti di formazione teorici previsti o possibilmente effettivamente rilevati.

Con il foro da 12 1/4" si attraverserà il "Pliocene Inferiore Alloctono" arrestandosi alla profondità di 1540 m VD, con margine di sicurezza prima di raggiungere la formazione San Nicola obiettivo del pozzo.

La perforazione proseguirà con il foro da 8 ½ " attraversando gli obiettivi fino alla profondità finale di 2426 m VD .

 Eni	ENI S.p.A. Divisione Agip DWDT	POZZO: LULU' 1		PAG 4 DI 39	
				AGGIORNAMENTI:	
		0			

4.1.2. PRELIMINARI

Con impianto su postazione eseguire operazioni di ancoraggio e zavorramento. Marcare le mooring lines per un eventuale riposizionamento dell'impianto. In contemporanea:


- Assemblare e stivare in torre stands di DP_s 5" per la discesa dell'Inner String
- Assemblare drill string per 8 ½ " Pilot Hole e 23"-36" hole.
- Assemblare 18 3/4" Housing con 18 3/4" seat protector e 18 3/4" housing con CART.
- Confezionare il fango di perforazione e il Kill Mud

4.1.3. FORO PILOTA 8 ½ " @ 1000 m


Per la perforazione di questa fase si raccomanda di attenersi alle seguenti norme precauzionali:

- Prima dell'inizio operazioni organizzare un Safety Meeting con tutto il personale al fine di specificare chiaramente i rispettivi compiti in caso di emergenza.
 - Confezionare un volume adeguato di Kill Mud a d = 1.4 Kg/l
 - Predisporre il sistema di Stand Pipe Manifold e le saracinesche del sistema fango per poter effettuare in modo repentino il pompamento del Kill Mud in caso di necessità. Monitorare vento e corrente di superficie per eseguire, in caso di necessità, l'allontanamento dalla verticale del pozzo con un opportuno slack-off delle linee di ormeggio con i Thruster non operativi.
 - Effettuare simulazioni di pompamento con la squadra di perforazione (Shallow Test)
 - Perforare il foro pilota 8 ½ " con un avanzamento controllato monitorando i parametri LWD-PWT.
 - Calcolare il fondo pozzo in base alla lunghezza di casing 20"-18" 5/8 e 10 m di rat hole.
1. Discendere ROV a F.M. ed ispezionare il fondale, posizione 4 Sonar Reflector alle coordinate teoriche e registrare così la posizione, questo permetterà di riposizionare l'impianto e localizzare la posizione del pozzo a fondo mare. Il ROV sarà mantenuto a FM in prossimità della bocca pozzo per tutta la durata della fase.
 2. Assemblare Bit 8 ½ ", float valve e BHA con LWD e PWD e discendere a FM.
 3. Toccare la Mud line e registrare la profondità.
 4. Perforare con parametri controllati (Q = ca. 1500 l/min) - (ca. 90 RPM) utilizzando fango HV - (WOB = 2 - 4 ton) ad una velocità di avanzamento controllata (ROP 15 m/h), con acqua di mare e pulendo il foro intervallando cuscini di fango HV.
N.B.: Eseguire lentamente le operazioni di aggiunta stands e le manovre al fine di evitare fenomeni di pistonaggio.
 5. Al fondo, pompare un cuscinio HV e circolare con acqua di mare fino a completa pulizia del foro, quindi spiazzare l'acqua di mare con fango 1.2 kg/lt (considerare ca. il 100% di volume in eccesso).
 6. Estrarre il Bit, flow check 30 minuti. Prima dell'uscita del bit dal foro posizionare marker buoy in prossimità del foro.

4.1.4. ALLARGAMENTO PILOT HOLE PER DISCESA CP 30" @ 800 M E CSG 20" - 18 5/8" @ 1000 M

 Eni	ENI S.p.A. Divisione Agip DWDT	POZZO: LULU' 1	PAG 5 DI 39			
			AGGIORNAMENTI:			
			0			

1. Assemblare Bit 23" + SDD 23" + BHA + dual hole opener 23"-36" e discendere a FM misurando la distanza PTR - FM.
2. Allargare il foro attenendosi alle istruzioni dell'operatore SDD. Durante tale fase verrà utilizzata acqua di mare intervallando dei cuscini viscosi per ottenere una più efficace pulizia del foro.
N.B. Eseguire lentamente le operazioni di aggiunta stands e le manovre al fine di evitare fenomeni di pistonaggio.
Spezzonare opportunamente la batteria di perforazione in modo da avere la scarpa del CP 30" a 800 m PTR e sufficiente rat hole per posizionare la scarpa 18" 5/8 a 1000 m PTR
3. Al fondo, pompare un cuscino HV e circolare con acqua di mare fino a completa pulizia del foro, quindi spiazzare l'acqua di mare con fango 1.2 kg/lt (considerare ca. il 100% di volume in eccesso).
4. Eseguire wiper trip a 5 m da FM, ridiscendere il Bit al fondo ripassando le sezioni di foro in cui si sono verificati fenomeni di forzamento
5. Pompate fango 1.2 kg/lt fino a completa pulizia foro (considerare ca. il 50% di volume in eccesso).
6. Estrarre a giorno bit. Prima dell'uscita del bit dal foro posizionare marker buoy in prossimità del foro stesso.
7. Assemblare CP 30" con scarpa aperta smussata e sospendere conductor sul BOP Trolley con apposita frame. Il CP sarà sospeso su 4 pad-eyes rispetto ai due convenzionali.
8. Montare GRA e assicurarsi che uno Slope Indicator sia correttamente installato su di essa.
9. Assemblare e discendere all'interno del 30" CP la casing string 18" 5/8 – 20"
10. Discendere la inner string all'interno del casing 20"-18" 5/8
11. Agganciare il ratch-latch dell'housing 18" ¾ nell'housing da 30"
12. Discendere, quindi, la casing string con DP 5"
N.B. Nella landing string sopra il CART sarà posizionata una cementing sub (tipo sliding-sleeve) che sarà collegata mediante un tubo da 2" esterno al CP 30" ad un pipe ring forato che consentirà l'accesso sia all'annulus 30"-36" che a quello 20"-30".
Il sistema denominato "cement top up system" verrà utilizzato in caso di mancato ritorno della malta da uno o entrambi gli annulus, lanciando una biglia nelle aste e aprendo la sliding-sleeve. Successivamente il rubber-hose viene tagliato mediante ROV per consentire il flussaggio della landing string e lo svincolo del 18" ¾ CART
13. Inserire la casing string nel foro 36" mediante l'ausilio della ROV
14. Continuare la discesa e posizionare il top housing 18" ¾ a circa 4 m dal fondo del mare.
15. Montare le linee di superficie e testarle.
16. Circolare minimo l'intero volume interno controllando con il ROV la tenuta sul RT e l'avvenuta pulizia dell'intercapedine che dovrà essere cementata.
17. Cementare attraverso la inner string con risalita della malta da entrambi gli annulus (pressione differenziale pari a circa 2-3 atm)
18. Rilevare il ritorno di cemento a fondo mare con l'ausilio del ROV e, quindi, spiazzare il cemento nella landing e inner string. In caso di mancato ritorno aprire la cementing port e continuare l'operazione di cementazione come sopra.
19. Attendere che il cemento abbia fatto presa


 Eni	ENI S.p.A. Divisione Agip DWDT	POZZO: LULU' 1	PAG 6 DI 39			
			AGGIORNAMENTI:			
			0			

20. Svincolare ed estrarre il RT, quindi lavare la testa pozzo pompando acqua di mare ed osservare con il ROV.
21. Estrarre il RT registrando la distanza tra PTR e Housing 18 3/4".
22. Discendere il BOP Stack con il Riser collaudando choke e kill lines ogni 5 giunti. Osservando con il ROV appoggiare il BOP Stack sull'Housing controllare slope indicator, agganciare il BOP Connector e collaudare l'avvenuto aggancio (vedi specifiche tecniche della casa costruttrice).
23. Tensionare il Riser
24. Installare diverter assembly
25. Eseguire test ganasce trancianti a 20 e 70 atm.
26. Discendere Bop Isolation Test Tool.
27. Eseguire test idraulico del Connector, delle ganasce sagomate e del wellhead- connection al 70% della pressione minima tra il Burst Resistance del Casing e la Bop W. P. e testare Bag Preventer a 20 e 70 atm.
28. Estrarre Bop Isolation Test Tool.
29. N.B.: I Test Bop devono essere eseguiti ogni 14 gg e/o ogni volta che una Colonna viene tubata e cementata. (BEST PRACTICES & MINIMUM REQUIREMENTS, OP 02.90 punto 20)

4.1.5. **FORO 17 1/2" per CSG 13 3/8" @ 1200 m**

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

1. Discendere lo scalpello 17 1/2 " con nuova BHA, spiazzare acqua di mare con fango, Test 20"-18" 5/8 casing a 70 kg/cm², fresare cemento e scarpa 18" 5/8, pulire rat hole.
2. Perforare 5-6 metri di nuova formazione, circolare ed uniformare il fango, eseguire L.O.T. (Leak Off Test) seguendo le procedure allegate.
3. Iniziare la perforazione con parametri ridotti fino all'uscita dell'ultimo stabilizzatore dalla scarpa ed impostare Perforare fino alla quota prevista di tubaggio del casing 13 3/8" a 1200 m M.D. (utilizzare la booster-line in caso di formazione di tappi di argilla).
4. Alla quota di tubaggio del casing 13 3/8" eseguire una manovra di controllo foro in scarpa, ridiscendere al fondo, ripassando gli eventuali punti con forzamenti, circolare e condizionare il fango.
5. Assemblare Running Tool, casing hanger 13 3/8" - 18 3/4" e sub sea cementing assembly con DP, verificare i diametri interni e stivare in torre.
6. Recuperare il seat - protector.
7. Discendere la colonna 13 3/8" al fondo, controllando il riempimento ogni 3 giunti, equipaggiata di sub sea releasing plug con equalizer valve e casing hanger/pack off assembly metal to metal seal. Utilizzare DP 5" S-135 come Landing String. Appoggiare casing hanger su wellhead housing usando il Motion Compensator.
8. Circolare minimo l'intero volume del casing e condizionare il fango, se necessario.
9. Eseguire la cementazione come al punto 4.2.6, collaudando la colonna al contatto tappi a 100 atm. Se non si è raggiunto il contatto tappi dopo aver pompato il volume teorico di spiazzamento, non sovraspiazzare più del 50% del volume teorico tra scarpa e collare.

 ENI S.p.A. Divisione Agip DWDT	POZZO: LULU' 1	PAG 7 DI 39			
		AGGIORNAMENTI:			
		0			

Controllare la tenuta valvole, se negativa, tenere in pressione fino a indurimento dei campioni di cemento prelevati durante la cementazione.


Energizzare e collaudare pack off assembly con ganasce sagomate chiuse pompando dalla linea Kill molto lentamente e prestando molta attenzione ai volumi pompati (1-2 bbls) Pmax come da procedure VETCO.

10. Svincolare Running Tool, circolare per pulizia interno housing, BOP e Riser ed estrarre.
11. Eseguire test ganasce trancianti a 20 e 70 atm.
12. Discendere Bop Isolation Test Tool.
13. Eseguire Test idraulico del Connector, delle ganasce sagomate e di Wellhead-Connection al 70% della pressione minima tra il Burst Resistance del Casing e la Bop W.P. e testare Bag Preventer a 20 e 70 atm.
14. Estrarre Bop Isolation Test Tool.
N.B.: I Test Bop devono essere eseguiti ogni 14 gg e/o ogni volta che una colonna viene tubata e cementata.
(BEST PRACTICES & MINIMUM REQUIREMENTS, OP 02.90 punto 20)
15. Discendere 13 3/8" Wear Bushing.

4.1.6. **FORO 12 1/4" per CSG 9 5/8" @ 1540 m.**

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

1. Discendere lo scalpello 12 1/4" e fresare collare, cemento e scarpa, lavare il rat hole. In caso di non avvenuto contatto tappi durante la cementazione della colonna precedente, effettuare la prova di tenuta colonna a 120 Kg/cm² prima di fresare il collare.
2. Perforare 5-6 metri di nuova formazione, circolare ed uniformare il fango, eseguire L.O.T. (Leak Off Test) seguendo le procedure allegate.
3. Riprendere la perforazione con parametri ridotti fino a che l'ultimo stabilizzatore non sia uscito dalla scarpa; proseguire la perforazione fino alla quota di tubaggio del casing 9 5/8" prevista a 1540 m. M.D.
4. A quota tubaggio circolare un bottom up o fino a pulizia del foro, eseguire un controllo foro fino alla scarpa del csg precedente, ridiscendere al fondo ripassando gli eventuali punti con forzamenti, circolare e condizionare il fango per i logs quindi estrarre.
5. Eseguire i logs come da programma geologico.
6. Assemblare il casing hanger 9 5/8" - 18 3/4", running tool e sub sea cementing assembly con DP 5" S-135 e stivare in torre.
7. Prima del tubaggio se da caliper log risultano dei tratti undergauge eseguire una manovra di controllo foro con la stessa batteria usata in perforazione, ripassando eventuali punti con forzamenti, al fondo circolare e condizionare il fango per il tubaggio della colonna 9 5/8", quindi estrarre.
8. Recuperare 13 3/8" Wear Bushing.
9. Discendere la colonna 9 5/8" al fondo, controllando il riempimento ogni 3 giunti, equipaggiata di sub sea releasing plug con equalizer valve e casing hanger/ pack off seal

	ENI S.p.A. Divisione Agip DWDT	POZZO: LULU' 1	PAG 8 DI 39			
			AGGIORNAMENTI:			
		0				

assembly metal to metal seal. Appoggiare casing hanger su wellhead housing usando il Motion Compensator.

10. Circolare almeno il volume interno totale condizionando il fango, se necessario.
11. Eseguire la cementazione come al punto 4.2.6, collaudando la colonna al contatto tappi a 150 atm.


Energizzare e collaudare pack off assembly con ganasce sagomate chiuse pompando dalla linea Kill molto lentamente e prestando molta attenzione ai volumi pompati (1-2 bbls) Pmax come da procedure VETCO.

12. Svincolare Running Tool, circolare per pulizia interno housing, BOP e Riser ed estrarre.
13. Eseguire test ganasce trancianti a 20 e 70 atm.
14. Discendere Bop Isolation Test Tool.
15. Eseguire Test idraulico del Connector, delle ganasce sagomate e della Wellhead-Connection al 70% della pressione minima tra il Burst Resistance del Casing e la Bop W.P. e testare Bag Preventer a 20 e 70 atm.
16. Estrarre Bop Isolation Test Tool.

N.B.: I Test Bop devono essere eseguiti ogni 14 gg e/o ogni volta che una colonna viene tubata e cementata.

(BEST PRACTICES & MINIMUM REQUIREMENTS, OP 02.90 punto 20)

17. Discendere 9 5/8" Wear Bushing.


 ENI S.p.A. Divisione Agip DWDT	POZZO: LULU' 1	PAG 9 DI 39			
		AGGIORNAMENTI:			
		0			

4.1.7. FORO 8 ½ " per event. Liner 7" @ 2426 m

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

1. Discendere lo scalpello 8 ½ " e fresare collare, cemento e scarpa, lavare il rat hole. In caso di non avvenuto contatto tappi durante la cementazione della colonna precedente, effettuare la prova di tenuta colonna a 140 Kg/cm² prima di fresare il collare.
2. Perforare 5-6 metri di nuova formazione, circolare ed uniformare il fango, eseguire L.O.T. (Leak Off Test) seguendo le procedure allegate.
3. Riprendere la perforazione con parametri ridotti fino a che l'ultimo stabilizzatore non sia uscito dalla scarpa fino alla profondità dell'eventuale tubaggio del liner da 7" prevista a 2426 m. V.D.
4. Al fondo circolare bottom up o fino a pulizia del foro, eseguire un controllo foro fino alla scarpa del csg precedente, ridiscendere al fondo ripassando gli eventuali punti con forzamenti, circolare e condizionare il fango per i logs quindi estrarre.
5. Eseguire i logs come da programma geologico.

N.B.: L'eventuale discesa del Liner 7" verrà decisa in base ai risultati minerari del sondaggio.

 Eni	ENI S.p.A. Divisione Agip DWDT	POZZO: LULU' 1				PAG 10 DI 39
		AGGIORNAMENTI:				
		0				

4.2. PROGETTAZIONE DEL POZZO

4.2.1. PREVISIONE SUI GRADIENTI DI PRESSIONE E TEMPERATURA

4.2.1.1. GRADIENTI DI PRESSIONE

Gradiente Interstiziale

L'interpretazione dell'andamento dei gradienti di pressione relativi al pozzo Lulù 1 è stata ricavata dal pozzo Lucilla 1 considerando le formazioni del pozzo di riferimento erose fino alla quota relativa del fondo marino previsto per il pozzo Lulù 1. In particolare si prevede un gradiente interstiziale normale (1.03 atm/10m) fino a ca. 1000 m PTR (pliocene inf); da tale quota il valore del gradiente interstiziale dovrebbe, per effetto dei livelli evaporitici del "Messiniano" rapidamente aumentare fino a raggiungere il valore 1.25 atm/10 m alla quota di 1250 m PTR per gradualmente rientrare fino a 1.1 atm/10 m nella sottostante ripetizione di serie del Pliocene inf. e mantenersi costante fino al al top della S. Nicola prevista a quota 1645 ca da tale quota si può prevedere un nuovo graduale incremento del gradiente previsto a circa 1.14 atm/10m a fondo pozzo.

In tutte le fasi di perforazione verrà monitorata la pressione dell'intercapedine mediante LWD-PWD onde evitare il superamento del gradiente di fratturazione e verrà eseguita la prospezione del gradiente dei poi mediante elaborazione del "D exponent corretto".

Gradiente di Overburden

E' stato ricavato in base ai tempi di transito dal Sonic Log dei pozzi di riferimento.

Gradiente di Fratturazione

E' stato calcolato, per tutto il profilo del pozzo, in base alla relazione:

$$G_f = K*(G_{OV}-G_p)+G_p$$

Nei livelli di sabbie e argille ed in base ai dati di leak-off test dei pozzi di correlazione si è considerato

$$K= 0.7$$

Livelli evaporitici del messiniano si è considerato

$$K= 1$$

4.2.1.2. TEMPERATURE:

In base alle correlazioni con i pozzi precedentemente perforati nell'area, la temperatura statica prevedibile a T.D. dovrebbe essere pari a circa 55° - 60°C.



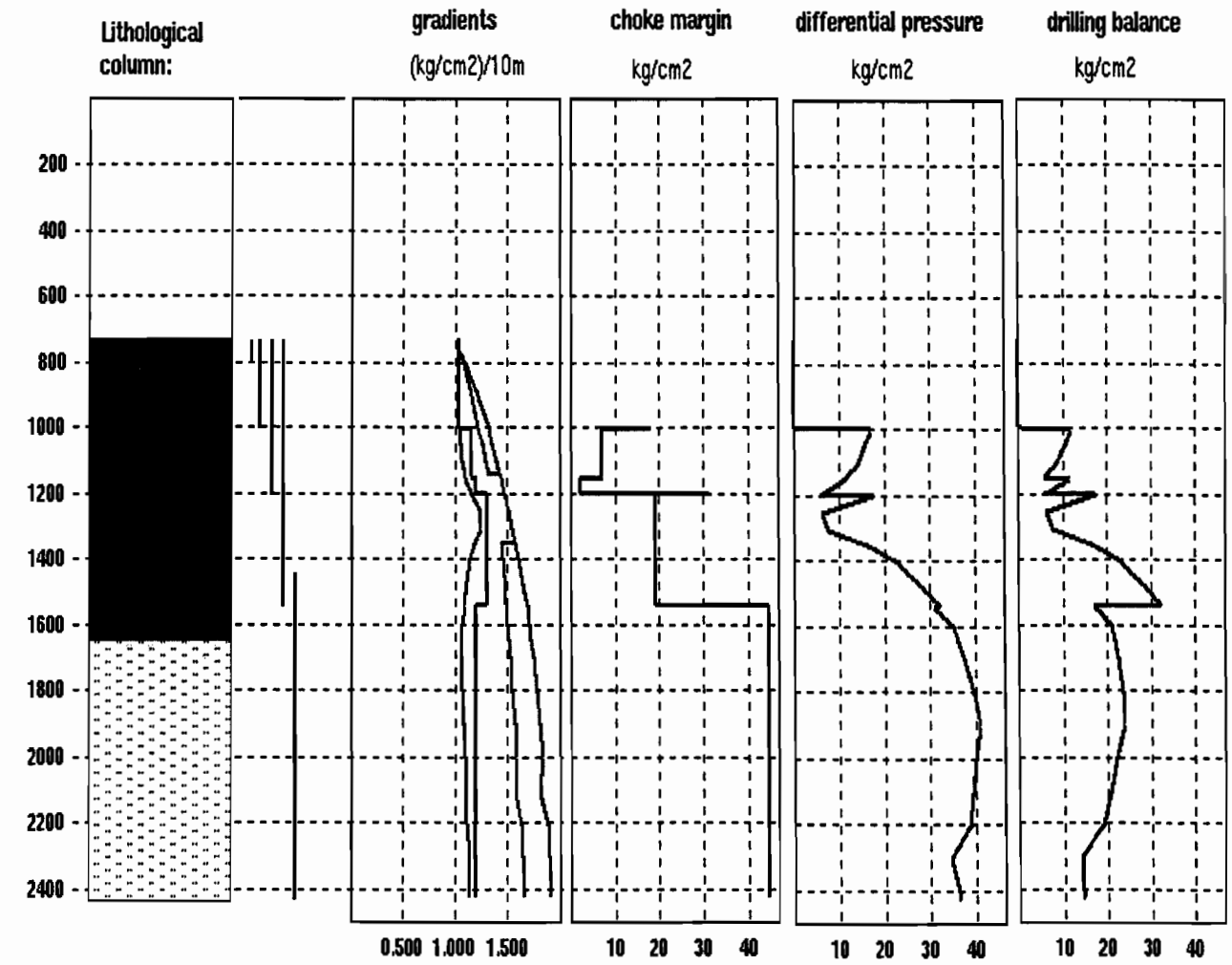
Margin analysis

Well: LULU; hole nr.: 1 (code: LULU1)

All data are plotted against TVD, referred to RKB

Unit for depths is: m

overburden	_____
pore	_____
fracture	_____
mud	_____






PREVISIONE GRADIENTI
Pozzo: Lulù 1

V.D. m	Gov Kg/cm ² *10m	Gi Kg/cm ² *10m	MW Kg/l	Gf Kg/cm ² *10m	MARGINE alla choke Kg/cm ²	PRESSIONE differenziale Kg/cm ²	Kick-Toller. Gi- Gi+20% m ³	SBHT °C	NOTE
731	1.030	1.030	1.03						
751	1.021	1.030	1.03	1.02					
799	1.093	1.030	1.03	1.07					
800	1.093	1.030	1.03	1.07				13	CP 30"
801	1.093	1.030	1.03	1.07					
901	1.213	1.030	1.03	1.16					
999	1.313	1.030	1.03	1.23					
1000	1.313	1.030	1.03	1.23	3.5	0	12.2 - -34.8		Csg 20"-18" 5/8
1001	1.313	1.030	1.15	1.23	7.8	17	34.1 - -1.2		
1050	1.356	1.050	1.15	1.26	7.8	16	29.4 - -4.6		
1100	1.400	1.070	1.15	1.30	7.8	14	25.0 - -7.3		
1100	1.400	1.070	1.15	1.40	7.8	14	25.0 - -7.3		
1150	1.436	1.100	1.15	1.44	7.8	12	19.0 - -10.7		
1151	1.436	1.100	1.20	1.44	2.8	12	18.9 - -10.7		
1199	1.475	1.150	1.20	1.48	2.8	6	10.7 - -15.4		
1200	1.475	1.150	1.20	1.48	2.8	6	10.7 - -15.4		Csg 13 3/8"
1201	1.475	1.150	1.30	1.48	21.0	18	21.8 - 5.9		
1250	1.510	1.250	1.30	1.51	21.0	6	13.5 - -1.2		
1303	1.538	1.240	1.30	1.54	21.0	8	13.8 - -0.6		
1303	1.538	1.240	1.30	1.45	21.0	8	13.8 - -0.6		
1350	1.571	1.180	1.30	1.45	21.0	16	18.1 - 3.1		
1400	1.607	1.140	1.30	1.47	21.0	22	21.0 - 5.8		
1500	1.668	1.100	1.30	1.50	21.0	30	23.9 - 8.6		
1539	1.686	1.090	1.30	1.51	21.0	32	24.6 - 9.2	40	
1540	1.686	1.090	1.30	1.51	21.0	32	24.6 - 9.2		Csg 9 5/8"
1541	1.686	1.090	1.20	1.51	47.3	17	15.0 - 6.4		
1600	1.714	1.070	1.20	1.52	47.3	21	15.6 - 7.2		
1701	1.749	1.070	1.20	1.55	47.3	22	14.9 - 6.8		
1803	1.784	1.070	1.20	1.57	47.3	23	14.4 - 6.4		
1804	1.784	1.070	1.20	1.57	47.3	23	14.4 - 6.4		
1900	1.813	1.075	1.20	1.59	47.3	24	13.6 - 5.8		
2002	1.838	1.090	1.20	1.61	47.3	22	12.4 - 4.9		
2103	1.861	1.103	1.20	1.63	47.3	20	11.4 - 4.2		
2201	1.881	1.115	1.20	1.65	47.3	19	10.5 - 3.6		
2301	1.900	1.140	1.20	1.67	47.3	14	9.1 - 2.7		
2400	1.916	1.140	1.20	1.68	47.3	14	8.8 - 2.6		
2430	1.922	1.140	1.20	1.69	47.3	15	8.8 - 2.6		
2426	1.922	1.140	1.20	1.69	47.3	15	8.8 - 2.6	60	Liner 7"

Lat	38°56'40.378"	Nord
Long	17°17'03.013"	Est
PTR/LM	(m)	26
PTR/FM	(m)	731

DATI CASING							
V.D. m	Phase Ø Inch	csg/liner	Diam. Inch	DV m	TOP		
					cmt 1st	cmt 2st	liner
800	36	CP	30"		731		
1000	23	Csg	20"-18" 5/8		731		
1200	17 1/2	Csg	13 3/8"		900		
1540	12 1/4	Csg	9 5/8"		1100		
2426	8 1/2	Liner	7"		1440		1440

 Eni	ENI S.p.A. Divisione Agip DWDT	POZZO: LULU' 1		PAG 13 DI 39	
				AGGIORNAMENTI:	
		0			

4.2.2. PROBLEMI DI PERFORAZIONE


Non si prevedono particolari problematiche durante la perforazione.

Shallow Gas

Non potendo escludere la possibilità di gas superficiale, si raccomanda di attenersi alle procedure previste dal "Shallow Gas Drilling Guidelines".

Pozzi di Riferimento

I pozzi di riferimento sono Lucilla 1, Linda 1 dir, Hera Lacina 6 e Luna 33 dir.

 Eni	ENI S.p.A. Divisione Agip DWDT	POZZO: LULU' 1	PAG 14 DI 39			
			AGGIORNAMENTI:			
			0			

4.2.3. SCELTA QUOTE DI TUBAGGIO

- **30" x 1.5" a m 800 circa PTR. (69 m da F.M.)**

Con il Conductor Pipe 30" saranno discesi la Guide-lineless Re-entry Assembly e il Conductor Housing 30"; che costituirà il sostegno principale della testa pozzo in quanto accoglierà l'Housing 18 3/4" sul quale verrà connesso lo Stack BOP con il Riser.

- **Csg Superficiale 20" – 133# - X56 / 18" 5/8 – 96.5# N80 a m 1000 PTR**

Con questo casing si cercherà di avere un gradiente di fratturazione alla scarpa tale da avere un margine alla choke accettabile per la perforazione della fase successiva.

- **Csg intermedio 13 3/8" – 61# - J55 a m 1200 PTR**

Con questo casing si raggiungerà un valore di gradiente di fratturazione tale da consentire la perforazione della fase successiva con un margine alla choke di ca 19 atm;.

- **Csg di Produzione 9 5/8" - 47# - P110 a m 1540 PTR**

Il Casing 13 3/8" ha lo scopo di ricoprire parte del Pleistocene.

Con questo casing si raggiungerà un valore di gradiente di fratturazione tale da consentire la perforazione della fase successiva con un margine alla choke di ca 47atm

- **Liner di Produzione 7" - 32# - L80 a m 2426 PTR**

Il Liner di Produzione 7" sarà disceso in caso di esito minerario positivo del sondaggio ed avrà il compito di rivestire i livelli rminerizzati da provare.



4.2.4. CASING DESIGN

Phase: 1 String(s) run in hole: CASING (18 5/8)
Verify as: INTERMEDIATE COLUMN

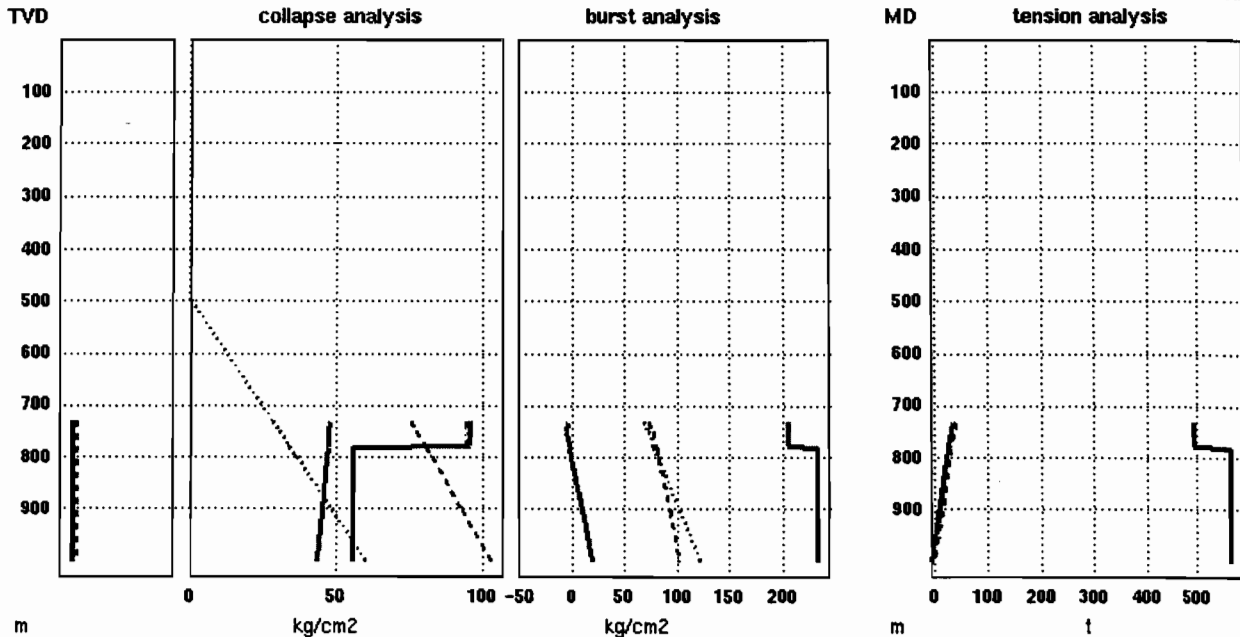
All depths are referred to RKB.
All resistances are decreased by d.f.

Remarks: I

casing resist.: _____

pressures: intern.: extern.: acting: _____
collapse resistance with biaxial stress

tension in air
tension in mud
net tension _____



WELL: LULU1 - LULU; hole: 1 (CLUSTER: LULU1 - LULU')
VERIFICATION REPORT FOR CASING (18 5/8)
VERIFICATION RULE: INTERMEDIATE COLUMN with subsea wellhead

BURST AND COLLAPSE DATA	TVD m	burst pressures			FLUID GRADIENT atm/10m	MUD GRAD AT SHOE atm/10m	collapse pressures		
		INTERNAL kg/cm2	EXTERNAL kg/cm2	ACTING kg/cm2			INTERNAL kg/cm2	EXTERNAL kg/cm2	ACTING kg/cm2
FLUID LEVEL DROP	500				1.20	-	0.0	-	-
WELLHEAD	731	68.3	72.6	-4.2	1.20	1.03	27.7	75.2	47.5
CASING SHOE	1000	121.9	103.0	18.9	1.20	1.03	60.0	103.0	43.0

TENSION DATA BY CASING STRING	BUOYANCY EFFECT t	TENSION IN AIR t	TENSION IN MUD t	BUMP PLUG PRESSURE kg/cm2	BUMP PLUG TENSION t	NET TENSION t
CASING 18 5/8	-5.418	41.292	35.874	-	0.000	35.874

CASING PROPERTIES and SAFETY FACTORS

CASING STRING	TOP VD m	BTM VD m	OUT DIA inch	LINEAR WEIGHT lb/ft	STEEL GRADE THREAD	SPEC DRPT Y/N	(1) NOMIN RESIST	(2) ACTING LOAD	(1/2) ACTUAL S.F.	DESIGN S.F.	AT DEPTH m
CASING 18 5/8	731	780	20	133#	J55	N	BURST: 215	-2	*****	1.05	779
	731	780	18.730		TRL4		COLLAPSE: 105	47	2.217	1.10	731
							bia.eff.: 103	47	2.168	1.10	731
							TENSION: 839	35	23	1.70	731
CASING 18 5/8	780	1000	18 5/8	96.5#	N80	N	BURST: 256	18	13	1.10	1000
	780	1000	17.655		DANT		COLLAPSE: 61	46	1.309	1.10	780
							bia.eff.: 60	46	1.290	1.10	780
							TENSION: 953	26	36	1.70	780

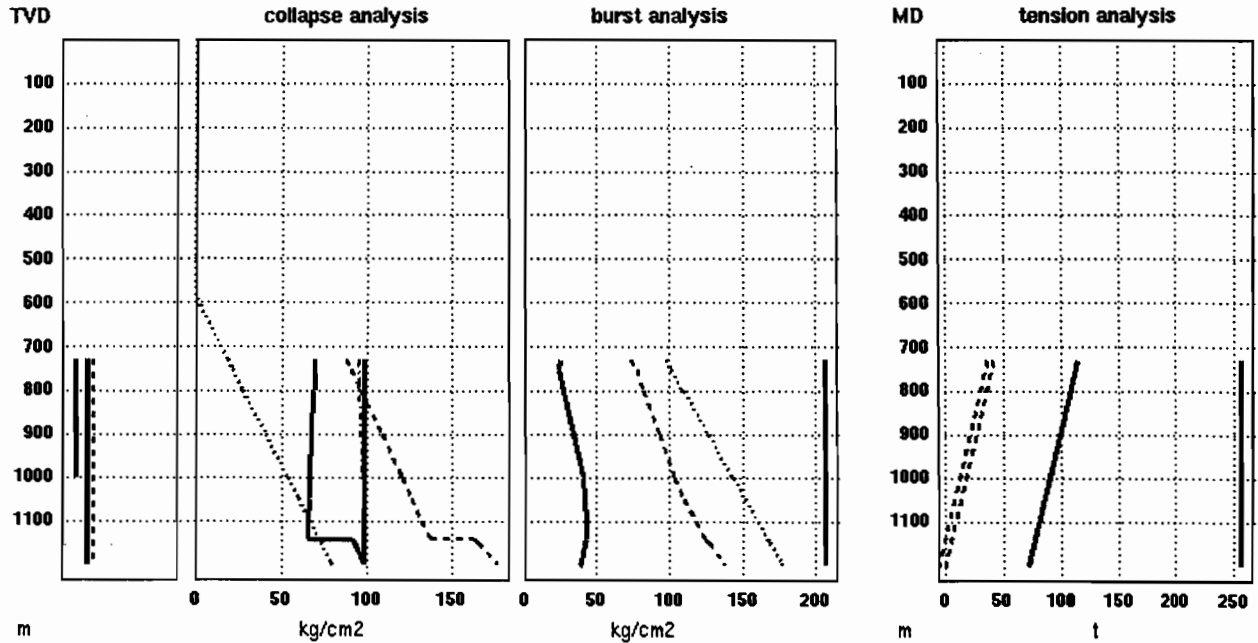
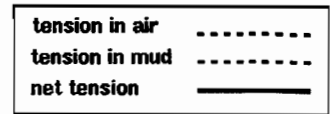
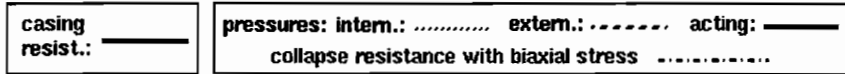
Burst and collapse load and resistance: kg/cm2; tension load and resistance: t



Phase: 2 String(s) run in hole: CASING (13 3/8)
Verify as: INTERMEDIATE COLUMN

All depths are referred to RKB.
All resistances are decreased by d.f.

Remarks: I



WELL: LULU1 - LULU; hole: 1 (CLUSTER: LULU1 - LULU')
VERIFICATION REPORT for CASING (13 3/8)
VERIFICATION RULE: INTERMEDIATE COLUMN with subsea wellhead

BURST AND COLLAPSE DATA	TVD m	burst pressures			FLUID GRADIENT atm/10m	MUD GRAD atm/10m	collapse pressures		
		INTERNAL kg/cm2	EXTERNAL kg/cm2	ACTING kg/cm2			INTERNAL kg/cm2	EXTERNAL kg/cm2	ACTING kg/cm2
FLUID LEVEL DROP	590				1.30	-	0.0	-	-
WELLHEAD	731	97.7	72.6	25.1	1.30	1.20	18.3	87.7	69.3
CASING SHOE	1200	177.0	138.2	38.7	1.30	1.20	79.3	177.0	97.7

TENSION DATA BY CASING STRING	BUOYANCY EFFECT t	TENSION IN AIR t	TENSION IN MUD t	BUMP PLUG PRESSURE kg/cm2	BUMP PLUG TENSION t	NET TENSION t
CASING 13 3/8	-6.508	42.575	36.067	100.000	79.363	115.430

CASING PROPERTIES and SAFETY FACTORS

CASING STRING	TOP VD	BTM VD	OUT DIA INS DIA inch	LINEAR WEIGHT lb/ft	STEEL GRADE THREAD	SPEC DRFT Y/N		(1)	(2)	(1/2)	DESIGN S.F.	AT DEPTH m
	TOP MD	BTM MD						NOMIN RESIST	ACTING LOAD	ACTUAL S.F.		
CASING 13 3/8	731	1200	13 3/8	61#	J55	N	BURST:	217	42	5.123	1.05	1100
	731	1200	12.515		DANT		COLLAPSE:	108	97	1.108	1.10	1200
							bia.eff.:	109	97	1.116	1.10	1200
							TENSION:	436	115	3.780	1.70	731



Phase: 3 String(s) run in hole: CASING (9 5/8)
Verify as: INTERMEDIATE COLUMN

All depths are referred to RKB.
All resistances are decreased by d.f.

Remarks: I

casing resist.: ———

pressures: intern.: extern.: acting: ———
collapse resistance with biaxial stress

tension in air
tension in mud
net tension ———

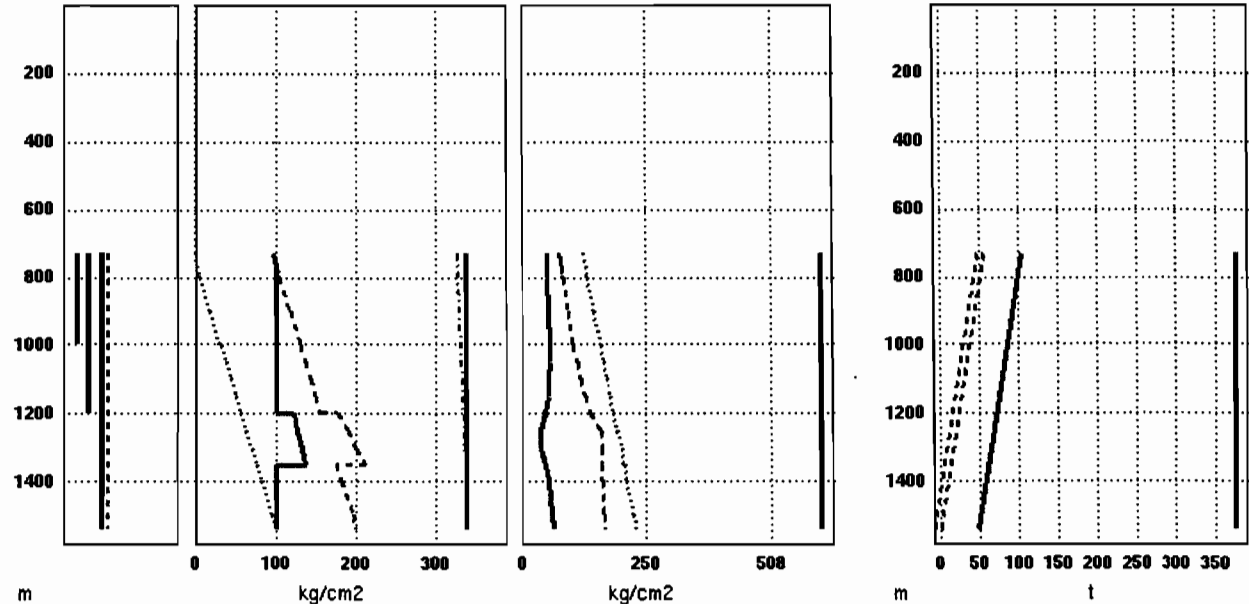
TVD

collapse analysis

burst analysis

MD

tension analysis



WELL: LULU1 - LULU; hole: 1 (CLUSTER: LULU1 - LULU')
VERIFICATION REPORT for CASING (9 5/8)
VERIFICATION RULE: INTERMEDIATE COLUMN with subsea wellhead

BURST AND COLLAPSE DATA	TVD m	burst pressures			FLUID GRADIENT atm/10m	MUD GRAD AT SHOE atm/10m	collapse pressures		
		INTERNAL kg/cm2	EXTERNAL kg/cm2	ACTING kg/cm2			INTERNAL kg/cm2	EXTERNAL kg/cm2	ACTING kg/cm2
WELLHEAD	731	123.0	72.6	50.4	0.00	1.30	0.0	95.0	95.0
FLUID LEVEL DROP	770				1.29	1.30	0.0	100.1	100.1
CASING SHOE	1540	229.3	167.8	61.4	1.29	1.30	99.3	200.2	100.8

TENSION DATA BY CASING STRING	BUOYANCY EFFECT t	TENSION IN AIR t	TENSION IN MUD t	BUMP PLUG PRESSURE kg/cm2	BUMP PLUG TENSION t	NET TENSION t
CASING 9 5/8	-9.371	56.584	47.214	150.000	57.278	104.492

CASING PROPERTIES and SAFETY FACTORS

CASING STRING	TOP VD	BTM VD	OUT DIA INS DIA inch	LINEAR WEIGHT lb/ft	STEEL GRADE THREAD	SPEC DRFT Y/N		(1)	(2)	(1/2)	AT DEPTH m
	TOP MD	BTM MD						NOMIN RESIST	ACTING LOAD	ACTUAL S.F.	
CASING 9 5/8	731	1540	9 5/8	47#	P110 DAMS	N	BURST: 663	61	10	1.10	1540
			8.681				COLLAPSE: 372	137	2.710	1.10	1352
							bia.eff.: 371	137	2.701	1.10	1352
							TENSION: 677	104	6.481	1.80	731

Burst and collapse load and resistance: kg/cm2; tension load and resistance: t



Phase: 4 String(s) run in hole: LINER (7)

Verify as: PRODUCTION COLUMN

All depths are referred to RKB.
All resistances are decreased by d.f.

Remarks: |

casing resist.: _____

pressures: intern.: extern.: acting: _____
collapse resistance with biaxial stress

tension in air -----
tension in mud -----
net tension _____

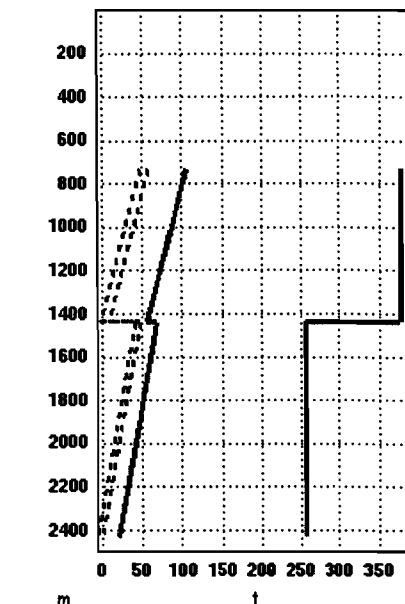
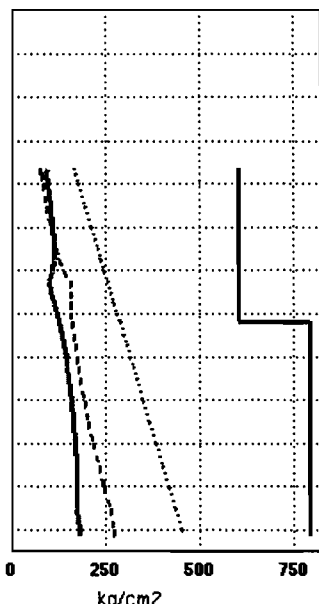
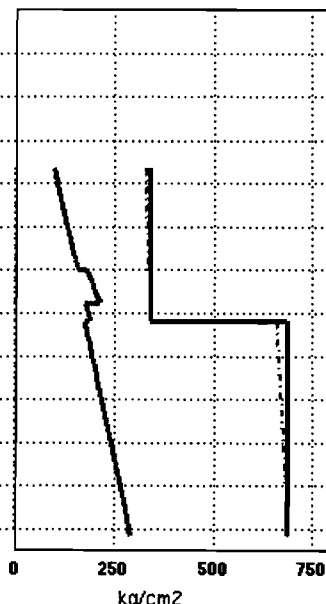
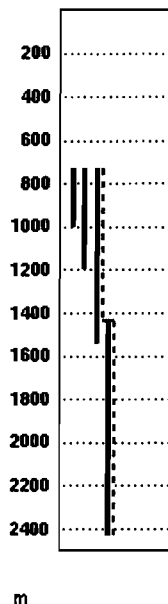
TVD

collapse analysis

burst analysis

MD

tension analysis



WELL: LULU1 - LULU; hole: 1 (CLUSTER: LULU1 - LULU')
VERIFICATION REPORT for LINER (7)
VERIFICATION RULE: PRODUCTION COLUMN with subsea wellhead


BURST AND COLLAPSE DATA	TVD m	burst pressures			FLUID GRADIENT atm/10m	MUD GRAD atm/10m	collapse pressures		
		INTERNAL kg/cm2	EXTERNAL kg/cm2	ACTING kg/cm2			INTERNAL kg/cm2	EXTERNAL kg/cm2	ACTING kg/cm2
WELLHEAD	731	167.0	72.6	94.4	0.00	1.30	0.0	95.0	95.0
TOP OF LINER	1440	288.8	161.7	127.1	0.00	1.20	0.0	172.8	172.8
CASING SHOE	2426	458.2	276.5	181.6	0.00	1.20	0.0	291.1	291.1

TENSION DATA BY CASING STRING	BUOYANCY EFFECT t	TENSION IN AIR t	TENSION IN MUD t	BUMP PLUG PRESSURE kg/cm2	BUMP PLUG TENSION t	NET TENSION t
LINER 7	-7.178	46.955	39.777	150.000	28.226	68.003

CASING PROPERTIES and SAFETY FACTORS

CASING STRING	TOP VD TOP MD m	BTM VD BTM MD m	OUT DIA INS DIA inch	LINEAR WEIGHT lb/ft	STEEL GRADE THREAD	SPEC DRPT Y/N	(1) NOMIN RESIST	(2) ACTING LOAD	(1/2) ACTUAL S.F.	DESIGN S.F.	AT DEPTH m	
CASING 9 5/8	731 731	1440 1440	9 5/8 8.681	47#	P110 DAMS	N	BURST:	663	127	5.222	1.10	1439
							COLLAPSE:	372	212	1.753	1.10	1352
							bia.eff.:	371	212	1.747	1.10	1352
LINER 7	1440 1440	2426 2426	7 6.094	32#	P110 DAMS	N	BURST:	876	181	4.823	1.10	2426
							COLLAPSE:	757	291	2.603	1.10	2426
							bia.eff.:	763	291	2.623	1.10	2426
							TENSION:	464	68	6.824	1.80	1440

Burst and collapse load and resistance: kg/cm2; tension load and resistance: t

 ENI S.p.A. Divisione Agip DWDT	POZZO: LULU' 1	PAG 19 DI 39		
		AGGIORNAMENTI:		
		0		

Nella tabella sottostante sono riportati i Casing che verranno discesi in pozzo per esigenze di magazzino.

Casing	Grado	Lb/Ft	Joint
30" x 1.5"			RL4
20"-18" 5/8	X 56 – N80	133# - 96.5 #	RL4S – DANT
13 3/8"	J 55	61#	DANT
9 5/8"	P 110	47#	DAMS
7"	L 80	32#	DAMS

4.2.5. PROGRAMMA FANGO

Casing Program:


Depth from RKB (meters)	Casing Diameter (inches)	Hole diameter (inches)	Maximum Mud Wt (Kg/l)
800 (69 bml)	30" C.P.	8 1/2" Pilot x 36"	1.03
1000 (269 bml)	20"-18" 5/8	8 1/2" Pilot x 23"	1.03
1200 (469 bml)	13 3/8"	17 1/2"	1.18
1540 (809 bml)	9 5/8"	12 1/4"	1.30
2426 (1700 bml)	7" Liner	8 1/2"	1.20

PREMESSA

La fase Riserless verrà perforata con Sea Water e alternanza di cuscini viscosi per la pulizia del foro. Le sezioni interessate sono il pilot hole da 8 1/2" fino a 1000 m e successivo allargamento a 23"-36" fino a 1000 m (269 m bml).

La fase 17 1/2" e la successiva 12 1/4" verrà utilizzato un fluido saturo di sale a causa della presenza delle argille di crotona (1000 – 1140 m) , (1300 – 1540 m) e formazione Gessosa solfifera (1140 – 1300 m).

Anche la fase 8 1/2" verrà perforata con fango saturo di sale per conferire allo stesso una certa inibizione.

 ENI S.p.A. Divisione Agip DWDT	POZZO: LULU' 1	PAG 20 DI 39		
		AGGIORNAMENTI:		
		0		

4.2.5.1. C.P. 30" A 69 M BML – CSG 20" – 18" 5/8 A 269 M BML / PILOT HOLE 8 1/2" DA 731 A 1000 M

Depth Interval	Drill 8 1/2" pilot hole#1 and U.R. 36" TO 30" Casing to 100 m BML.
Potential Problems	Hole Cleaning, Hole Stability
Mud Type	Seawater with prehydrated Bentonite Sweeps / High Viscosity pills

Prima di iniziare la perforazione del pilot hole 8 1/2" preparare e stoccare 80 mc di fango pesante a 1.40 Kg/l.

La fase verrà perforata utilizzando acqua di mare viscosizzata con Guar Gum per dare capacità di trasporto. E' consigliabile pompare HV Pill ogni 15 – 20 m.

Confezionare fluido bentonitico che servirà a creare pannello ed irimoltre come fluido di riempimento. Spiazzare il pilot hole con High Viscosity mud.

Per il foro da 36" verrà utilizzata acqua di mare. Se dovessero presentarsi dei forzamenti è consigliabile pompare volumi di cuscini viscosi per la pulizia del foro.

Summary of Water Base Mud Volumes

Kill Mud

Densità (Kg/L)	Volume da confezionare (mc)
1.40	80

Formulazione


Prodotti	Concentrazione (Kg/mc)
Bentonite	45
Soda Ash	1.50
Soda Caustica	1.50
Barite	700

Foro 36"

Densità (Kg/L)	Mud System	Volume da confezionare mc
1.03	Guar Gum Sweep	250

Formulazione

Prodotti	Concentrazione (Kg/mc)
Bentonite	43
Soda Ash	0.3
Soda Caustica	0.7
Guar Gum	8.5
Biocide	0.15

 Eni	ENI S.p.A. Divisione Agip DWDT	POZZO: LULU' 1		PAG 21 DI 39	
				AGGIORNAMENTI:	
				0	

Hole Fill

Densità (Kg/L)	Yield Point gr/100cm ²	Mud System	Volume Built (mc)
1.03	25 – 30	Seawater/Bentonite sweeps	250

Formulazione

Prodotti	Concentrazione (Kg/mc)
Bentonite	80
Soda Ash	0.7
Soda Caustica	0.7

Depth Interval	UR 23" and Set 20"-18" 5/8 Casing to 269 m BML.
Potential Problems	Hole Cleaning, Hole Stability
Mud Type	Seawater with prehydrated Bentonite Sweeps / High Viscosity pills
From / to (meters)	800 / 1000
Drilled Meters	200
Hole / csg size(inch)	23" / 20"-18" 5/8

Foro 23"


Densità (Kg/l)	Mud System	Volume Built (mc)
1.03	Guar Gum Sweep	250

Formulazione

Prodotti	Concentrazione (Kg/mc)
Bentonite	43
Soda Ash	0.3
Soda Caustica	0.7
Guar Gum	8.5
Biocide	0.15

Hole Fill

Densità (Kg/l)	Yield Point (gr/100cm ²)	Mud System	Volume Built (mc)
1.03	25 – 30	Seawater/Bentonite sweeps	250

 ENI	ENI S.p.A. Divisione Agip DWDT	POZZO: LULU' 1	PAG 22 DI 39			
	AGGIORNAMENTI:					
	0					

Formulazione

Product	Concentration (Kg/mc)
Bentonite	80
Soda Ash	0.7
Soda Caustica	0.7

4.2.5.2. FASE 17 1/2" PER CASING 13 3/8" @ 1200 M

Depth Interval	Drill 17 1/2" for Casing 13 3/8" to 1200 m – (469 m BML)
Potential Problems	Hole Clearing, Hole Stability, Shale inhibition
Mud Type	SW-NC-PO
From / to (meters)	1000 / 1200
Drilled Meters	200
Hole / csg size(inch)	17 1/2" / 13 3/8"


La scelta di questo tipo di fluido è dovuta alla presenza di argille e quindi alla loro inibizione. Questo tipo di fluido permette di perforare in maniera più economica l'intervallo in questione. Prima d'iniziare la fase confezionare il fluido come da formulazione. Massimizzare l'efficienza delle attrezzature di rimozione solidi al fine di ridurre i volumi di diluizione necessari al mantenimento del sistema. E' consigliato l'uso delle centrifughe. Particolare attenzione necessita per quanto riguarda la pulizia del foro. Controllo della ROP per evitare un carico eccessivo di cuttings all'annulus. Pompare periodicamente in funzione della velocità di avanzamento dei cuscinetti viscosi per aumentare la capacità di trasporto. Mantenere una velocità anulare adeguata all'interno del riser.

Foro 17 1/2"

Mud Weight (ppg)	Mud System	Volume Built (mc)
1.18	SW – NC – PO	700

Drilling Fluid Parameters

Mud Type	SW-NC-PO
Mud Weight (Kg/L)	1.03 - 1.18
Funnel Viscosity (sec/l)	80 – 100
P.V. (cps)	ALAP
YP (gr/100cm ²)	14 – 18
Filtrate cc	5 - 7
Solids %	7 – 14

 ENI S.p.A. Divisione Agip DWDT	POZZO: LULU' 1	PAG 23 DI 39		
		AGGIORNAMENTI:		
		0		

Formulazione

Product	Concentration (Kg/mc)
KCl	40
NaCl	150
Bentonite (prehyd.)	15
Biopolymer	0.5
AVAcly block	Come rich.
Starch	10

4.2.5.3. FASE 12 1/4" FROM 1200 M TO 1540 M

Depth Interval	12 1/4" hole / 9 5/8" casing to 1540 m (809 m BML)
Potential Problems	Hole Cleaning, Hole Stability, Shale inhibition
Mud Type	SW-SS-PO
From / to (meters)	1200/1540
Drilled Meters	340
Hole / csg size(inch)	12 1/4" / 9 5/8"

Foro 12 1/4"


Densità (Kg/l)	Mud System	Volume Built (mc)
1.30	SW - SS - PO	200

Caratteristiche

Mud Type	SW-SS-PO
Mud Weight (Kg/L)	1.18 - 1.30
Funnel Viscosity (sec/l)	50
P.V. (cps)	ALAP
YP (gr/100cm ²)	14 - 18
Filtrate cc	5 - 7
Solids %	7 - 14

Formulazione

Product	Concentration (Kg/mc)
KCl	40
NaCl	350
Bentonite (prehyd.)	15
Biopolymer	0.5
AVAcly block	Come rich.
Starch	10
Barite	216

 Eni	ENI S.p.A. Divisione Agip DWDT	POZZO: LULU' 1	PAG 24 DI 39		
			AGGIORNAMENTI:		
		0			

4.2.5.4. FASE 8 ½" DA 1540 M A 2426 M

Depth Interval	Drill 8 ½" Hole to 1700 m BML
Potential Problems	Hole Cleaning, Loss circulation
Mud Type	SW-NC-PO
From / to (meters)	1540/2426
Drilled Meters	891
Hole / csg size(inch)	8 ½" / 7" Liner

Questa fase verrà perforata con un fluido di perforazione a base acqua dolce . La scelta di questo fango è causata dalla difficoltà di interpretazione dei logs usando un fango con una salinità elevata.

Drilling Fluid Parameters

Mud Type	SW-NC-PO
Mud Weight (ppg)	1.20
Funnel Viscosity (sec/l)	45 – 50
P.V. (cps)	ALAP
YP (gr/100cm ²)	12 – 16
API Filtrate cc	< 6 cc
Solids %	6


Summary of Water Base Mud

Foro 8 ½"

Mud Weight (Kg/l)	Mud System	Volume Built (mc)
1.20	SW-NC-PO	500

Product Usage

Product	Concentration (Kg/mc)
KCl	40
NaCl	200
Bentonite (prehyd.)	15
Biopolymer	0.5
AVAcloy block	Come rich.
Starch	10

 Eni	ENI S.p.A. Divisione Agip DWDT	POZZO: LULU' 1				PAG 25 DI 39	
						AGGIORNAMENTI:	
						0	


4.2.5.5. MATERIAL CONSUMPTION

Prodotti (Ton)	Kill Mud	23"-36"	17 1/2"	12 1/4"	8 1/2"	Total
Bentonite	3.6	106				109.6
Soda Ash	0.12	0.9				1.02
Soda Caustica	0.12	1.3				1.42
Guar Gum		8.9				8.9
Biocide		0.14				0.14
KCl			28	8	20	56
NaCl			105	70	100	275
Biopol.			0.35	0.10	0.25	0.70
Starch			7	2	5	14
Barite	56			43		99

4.2.6. PROGRAMMA DI CEMENTAZIONE

GENERAL INFORMATION						
Casing size	Inch	C.P. 30"	20"-18 5/8"	13 3/8"	9 5/8"	7 1/2" liner
Hole size	Inch	36	23	17 1/2"	12 1/4 "	8 1/2 "
Casing Shoe from Sea Bed	m	69	269	469	809	1700
Top cement from Sea Bed	m	0	0	169	369	669
Excess	%	200	200	50	50	20
Estimated BHST	oC	11				60
Total Slurry volume	mc	75	110	32	20	15
Lead slurry volume	mc	50	90	23	13	
Tail slurry volume	mc	25	20	10	7	15
GRADIENTS						
Casing size	Inch	C.P. 30"	20"-18 5/8"	13 3/8"	9 5/8"	7 1/2" liner
Fract Press.	atm	11	36,3	74	126	292
Pore Press.	atm	10,3	30,4	57	92	196,5
Mud density	Kg/l	1,03	1,03	1,2	1,30	1,20
Hydrost. @ end of displace	atm	15,5	47	72,4	124,4	279
(Frac.@btm)-(Hydrost.@ end of displacement)	atm	-4,5	-10,7	-1,6	-1,6	13
Hydrost. @ WOC	atm	12,75	40	63,4	108	355
(Hydrost. @WOC)-(Pore @btm)	atm	2,45	9	6,4	16	158

(cement gradient WOC=1 atm/10m for slurry with density 1,9, WOC for light slurry 1,5, Gr WOC=1,5 atm/10m, and for slurry d>2.0 con NaCl (18%) Gr during WOC=1,14)


 ENI S.p.A. Divisione Agip DWDT	POZZO: LULU' 1				PAG 26 DI 39	
	AGGIORNAMENTI:					
	0					

4.2.6.1. SLURRY DESIGN

Casing size	Inch	C.P. 30"	20"-18" 5/8	13 3/8"	9 5/8"	7" Liner
LEAD SLURRY - Total material requirement						
Slurry weight s.g.	Kg/l	1,5	1,5	1,5	1,5	
Cement "G" class	t	36	64	16.4	9.3	
Mixing Fresh water	mc	38.4	69	18	10	
Bentonite	t	1,1	1,9	0,5	0,3	
Antifoam	lt	a.r.	a.r.			
Dispersant	lt					
Slurry Yield	mc/t	1,4	1,4	1,4	1,4	
Thickening Time	min.					
TAIL SLURRY - Total material requirement						
Slurry weight s.g.	Kg/l	1,90	1,90	1,90	1,90	1,90
Cement "G" class	t	33	26	13.3	9.3	20
Mixing Fresh water	mc	16.7	12	6	4	11
Saumure	mc					
Antifoam	lt	Required	required	required	required	Required
Dispersant	lt			a.r.	a.r.	a.r.
Retarder	lt			a.r.	a.r.	a.r.
Fluid loss reducer	cc			a.r.	a.r.	a.r.
CaCl ₂	t	0,7	0,53			
Slurry Yield	mc/t	0,757	0,757	0,757	0,757	0,757
Thickening Time	min.					

NOTE

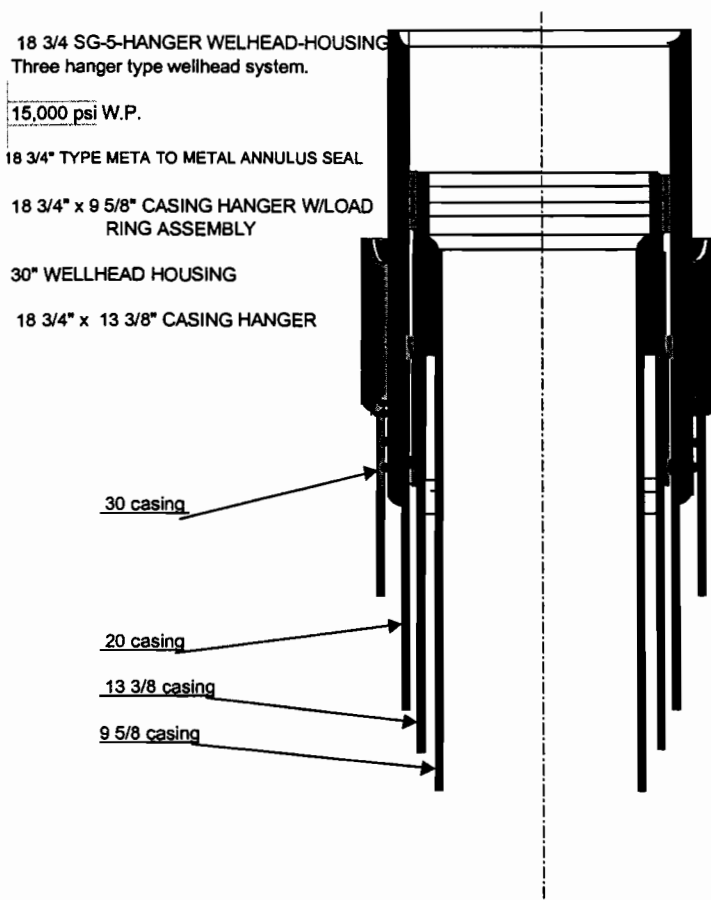
Un programma operativo più dettagliato sarà definito in funzione dei lab test e delle situazioni legate all'andamento della perforazione.

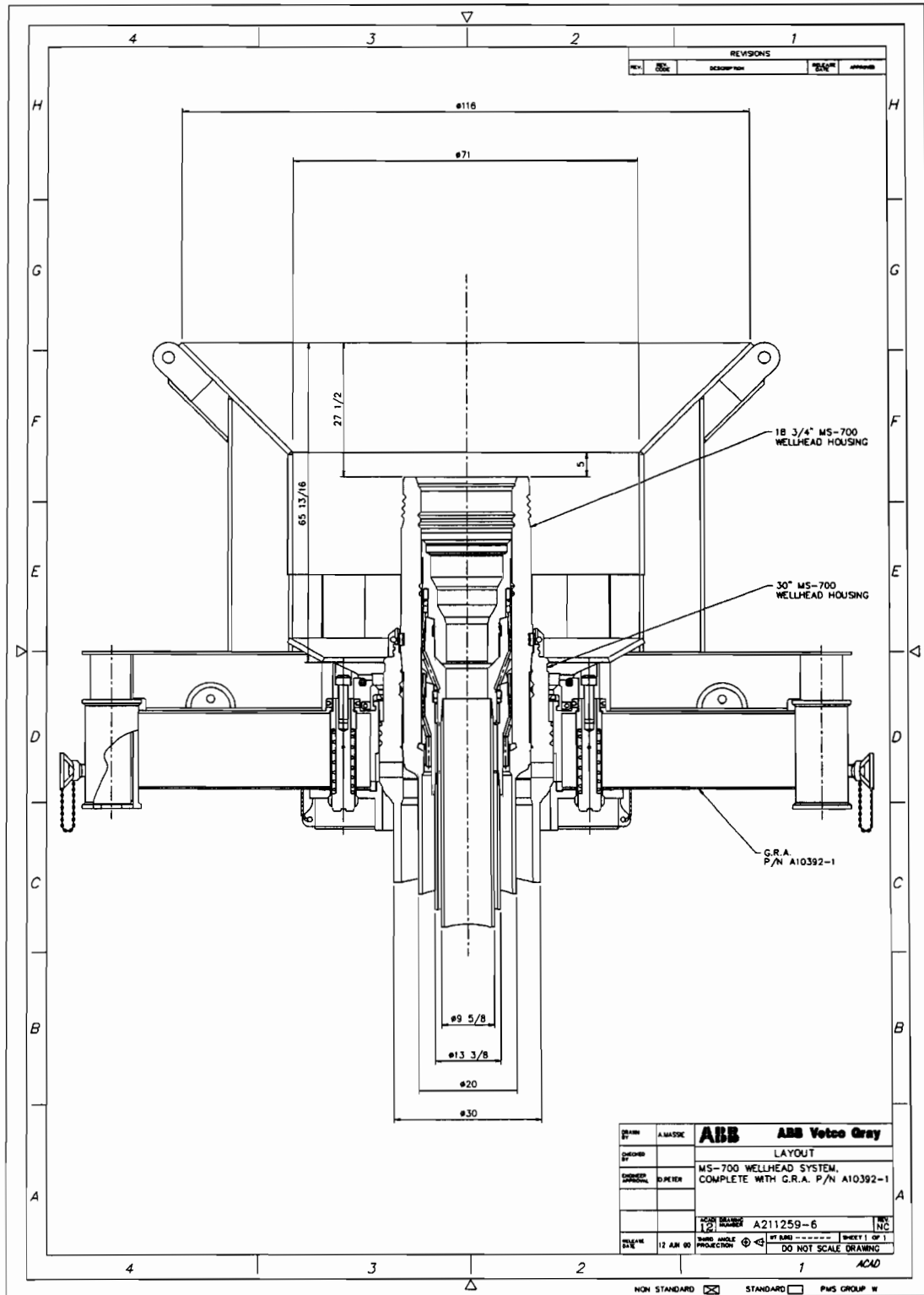
 ENI S.p.A. Divisione Agip DWDT	POZZO: LULU' 1	PAG 27 DI 39		
		AGGIORNAMENTI:		
		0		

4.2.7. TESTA POZZO E BOP

4.2.7.1. TESTA POZZO MS 700

18 3/4" SUBSEA MS-700 15K SYSTEM



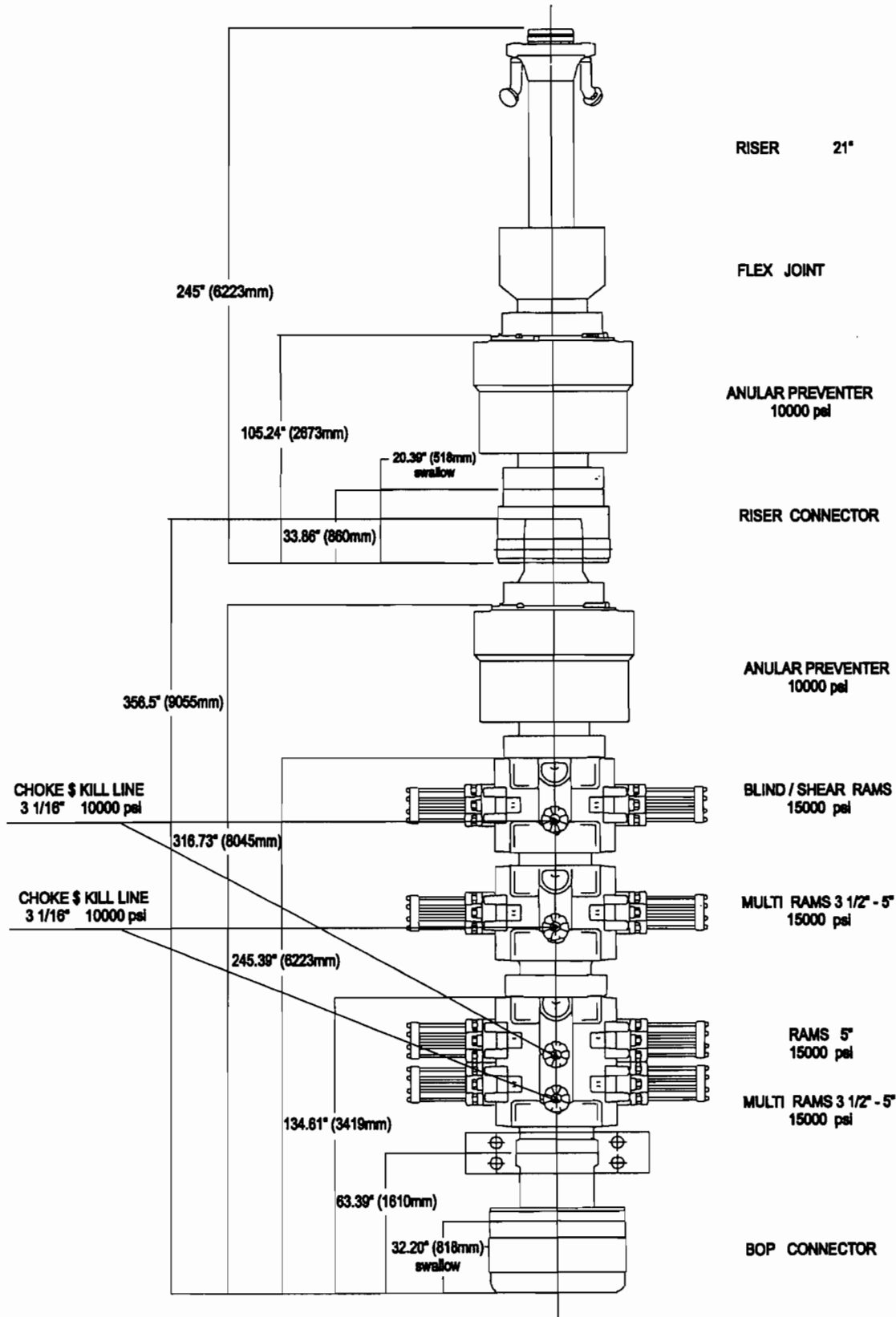


SEZIONE 4 - PROGRAMMA DI PERFORAZIONE



4.2.7.2.

SCHEMA BOP





HYDRAULIC PROGRAMREPORT
WELL: LULU' 1
FASE: 12 1/4"


DME m	MW Kg/l	PV cm	VP Kg/cm ²	Pump 1		Pump 2		Pump 3		Flow rate l/min	TFA kg	Size 102"						Tot. Kg/cm ²	Surfaco Kg/cm ²	Pipe Kg/cm ²	Ann. Kg/cm ²	Bl Kg/cm ²	Tot. hp	Bl hp	Bl %HP	HSI	Jet Vel m/s	Imp. Force Kg	Annulus Vel. min. m/min	Annulus Vel. max. m/min	ECD Kgf	Pipes mc	Annulus mc	Lag Kgf
				l/min	in	l/min	in	l/min	in			1	2	3	4	5	6																	
1200	1.3	18	18	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	2400	0.59	143	2.8	58	1.8	81	758	428	56	3.63	105.2	558	0.7	54.2	1.317	10	174.7	9824						
1268	1.3	18	18	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	2400	0.59	145	2.8	60	1.9	81	768	428	56	3.63	105.2	558	0.7	55	1.317	10.6	179	10087						
1336	1.3	18	18	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	2400	0.59	147	2.8	61	2.1	81	777	428	55	3.63	105.2	558	0.7	55	1.318	11.2	183.3	10349						
1404	1.3	18	18	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	2400	0.59	149	2.8	63	2.2	81	787	428	54	3.63	105.2	558	0.7	55	1.318	11.9	187.7	10612						
1472	1.3	18	18	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	2400	0.59	151	2.8	65	2.4	81	797	428	54	3.63	105.2	558	0.7	55	1.318	12.5	192	10875						
1540	1.3	18	18	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	2400	0.59	143	2.8	66	2.6	81	806	428	53	3.63	105.2	558	0.7	55	1.319	13.1	196.3	11137						

PUMP N° 1 WIRTH TPK 2000
PUMP N° 2 WIRTH TPK 2000

HYDRAULIC PROGRAMREPORT
WELL: LULU' 1
FASE: 8 1/2"

DME m	MW Kg/l	PV cm	VP Kg/cm ²	Pump 1		Pump 2		Pump 3		Flow rate l/min	TFA kg	Size 102"						Tot. Kg/cm ²	Surfaco Kg/cm ²	Pipe Kg/cm ²	Ann. Kg/cm ²	Bl Kg/cm ²	Tot. hp	Bl hp	Bl %HP	HSI	Jet Vel m/s	Imp. Force Kg	Annulus Vel. min. m/min	Annulus Vel. max. m/min	ECD Kgf	Pipes mc	Annulus mc	Lag Kgf
				l/min	in	l/min	in	l/min	in			1	2	3	4	5	6																	
1540	1.2	12	16	5.1	6.5	5.1	6.5	5.1	6.5	1900	0.45	129	1.6	41	7	80	541	334	62	5.89	108.8	421	0.7	102.3	1.247	12.9	166.4	9536						
1667	1.2	12	16	5.1	6.5	5.1	6.5	5.1	6.5	1900	0.45	132	1.6	43	8.2	80	553	334	60	5.89	108.8	421	0.7	112.9	1.251	14.1	169.4	9761						
1795	1.2	12	16	5.1	6.5	5.1	6.5	5.1	6.5	1900	0.45	135	1.6	44	9.2	80	565	334	59	5.89	108.8	421	0.7	112.9	1.253	15.3	172.5	9986						
1922	1.2	12	16	5.1	6.5	5.1	6.5	5.1	6.5	1900	0.45	138	1.6	46	10.2	80	576	334	58	5.89	108.8	421	0.7	112.9	1.255	16.5	175.5	10211						
2049	1.2	12	16	5.1	6.5	5.1	6.5	5.1	6.5	1900	0.45	141	1.6	48	11.2	80	588	334	57	5.89	108.8	421	0.7	112.9	1.257	17.6	178.6	10435						
2176	1.2	12	16	5.1	6.5	5.1	6.5	5.1	6.5	1900	0.45	143	1.6	50	12.2	80	600	334	56	5.89	108.8	421	0.7	112.9	1.258	18.8	181.6	10660						
2304	1.2	12	16	5.1	6.5	5.1	6.5	5.1	6.5	1900	0.45	146	1.6	51	13.2	80	611	334	55	5.89	108.8	421	0.7	112.9	1.259	20	184.7	10885						
2426	1.2	12	16	5.1	6.5	5.1	6.5	5.1	6.5	1900	0.45	149	1.6	53	14.2	80	623	334	54	5.89	108.8	421	0.7	112.9	1.261	21.2	187.7	11110						

PUMP N° 1 WIRTH TPK 2000
PUMP N° 2 WIRTH TPK 2000

 Eni	ENI S.p.A. Divisione Agip DWDT	POZZO: LULU' 1		PAG 32 DI 39	
				AGGIORNAMENTI:	
		0			

4.2.9. SCALPELLI E PARAMETRI

4.2.9.1. FORO PILOTA 8 ½ "

Tipo consigliato: I.A.D.C. code 1.1.1 - 1.1.3
Parametri peso 2-4 ton
RPM : 90/110

4.2.9.2. FORO 23"-36" PER CP 30" E CSG 20"-18" 5/8

Tipo consigliato: I.A.D.C. code 1.1.1 - 1.1.3 - 1.1.5
Parametri come da suggerimenti di operatore SDD

4.2.9.3. FORO 17 ½" PER CSG 13 3/8"


Tipo consigliato: I.A.D.C. code 1.1.1 - 1.1.3 - 1.1.5
Parametri peso 6 - 15 ton.
RPM : 80/100

4.2.9.4. FORO 12 1/4" PER CSG 9 5/8"

Tipo consigliato: I.A.D.C. code 1.1.3 - 1.1.5
Parametri : peso 5 -15 ton.
RPM : 90/110
PDC:

4.2.9.5. FORO 8 ½ " PER LINER 7"

Tipo consigliato: I.A.D.C. code 1.1.7 - 1.3.5
Parametri : peso 5 -10 ton.
RPM : .60 - 100
PDC: M424

 ENI	ENI S.p.A. Divisione Agip DWDT	POZZO: LULU' 1		PAG 33 DI 39	
				AGGIORNAMENTI:	
		0			

4.2.10.

BHA E STABILIZZAZIONE

4.2.10.1. FORO PILOTA 8 ½"

BIT 8 ½ " + Bit-Sub(w/Float Valve) + MWD/CDR-PWD + 6 DC 6 ¼" + JAR + 1 DC 6 ¼" + 15 HWDP + DP

4.2.10.2. FASE 23"-36"

BIT 23" + SDD 23" + STAB 23" + 6 x DC 9" ½ + 3 x DC 8" + JAR + 2 x DC 8" + HW 5" + STAB 23" + DUAL HOLE OPENER 23"-36" (dusi 2 x 14) + HW 5" + DP 5"

4.2.10.3. FASE 17 ½"


BIT 17 ½ " + NB 17 ½" + F.Valve + SHDC 8" + STAB 17 ½" + MWD-CDR-PWD + STAB 17 ½" + 5 DC 8" + JAR + 2 DC 8" + 15 HWDP 5" + DP.

4.2.10.4. FASE 12 ¼"

BIT 12 ¼ " + NB 12 ¼" + F.Valve + MWD-CDR-PWD + STAB 12 ¼" + 2DC 8" + STAB 12 ¼" + 3 DC 8" + JAR + 2DC 8" + 15 HWDP 5" + DP.

4.2.10.5. FASE 8 ½"

BIT 8 ½ + F.Valve + NB 8 ½" + SHDC 6 ¼" + STAB 8 ½" + MWD-CDR-PWD + STAB 8 ½" + 2 DC 6 ¼" + STAB 8 ½" + 6 DC 6 ½" + JAR + 2 DC 6 ½" + 15 HWDP 5"+ DP

 Eni	ENI S.p.A. Divisione Agip DWDT	POZZO: LULU' 1	PAG 34 DI 39			
			AGGIORNAMENTI:			
			0			

4.3. ALLEGATI

4.3.1. PIT DRILL

Un pit-drill verrà eseguito ogni due settimane per ogni squadra di perforazione. Prima di entrare in una zona in sovrappressione o quando del personale con esperienza viene sostituito con personale nuovo la frequenza dei pit-drill dovrà essere incrementata a una volta alla settimana.

I pit-drill devono essere registrati sul " Rapporto Giornaliero di Perforazione ", SPER 31 e 32.

4.3.2. KILLING PROCEDURES


Nel caso di un'eventuale kick il pozzo verrà chiuso secondo la procedura " Soft " shut-in.

La chiusura verrà effettuata come segue:

- con il power choke metà aperto, dirigere il flusso del fango tramite la linea della choke aprendo la valvola idraulica della medesima;
- chiudere l'Annular Preventer;
- chiudere il Power choke;
- registrare la SIDPP, SICP e il Pit Gain.

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 "Ortona Area Pozzo".

Viene allegata copia delle procedure dettagliate di shut-in.

 Eni	ENI S.p.A. Divisione Agip DWDT	POZZO: LULU' 1	PAG 35 DI 39			
			AGGIORNAMENTI:			
			0			

4.3.3. LEAK - OFF TEST

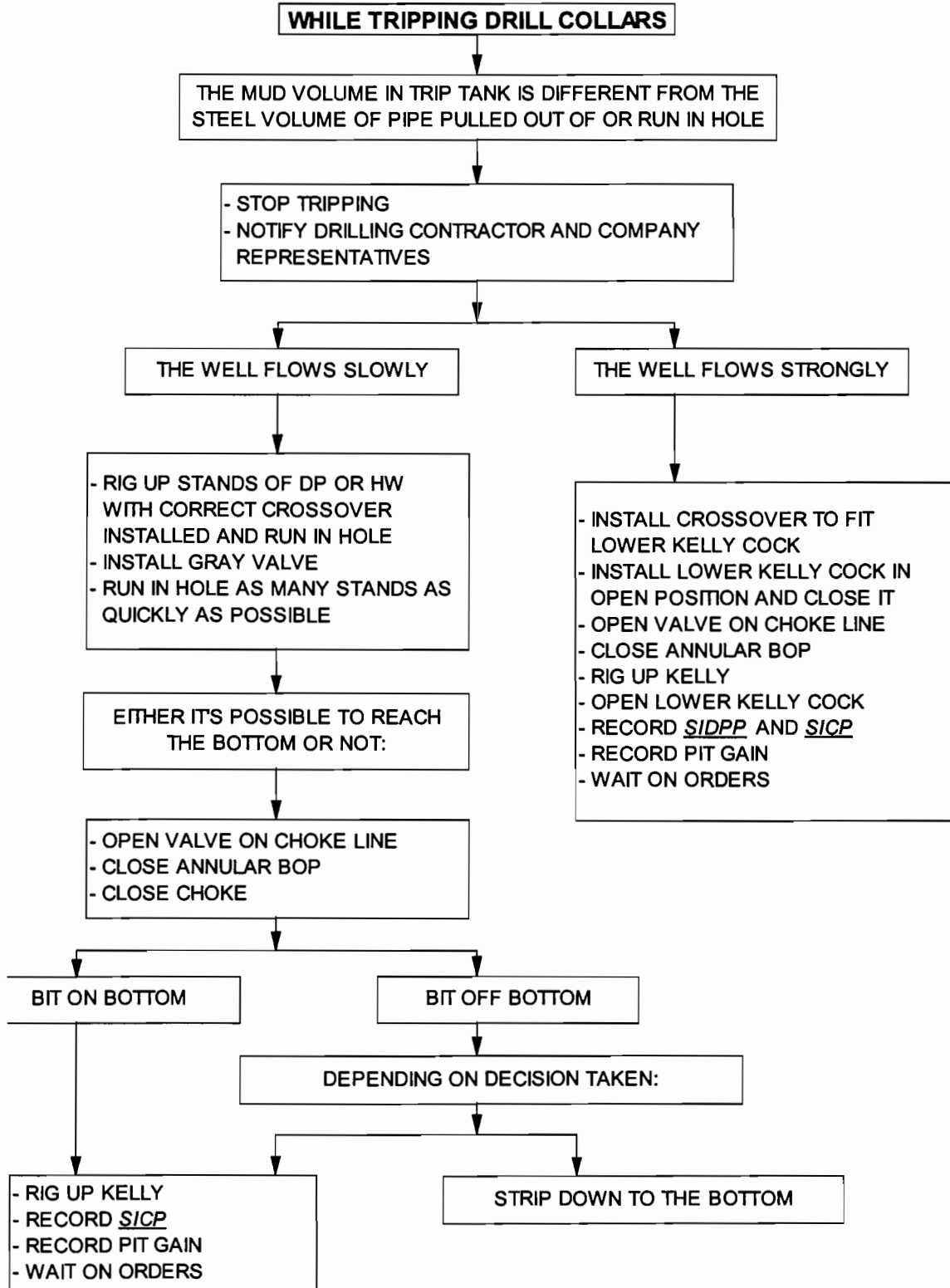
Nel caso che venga richiesta l'esecuzione di un LOT - FIT la procedura standard richiede:

- Fresare il collare e scarpa, pulire il rat-hole e perforare ca. 5 mt circa di foro nuovo
- Circolare e condizionare il fango 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
1/4 BPM nei fori 12 1/4" e più piccoli o 1/2 BPM nei fori 17 1/2" o 16"
- Registrare e tracciare i valori di pressione verso quelli di volume pompato, per ogni incremento di 1/4 bbl, su carta millimetrata
- Continuare con questa procedura finchè due dati consecutivi acquisiti fuoriescano dal trend rettilineo (o 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"



4.3.4. WELL SHUT IN PROCEDURE

WELL SHUT IN PROCEDURE





WELL SHUT IN PROCEDURES

WHILE TRIPPING DRILL PIPES

THE MUD VOLUME IN TRIP TANK IS DIFFERENT FROM THE STEEL VOLUME OF PIPE PULLED OUT OF OR RUN IN HOLE

- STOP TRIPPING
- NOTIFY DRILLING CONTRACTOR AND COMPANY REPRESENTATIVES

THE WELL DOESN'T FLOW

- RUN PIPES BACK TO BOTTOM
- RECHECK FOR FLOW

THE WELL IS STILL STABLE

- CIRCULATE BOTTOM UP AT NORMAL FLOW RATE WITH BOP OPENED. CHECK CAREFULLY PIT LEVEL

THE WELL FLOWS

- OPEN VALVE ON CHOKE LINE
- CLOSE ANNULAR BOP
- CLOSE CHOKE
- RECORD SIDPP AND SICP
- RECORD PIT GAIN
- CIRCULATE BOTTOM UP WITH DRILLER'S METHOD

THE WELL FLOWS SLOWLY

- INSTALL GRAY VALVE
- RUN IN HOLE AS MANY STANDS AS QUICKLY AS POSSIBLE

EITHER IT'S POSSIBLE TO REACH THE BOTTOM OR NOT:

- OPEN VALVE ON CHOKE LINE
- CLOSE ANNULAR BOP
- CLOSE CHOKE

BIT ON BOTTOM

- RIG UP KELLY
- RECORD SICP
- RECORD PIT GAIN
- WAIT ON ORDERS

BIT OFF BOTTOM

DEPENDING ON DECISION TAKEN:

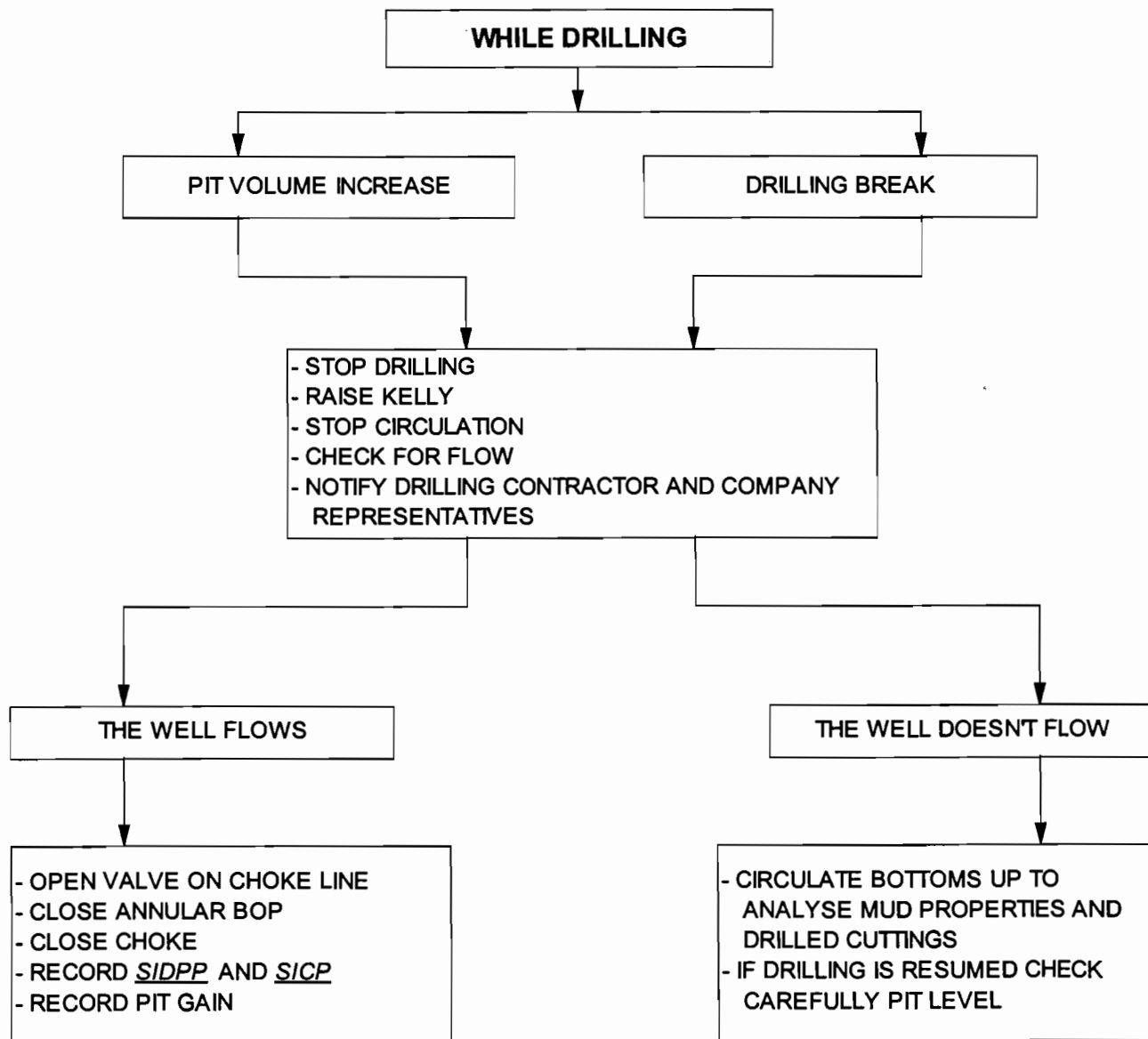
STRIP DOWN TO BOTTOM

THE WELL FLOWS STRONGLY

- INSTALL LOWER KELLY COCK IN OPEN POSITION AND CLOSE IT
- OPEN VALVE ON CHOKE LINE
- CLOSE ANNULAR BOP
- CLOSE CHOKE
- RIG UP KELLY
- OPEN LOWER KELLY COCK
- RECORD SIDPP AND SICP
- RECORD PIT GAIN
- WAIT ON ORDERS



WELL SHUT IN PROCEDURES



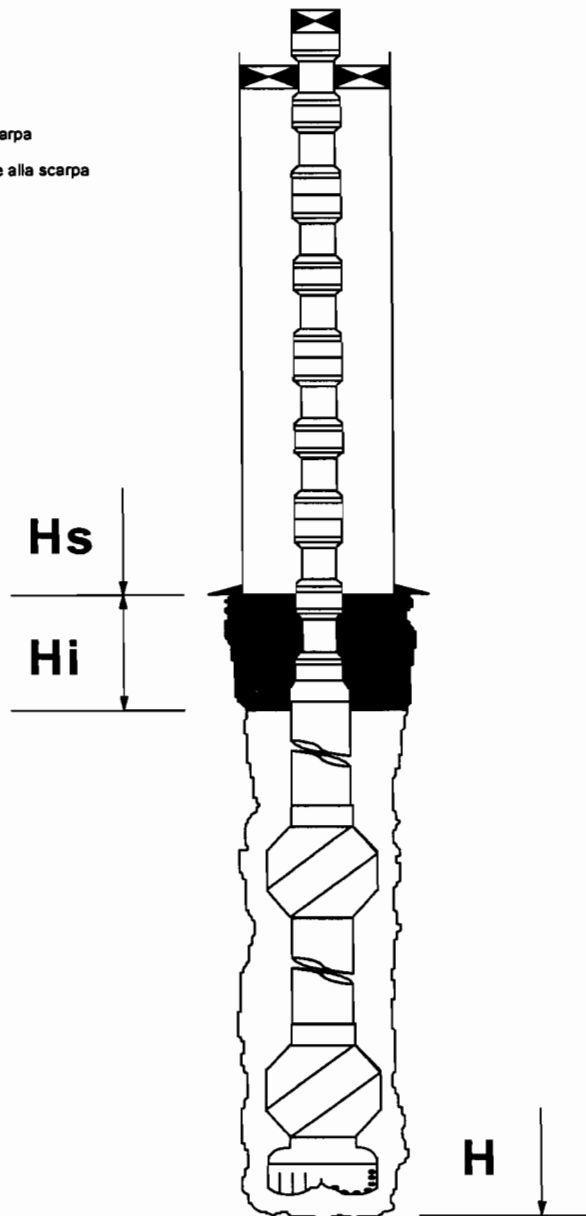
4.3.5. KICK TOLLERANCE

Il Volume massimo di gas (V_i) nelle condizioni di fondo pozzo che può essere controllato e circolato fuori senza fratturare la formazione sottoscampa è dato dalla seguente equazione:

$$V_i = Ca * Gfr * Hs * (Hs * (Gfr - Gm) + Gm * H - 10Pp) / 10Pp (Gm - Gi)$$

dove:

Ca	l/m	capacità anulare sottoscampa
Hs	m	profondità scarpa
Gfr	Kg/cm ² /10m	gradiente di fratturazione alla scarpa
Gm	Kg/l	densità fango in pozzo
Pp	Kg/cm ²	pressione dei pori
Gi	Kg/l	densità dell'influsso
H	m	profondità bit



Top cuscino alla scarpa; situazione più critica per la fratturazione