

5827

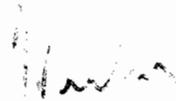
**PROGRAMMA GEOLOGICO E DI
PERFORAZIONE DEL POZZO**

“FILOMENA 1”

DES/PIEC

DWDT

Per approvazione
L. COLOMBI



Eni S.p.A.
Divisione Agip
Un Procuratore
(Ing. Giancarlo Vacchelli)

Eni S.p.A.
Divisione Agip
Distretto di Ortona

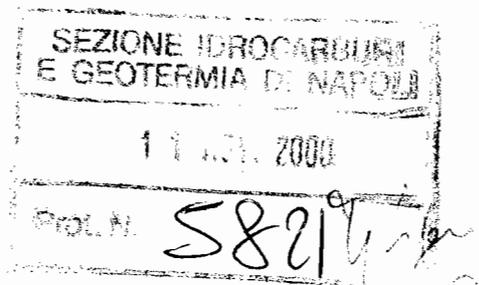
Contrada S.Elena - Ortona (Chieti)
P.O.Box 131, 66026 Ortona
Telex: 210246 ENI
Tel. centralino: 085.91911

Sede legale in Roma, Piazzale Enrico Mattei 1
Capitale sociale L. 8.002.127.653.000 i.v.
Reg. Imprese Tribunale di Roma n. 6866/92
R.E.A. Roma n. 756453
Codice Fiscale 00484960588
Partita IVA 00905811006

STAO/REPU 005216

MG/

8 NOV. 2000



Spettabile
U.N.M.I.G.
Via Medina, 40
88133 - NAPOLI



Oggetto: Pozzo di ricerca "F.R27.AG/3" (FILOMENA 1)
Permesso di ricerca "F.R27.AG"

Vi trasmettiamo, allegato, il programma geologico e di perforazione definitivo, relativo al pozzo in oggetto.

Cordiali saluti.

Il Responsabile
Ing. Giancarlo Vacchelli

all.:c.s.d.

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 "FILOMENA 1 Predizione delle Pressioni"

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

LISTA DI DISTRIBUZIONE

RESPONSABILE DEL PROGETTO

Copie Nr. 2+1(1 per Partner)

ESTERNI

- APPALTATORE DI PERFORAZIONE Copie Nr. 1 (senza sezioni 2 e 3)
- APPALTATORE MUD LOGGING Copie Nr. 1 (senza sezione 2)

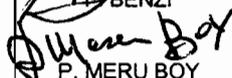
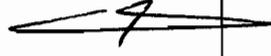
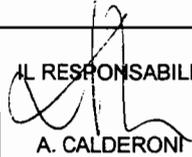
DISTRETTO

- STAO Copie Nr. 2 (per UNMIG competente)
- ORAP Copie Nr. 5
- GEOR Copie Nr. 2
- ORIP Copie Nr. 1

SEDE DI S.DONATO M.se

- | | | | |
|--------|-------------|------|-------------------------------|
| • ARCO | Copie Nr. 1 | COPI | Copie Nr. 1 |
| • DAGE | Copie Nr. 1 | DESI | Copie Nr. 1 |
| • GEDA | Copie Nr. 1 | GIAR | Copia Lettera di Trasmissione |
| • LABO | Copie Nr. 2 | SGEG | Copie Nr. 2 |
| • STAP | Copie Nr. 1 | GEOC | Copie Nr. 1 |
| • STIG | Copie Nr. 1 | SMES | Copie Nr. 1 |
| • GEOC | Copie Nr. 1 | LOGE | Copie Nr. 1 |
| • GEOP | Copie Nr. 1 | | |

Data di emissione:24/10/2000

③				
②				
①				
④	Emissione			
AGGIORNAMENTI		PREPARATO DA  E. BENZI  P. MERU BOY	CONTROLLATO DA V. GALVAGNI 	AL 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: FILOMENA 1	PAG 2 DI 15			
			AGGIORNAMENTI:			
			0			

INDICE

1.1.	DATI GENERALI DEL POZZO	3
1.1.1.	PROFILO DEL 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: FILOMENA 1	PAG 3 DI 15			
		AGGIORNAMENTI:			
		0			

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

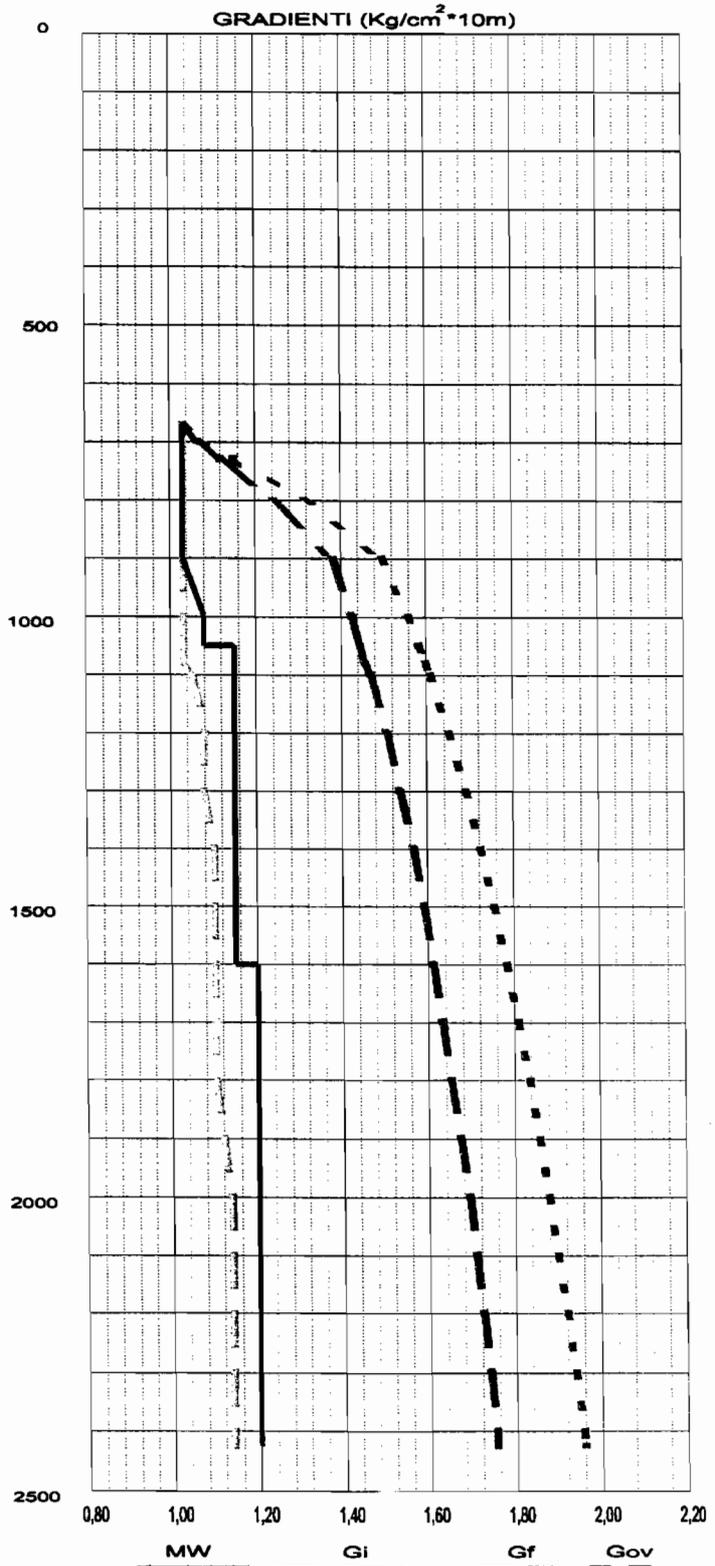
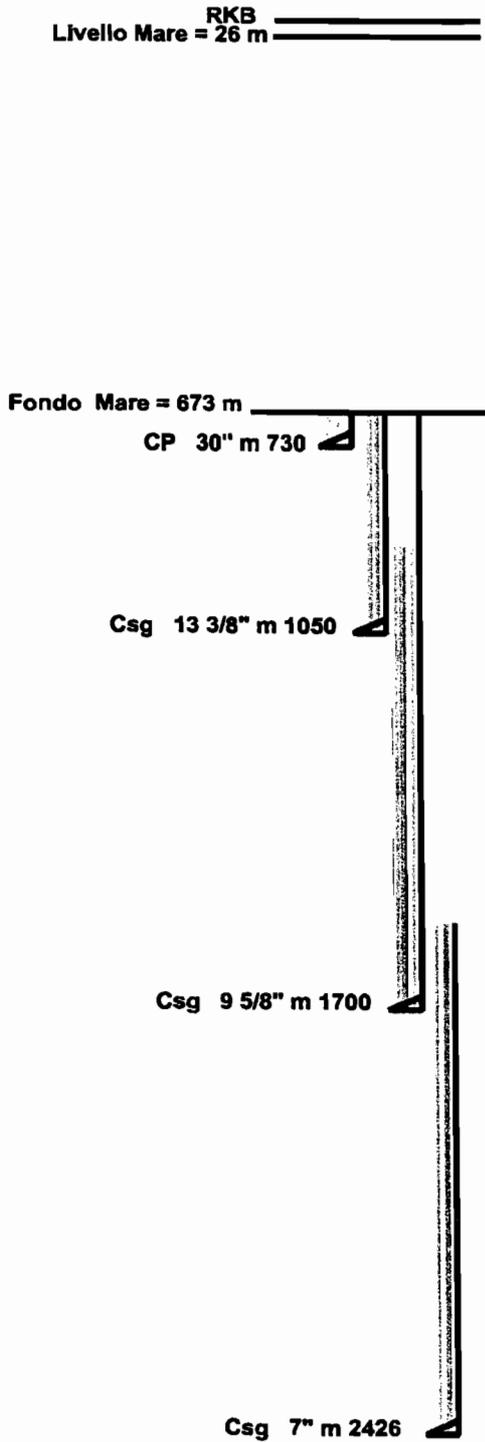
1.1. DATI GENERALI DEL POZZO

VOCE	DESCRIZIONE
ANAGRAFICA	
Distretto geograficamente responsabile	DORT
Nome e sigla del pozzo	FILOMENA 1 / F. R 27. AG/1
Classificazione	NFW
Profondità finale prevista (verticale / s.l.m)	m 2400 l.m.
Permesso/concessione	F. R 27. AG
Operatore	ENI
Quote di titolarità	Eni «Div. AGIP» (75%) – ENTERPRISE (25%)
Comune (pozzi on-shore)	
Provincia (pozzi on-shore)	
Zona (pozzi off-shore)	«F» - Off Shore Calabria
Distanza dalla costa (pozzi off-shore)	Km 12
Distanza dalla base operativa	
Quota piano campagna (pozzi on-shore)	
Fondale (pozzi off-shore)	m 647 l.m.
OBIETTIVI	
Linea sismica di riferimento	Inline 3995 – Crossline 800 rilievo 3D Crotone
Litologia obiettivi	Argille e sabbie Sabbie, Sabbie/Conglomerati
Formazioni obiettivi	Argille di Crotone(Plio. Inf.- Pleit.) F.ne S.Nicola (Miocene inf-med)
Profondità obiettivi	1050 m. s.l.m 1760 m s.l.m
RIFERIMENTI TOPOGRAFICI	
Coordinate di partenza (geografica)	Lat 39°22'34.664 N - Long 17°17'46.796 E
Coordinate di partenza (metriche)	Nord 4361125.25 N - Est 2717805.26 E
Coordinate al I° Target (geografica) 1076m VD	Lat 39°22'34.664 N - Long 17°17'46.796 E
Coordinate al I° Target (metriche)	Nord 4361125.25 N - Est 2717805.26 E
Coordinate al II° Target (geografica) 1786m VD	Lat 39°22'34.664 N - Long 17°17'46.796 E
Coordinate al II° Target (metriche)	Nord 4361125.25 N - Est 2717805.26 E
Coordinate al Fondo (geografica) 2426m VD	Lat 39°22'34.664 N - Long 17°17'46.796 E
Coordinate al Fondo (metriche)	Nord 4361125.25 N - Est 2717805.26 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 DEL POZZO

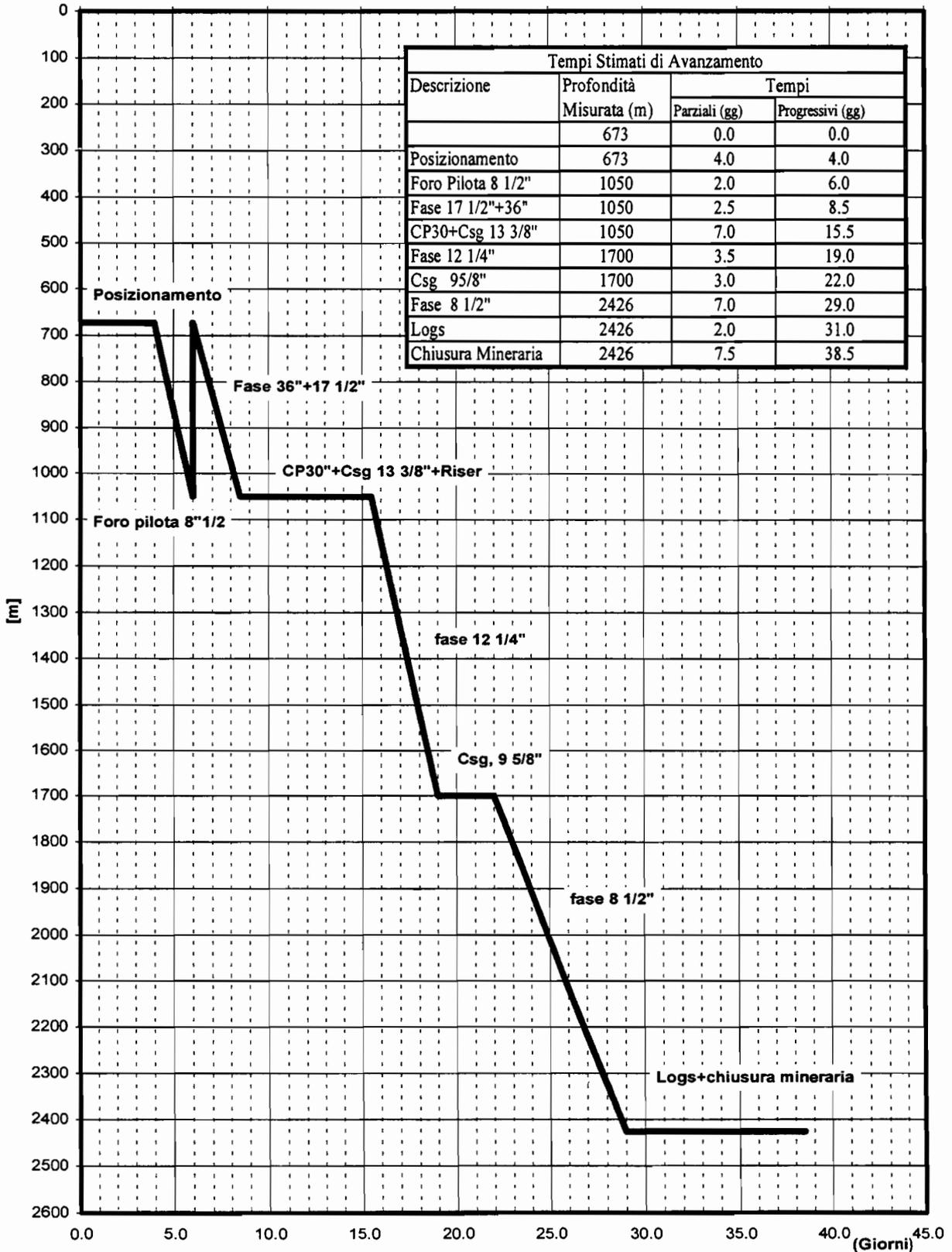
Pozzo : FILOMENA 1





1.1.2. DIAGRAMMA DI AVANZAMENTO

FILOMENA 1



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

1.2. OBIETTIVO MINERARIO

Il pozzo esplorativo denominato Filomena 1 presenta più obiettivi localizzati in trappole distinte.

Obiettivi pliocenici:

Alcuni intervalli sabbiosi all'interno del Pliocene inferiore con valori di porosità stimati dell'ordine del 25 - 30 % costituiscono obiettivi secondari del sondaggio a quote comprese fra 1000 e 1260 m s.l.m.

Obiettivo miocenico:

La trappola è originata da una troncatura erosiva delle sequenze torbiditiche della Formazione San Nicola, al di sotto dell'unconformity miocenica costituiscono l'obiettivo principale a quote sul livello mare comprese fra 1760 m e fondo pozzo previsto a 2400 m.

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

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

1.3. RACCOMANDAZIONI GENERALI

La perforazione del pozzo FILOMENA 1 non dovrebbe presentare particolari difficoltà in quanto l'obiettivo del pozzo è rappresentato da sequenze torbiditiche della Formazione San Nicola, di facile perforabilità.

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: FILOMENA 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	Semisubmersible 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 ½"
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 ½" - 6 ½" - 6" - 5 ½"
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

 ENI S.p.A. Divisione Agip DWDT	POZZO: FILOMENA 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

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

1.5. ELENCO PRINCIPALI SOCIETÀ APPALTATRICI

	SOCIETÀ
Impianto	SAIPEM spa
Fanghi	AVA
Cementazioni	B.J.
Mud Logging	GEOLOG
Logs Elettrici	SCHLUMBERGER
Tubing and Casing Tong	WEATHERFORD
Servizio di Carotaggio	B.H.I.
Directional Drilling	ANADRILL
Drilling Tools	NSC
L.W.D. - M.W.D.	ANADRILL
Trattamento Reflui	Da definire
Testing	SCHLUMBERGER
R.O.V.	SON SUB DISCOVERY 4
Elicotteri	
Supply vessel	AUGUSTEA / MAERSK

Tabella 1-4

 Eni	ENI S.p.A. Divisione Agip DWDT	POZZO: FILOMENA 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

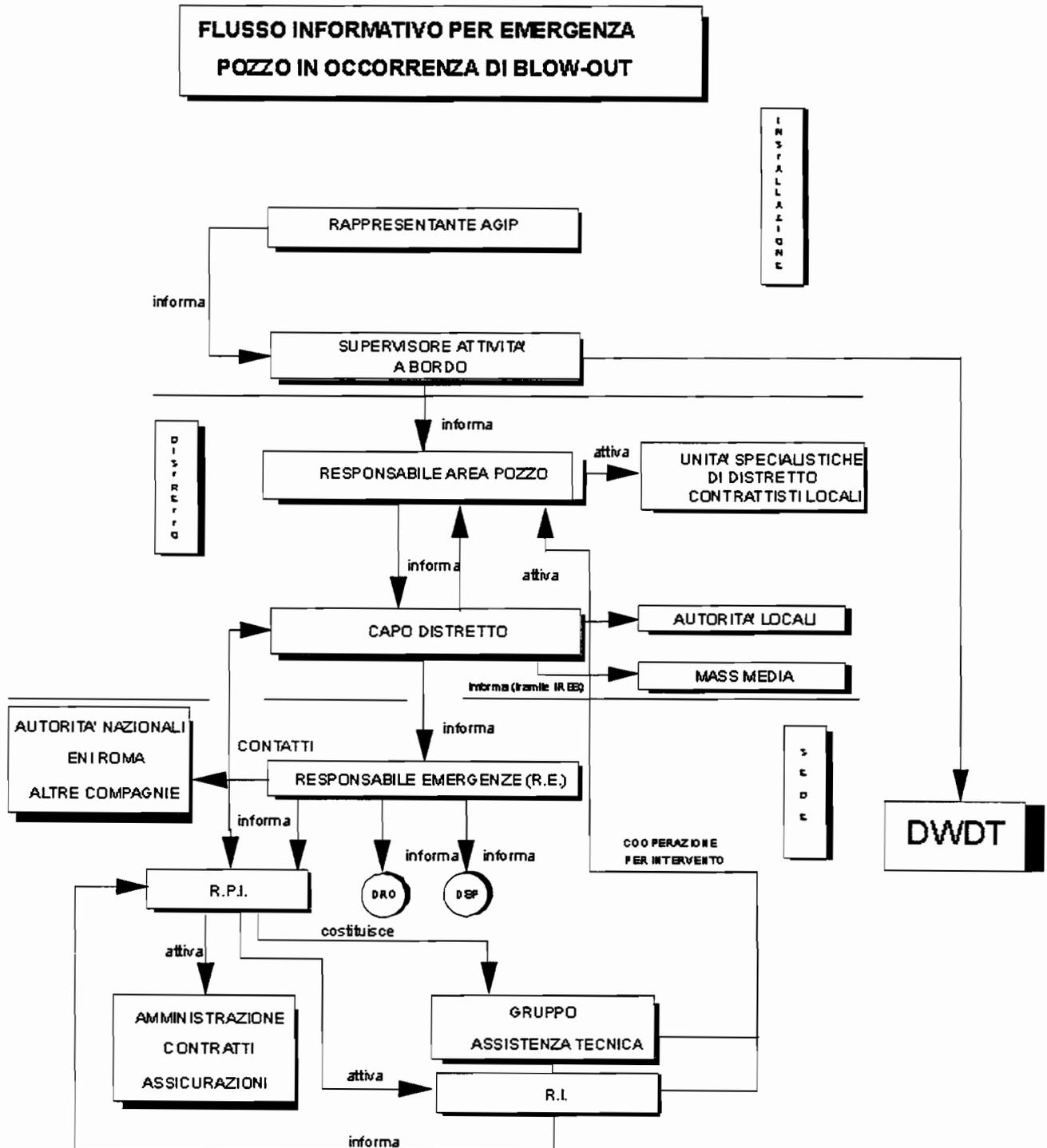


Figura 1-4

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

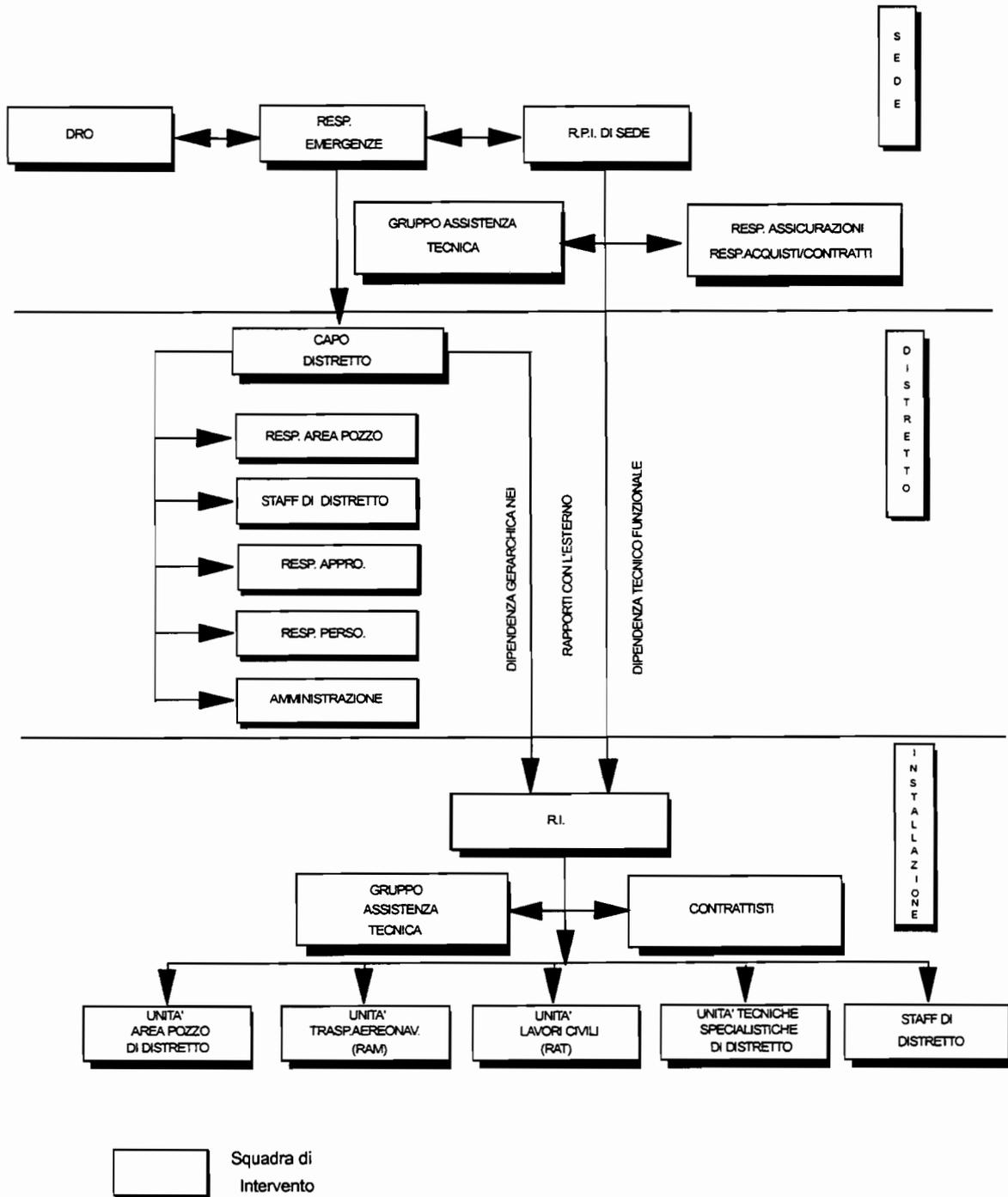


Figura 1-5

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

1.7. MANUALISTICA DI RIFERIMENTO

- 1) STAP-P-1-M-6090 (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-6150 – WELL CONTROL POLICY MANUAL".
- 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: 24/10/2000

④			
③			
②			
①			
①	Emissione		
AGGIORNAMENTI		PREPARATO DA <i>A. Barberis</i> A. BARBERIS	APPROVATO DA <i>E. Massa</i> E. MASSA

SEZIONE N° 2 - PROGRAMMA GEOLOGICO

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 Agip Divisione Esplorazione e Produzione PIEC	POZZO: FILOMENA 1	PAG 2 DI 14			
		AGGIORNAMENTI:			
		0			

INDICE

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

FIGURE ALLEGATE

Fig. 1 - Carta indice 1:500.000

Fig. 2 - Inline 3995 sul pozzo Filomena 1

Fig. 3 - Crossline 800 sul pozzo Filomena 1

Fig. 4 - Mappa isobate "Main Miocene Unconformity" (Top F.ne San Nicola)

Fig. 5 - Profilo litostratigrafico previsto

 Eni Agip Divisione Esplorazione e Produzione PIEC	POZZO: FILOMENA 1	PAG 3 DI 14			
		AGGIORNAMENTI:			
		0			

2.1. DATI GENERALI

Nome pozzo	:	Filomena 1
Permesso	:	F.R27.AG
Titolarità	:	Eni - Divisione Agip 75% - Enterprise Italia 25%
Operatore	:	Eni - Divisione Agip
Regione	:	Offshore Calabria - Zona F
Classificazione	:	NFW
Profondità finale l.m.	:	m 2400
Ubicazione testa pozzo	:	Inline 3995 - Crossline 800 3D Crotone
Coordinate di partenza	:	Long. 17° 17' 46",796 E Lat. 39° 22' 34",664 N
Coordinate fondo pozzo	:	Long. 17° 17' 46",796 E Lat. 39° 22' 34",664 N
Profondità del mare	:	m 647
Distanza dalla costa	:	Km 12 circa ESE da Punta Alice
Obiettivi principali	:	Serie clastica del Pliocene Inferiore (Argille di Crotone) Serie clastica miocenica (F.ne San Nicola)
Formazione di fondo pozzo	:	F.ne San Nicola
Impianto previsto	:	SCARABEO 7
Pozzi di riferimento	:	Fedra 1, Lavinia 1, Fiorenza 1, Campo di Luna

 Eni Agip Divisione Esplorazione e Produzione PIEC	POZZO: FILOMENA 1			PAG 4 DI 14			
				AGGIORNAMENTI:			
	0						

2.2. - INQUADRAMENTO GEOLOGICO STRUTTURALE

La struttura che verrà investigata dal sondaggio Filomena 1 ricade nella porzione nord-orientale del Permesso F.R27.AG (Fig. 1) che è localizzato nell'ambito dell'offshore calabro nei bacini di Crotone e di Cirò - Rossano.

Il pozzo Filomena 1 è ubicato ad una distanza di circa 12 Km verso ESE da Punta Alice ed a circa 30 Km verso NE dal Campo di Luna, mineralizzato a gas termogenico nei clastici miocenici della Formazione San Nicola.

I pozzi più vicini sono Firenze 1, mineralizzato a gas nei clastici del Pliocene medio superiore ed i pozzi del campo di Lavinia, anch'essi mineralizzati a gas negli stessi livelli. 26 Km a Sud di Filomena 1 è stato perforato il pozzo Fedra 1 risultato mineralizzato a gas nella Formazione San Nicola. L'assetto strutturale e stratigrafico dell'obiettivo miocenico in Filomena 1 presenta forti analogie con quello riscontrato a Fedra 1 e a Luna.

L'attuale assetto geologico - strutturale dei bacini su cui insiste il permesso di ricerca in oggetto è frutto di più fasi tettoniche sviluppatesi tra il Terziario e il Quaternario.

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

PIEC	POZZO: FILOMENA 1	PAG 5 DI 14			
		AGGIORNAMENTI:			
		0			

I Bacini "Crotonese" e "Rossanese", nella loro interezza, sono situati 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, collegato 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 Filomena, così come emerge dall'interpretazione dei dati geofisici, è posta lungo un allineamento di alti esterni, a direzione NNW - SSE, che risultano chiaramente separati, dalle altre strutture sotto costa, da aree depressionarie, con asse allungato grosso modo nella stessa direzione. Tale trend di alti strutturali esterni prosegue anche nel vicino permesso F.R28.AG.

La trappola è di tipo misto (stratigrafico-strutturale) con i terreni clastici della Formazione San Nicola (Sequenza SN 1) che chiudono in troncatura al di sotto della Main Miocene Unconformity, che è a sua volta strutturata da un sistema a faglie dirette.

Solitamente, nell'area gli accumuli gassosi sono stati rinvenuti sempre al top della serie miocenica la cui copertura è garantita dalle argille plioceniche; la struttura in esame fra l'altro presenta subito sopra l'unconformity miocenica una discreta anomalia d'ampiezza sismica che potrebbe indicare mineralizzazione a gas nella serie grossolana basale del Pliocene inferiore.

Tale accumulo di gas sarebbe legato a migrazione dalla serie sottostante miocenica.

Obiettivo secondario è rappresentato dai livelli sabbiosi presenti nella parte alta della serie del Pliocene inferiore o del Pliocene medio, come nei vicini pozzi Lavinia.

 Eni Agip Divisione Esplorazione e Produzione PIEC	POZZO: FILOMENA 1	PAG 6 DI 14			
		AGGIORNAMENTI:			
		0			

2.3. INTERPRETAZIONE SISMICA

La struttura, già individuata sui dati riprocessati della sismica 2D, è stata circoscritta e definita con i dati sismici del rilievo 3D Crotone che hanno permesso, tra l'altro, una caratterizzazione delle "facies sismiche" e di operare un accurato controllo sulla distribuzione areale delle stesse.

Avvalendosi del dato di coerenza sismica del segnale, è risultata agevole la correlazione dei lineamenti tettonici che modellano la struttura e la definizione sia delle superfici di unconformity plio-pleistoceniche che delle geometrie degli strati posti al di sotto della "Main Miocene Unconformity".

Sono stati interpretati i seguenti orizzonti: fondo mare, base Pleistocene, top Pliocene inferiore, unconformity intra Pliocene inferiore, "Main Miocene Unconformity" e top Formazione di Albidona. Nell'interpretazione si è fatto ricorso all'analisi di "time slice" e del volume di coerenza sismica, strumenti che hanno permesso un efficace controllo spaziale dei lineamenti tettonici. L'elaborazione di diversi attributi complessi della traccia sismica ha permesso inoltre l'inquadramento finale delle facies attese.

La base del Pleistocene corrisponde ad una superficie di unconformity; essa è posta su una "gola" evidente che separa un pacco abbastanza "opaco" al di sotto da uno riflettivo ad alta frequenza. Il top del Pliocene inferiore si presenta a sua volta come una superficie di unconformity evidente, correlabile ad un picco a media frequenza. L'orizzonte sottostante mappato, sempre nel Pliocene, rappresenta anch'esso una unconformity; esso è stato seguito arealmente su una gola posta immediatamente al di sopra di un intervallo sismico caratterizzato da forti riflessioni per circa 200 ms di spessore.

L'unconformity tardo messiniana corrisponde ad un marker sismico decisamente caratteristico, alla base del quale si trova la sequenza che costituisce il nostro obiettivo minerario primario.

I dati sismici 3D insieme ai dati minerari provenienti dai pozzi perforati nell'offshore, recentemente revisionati, ci hanno permesso di fare le seguenti considerazioni per inquadrare il potenziale minerario della struttura Filomena:

- le anomalie sismiche evidenziate in alcuni livelli del Pliocene inferiore potrebbero essere legate ad effetto gas e perciò costituire un obiettivo secondario della ricerca. La presenza di livelli a sabbie con buona porosità, in queste sequenze, è suffragata dai risultati esplorativi del sondaggio Fiorenza 1, localizzato a circa 15 Km dalla struttura da perforare.

 Eni Agp Divisione Esplorazione e Produzione PIEC	POZZO: FILOMENA 1	PAG 7 DI 14			
		AGGIORNAMENTI:			
		0			

- l'anomalia sismica osservabile alla base del Pliocene potrebbe essere legata sia ad effetto gas, nel tal caso di un buon interesse minerario, sia alla presenza di depositi grossolani molto riflettivi

- la forte anomalia sismica ubicata in prossimità dell'unconformity tardo messiniana, come accade per l'area di Luna, è considerata legata ad un effetto gas e rappresenta l'obiettivo principale del sondaggio.

2.4. OBIETTIVI DEL SONDAGGIO

Il pozzo esplorativo denominato Filomena 1 presenta più obiettivi.

Obiettivi pliocenici:

alcuni intervalli sabbiosi all'interno del Pliocene inferiore con valori di porosità stimati dell'ordine del 25 - 30 % costituiscono obiettivi secondari del sondaggio. Si riscontra la presenza di responsi sismici anomali in corrispondenza di tali livelli chiusi lateralmente per faglia e pendenza.

La struttura di Filomena, d'altra parte, è contornata su più lati da tutta una serie di aree depocentrali che possono avere generato idrocarburi presumibilmente di natura biogenica.

Obiettivo miocenico:

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 da sistemi di faglie orientati principalmente NE - SW ed E - W.

L' estensione areale della struttura per l'obiettivo miocenico è pari a circa 17 Km² e presenta una chiusura verticale di 200 m. Sulla base di considerazioni regionali e di dati di pozzo si ipotizzano valori di porosità pari al 20 % in accordo con i dati ricavati per la analoga sequenza SN1 perforata nel pozzo Fedra 1.

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

Una parte della mineralizzazione presente nei livelli miocenici, come già detto, potrebbe aver raggiunto la sequenza basale pliocenica.

 Eni Agip Divisione Esplorazione e Produzione PIEC	POZZO: FILOMENA 1	PAG 8 DI 14			
		AGGIORNAMENTI:			
		0			

2.5. ROCCIA MADRE

Per quanto riguarda la genesi degli idrocarburi gassosi presenti nella serie pliocenica è corretto riferirla a processi bio-diagenetici della materia organica. Questi trovano il loro limite all' isoterma 70° C nell' ambito di settori depocentrali con intensa sedimentazione torbidityca. La continua alternanza di livelli sabbiosi e argillosi fa sì che in questi bacini si riscontri la presenza rispettivamente della roccia serbatoio e della roccia madre (Argille di Crotona).

L'accumulo di gas nella sequenza miocenica (target principale) si ritiene 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

Le stesse rocce madri all' interno della F.ne Argille di Crotona costituiscono una efficiente copertura anche quando presentano spessori modesti dell' ordine di pochi metri. Detti livelli agiscono da copertura sia al target Pliocenico che a quello Miocenico. Quest' ultimo potrebbe a sua volta presentare delle passate di livelli argillosi nell'ambito della sequenza torbidityca; questo fatto potrebbe far sì che il reservoir si presenti con una configurazione "multilayer".

 Eni Agip Divisione Esplorazione e Produzione PIEC	POZZO: FILOMENA 1	PAG 9 DI 14			
		AGGIORNAMENTI:			
		0			

2.7. PROFILO LITOSTRATIGRAFICO PREVISTO

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

da f.m. (647 m)	a m 880	:	F.ne ARGILLE DI CROTONE Alternanze di argilla e argilla leggermente siltosa. (Pleistocene)
da m 880	a m 1000	:	F.ne ARGILLE DI CROTONE Argilla leggermente siltosa alternata a livelli sottili di sabbia fine. (Pliocene medio - superiore)
da m 1000	a m 1260	:	F.ne ARGILLE DI CROTONE Alternanze di argilla siltosa e sabbia fine passante ad arenaria. (Pliocene inferiore sommitale)
da m 1260	a m 1760	:	F.ne ARGILLE DI CROTONE Alternanze di livelli argillosi debolmente siltosi e sabbia fine passante ad arenaria. (Pliocene inferiore basale)
da m 1760	a m 2400 (f.p.)	:	F.ne SAN NICOLA Sequenza SN1 (SN2a ?); a seguire sequenza F1. Bancate di sabbia quarzosa o ghiaia poligenica parzialmente cementata con intercalazioni di livelli di argilla. (Serravalliano - Langhiano)

2.8. POZZI DI RIFERIMENTO

I pozzi di riferimento sono Lavinia 1 Dir, Fedra1, Firenze 1 (per la sequenza pliocenica) e i pozzi del campo di Luna

Fig.1

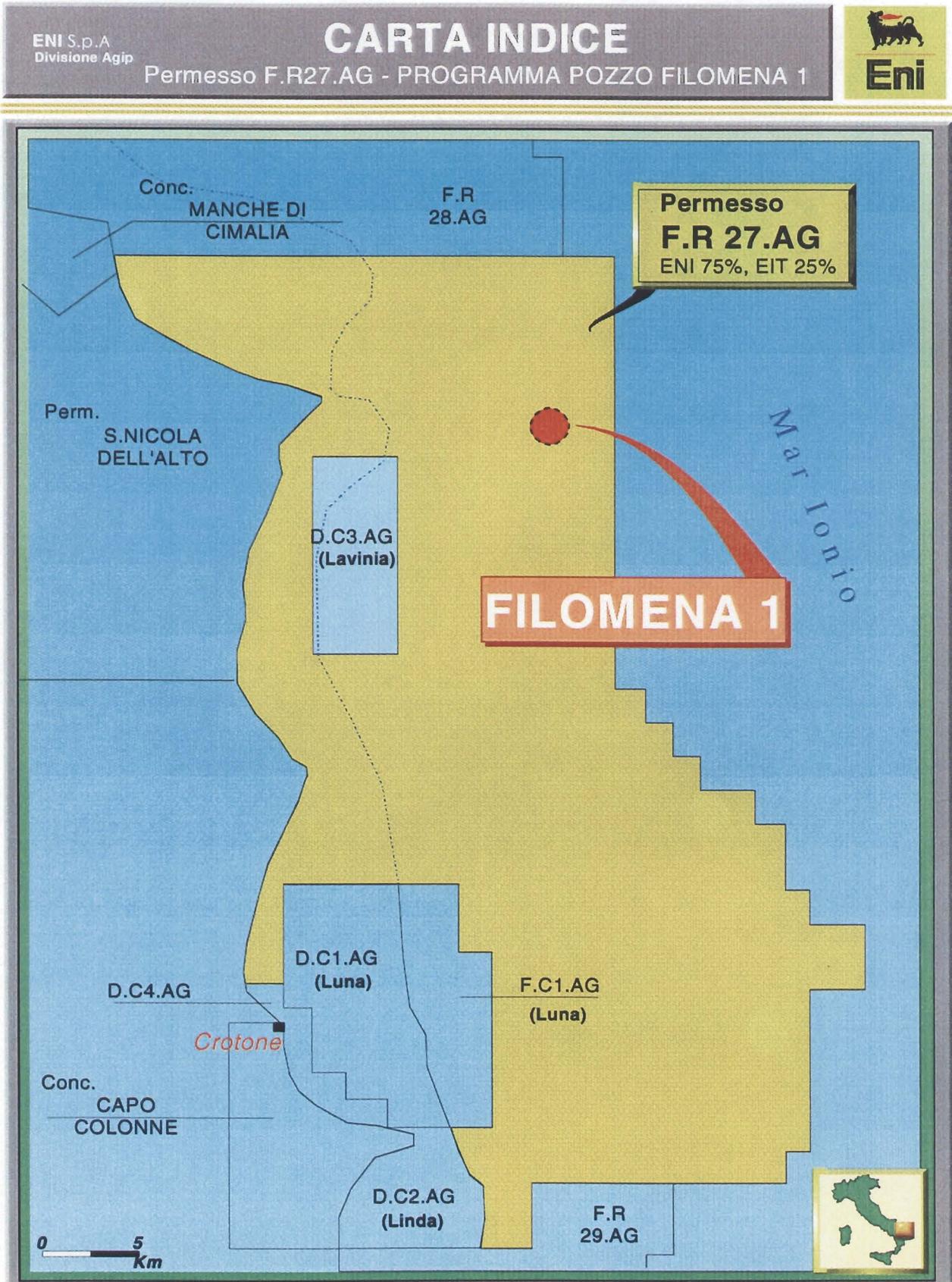


Fig.2

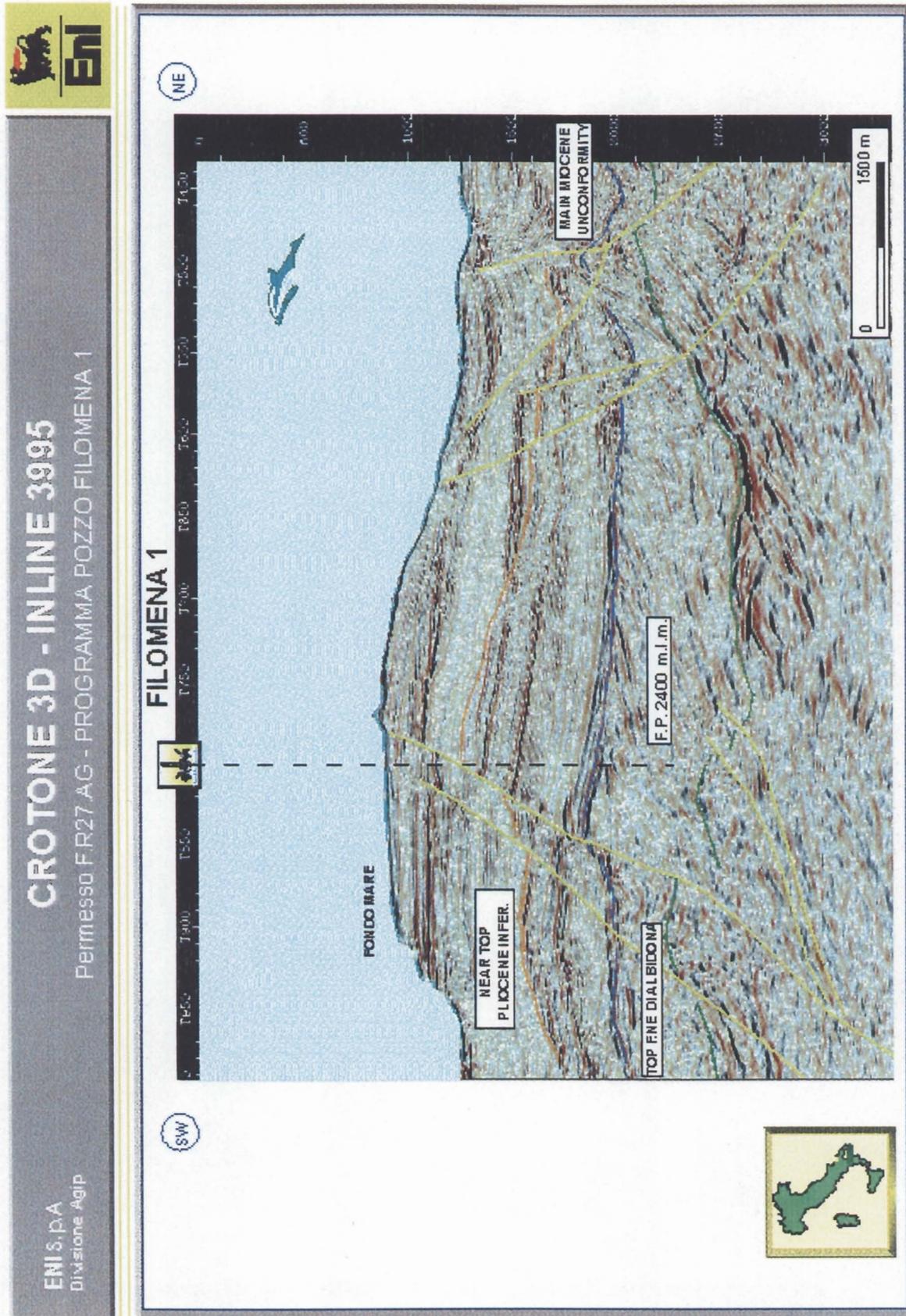


Fig.3

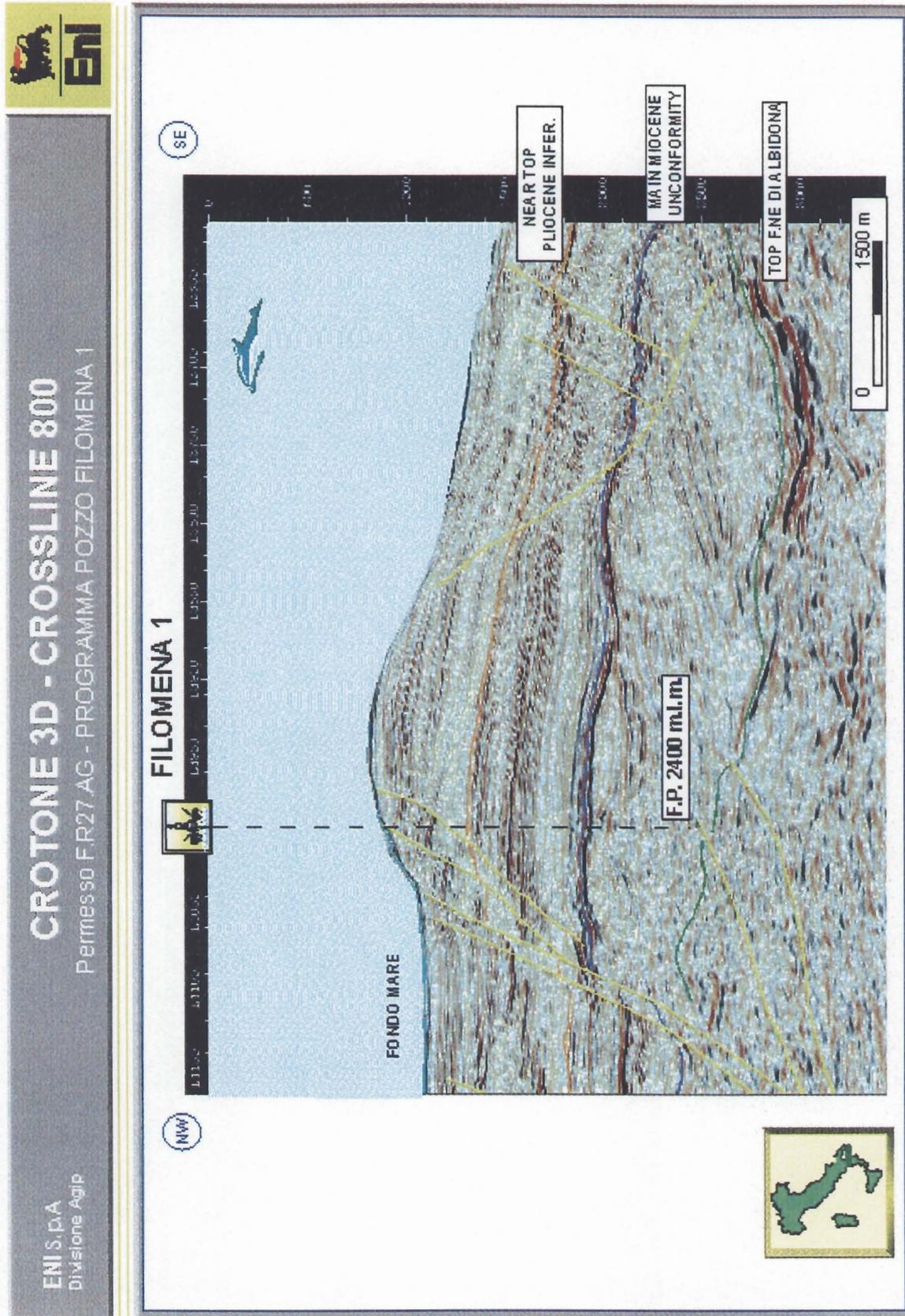


Fig.4

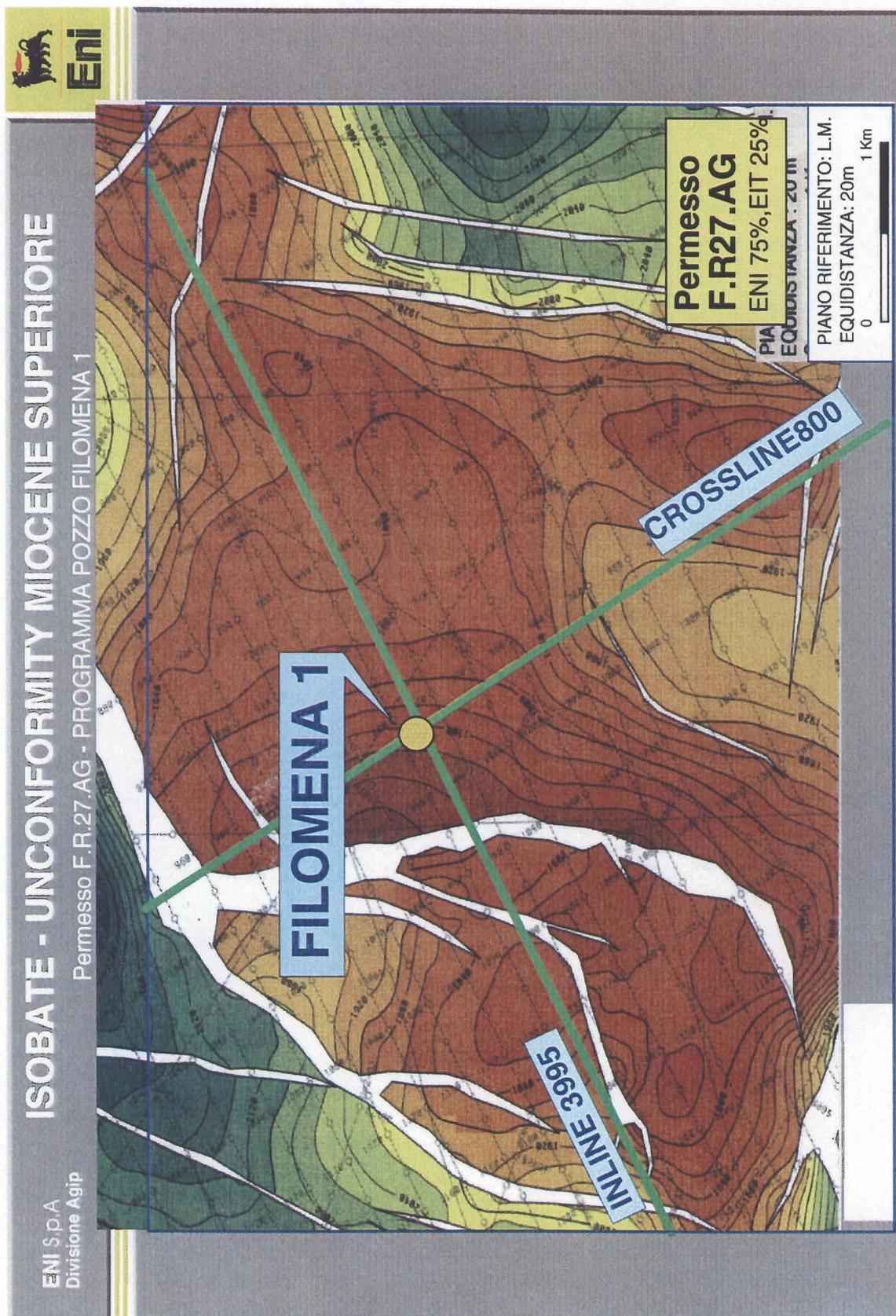
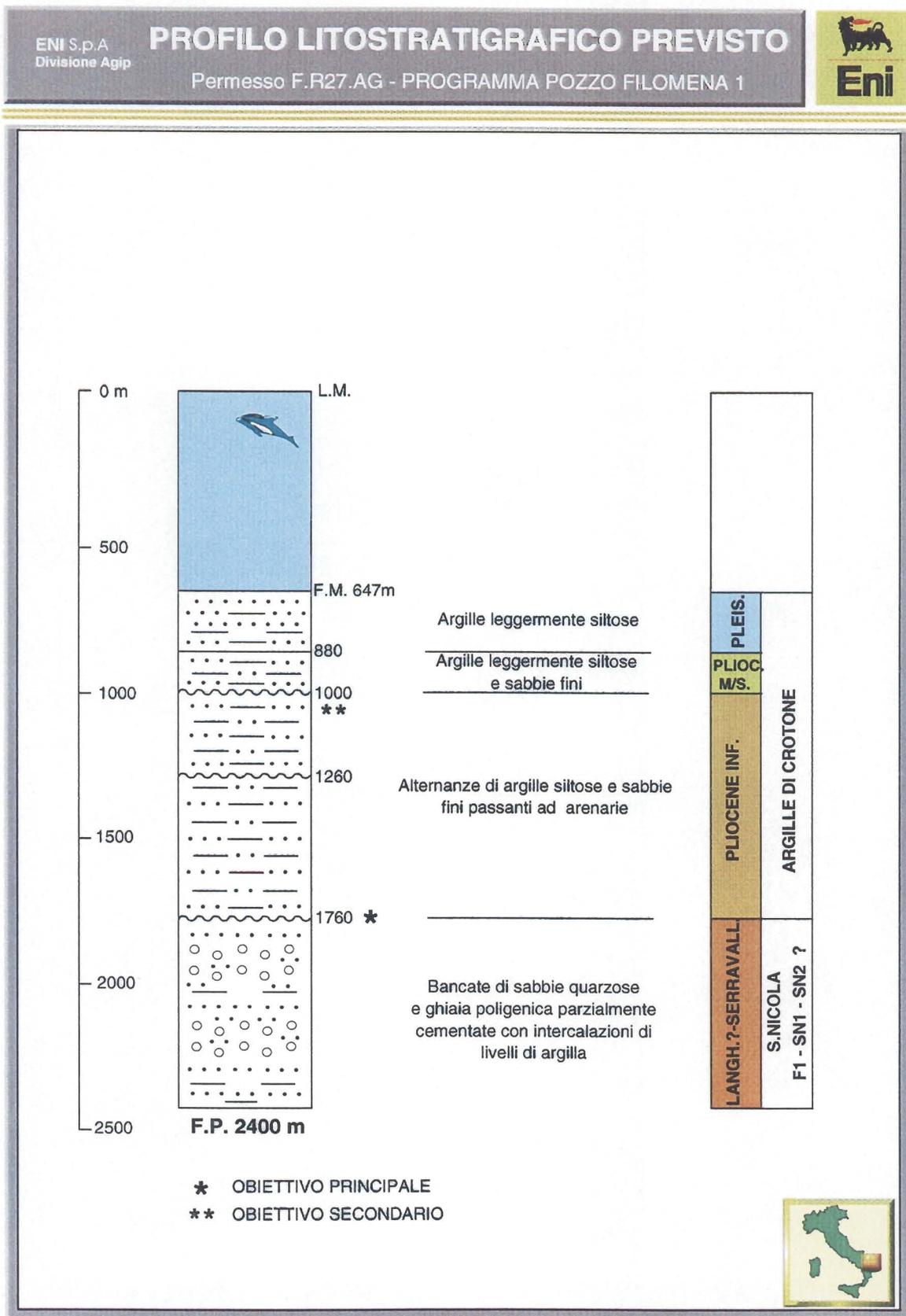


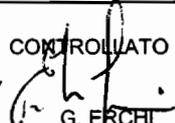
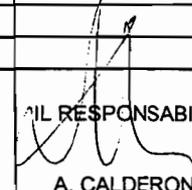
Fig.5



 Eni	ENI S.p.A. Divisione Agip DWDT	POZZO: FILOMENA 1	PAG 1 DI 11		
			AGGIORNAMENTI:		
			0		

SEZIONE 3
PROGRAMMA DI GEOLOGIA OPERATIVA

Data di emissione:24/10/2000

④				
③				
②				
①				
①	Emissione			
AGGIORNAMENTI		PREPARATO DA  P. MERU 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	Divisione Agip DWDT	POZZO: FLORENZA 1		
		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	7
3.7.	WIRELINE TESTING	9
3.8.	TESTING	9
3.9.	STUDI ED ELABORATI	9
3.10.	POZZI DI RIFERIMENTO	10

Eni	Divisione Agip DWDT			
		AGGIORNAMENTI:		
		0		

3.1. CAMPIONAMENTI

Compagnia di servizio: GEOLOG

Servizio richiesto: On-line standard.

Inizio operazioni di Mud Logging: dal primo ritorno.

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	Divisione Agip DWDT			
		AGGIORNAMENTI:		
		0		

Profondità di inizio campionamento: dal primo ritorno.

Campionamento cutting: come segue:

Serie	Intervallo di Camp.	Freq. m	Tipo	Scopo	Destinatario
A- B-C	Fase 17 1/2" Fase 12 1/4"	10-20	lavato- asciugato	Stratigrafico	GEOR-STIG- ENTERPRISE
D-E			Non lavato		
A- B-C	Fase 8"1/2	5-10	lavato- asciugato	Stratigrafico	GEOR-STIG- ENTERPRISE
D-E			Non lavato		
F	Fase 17 1/2" 12 1/4"	20	Mini Head Space	Profilo di gas in pozzo	GEOC
F	Fase 8 1/2"	10	Mini Head Space	Profilo di gas in 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 (fiale 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.

	ENI S.p.A. Divisione Agip DWDT	POZZO: FILOMENA 1	PAG 5 DI 11			
			AGGIORNAMENTI:			
			0			

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.
- 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 caso di manifestazioni durante la perforazione accompagnate da valori significativi della resistività LWD.

Scopo della carota 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"1/2 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	ENI S.p.A. Divisione Agip DWDT	POZZO: FILOMENA 1	PAG 6 DI 11			
			AGGIORNAMENTI:			
			0			

3.5. LOGGING WHILE DRILLING

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

Fase 17 ½" (foro pilota 8 ½"):

RAB (GR e Resistività); PWD.

L' acquisizione è finalizzata alla definizione del casing point ed eventuale "kick alert".

Fase 12 ¼":

RAB (GR e Resistività); PWD.

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

Fase 8 ½":

RAB (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.

 ENI S.p.A. Divisione Agip DWDT	POZZO: FILOMENA 1	PAG 7 DI 11			
		AGGIORNAMENTI:			
		0			

3.6. WIRELINE LOGGING

Compagnia di servizio: Schlumberger
Unità di misura: m
Scala display: 1:1000 - 1:200
Scala display SHDT: solo scala 1:200

Fase 12 ¼":

Log previsti:

A) In caso di assenza di chiari indizi di mineralizzazione:

FMI (SHDT mode) – DSI (P & S mode) – TLD (PEX) – HNGS (PEX) - AMS

B) In caso di chiari indizi di mineralizzazione:

1. HALS – MCFL – TLD (PEX) – HNGS (PEX) – DSI (UPPER DIPOLE e P & S mode)
2. FMI (SHDT mode) – APS - GR - AMS
3. CMR – PCD – GR (in caso di livelli sabbiosi con spessore > 50 cm)
4. MDT – GR (solo misure di pressione, se presenti livelli sottili)
5. CST – GR (in caso di incompleto e/o insufficiente recupero del carotaggio di fondo al fine di poter effettuare analisi granulometriche per la definizione litologica nei livelli sottili.)
6. CBL - VDL – USIT (colonna 13 ³/₈")

Temperatura max prevista: 40°C

Fase 8 ½":

Log previsti:

A) In caso di assenza di chiari indizi di mineralizzazione:

FMI (SHDT mode) – DSI (UPPER DIPOLE e P & S mode) – TLD (PEX) – HNGS (PEX) - AMS

B) In caso di chiari indizi di mineralizzazione:

- 1 HALS – MCFL – TLD (PEX) – HNGS (PEX) – DSI (UPPER DIPOLE e P & S mode)
- 2 FMI (SHDT mode) – APS - GR - AMS
- 3 CMR – PCD - GR
- 4 MDT – GR (misure di pressione e campioni PVT)
- 5 CST - GR
- 6 CBL - VDL – USIT (colonna 9 ⁵/₈")

Liner 7":

CBL - VDL – USIT

Temperatura max prevista: 60°C.

 Eni	ENI S.p.A. Divisione Agip DWDT	POZZO: FILOMENA 1	PAG 8 DI 11			
			AGGIORNAMENTI:			
			0			

- E' prevista l'acquisizione VSP lungo l'intero intervallo perforato. Il programma di dettaglio verà definito in base ai risultati del sondaggio. L'acquisizione verrà effettuata nella fase 8 ½" open hole nel caso di pozzo non mineralizzato oppure nel liner 7" in caso di pozzo con esito positivo.
- 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, le combinazioni dei tool e le modalità di acquisizione verranno indicate nel "Wireline Log protocol"; eventuali variazioni, rese necessarie per esigenze operative, 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.

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/DLIS). La compagnia di Well Logging deve fornire inoltre, alla fine di ogni run, un file grafico in formato PDS ed un file in formato TAP (LIS per DOS) o LAS con le curve presenti sul Main Log, al fine di consentire all'operatore la trasmissione dei dati. In caso di registrazione di log d'immagine si richiedono n. 2 copie opache supplementari.

 Eni	ENI S.p.A. Divisione Agip DWDT	POZZO: FILOMENA 1	PAG 9 DI 11			
			AGGIORNAMENTI:			
			0			

3.7. WIRELINE TESTING

E' prevista l'acquisizione di misure di pressione wire-line, al fine di acquisire i dati di pressione e i gradienti di formazione in corrispondenza degli obiettivi minerari.

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

 ENI S.p.A. Divisione Agip DWDT	POZZO: FILOMENA 1	PAG 10 DI 11		
		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, Hydrocarbon Log, Pressure Log da inviare in n. 7 copie all'unità di Geologia del Distretto di Ortona al Team DWDT, a fine pozzo, o quando richiesto espressamente, assieme a n. 1 copia lucida.

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

3.10. POZZI DI RIFERIMENTO

I pozzi di riferimento per le serie plioceniche sono Lavinia 1 Dir, Fedra 1, Fiorenza 1 .

Per la sequenza miocenica della F.ne San Nicola si può fare riferimento ai pozzi del campo di Luna.

Sulla base dei dati emersi dalla perforazione dei pozzi di riferimento e delle conoscenze geologiche regionali dell'area, si possono effettuare le seguenti considerazioni:

- **Previsione di gradienti di pressione**

Fare riferimento allo studio SMES.

- **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**

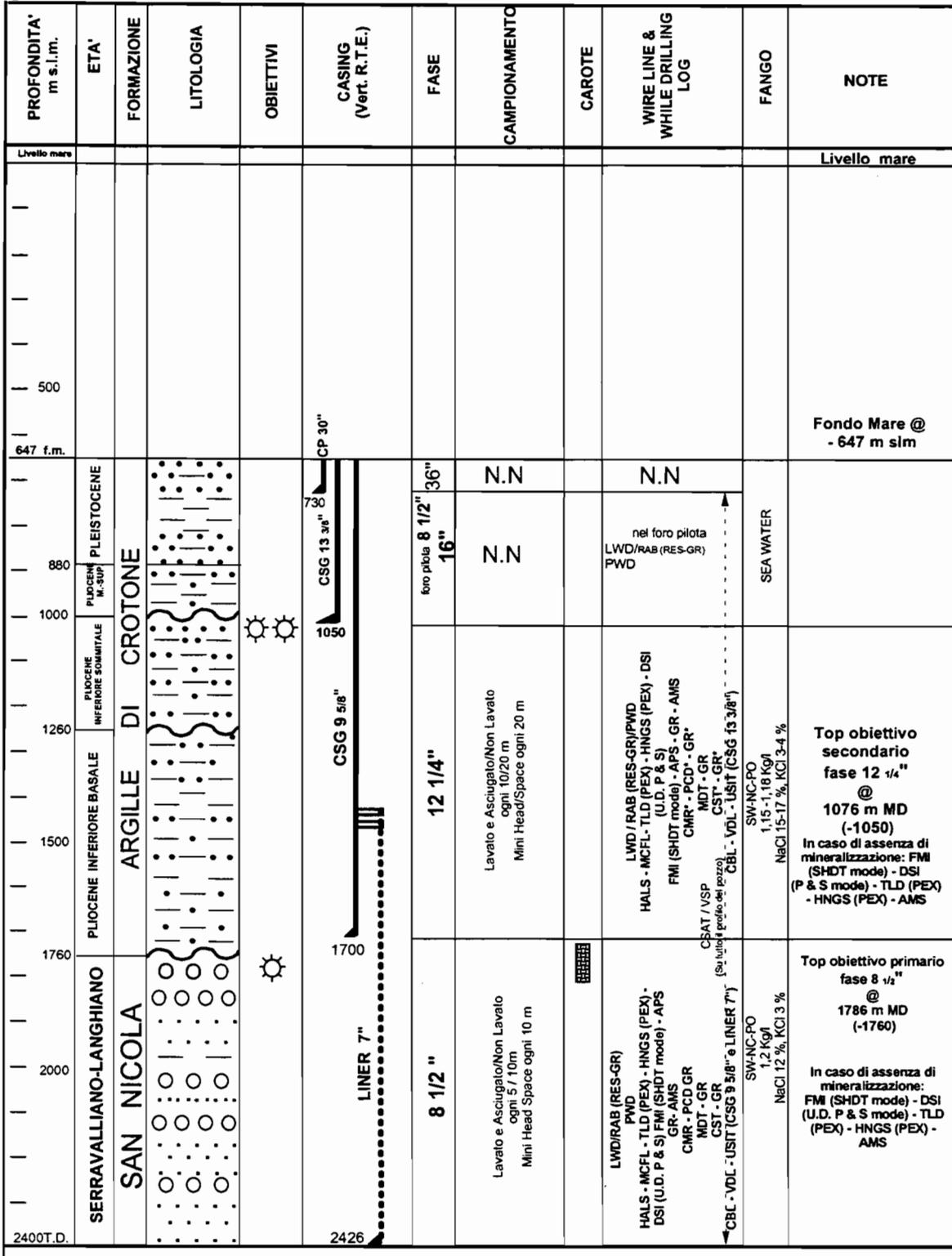
Non sono previsti assorbimenti durante la perforazione.



FILOMENA 1

Formation Evaluation Master Plan

Fig. 1



Legenda: * Contingent Log



Obiettivo principale

Profondità prevista 2426 m MD.



Obiettivo secondario

Tavola Rotary 26 m

	ENI S.p.A. Divisione Agip DWDT	POZZO: FILOMENA 1			PAG 2 DI 35
		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 " @ 1050 m.....	4
4.1.4.	ALLARGAMENTO del foro pilota e discesa del CP @ 740 m & Csg 20-13 3/8" @1050 m....	5
4.1.5.	FORO 12 1/4" per CSG 9 5/8" @ 1700 m.....	7
4.1.6.	FORO 8 ½ " per event. Liner 7" @ 2426 m.....	8
4.2.	PROGETTAZIONE DEL POZZO.....	9
4.2.1.	PREVISIONE SUI GRADIENTI DI PRESSIONE E TEMPERATURA.....	9
4.2.2.	PROBLEMI DI PERFORAZIONE.....	11
4.2.3.	SCELTA QUOTE DI TUBAGGIO.....	12
4.2.4.	CASING DESIGN	13
4.2.5.	PROGRAMMA FANGO	16
4.2.6.	PROGRAMMA DI CEMENTAZIONE	21
4.2.7.	TESTA POZZO E BOP.....	23
4.2.8.	PROGRAMMA IDRAULICO.....	26
4.2.9.	SCALPELLI E PARAMETRI.....	28
4.2.10.	BHA E STABILIZZAZIONE	29
4.3.	ALLEGATI.....	30
4.3.1.	PIT DRILL.....	30
4.3.2.	KILLING PROCEDURES.....	30
4.3.3.	LEAK - OFF TEST	31
4.3.4.	WELL SHUT IN PROCEDURE.....	32
4.3.5.	KICK TOLLERANCE.....	35

	ENI S.p.A. Divisione Agip DWDT	POZZO: FILOMENA 1			PAG 3 DI 35
		0			

4.1. SEQUENZA OPERATIVA

4.1.1. INFORMAZIONI GENERALI

Il pozzo Filomena 1 è localizzato nell'off-shore calabro ad una distanza di ca. 12 Km dalla costa nel Permesso F.R 27. AG . Il sondaggio interesserà più obiettivi a tema gas localizzati in trappole distinte. Alcuni intervalli sabbiosi del pliocene inferiore sommitale nella Formazione Argille di Crotona, e una sequenza di livelli del Serravalliano Langhiano nella Formazione San Nicola.

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

- C.P. 30" a circa 740 m TVD 740 m MD
- CSG 20"-13 3/8 " a circa 1050 m TVD 1050 m MD
- CSG 9 5/8 " a circa 1700 m TVD 1700 m MD
- Eventuale LINER 7" a circa 2426 m TVD 2426 m MD

Le operazioni inizieranno con la perforazione del foro pilota 8 1/2 " fino a m 1050 (quota scarpa CSG 20"-13 3/8").

La discesa del CP 30" e della colonna di superficiale 20"-13 3/8" potrà essere eseguita indifferentemente come segue:

- Il Conductor Pipe 30" sarà disceso a 740 m PTR (infissione effettiva di 67 m F.M.) mediante tecnica jetting. L'utilizzo del "Drilling-ahead tool" permetterà l'immediata perforazione della fase 17 1/2" fino alla quota prevista per il tubaggio della colonna superficiale 20"-13 3/8" .Con il CP verrà discesa la GRA.

Verrà quindi discesa e cementata , con ritorno di cemento a F.M. , la Colonna di Ancoraggio 20"-13 3/8 (infissione effettiva di 377 m); con questo CSG verrà discesa la testa pozzo 18 3/4 " * 15000 psi e si raggiungerà un sufficiente margine alla Choke che consentirà di proseguire le operazioni di perforazione della fase successiva con circolazione in superficie.

- Il foro pilota verrà allargato con una batteria mista costituita da uno scalpello da 17 1/2" ed un allargatore da 36"; al termine di questa fase verranno discesi il CP 30" con la GRA e la colonna di ancoraggio 20"-13 3/8" con la testa pozzo 18" 3/4 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.

Con il foro da 12 1/4" si attraverserà tutta la sequenza degli obiettivi secondari fino alla profondità di ca. 1700 m VD.

La perforazione proseguirà con il foro da 8 1/2 " attraversando gli obiettivi principali fino alla profondità finale di 2426 m VD .

 ENI S.p.A. Divisione Agip DWDT	POZZO: FILOMENA 1	PAG 4 DI 35			
		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 ed eventualmente 17 ½"-36" hole.
- Assemblare 18 ¾" Housing con 18 ¾" seat protector e 18 ¾" housing con CART.
- Confezionare il fango di perforazione e il Kill Mud

4.1.3. FORO PILOTA 8 ½" @ 1050 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 $d = 1.4 \text{ Kg/l}$
 - 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-PWD.
 - Calcolare il fondo pozzo in base alla lunghezza di casing 20" –13 ¾ e 10-12 m di rat hole.
1. Discendere ROV a F.M. ed ispezionare il fondale, posizione 4 Sonar Reflector sulle coordinate teoriche e registrare così la posizione, questo permetterà di riposizionare l'impianto e localizzare la posizione del pozzo a fondo mare. l'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. Iniziare la perforazione con tecnica jetting verificandone la effettiva fattibilità avanzare con tale tecnica per circa 2-3 lunghezze quindi proseguire con tecnica rotary con parametri controllati ($Q = \text{ca. } 1500 \text{ l/min}$) - ($WOB = 0 - 4 \text{ ton}$) proseguendo la perforazione, ad una velocità di avanzamento controllata ($ROP 15 \text{ m/h}$), 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 min. Prima dell'uscita del bit dal foro posizionare marker buoy in prossimità del foro.

 ENI S.p.A. Divisione Agip DWDT	POZZO: FILOMENA 1			PAG 5 DI 35
	0			

4.1.4. ALLARGAMENTO DEL FORO PILOTA E DISCESA DEL CP @ 740 m & CSG 20-13 3/8" @1050 m

Se verrà utilizzata la tecnica "Jetting and drilling-ahead" procedere come dal punto 1 al punto 19,

Se verrà utilizzata la tecnica di discesa congiunta CP 30" Csg 20"-13 3/8" procedere come dal punto 20.

1. posizionare la GRA. sotto la tavola rotary e assicurarsi che uno Slope Indicator sia correttamente installato su di essa.
2. Discendere il C.P. 30" con Conductor Housing 30 corredato di valvole a sfera laterali da 4" da scendere in posizione aperta, riempiendo ogni giunto una volta che la scarpa del C.P. 30" è sotto il LM. Montare housing 30" e agganciarlo alla GRA.
3. Discendere all'interno del CP la batteria di jetting (bit 17 1/2") e spezzonare affinché lo scalpello fuoriesca dalla scarpa 30" di circa 5". Montare RT e drilling-ahead tool, Montare Mud-mat e accompagnare con DP 5 S135 a fondo mare , controllare con ROV il posizionamento all'imbocco del pilot-hole 8 1/2".
4. Avanzare con tecnica jetting con parametri indicati dall'operatore specialista, fino alla quota prevista per il fissaggio della scarpa controllando periodicamente la verticalità che non dovrebbe superare 1.5°, mediante lo slope.indicator .
5. Attendere circa 3 ore affinché la formazione possa bloccare il CP.
6. Rilasciare il solo peso del CP 30 e verificarne la stabilità, controllare che la verticalità sia inferiore a 1.5°
7. Svincolare il drilling-ahead tool
8. Perforare la fase 17 1/2" con parametri ridotti utilizzando fango HV per circa 20 metri, quindi, raggiungere gradatamente i parametri programmati (Q = ca. 3400 l/min.) - (WOB = 0 - 5 ton) (ca. 60 RPM) proseguendo la perforazione, ad una velocità di avanzamento controllata, con acqua di mare, pompando cuscini viscosi a metà lunghezza e prima di ogni connessione.
9. 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).
10. Lanciare Totco, eseguire wiper trip a 5 m da FM, recuperare totco, ridiscendere il Bit al fondo ripassando eventuali tratti di forzamento.
11. Pompare fango 1.2 kg/lt fino a completa pulizia foro (considerare ca. il 50% di volume in eccesso).

N.B. Se il primo Survey fallisce, ripeterlo prima di estrarre.

Se l'inclinazione del foro è maggiore di 1.5° contattare il Drilling Superintendent.

12. Estrarre a giorno Bit.

13. Discendere il CSG 20"-13 3/8"; quando la scarpa del CSG 13 3/8" è sotto il livello mare, riempire ogni giunto e controllare ogni 3 giunti il riempimento effettivo, spezzonare in modo tale che il cross-over 20"-13 3/8" rimanga all'interno del CP 30"; montare l'Housing 18 3/4" con 20" extention.

collaudare l'aggancio del Lockdown-hatch applicando un sovrattiro (vedi specifico documento della casa costruttrice) utilizzando il Motion Compensator.

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 il CSG 13 3/8"-20" con risalita del cemento a FM come da punto 4.2.6 controllando il ritorno della malta a FM con l'ausilio del ROV quindi spiazzare il cemento nelle aste con acqua di mare lasciando ca. 20 m di malta all'interno del CSG. Controllare la tenuta della valvola alla scarpa prima di svincolare il RT. Con ROV controllare eventuale flusso dalle valvole 4" poste sl di sotto della GRA e quindi chiuderle.
 18. Svincolare ed estrarre il RT a FM quindi lavare la testa pozzo pompando acqua di mare ed osservare con il ROV.
 19. Estrarre il RT registrando la distanza tra PTR e Housing 18 3/4".
 20. Saldare fazzoletti per bloccare le connessioni tra 17 1/2" bit e 36" H.O.
 21. Assemblare Bit 17 1/2" + SDD + BHA + dual hole opener 17 1/2"-36" e discendere a FM misurando la distanza PTR - FM.
 22. 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 rat-hole sufficienti per la discesa del CP 30" e del Casing 20"-13 3/8".
 23. 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/lit (considerare ca. il 100% di volume in eccesso).
 24. Lanciare Totco, eseguire wiper trip a 5 m da FM, recuperare totco, ridiscendere il Bit al fondo ripassando eventuali tratti di forzamento.
 25. Pompare fango 1.2 kg/lit fino a completa pulizia foro (considerare ca. il 50% di volume in eccesso).
- N.B. Se il primo Survey fallisce, ripeterlo prima di estrarre.**
- Se l'inclinazione del foro è maggiore di 1.5° contattare il Drilling Superintendent.**
26. 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).
 27. Tensionare il Riser come da programma marine reiser.
 28. Installare diverter assembly
 29. Eseguire test ganasce trancianti a 20 e 70 atm.
 30. Recuperare Seat-protector.
 31. Discendere Bop Isolation Test Tool.

34. Discendere Seat-protector.
35. 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)
36. Eseguire dummy run con hang off tool registrando tutte le profondità riferite a wellhead, rams, etc..
37. Discendere 18 ¾" Wear Bushing.
38. Chiudere sagomate e circolare a portata ridotta inversamente attraverso le linee di kill e choke singolarmente e registrare la pressione. Tale pressione dovrà essere considerata la perdita di carico attraverso la linea di choke che durante un eventuale controllo pozzo agirà come pressione al fondo ma non potrà essere letta in superficie.

4.1.5. FORO 12 1/4" PER CSG 9 5/8" @ 1700 M.

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

1. M/U 12 ¼ BHA con LWD-PWD e discendere alt top del cemento, fresare cemento e scarpa, lavare il rat hole. Perforare 5-6 metri di nuova formazione, circolare ed uniformare il fango.
2. 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 1700 m. M.D. (monitorare i dati LWD-PWD valutando l'andamento del gradiente dei pori)
 1. A quota tubaggio circolare un bottom up o fino a pulizia del foro, eseguire Wiper trip, ridiscendere al fondo ripassando gli eventuali punti con forzamenti.
 2. Assemblare il casing hanger 9 5/8" – e il 13 3/8" dummy casing hanger, running tool e sub sea cementing assembly con DP 5" S-135 e stivare in torre.
 3. RIH jetting head, pulire la zona well head, recuperare 18 3/4" Wear Busing
 4. Discendere la colonna 9 5/8" (Scarpa+3 giunti+collare+giunti intermedi+9 5/8"/13 3/8" dummy hanger) al fondo, riempimento ogni 2 giunti.
 5. Appoggiare casing hanger su wellhead housing usando il Motion Compensator.
 6. Circolare almeno il volume interno totale condizionando il fango, se necessario.
 7. Eseguire la cementazione come al punto 4.2.6, collaudando la colonna al contatto tappi a 150 atm.
 8. 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) fino a Pmax = 70 % Bop W.P..

SEZIONE 4 - PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

 ENI S.p.A. Divisione Agip DWDT	POZZO: FILOMENA 1			PAG 8 DI 35
	0			

9. Svincolare Running Tool, circolare per pulizia interno housing, BOP e Riser ed estrarre.
10. Eseguire test ganasce trancianti a 20 e 70 atm.
11. Discendere Bop Isolation Test Tool.
12. Eseguire Test idraulico del Connector, delle ganasce sagomate e di Wellhead-Connection alla pressione massima prevista a testa pozzo (pressione a testa pozzo a squarciamento Casing 7") e testare Bag Preventer a 20 e 70 atm.
13. 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)

14. Discendere 9 5/8" Wear Bushing.

4.1.6. 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 S.p.A. Divisione Agip DWDT	POZZO: FILOMENA 1			PAG 9 DI 35
		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 Filomena 1 dir è stata ricavata dal pozzo Fiorenza 1 perforato con profondità d'acqua e serie litologiche simili. Si prevede un gradiente interstiziale normale (1.03 atm/10m) fino a ca. 1050 m PTR; da tale quota (pliocene inferiore) il valore del gradiente interstiziale dovrebbe aumentare fino a raggiungere il valore 1.1 atm/10 m fino a circa 1700 m PTR, e aumentare fino a 1.15 atm/10 m al top della S. Nicola per mantenersi costante fino 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:

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

in base ai dati di leak-off test dei pozzi di correlazione si è considerato **K= 0.7**

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.

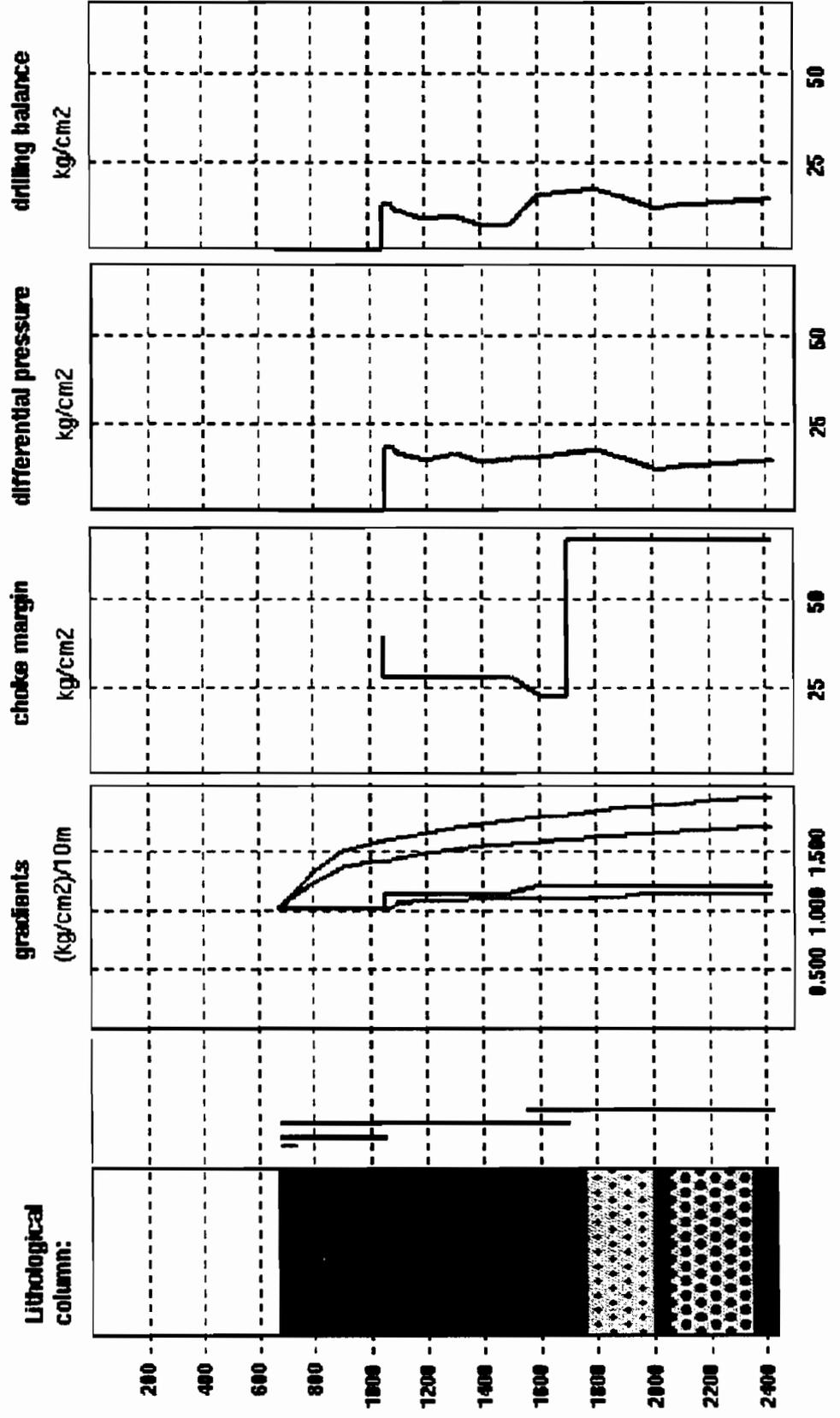
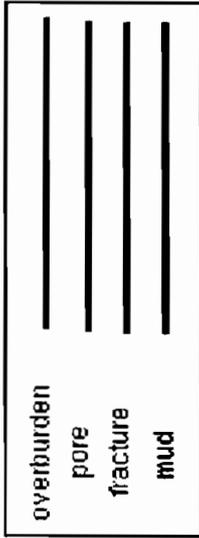


Margin analysis

Well: Filomena 1; hole nr.: 1 (code: FILO1)

All data are plotted against TVD, referred to RKB

Unit for depths is: m





WELL: Filomena 1

TVD m	PHASE NR.	OVERBURDEN	PORE	MUD	FRACTURE	CHOKE MARG	DIFFERENT	DRLG BALAN
		GRADIENT (kg/cm2)/10m	GRADIENT (kg/cm2)/10m	GRADIENT (kg/cm2)/10m	GRADIENT (kg/cm2)/10m	GRADIENT (kg/cm2)/10m	PRESSURE kg/cm2	PRESSURE kg/cm2
673.000	1	1.030	1.030	1.030	1.030	-	0.000	0.000
700.000	1	1.075	1.030	1.030	1.062	-	0.000	0.000
729.000	1	1.150	1.030	1.030	1.114	-	0.000	0.000
730.000	1	1.150	1.030	1.030	1.114	-	0.000	0.000
731.000	1	1.150	1.030	1.030	1.114	-	0.000	0.000
800.000	1	1.312	1.030	1.030	1.227	-	0.000	0.000
880.000	1	1.459	1.030	1.030	1.330	-	0.000	0.000
900.000	1	1.496	1.030	1.030	1.356	-	0.000	0.000
1000.000	1	1.557	1.030	1.030	1.399	-	0.000	0.000
1000.100	1	1.557	1.030	1.030	1.399	-	0.000	0.000
1049.000	1	1.583	1.030	1.030	1.417	-	0.000	0.000
1050.000	1	1.583	1.030	1.030	1.417	-	0.000	0.000
1050.100	2	1.583	1.030	1.042	1.417	39.390	17.852	1.260
1051.000	2	1.583	1.030	1.150	1.417	28.048	17.867	12.612
1080.000	2	1.598	1.030	1.150	1.428	28.048	18.360	12.960
1100.000	2	1.608	1.051	1.150	1.441	28.048	16.390	10.890
1200.000	2	1.651	1.080	1.150	1.480	28.048	14.400	8.400
1300.000	2	1.690	1.076	1.150	1.506	28.048	16.120	9.620
1400.000	2	1.724	1.101	1.150	1.537	28.048	13.860	6.860
1500.000	2	1.755	1.103	1.150	1.559	28.048	14.550	7.050
1600.000	2	1.783	1.103	1.200	1.579	22.798	15.520	15.520
1699.000	2	1.810	1.103	1.200	1.598	22.798	16.480	16.480
1700.000	2	1.810	1.103	1.200	1.598	22.798	16.490	16.490
1700.100	3	1.810	1.103	1.200	1.598	67.647	16.491	16.491
1701.000	3	1.810	1.103	1.200	1.598	67.647	16.500	16.500
1760.000	3	1.825	1.103	1.200	1.609	67.647	17.072	17.072
1800.000	3	1.836	1.103	1.200	1.616	67.647	17.460	17.460
1900.000	3	1.859	1.121	1.200	1.638	67.647	15.010	15.010
2000.000	3	1.879	1.140	1.200	1.657	67.647	12.000	12.000
2050.000	3	1.889	1.140	1.200	1.664	67.647	12.300	12.300
2100.000	3	1.899	1.140	1.200	1.671	67.647	12.600	12.600
2200.000	3	1.920	1.140	1.200	1.686	67.647	13.200	13.200
2300.000	3	1.940	1.140	1.200	1.700	67.647	13.800	13.800
2350.000	3	1.949	1.140	1.200	1.706	67.647	14.100	14.100
2400.000	3	1.958	1.140	1.200	1.713	67.647	14.400	14.400
2423.000	3	1.960	1.140	1.200	1.714	67.647	14.538	14.538
2424.000	3	1.960	1.140	1.200	1.714	67.647	14.544	14.544
2425.000	3	1.960	1.140	1.200	1.714	67.647	14.550	14.550
2426.000	3	1.960	1.140	1.200	1.714	67.647	14.556	14.556

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 Lavinia 1 Dir, Fedra1, Fiorenza 1 (per la sequenza pliocenica) e i pozzi del campo di Luna.

	ENI S.p.A. Divisione Agip DWDT	POZZO: FILOMENA 1			PAG 12 DI 35	
					0	

4.2.3. SCELTA QUOTE DI TUBAGGIO

- **30" x 1" a m 740 circa PTR. (67 m da F.M.)**

Con il Conductor Pipe 30" saranno discesi la Guide-lineless Re-entry Assembly (GRA) e il Conductor Housing 30"; 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 13 3/8"/20" – 61# - J55 / 133# - X56 a m 1050 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 22 atm; con questa colonna sarà disceso l'Housing 18 3/4" * 15000 psi.

- **Csg di Produzione 9 5/8" – 43.5# - J55 a m 1700 PTR**

Il Casing 9 5/8" 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 67 atm

- **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 mineralizzati da provare.



4.2.4. CASING DESIGN

Phase: 1 String(s) run in hole: CASING (13 3/8)

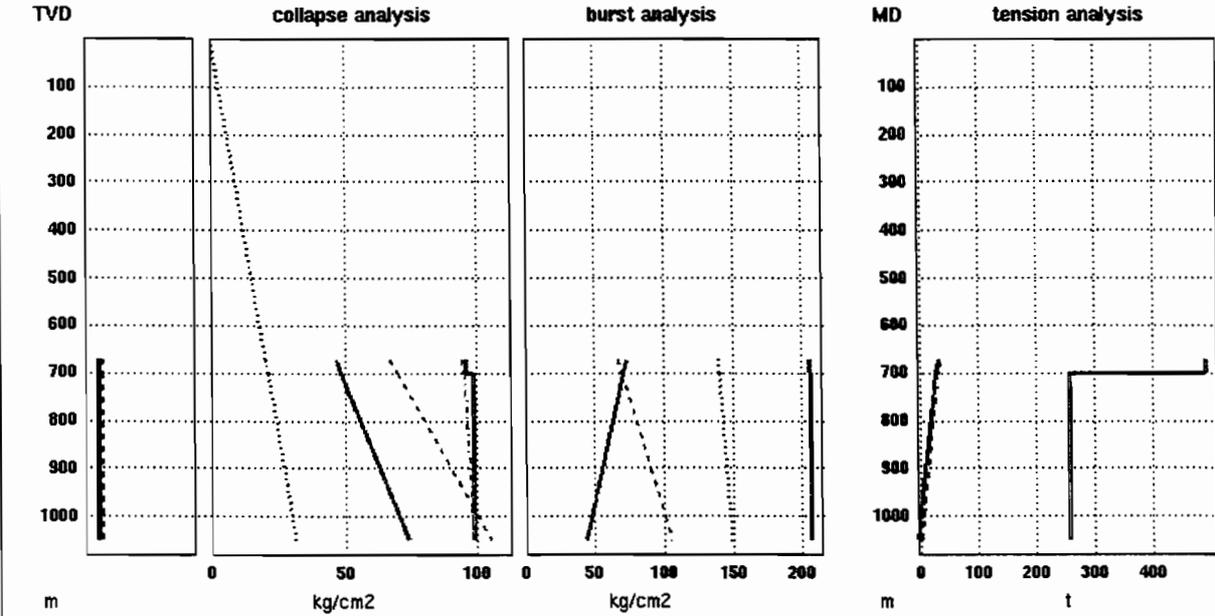
Verify as: SURFACE COLUMN

Remarks: Per il calcolo a collasso il casing e' stato previsto pieno di gas

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

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

tension in air
tension in mud
net tension _____



WELL: FILO1 - Filomena 1; hole: 1 (CLUSTER: FILOM - FILOMEMA)
VERIFICATION REPORT for CASING (13 3/8)
VERIFICATION RULE: SURFACE 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	673	140.0	66.6	73.3	0.30	-	20.1	66.6	46.4
CASING SHOE	1050	148.7	105.4	43.3	0.30	1.03	31.5	105.4	73.9

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	-4.870	37.116	32.246	-	0.000	32.246

CASING PROPERTIES and SAFETY FACTORS

CASING STRING	TOP VD m	BTM VD 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 13 3/8	673	700	20	133#	X56	N	BURST:	215	73	2.933	1.05	673	
							COLLAPSE:	105	48	2.178	1.10	700	
							bia.eff.:	103	48	2.142	1.10	700	
CASING 13 3/8	700	1050	13 3/8	61#	J55	N	BURST:	839	32	26	1.70	673	
							COLLAPSE:	217	71	3.051	1.05	700	
							bia.eff.:	108	73	1.464	1.10	1050	
							TENSION:	108	73	1.472	1.10	1050	
									436	26	16	1.70	700

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



Phase: 2 String(s) run in hole: CASING (9 5/8)
Verify as: INTERMEDIATE COLUMN

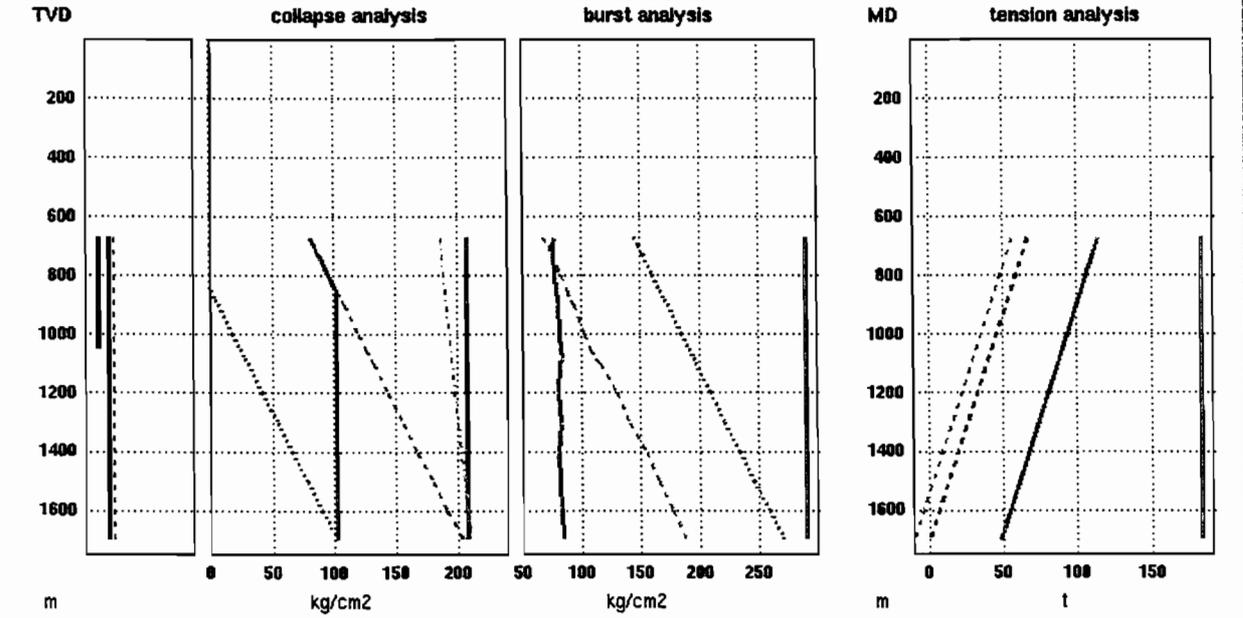
All depths are referred to RKB.
All resistances are decreased by d.f.

Remarks: []

casing resist.: []

pressures: intern.: [] extern.: [] acting: []
collapse resistance with biaxial stress []

tension in air []
tension in mud []
net tension []



WELL: FILO1 - Filomena 1; hole: 1 (CLUSTER: FILOM - FILOMEMA)
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 atm/10m	collapse pressures		
		INTERNAL kg/cm2	EXTERNAL kg/cm2	ACTING kg/cm2			INTERNAL kg/cm2	EXTERNAL kg/cm2	ACTING kg/cm2
WELLHEAD	673	144.5	66.6	77.8	0.00	1.20	0.0	80.7	80.7
FLUID LEVEL DROP	850				1.20	1.20	0.0	102.0	102.0
CASING SHOE	1700	271.6	187.5	84.1	1.20	1.20	102.0	204.0	102.0

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 9 5/8	-10.163	66.483	56.320	150.000	58.259	114.579

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	673	1700	9 5/8	43.5#	J55	N	BURST: 305	84	3.635	1.05	1700
	673	1700	8.755		DAMS		COLLAPSE: 228	102	2.240	1.10	1100
							bia.eff.: 209	102	2.057	1.10	850
							TENSION: 313	114	2.736	1.70	673

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



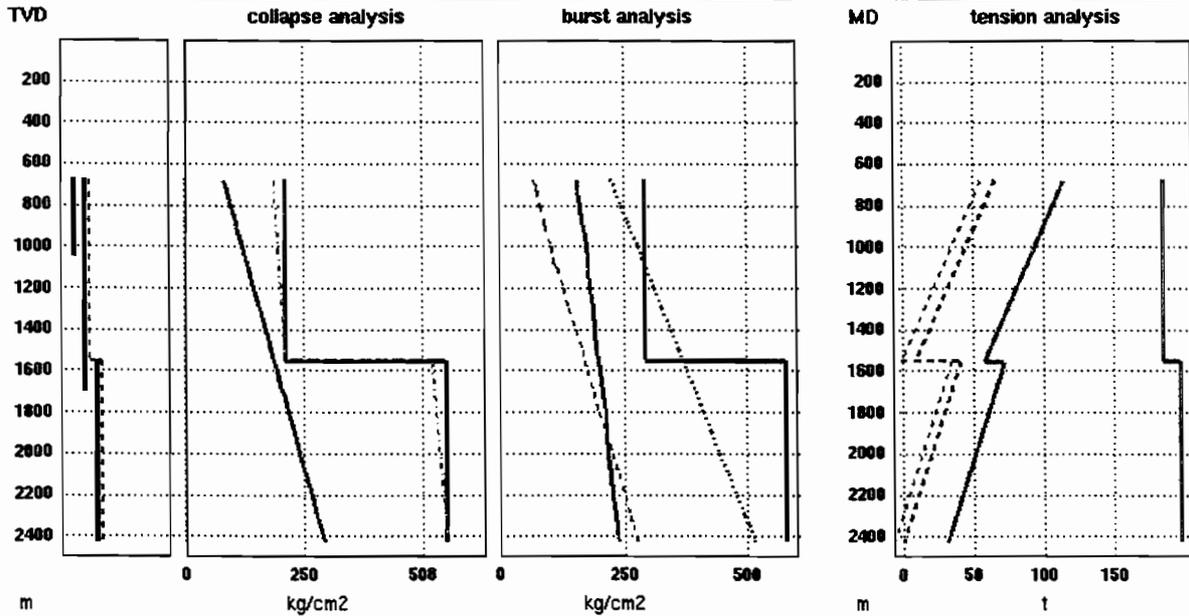
Phase: 3 String(s) run in hole: LINER (7)
Verify as: PRODUCTION COLUMN

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 _____



WELL: FILO1 - Filomena 1; hole: 1 (CLUSTER: FILOM - FILOMEMA)
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 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	673	223.9	66.6	157.3	0.00	1.20	0.0	80.7	80.7
TOP OF LINER	1550	369.6	170.9	198.6	0.00	1.20	0.0	186.0	186.0
CASING SHOE	2426	515.0	276.5	238.5	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	-6.377	41.716	35.339	200.000	37.635	72.974

CASING PROPERTIES and SAFETY FACTORS

CASING STRING	TOP MD m	BTM MD m	OUT DIA INS DIA inch	LINEAR WEIGHT lb/ft	STEEL GRADE	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	673	1550	9 5/8 8.755	43.5#	J55	N	BURST: 305	198	1.540	1.05	1549
					DAMS	COLLAPSE: 228	185	1.229	1.10	1549	
						bia.eff.: 228	185	1.229	1.10	1549	
LINER 7	1550	2426	7 6.094	32#	L80	N	TENSION: 313	114	2.736	1.70	673
					DAMS	BURST: 636	238	2.670	1.10	2426	
						COLLAPSE: 605	291	2.079	1.10	2426	
							bia.eff.: 610	291	2.099	1.10	2426
							TENSION: 337	72	4.625	1.70	1550

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

 ENI S.p.A. Divisione Agip DWDT	POZZO: FILOMENA 1			PAG 16 DI 35
	0			

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

Casing	Grado	Lb/Ft	Joint
20"	X 56	133#	TRL4
13 3/8"	J 55	61#	DANT
9 5/8"	J 55	43.5#	DAMS
7"	L 80	32#	DAMS

4.2.5. PROGRAMMA FANGO

PREMESSA

Come indicato nella tabella successiva, la fase Riser Less verrà perforata con Sea Water e alternanza di cuscini viscosi per la pulizia del foro. Le sezioni interessate sono il foro pilota da 8 ½" fino a 1050 m e successivo allargamento a 17 ½" da 740 m a 1050 m (377 m bml).

Nella fase 12 ¼" verrà utilizzato un fango confezionato con brine a salinità di circa 200 g/l e polimero xanthan gum (SW-NC-PO) e nella fase 8 ½" verrà utilizzato lo stesso tipo di fango ma con una salinità di 150 g/l. Tale soluzione che risulta essere il miglior compromesso per avere una ottima diametro del foro ed una conseguente buona interpretazione dei logs.

Profilo Fango per Fase

Profondità RKB (m)	Casing (inches)	Fase Foro (inches)	Tipo di Fango	Max Densità Fango (Kg/l)
1050 (377 bml)		8 ½" pilot	SW – HV pills	1.03
740 (67 bml)	30" C.P.	8 1/2" Pilot x 36"	SW – HV pills	1.03
1050 (377 bml)	13 3/8"	8 1/2" Pilot x 17 ½"	SW - HV pills	1.03
1700 (1027 bml)	9 5/8"	12 ¼"	SW – NC-PO	1.15 – 1.18
2426 (1753 bml)	7" Liner	8 ½"	SW – NC-PO	1.20

Formulazione Kill Mud

Formulazione Kill-mud D= 1.5 Kg/l mc 100 da confezionare	
Prodotti	Concentrazione (Kg/mc)
Bentonite	45
Soda Ash	1.50
Soda Caustica	1.50
Barite	700

Prima di iniziare la perforazione del pilot hole 8 ½" preparare e stoccare 100 mc di fango pesante a 1.40 Kg/l.

 Eni	ENI S.p.A. Divisione Agip DWDT	POZZO: FILOMENA 1		PAG 17 DI 35	
				0	

4.2.5.1. FORO PILOTA 8 1/2" DA 673 A 1050 M JETTING C.P. 30" A 740 M

Intervallo	Drill 8 1/2 " pilot hole and jetting TO 30" Casing to 67 m BML.
Principali problemi	Hole Cleaning, Hole Stability
Tipo di Fango	Seawater with prehydrated Bentonite Sweeps / High Viscosity pills

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.

Per il riempimento del foro prima di ogni estrazione della batteria, confezionare fluido bentonitico che servirà a creare pannello La densità del fluido di riempimento sarà 1.2 Kg/l corrispondente ad una densità equivalente 1.08 Kg/l alla profondità di 1050 m.

Formulazione per Fase Jetting per CP 30"

SW-HV pils (Guar Gum Sweep) D=1.03 Kg/l e 250 mc da confezionare	
Prodotti	Concentrazione (Kg/mc)
Bentonite	43
Soda Ash	0.3
Soda Caustica	0.7
Guar Gum	8.5
Biocide	0.15

Formulazione del fango per riempimento foro

Sea Water Bentonite Sweeps D=1.2 Kg/l YP= 25-30 g/100cm² e 250 mc da confezionare	
Prodotti	Concentrazione (Kg/mc)
Bentonite	80
Soda Ash	0.7
Soda Caustica	0.7
Barite	210

 Eni	ENI S.p.A. Divisione Agip DWDT	POZZO: FILOMENA 1	PAG 18 DI 35		
			0		

4.2.5.2. FASE 17 1/2" (RISER.LESS) DA 740 A 1050 M

Intervallo	UR 17 1/2 " and Set 13 3/8 " Casing to 377 m BML.
Principali problemi	Hole Cleaning, Hole Stability
Tipo di Fango	Seawater with prehydrated Bentonite Sweeps / High Viscosity pills
Intervallo (m)	310

Foro 17 1/2" Composizione del Fango

SW-HV pils (Guar Gum Sweep) D=1.03 Kg/l e 250 mc da confezionare	
Prodotti	Concentrazione (Kg/mc)
Bentonite	43
Soda Ash	0.3
Soda Caustica	0.7
Guar Gum	8.5
Biocide	0.15

Composizione del Fango di riempimento

Sea Water Bentonite Sweeps D=1.2 Kg/l YP= 25-30 g/100cm² e 250 mc da confezionare	
Product	Concentration (Kg/mc)
Bentonite	80
Soda Ash	0.7
Soda Caustica	0.7
Barite	210

 ENI S.p.A. Divisione Agip DWDT	POZZO: FILOMENA 1			PAG 19 DI 35
	0			

4.2.5.3. FASE 12 ¼" DA 1050 M A 1700 M

Intervallo	Drill 12 ¼" for Casing 9 5/8" to 1700 m – (1027 m BML)
Principali problemi	Hole Cleaning, Hole Stability
Tipo di Fango	SW – NC-PO
Intervallo (m)	650

Questa sezione attraverserà le argille di crotone e sarà perforata utilizzando un fango a base SW con un tenore di NaCl intorno al 15% e di KCl intorno al 4%. Controllare le caratteristiche reologiche di fluido mantenendole con PAC e Biopolimero. Controllare la concentrazione di riduttore di filtrato al fine di mantenerlo nei valori previsti. Osservare la qualità dei tagli.

Foro 12 ¼" Composizione del fango

Fango SW-NC-PO D=1.15-1.18 Kg/l Volume da concezionare= 600 mc	
Prodotti	Concentrazione (Kg/mc)
NaCl	150 – 170
KCl	30 – 40
Soda Caustica	2 - 3
PAC R	3 - 4
Biopolimero	1 - 2
Biocide	1
Rid. Filtrato	6 - 8

Caratteristiche suggerite

Mud Type	SW – NC-PO
Mud Weight (Kg/L)	1.15 - 1.18
Funnel Viscosity (sec/l)	50
P.V. (cps)	20 – 30
YP (gr/100cm ²)	12 – 14
Gel 10"/10' (g/100 cm ²)	4/6
Filtrate cc	6 – 8
Solids %	8 – 10

 ENI S.p.A. Divisione Agip DWDT	POZZO: FILOMENA 1				PAG 20 DI 35	
	0					

4.2.5.4. FASE 8 1/2" DA 1700 M A 2426 M

Intervallo	Drill 8 1/2" Hole to 2426 m – (1753 m BML)
Principali problemi	Hole Cleaning, Loss circulation
Tipo di Fango	SW – NC-PO
Intervallo (m)	726

Riprendere la perforazione recuperando il fango dell'afase precedente e ricondizionandolo ai valori programmati di salinità intorno a 150 g/l (NaCl 12%– KCl 3%). In caso di assorbimenti intervenire con cuscini viscosi intasanti acidificabili.

Foro 8 1/2" Composizione del fango

Fango SW-NC-PO D=1.2 Kg/l Volume da concezionare= 400 mc	
Product	Concentration (Kg/mc)
NaCl	120
KCl	30
Soda Caustica	2 – 3
Biocide	1 – 1.5
Riduttore di Filtrato	5 – 6
Biopolimero	2
PAC R	3 - 4

Caratteristiche suggerite

Mud Type	SW – NC-PO
Mud Weight (kg/L)	1.20
Funnel Viscosity (sec/l)	45 – 50
P.V. (cps)	ALAP
YP (gr/100cm ²)	8 – 12
Gel 10"/10' (g/100 cm ²)	3/5
API Filtrate cc	< 6 cc
Solidi %	8

4.2.5.5. MATERIAL CONSUMPTION ESTIMATION

Prodotti (Ton)	Kill Mud	Jet 30"	17 1/2"	12 1/4"	8 1/2"	Total
Bentonite	4.5	33	31			68.5
Soda Ash	0.15	0.3	0.3			0.75
Soda Caustica	0.15	0.4	0.4	1.5	1	3.45
Guar Gum		2.5	2.5			5
Biocide		0.045	0.1	0.6	0.5	1.245
NaCl				96	48	144
KCl				21	12	33
PAC				2.1	1.4	3.5
Rid. Filtrato				4.2	2.2	6.4
Biopolimero				1.2	0.8	2
Barite	70	53	53			176

4.2.6. PROGRAMMA DI CEMENTAZIONE

GENERAL INFORMATION

Casing size	inch	C.P. 30"/20-13 3/8"	20-13 3/8"	9 5/8"	7 " Liner
Hole size	inch	36"-17 1/2"	17 1/2 "	12 1/4 "	8 1/2 "
Casing Shoe from P.T.R	m	1050	1050	1700	2426
T.O.C. from P.T.R	m	673	673	900	1550
Excess	%	120	100	30	20
SBHT	°C				60
Total Slurry volume	mc		60	31	14
Lead slurry volume	mc	41.5			
Tail slurry volume	mc	22	60	31	14
GRADIENTS					
Casing size	inch	C.P. 30"/20-13 3/8"	20-13 3/8"	9 5/8 "	7 " Liner
Fract Press. e gradient	atm	145 - 1.417	145 - 1.417	272 - 1.6	416 - 1.714
Pore Press. e gradient	atm	105 - 1.03	105 - 1.03	188 - 1.103	277 - 1.14
Mud density	Kg/l	1,03	1,03	1,18	1,20
Hydrost. @ end of displace	atm	131	136	263	358
(Frac.@btm)-(Hydrost.@ end of displacement)	atm	14	9	9	57
Hydrost. During WOC	atm	118	105	191	280
(Hydrost. During WOC)-(Pore @btm)	atm	12	0	3	3

4.2.6.1. SLURRY DESIGN

Casing size	inch	C.P. 30"/20-13 3/8"	20-13 3/8 "	9 5/8 "	7 " Liner
LEAD SLURRY BJ Type – Total material requirement					
Slurry weight s.g.	Kg/l	1.6			
Cement "G" class	t	34			
Mixing Fresh water	mc	27.9			
A3L	Lt/t	40			
BA 58 L	Lt/t	50			
Dispersant	Lt				
Retarder	lt				
Slurry Yield	mc/t				
TAIL SLURRY – Total material requirement					
Slurry weight s.g.	Kg/l	1,90	1,90	1,90	1,90
Cement "G" class	t	29	79	41	18
Mixing Fresh water	mc	13	35	18	8
Antifoam	lt	a.r	a.r.	a.r	a.r
Dispersant	lt			a.r.	a.r.
Retarder	lt			a.r.	a.r.
CaCl2	t	0.5		a.r.	a.r.
Slurry Yield	mc/t	0,76	0,76	0,76	0,76
Thickening Time	min.				

 ENI S.p.A. Divisione Agip DWDT	POZZO: FILOMENA 1			PAG 22 DI 35	
				0	

NOTA

Per le successive colonne si definirà un programma operativo più dettagliato in funzione dei lab test e delle situazioni legate all'andamento della perforazione.

Cementazione 30"/20-13 3/8"

1. Per quanto riguarda la cementazione dalle colonne 30"/20-13 3/8" ci si riferisce all'esperienza fatta sul pozzo Lulù 1. L'operazione di cementazione per il pozzo Filomena 1 sarà eseguita pompando una malta "Tipo BJ" (41.5 mc densità= 1.6 Kg/l – Formulazione come da tabella precedente) che garantisce una resistenza meccanica sufficiente per sostenere i BOP.
2. Nel caso in cui non fosse visibile ritorno di malta a fondo mare, continuare a pompare malta bentonitica (3% bentonite) con densità 1.5 Kg/l per un volume che verrà stabilito in fase operativa. Nella tabella riportata di seguito si elenca la composizione della malta bentonitica per un volume di 22 mc.

Volume slurry (mc)	Slurry weight (KG/l)	Cement class "G" (t)	Fresh water (mc)	Bentonite (t)	Other products
22	1.5	16	17	.5	a.r.

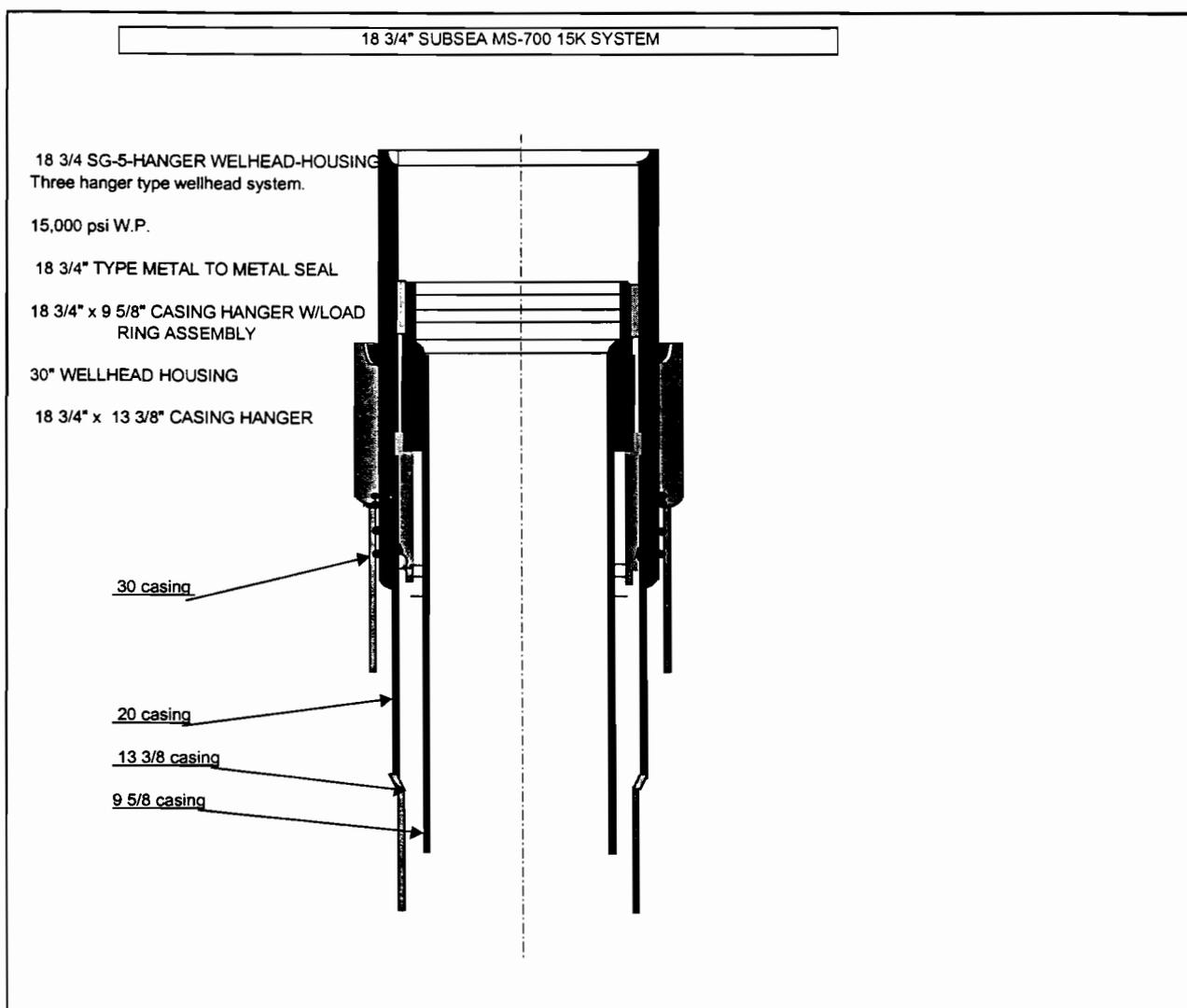
3. Quando si avrà evidenza di ritorno di malta a fondo mare pompare il volume previsto di Tail-slurry a densità 1.9 Kg/l.
 - Nel caso che durante la perforazione si riscontrassero zone di grave assorbimento si consiglia di pompare come prima malta quella bentonitica al fine eventuale di intasare la zona beante e quindi proseguire come da programma sopra descritto ai punti 1 e 2.

Nel caso previsto di perforazione della fase 17 ½" in sequenza al Jetting per CP 30", la cementazione da 20 e 13 3/8" è stata programmata con la malta a 1,90 kg/l. Dai risultati della simulazione dinamica risulta una margine alla fratturazione del 5%.



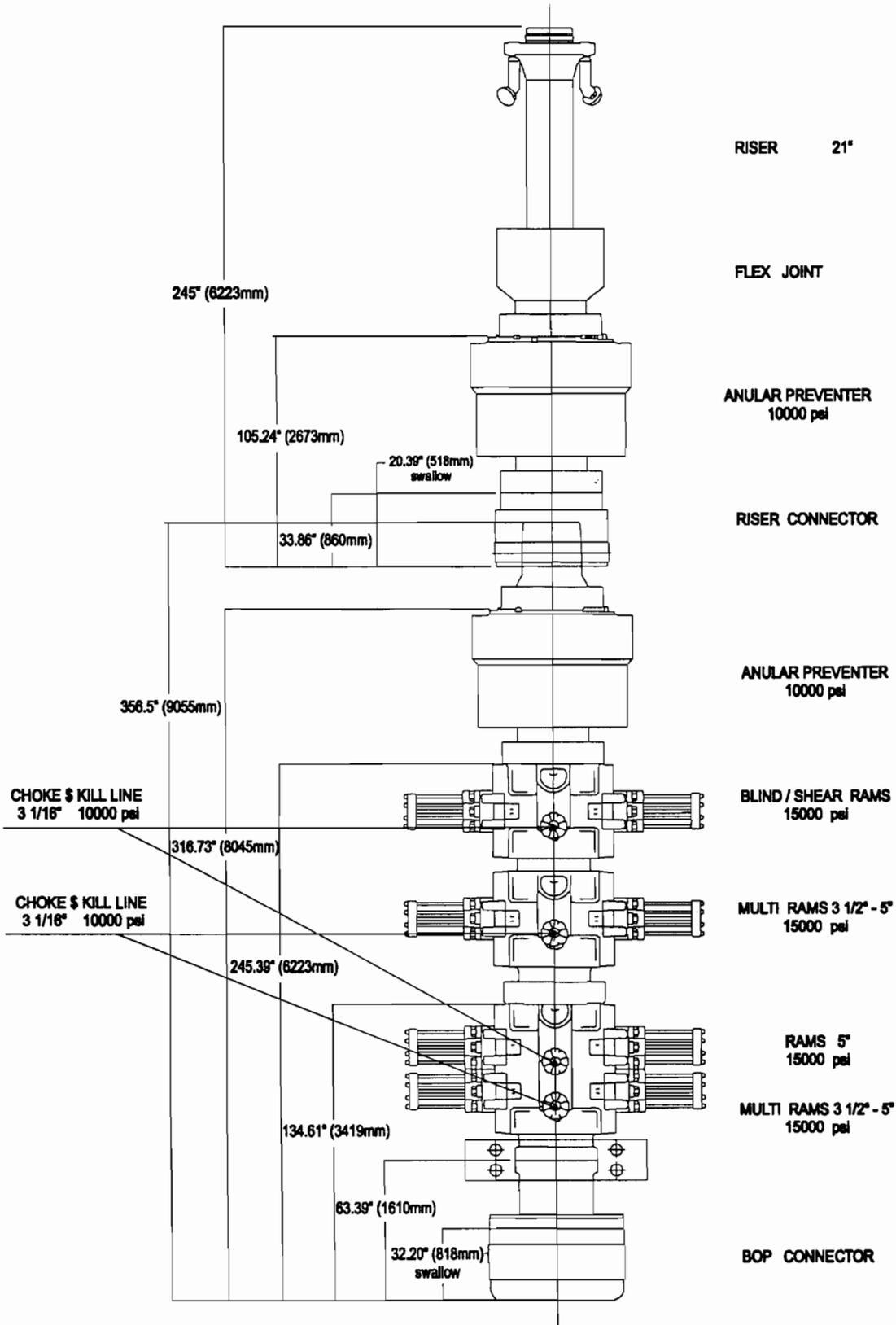
4.2.7. TESTA POZZO E BOP

4.2.7.1. TESTA POZZO MS 700





4.2.7.2. SCHEMA BOP





4.2.8. PROGRAMMA IDRAULICO

HYDRAULIC ANALYSIS

WELL CODE: FILOMENA 1

PHASE DIAMETER: hole 8 1/2"

MUD RHEOLOGY		PUMPS				BIT NOZZLES				PRESSURE LOSSES & HYD. POWER/DRAULICS				ANNULUS																
DME	MW/PV	YP	Pump 1 liner	Pump 2 liner	Pump 3FA liner	Size	Flow RATE	Tot.	SurfPipeAnn	Bit	Bit	HSI	Jet	Imp.	CSGOH	ECD														
m	kgm/lep	g/dm ³	in/32	in/32	in/32	in/32	/min	kg/cm ²	kg/cm ²	cm ²	cm ²	%HHP	m/s	kg	m/min	ml/kgm/l														
773	1.03	2	1	58	6.5	0	0	0	0	0	0	0	1000	22	48	0.3	12.4	1.2	7.9	17	36	20	31	37	65	74	0	1.05		
800	1.03	2	1	58	6.5	0	0	0	0	0	0	0	1000	22	49	0.3	12.9	1.3	7.9	17	35	40	31	37	65	74	0	1.05		
873	1.03	2	1	84	6.5	0	0	0	0	0	0	0	1500	48	157	0.6	26	8.2	4	17	8	59	37	41	103	55	145	111	0	1.08
973	1.03	2	1	84	6.5	0	0	0	0	0	0	0	1500	51	169	0.6	29	9.2	7	17	8	59	35	1	103	55	145	111	0	1.08
1050	1.03	2	1	84	6.5	0	0	0	0	0	0	0	1500	54	176	0.6	32	3.2	2.9	17	8	59	39	31	103	55	145	111	0	1.08

PUMP: WIRTH TPK 2000 Liner ID (inch): 6.500 Max Press. (kg/cm2): 281 Displ. per Stroke (l): 17.71 Vol. Effic. (%): 90

WELL CODE: FILOMENA 1

PHASE DIAMETER: 8 1/2"

MUD RHEOLOGY		PUMPS				BIT NOZZLES				PRESSURE LOSSES & HYD. POWER/DRAULICS				ANNULUS																		
DME	MW/PV	YP	Pump 1 liner	Pump 2 liner	Pump 3FA liner	Size	Flow RATE	Tot.	SurfPipeAnn	Bit	Bit	HSI	Jet	Imp.	CSGOH	ECD																
m	kgm/lep	g/dm ³	in/32	in/32	in/32	in/32	/min	kg/cm ²	kg/cm ²	cm ²	cm ²	%HHP	m/s	kg	m/min	ml/kgm/l																
773	1.03	2	1	44	6.5	44	6.5	44	6.5	0.7	0	0	0	2500	69	380	1.2	18	50	1	49	52	71	71	51	13	92	404	13	18	1.03	
780	1.03	2	1	44	6.5	44	6.5	44	6.5	0.7	0	0	0	2500	69	380	1.2	18	50	1	49	52	71	71	51	13	92	404	13	18	1.03	
873	1.03	2	1	60	6.5	60	6.5	60	6.5	0.7	0	0	0	3400	126	937	1.9	32	0	1	81	66	83	72	82	84	125	747	17	24	1.03	
973	1.03	2	1	60	6.5	60	6.5	60	6.5	0.7	0	0	0	3400	126	937	1.9	33	8	0	2	81	66	83	71	82	84	125	747	17	24	1.03
1050	1.03	2	1	60	6.5	60	6.5	60	6.5	0.7	0	0	0	3400	129	961	1.9	35	2	0	2	81	66	83	71	82	84	125	747	17	24	1.03

PUMP: WIRTH TPK 2000 Liner ID (inch): 6.500 Max Press. (kg/cm2): 281 Displ. per Stroke (l): 17.71 Vol. Effic. (%): 90

WELL CODE: FILOMENA 1

PHASE DIAMETER: 8 1/2"



HYDRAULIC ANALYSIS
WELL CODE: FILOMENA 1
PHASE DIAMETER/4"

MUD RHEOLOGY		PUMPS				BIT NOZZLES				PRESSURE LOSSES & HYD. POWER/DRAULICS				ANNULUS													
DME	MWPV	YP	Pump 1 liner	Pump 2 liner	Pump 3FA liner	Size	FlowTot. RATE	Tot. Surf. Ann	Bit	Bit	Bit	Bit	HSI Jet	Imp. Force	CSGOH ECD												
m	kgm/ep	g/dm ³	rpm	rpm	rpm	in/32	l/mileg/cm ²	kg/cm ²	cm ²	cm ²	cm ²	cm ²	%HHP	m/s	kg	m/min/m ² kgm/4											
1050	1.15	18	13	58	6.5	6.5	0	0	0	0	0	0	220098	472	1.8	36.6	1.2	58.3	281	59.52	32	65	407	11	0	1.16	
1150	1.15	18	13	58	6.5	6.5	0	0	0	0	0	0	2200100	482	1.8	38.4	1.4	58.3	281	58.42	38	95	407	11	0	1.16	
1250	1.15	18	13	74	6.5	7.4	6.5	0	0	0	0	0	2800157	965	2.7	58.5	1.7	94.4	579	60	4.92	121	660	14	44	1.16	
1350	1.15	18	13	74	6.5	7.4	6.5	0	0	0	0	0	2800160	982	2.7	61	1.9	94.4	579	59	4.92	121	660	14	44	1.16	
1450	1.15	18	13	74	6.5	7.4	6.5	0	0	0	0	0	2800163	999	2.7	63.6	2.2	94.4	579	58	4.92	121	660	14	44	1.16	
1550	1.15	18	13	74	6.5	7.4	6.5	0	0	0	0	0	2800168	1016	2.7	66.2	2.4	94.4	579	57	4.92	121	660	14	44	1.17	
1650	1.2	18	15	74	6.5	7.4	6.5	0	0	0	0	0	2800173	1060	2.7	68.8	2.7	98.5	605	57	15	13	121	688	14	44	1.22
1700	1.2	18	15	74	6.5	7.4	6.5	0	0	0	0	0	2800174	1089	2.7	70.1	2.8	98.5	605	56	65	13	121	688	14	44	1.22

PUMP: WIRTH TPK 2000 Liner ID (inch): 6.500 Max Press. (kg/cm2): 281 Displ. per Stroke (l): 17.71 Vol. Effc. (%): 90
 PUMP: WIRTH TPK 2000 Liner ID (inch): 6.500 Max Press. (kg/cm2): 281 Displ. per Stroke (l): 17.71 Vol. Effc. (%): 90
 PUMP: WIRTH TPK 2000 Liner ID (inch): 6.500 Max Press. (kg/cm2): 281 Displ. per Stroke (l): 17.71 Vol. Effc. (%): 90

HYDRAULIC ANALYSIS
WELL CODE: FILOMENA 1
PHASE DIAMETER/4"

MUD RHEOLOGY		PUMPS				BIT NOZZLES				PRESSURE LOSSES & HYD. POWER/DRAULICS				ANNULUS													
DME	MWPV	YP	Pump 1 liner	Pump 2 liner	Pump 3FA liner	Size	FlowTot. RATE	Tot. Surf. Ann	Bit	Bit	Bit	Bit	HSI Jet	Imp. Force	CSGOH ECD												
m	kgm/ep	g/dm ³	rpm	rpm	rpm	in/32	l/mileg/cm ²	kg/cm ²	cm ²	cm ²	cm ²	cm ²	%HHP	m/s	kg	m/min/m ² kgm/4											
1700	1.2	18	13	50	6.5	6.5	0	0	0	0	0	0	1900153	637	1.5	40.3	9.2	102.1	25	66	77	18	123	475	10	0	1.26
1800	1.2	18	13	50	6.5	6.5	0	0	0	0	0	0	1900158	648	1.5	41.7	10.3	102.1	25	66	67	49	123	475	10	0	1.26
1900	1.2	18	13	50	6.5	6.5	0	0	0	0	0	0	1900160	658	1.5	43.2	11.2	102.1	25	64	67	49	123	475	10	70	1.26
2000	1.2	18	13	50	6.5	6.5	0	0	0	0	0	0	1900160	667	1.5	44.6	11.9	102.1	25	63	77	49	123	475	10	70	1.26
2100	1.2	18	13	50	6.5	6.5	0	0	0	0	0	0	1900162	676	1.5	46.1	12.7	102.1	25	62	67	49	123	475	10	70	1.26
2200	1.2	18	13	50	6.5	6.5	0	0	0	0	0	0	1900165	686	1.5	47.6	13.6	102.1	25	62	7.49	123	475	10	70	1.26	
2400	1.2	18	13	50	6.5	6.5	0	0	0	0	0	0	1900169	704	1.5	50.4	15.1	102.1	25	60	47	49	123	475	10	70	1.26
2426	1.2	18	13	50	6.5	6.5	0	0	0	0	0	0	1900170	707	1.5	50.8	15.2	102.1	25	60	27	49	123	475	10	70	1.26

PUMP: WIRTH TPK 2000 Liner ID (inch): 6.500 Max Press. (kg/cm2): 281 Displ. per Stroke (l): 17.71 Vol. Effc. (%): 90
 PUMP: WIRTH TPK 2000 Liner ID (inch): 6.500 Max Press. (kg/cm2): 281 Displ. per Stroke (l): 17.71 Vol. Effc. (%): 90
 PUMP: WIRTH TPK 2000 Liner ID (inch): 6.500 Max Press. (kg/cm2): 281 Displ. per Stroke (l): 17.71 Vol. Effc. (%): 90

 ENI ENI S.p.A. Divisione Agip DWDT	POZZO: FILOMENA 1		PAG 28 DI 35	
			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
 PDC: M424

4.2.9.2. Foro 17 1/2" + 36" per C.P. 30" & 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 : 50-60

4.2.9.3. Foro 17 ½" per CSG 20-13 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 5.1.7 - 5.2.7
Parametri : peso 5 -15 ton.
 RPM : 90/110
 PDC: S323 - M221

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

4.2.10. BHA E STABILIZZAZIONE

4.2.10.1. FORO PILOTA 8 ½"

BIT 8 ½ " + Bit-Sub+ w/Float Valve + LWD/CDR-PWD + Monel + 5 DC 6 ¼" + JAR + 1 DC 6 ¼"
+ x/o + 15 HWDP + DP

4.2.10.2. FASE 17 ½" JETTING per CP 30"

17 ½" bit + PDM(compreso 17 ½" STAB) + 17 ½" stab + 5 DC 9 ½" + R/Tool + DP

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 36"+17 ½"

BIT 17 ½" + SDD-7 + Reamer 17 ½" +9DC 8" + JAR + 2 DC 8" + HWDP +1DC 8" + STAB 17
½" +Hole-Opener 36" +1DC 8"+HWDP+DP

4.2.10.5. FASE 12 ¼"

BIT 12 1/4 " + 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.

4.2.10.6. FASE 8 ½"

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

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".

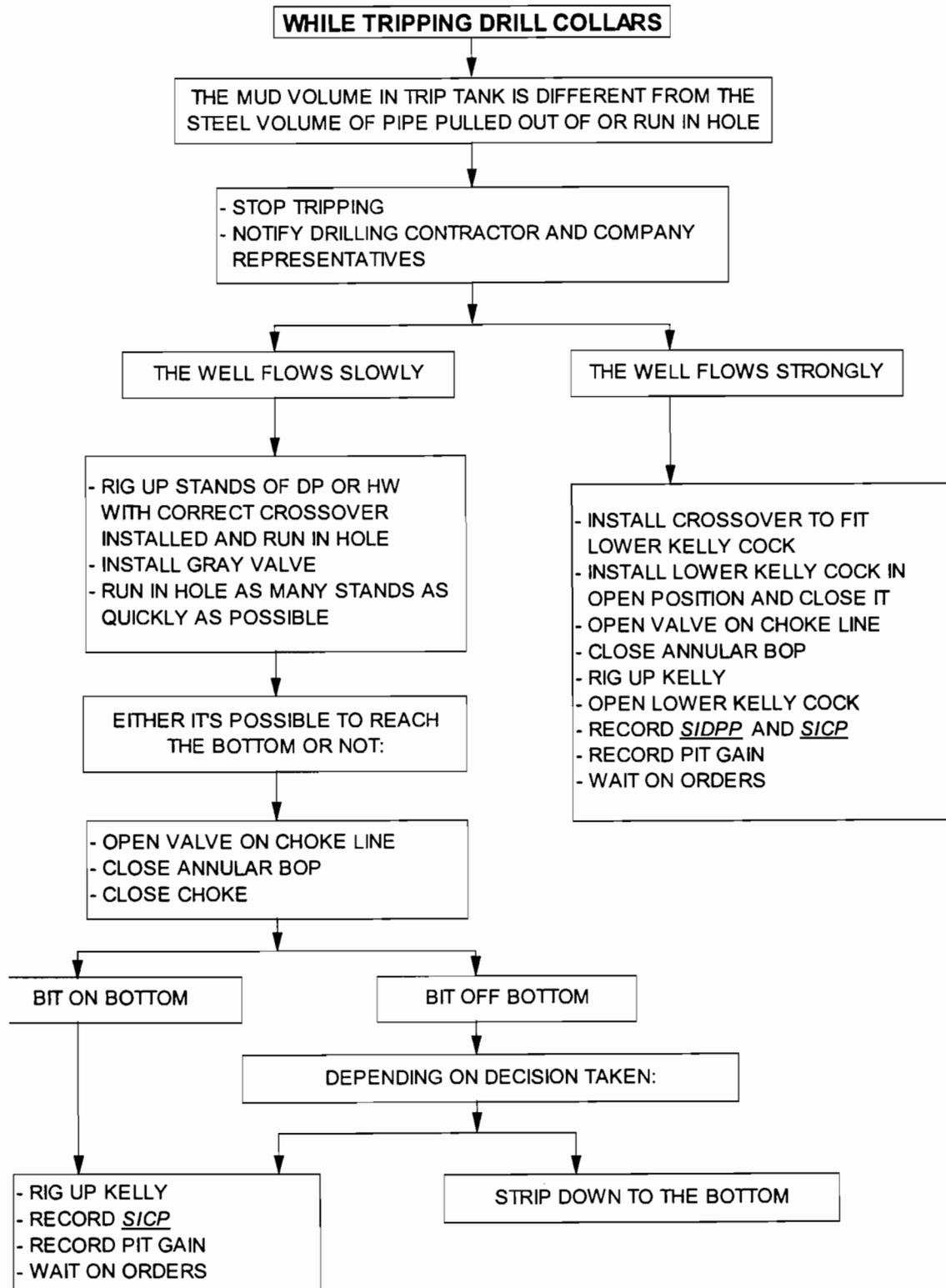
Viene allegata copia delle procedure dettagliate di shut-in.

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"

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

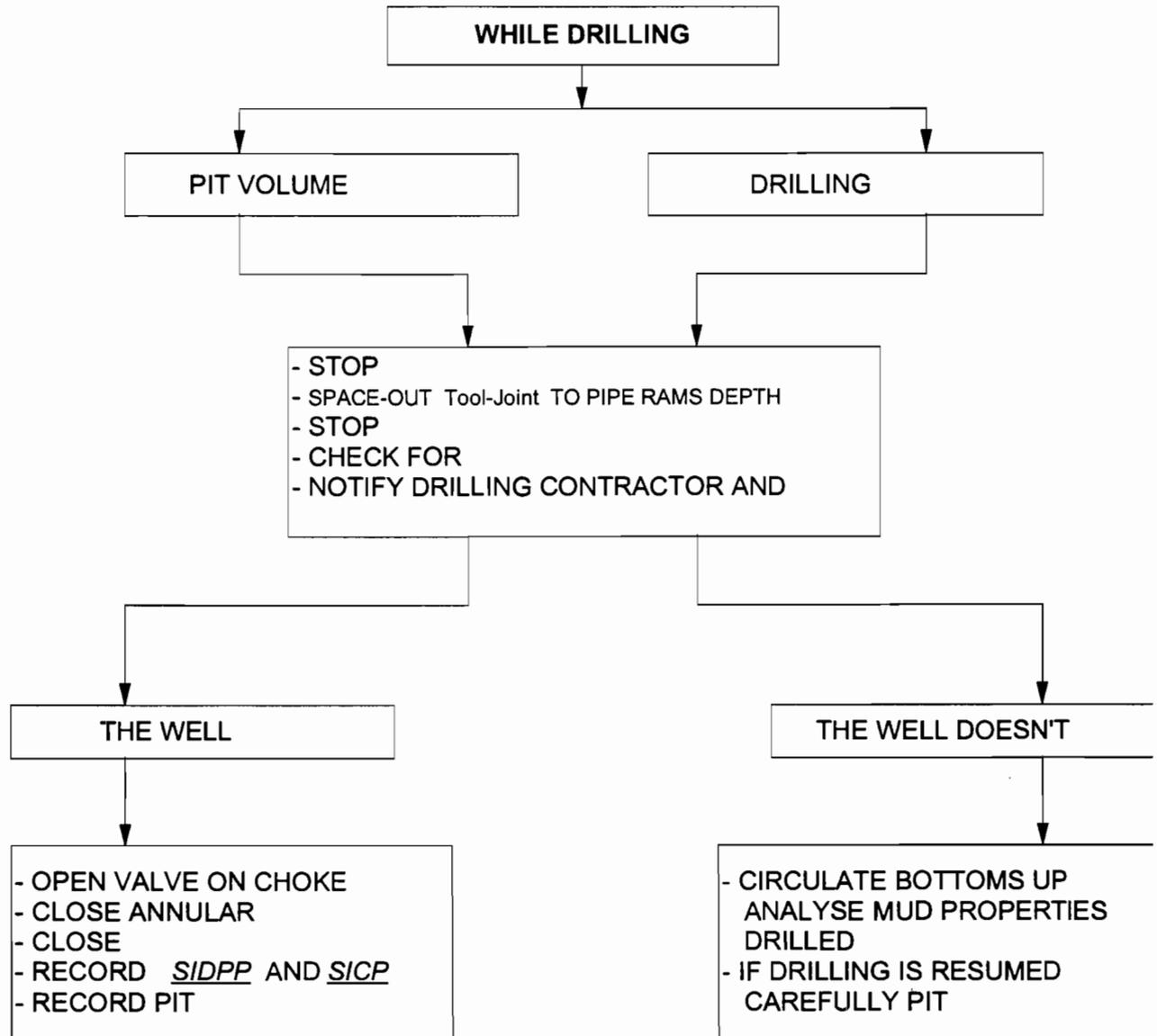
DEPENDING ON DECISION TAKEN:

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

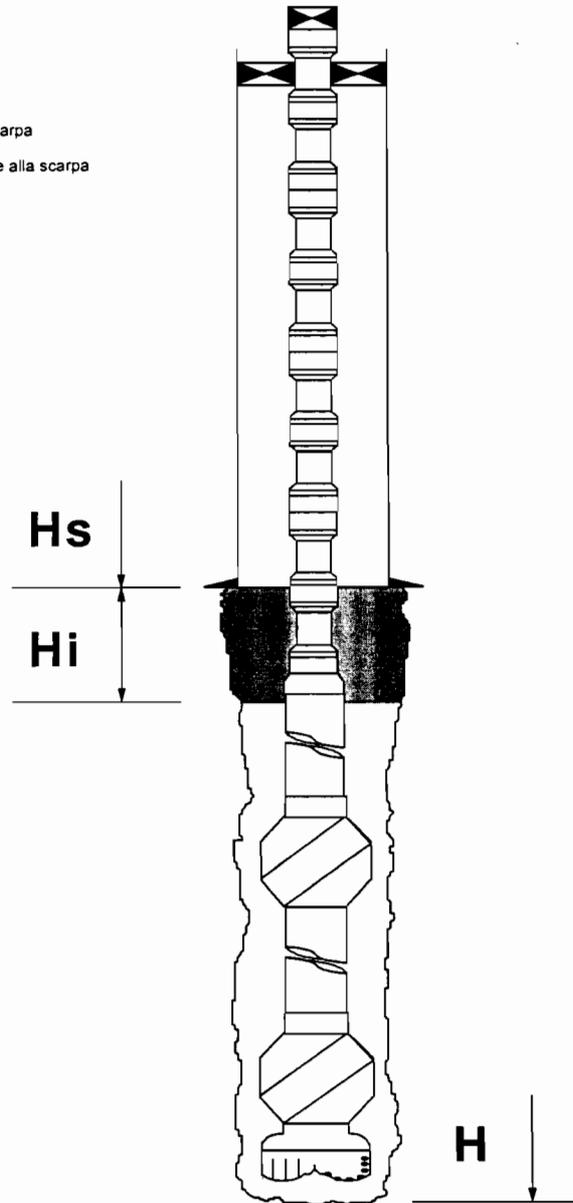


4.3.5. KICK TOLLERANCE

Il Volume massimo di gas (V_i) nelle condizioni di fondo pozzo che può essere controllato e circolato fuori senza fratturare la formazione sottoscarpa 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 sottoscarpa
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



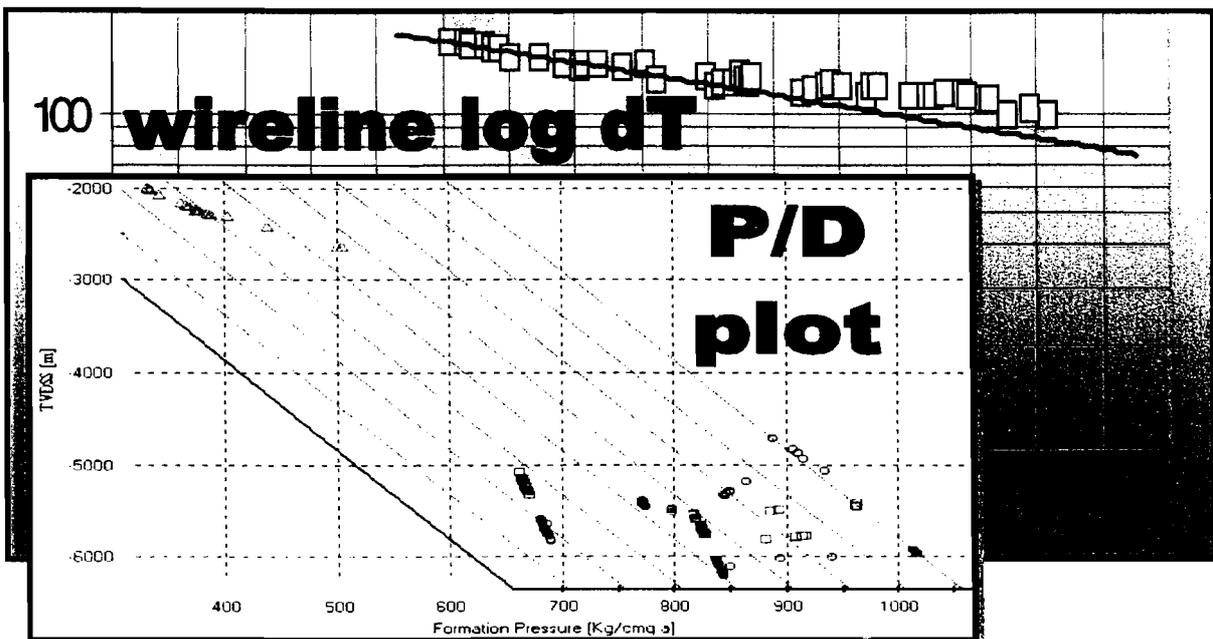
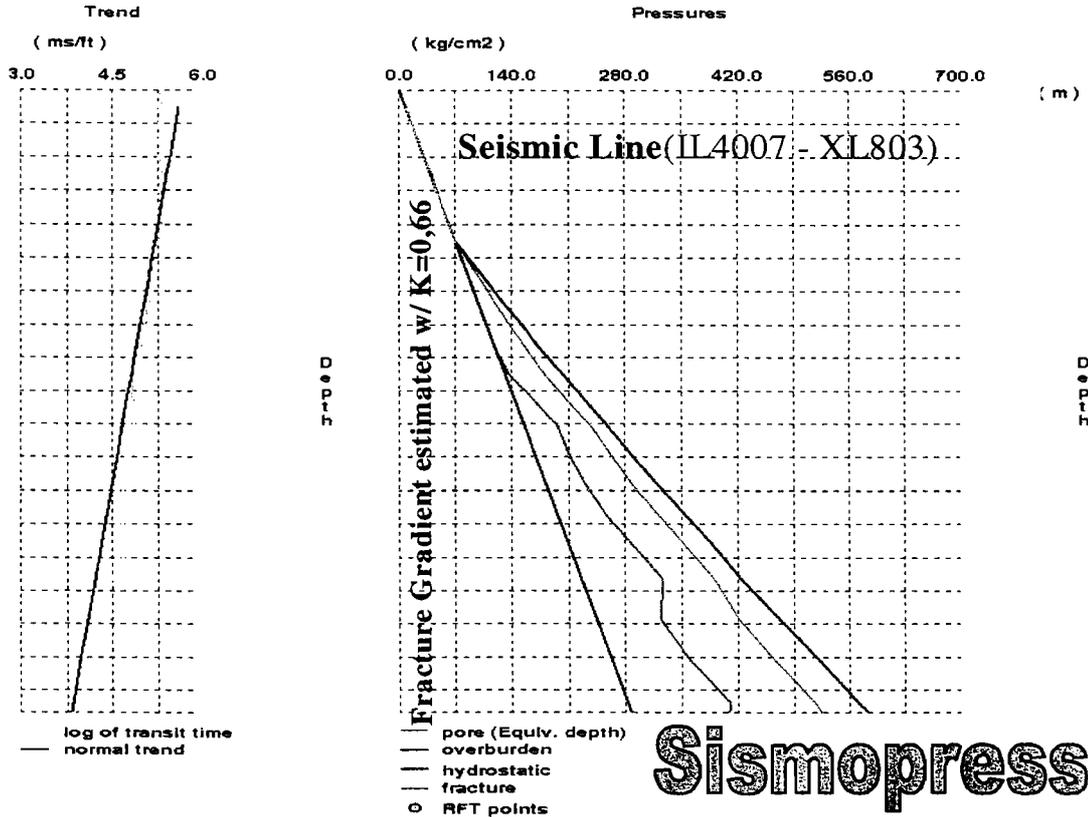
Top cuscino alla scarpa; situazione più critica per la fratturazione



Agip
E & P Division

GISO - GESO

Pressure Prediction



FILOMENA PROSPECT
PREDIZIONE DELLE PRESSIONI

Autori:
E.Parissenti -O.Tarchi

GESO – SMES

S.Donato Milanese - Maggio 2000

FILOMENA prospect

La previsione delle pressioni per il pozzo Filomena #1 (NFW, fondo marino previsto a – 650 metri circa) è stata effettuata analizzando le velocità di intervallo della linea sismica In Line 4007 e Cross Line 803 (rilievo 3D Crotone) con Sismopress.

I risultati ottenuti sono stati quindi comparati con le misure di pressione dirette ed il profilo di pressione nelle argille ottenuto da sonic log nei pozzi di riferimento indicati nel programma preliminare di perforazione. Ulteriori valide indicazioni sono state ottenute prendendo in considerazione il fango di perforazione e le manifestazioni/assorbimenti.

Il gradiente di pressione idrostatico normale di riferimento è stato assunto 1,03 kg/cm²/10m. Le pressioni registrate in corrispondenza degli intervalli mineralizzati non sono state corrette per l'effetto idrocarburi.

L'analisi delle velocità di intervallo dalla sismica, la pressione nelle argille stimata da sonic log e le misure dirette di pressione concordano nell'evidenziare lo sviluppo di una leggera sovrappressione nei sedimenti pliocenici.

Il profilo di pressione derivato da Sismopress, utilizzando il metodo della profondità equivalente, localizza la transizione gradiente idrostatico normale/leggera sovrappressione alla profondità di –1200 metri circa. L'analisi delle velocità di intervallo stima in +50 kg/cm² la sovrappressione nella parte basale del pliocene.

I risultati ottenuti con questo metodo possono essere considerati soltanto utile riferimento nei sedimenti clastici miocenici. Valori di +50 kg/cm² sono stati misurati nei pozzi di riferimento al top della formazione S. Nicola. Gli indicatori indiretti, quali gli assorbimenti in perforazione, potrebbero indicare che la sovrappressione presenta un regime prossimo all'idrostatico all'interno della sequenza clastica miocenica.

Nessuna correzione è stata imposta ai valori di sovrappressione per la presenza di idrocarburi.

Misure dirette di pressione

Le misure dirette di pressione evidenziano lo sviluppo di una leggera sovrappressione, +25 kg/cmq, nei sedimenti pliocenici.

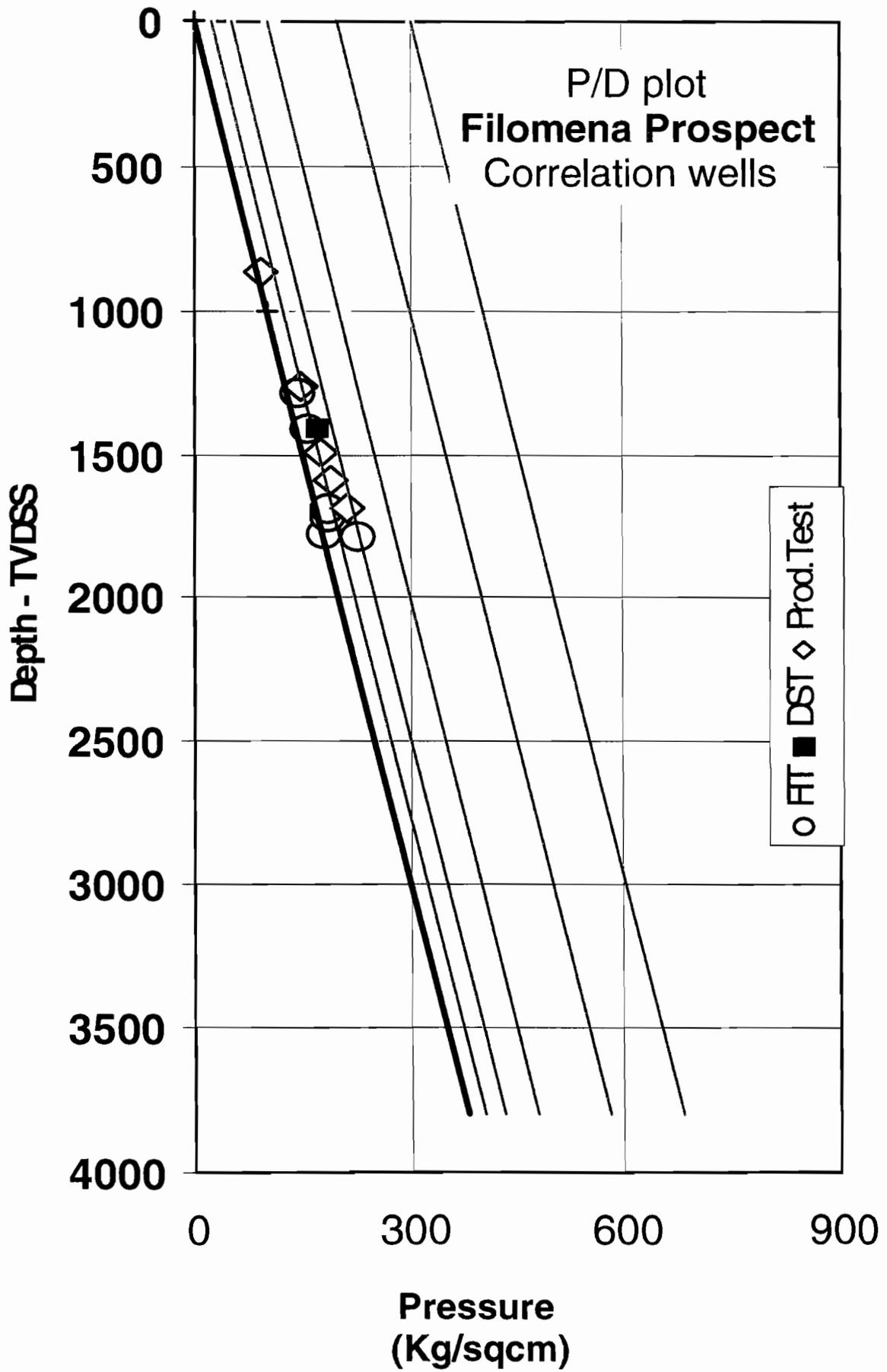
Un ulteriore aumento con valori massimi di +50 kg/cmq (corrispondenti ad un EMW di 1,27) è stato riscontrato nel miocene. Tutte le misure dirette di pressione nei clastici miocenici sono confinate al top della sequenza.

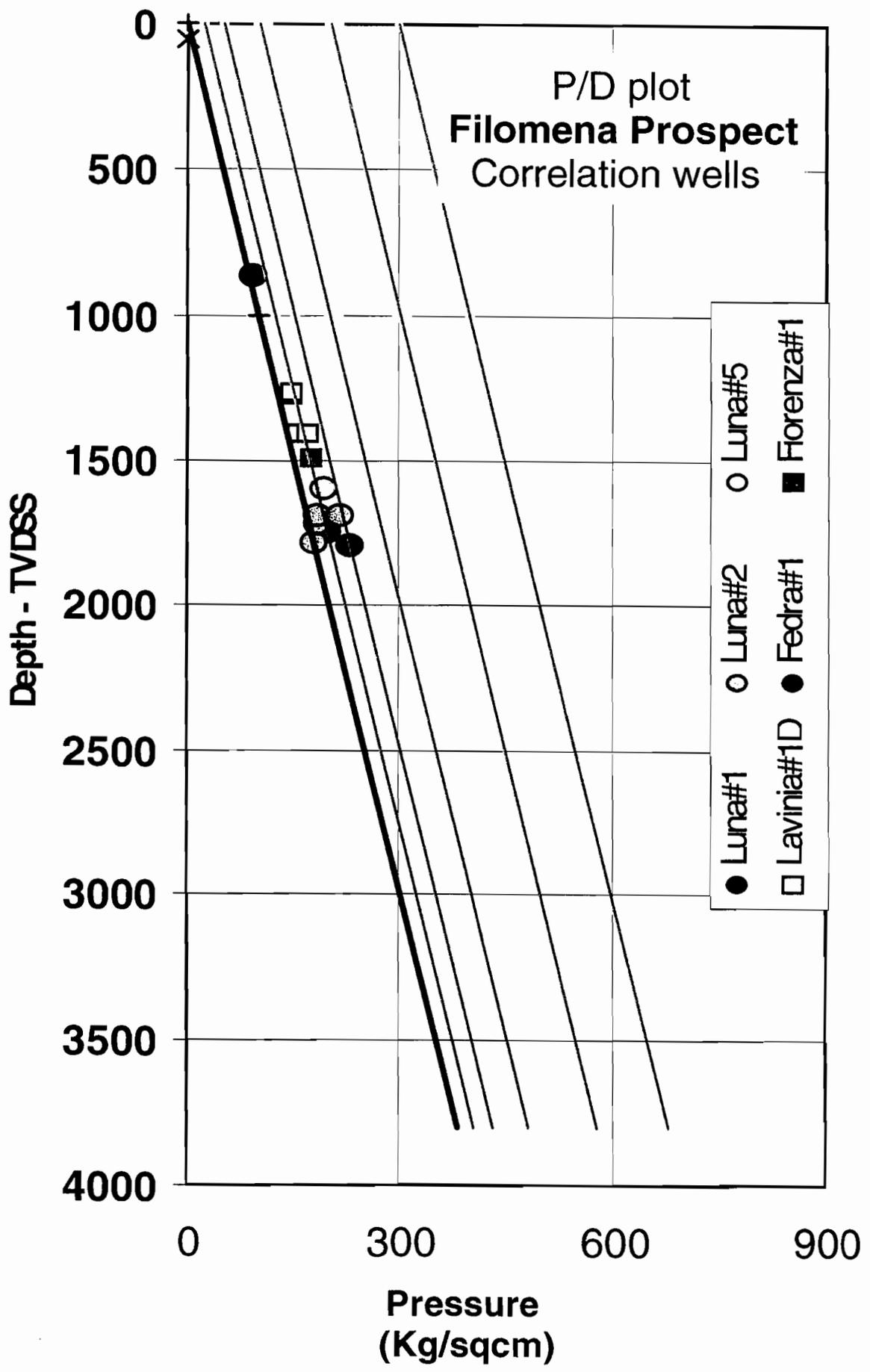
Le misure dirette di pressione riportate nei pozzi di riferimento sono di seguito elencate:

Wireline Formation Tester FIT		Well Name	Age	Flow Tests		
TVDSS	FP			TVDSS	FP	
(m)	Kg/sqcm		(m)	Kg/sqcm		
1746,00	196,87	Luna#1				
1785,00	228,51					
1777,00	181,19	Luna#2	1682	213,57	PT#1	
1714,00	183,77					
1687,00	183,77	Luna#5	1591,5	191,62	PT#2	
1409,2	155,983	Lavinia#1D	DST#1	1407,55	170,75	
1277,8	145,2398			1265,67	148,55 PT#1	
		Fedra#1		865	92,5 PT#1	
		Fiorenza#1		1491	174,3 PT#1	

I 2 plot “pressione verso profondità” allegati illustrano rispettivamente le misure dirette di pressione suddivise per tipologia di misura e per pozzo.

Il miocene nel campo di Luna è generalmente caratterizzato dalla presenza di assorbimenti in perforazione, il fenomeno è riscontrabile con densità del fango 1430-1450 g/l.





Sonic log

La pressione nelle argille stimata da sonic log conferma lo sviluppo di una leggera sovrappressione nel pliocene. Il metodo della profondità equivalente consente di stimare valori di +25/50 kg/cmq, con un massimo di +100 kg/cmq circa nel pozzo Luna#1.

Il pozzo Fiorenza#1, profondità d'acqua 634 metri, ha incontrato il miocene dopo aver attraversato 3000 metri circa di pliocene. Lo sviluppo della sovrappressione aumenta fino a valori di +75 kg/cmq nell'intervallo 1800-2100 metri circa. Il successivo rientro a +50 kg/cmq evidenzia ancora un trend in sensibile aumento fino a TD dove raggiunge i valori massimi di +100 kg/cmq circa.

I risultati ottenuti da log nei sedimenti miocenici, dove la prevalenza dei sedimenti clastici anche grossolani è netta, possono essere considerati essenzialmente una utile indicazione.

I profili di pressione nelle argille ricavati da sonic log sono allegati nelle Fig. 1-5.

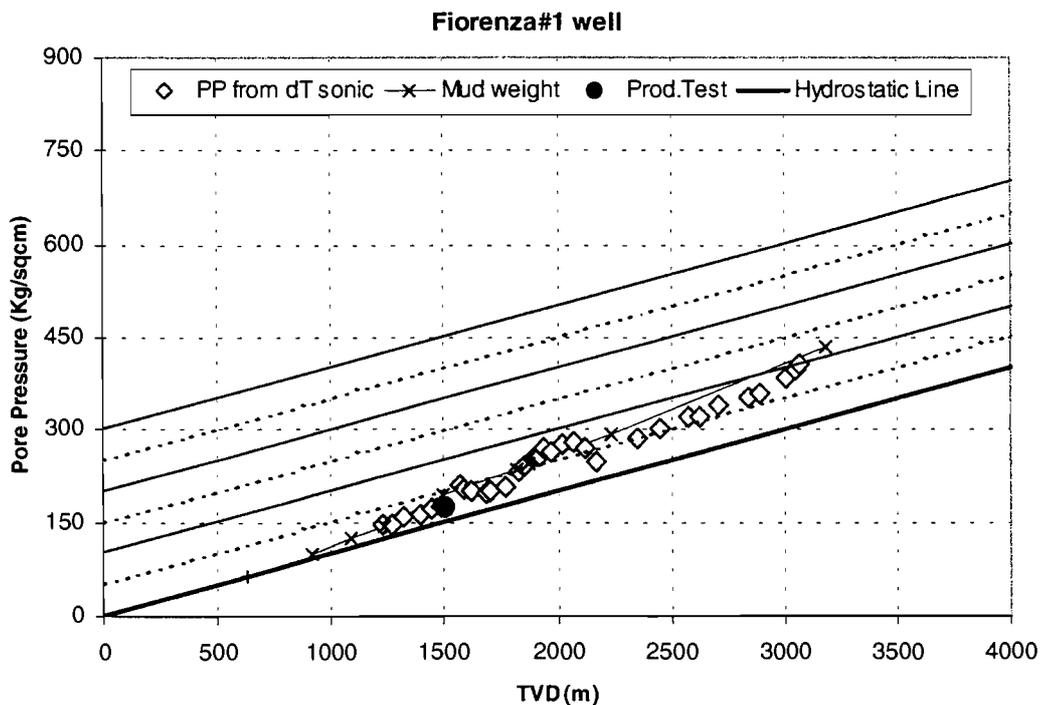


Fig. 1 - Fiorenza#1 well (Ground Level -634 m & KB +14 m)

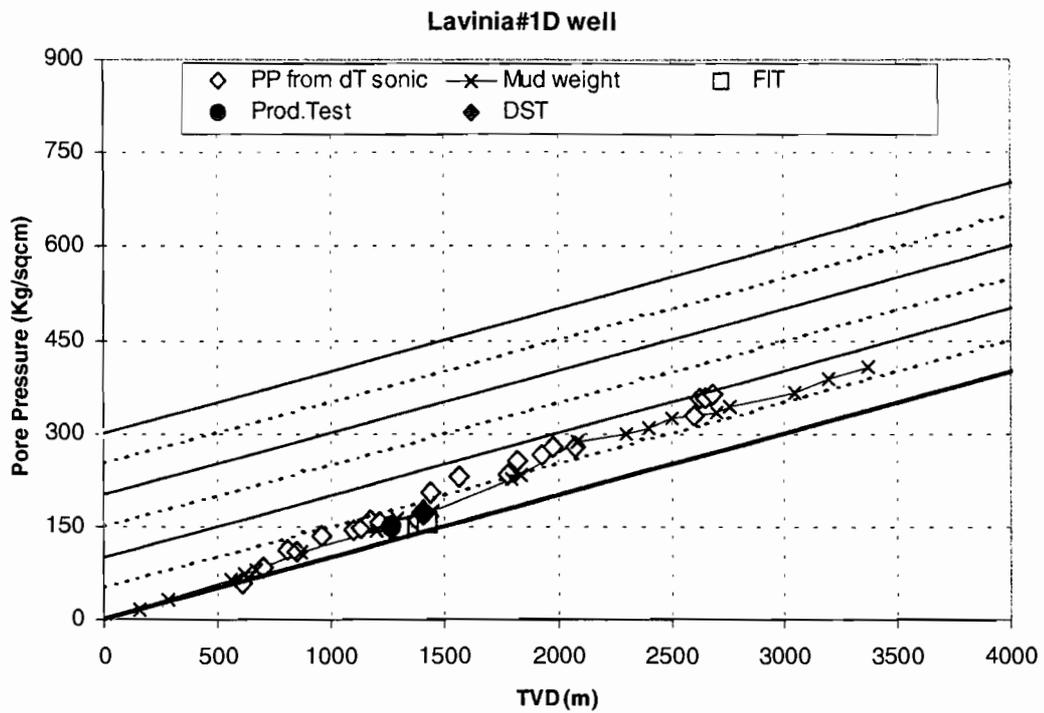


Fig. 2 - Lavinia#1D well (Ground Level -76 m & KB +16,5 m)

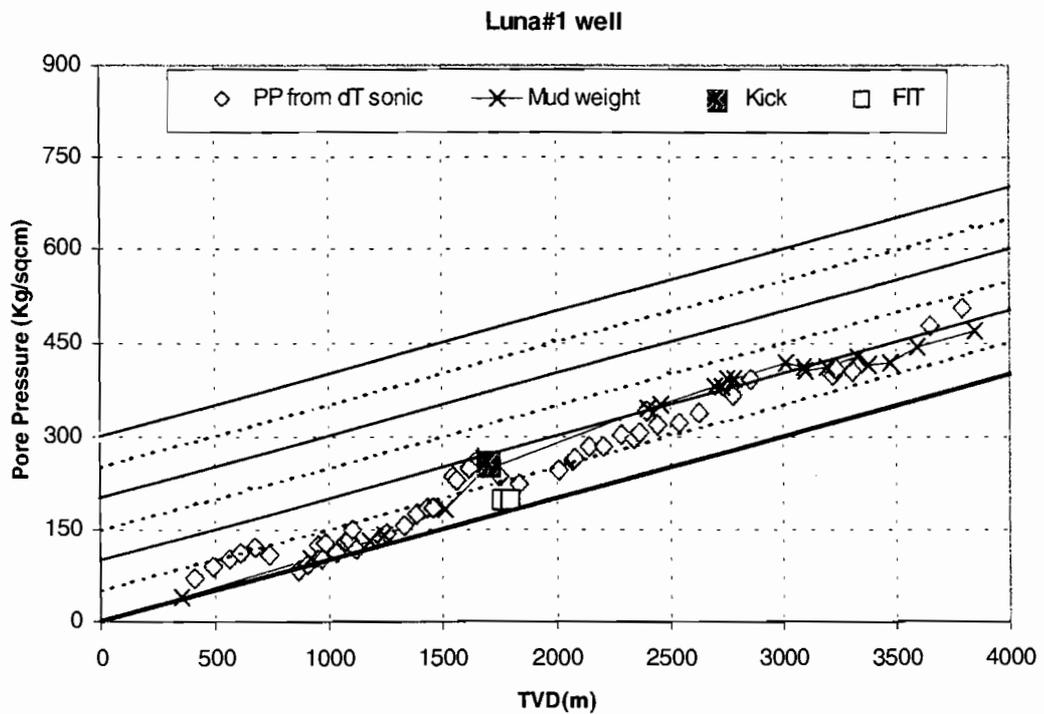


Fig. 3 - Luna# 1 well (Ground Level -120 m & KB +10 m)

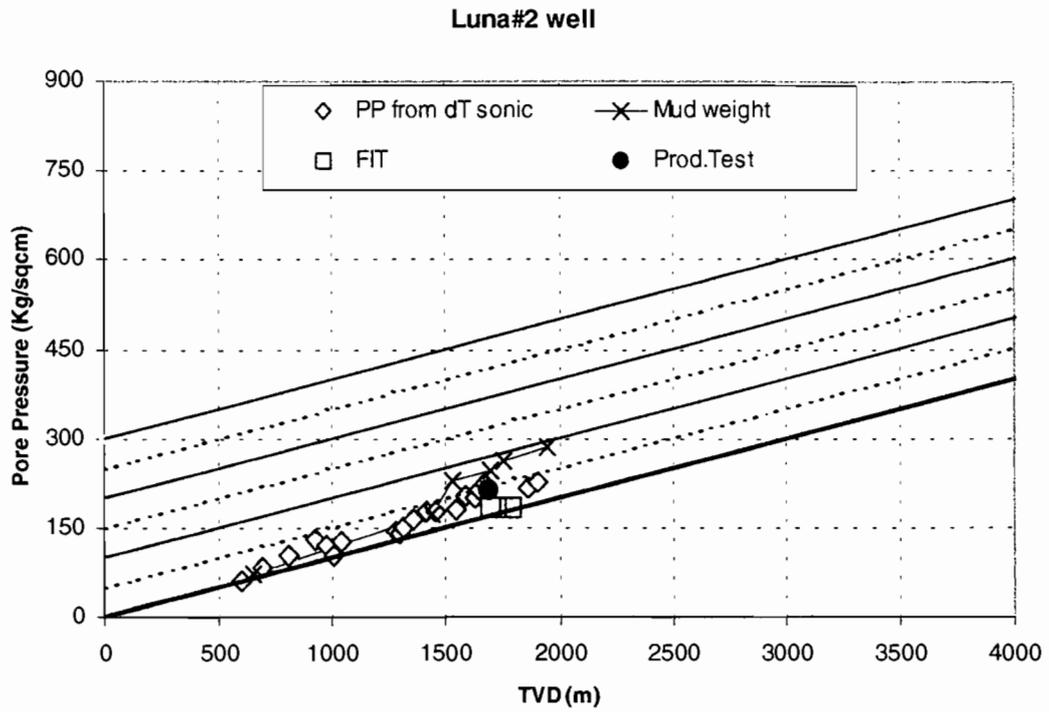


Fig. 4 - Luna#2 well (Ground Level -70 m & KB +10 m)

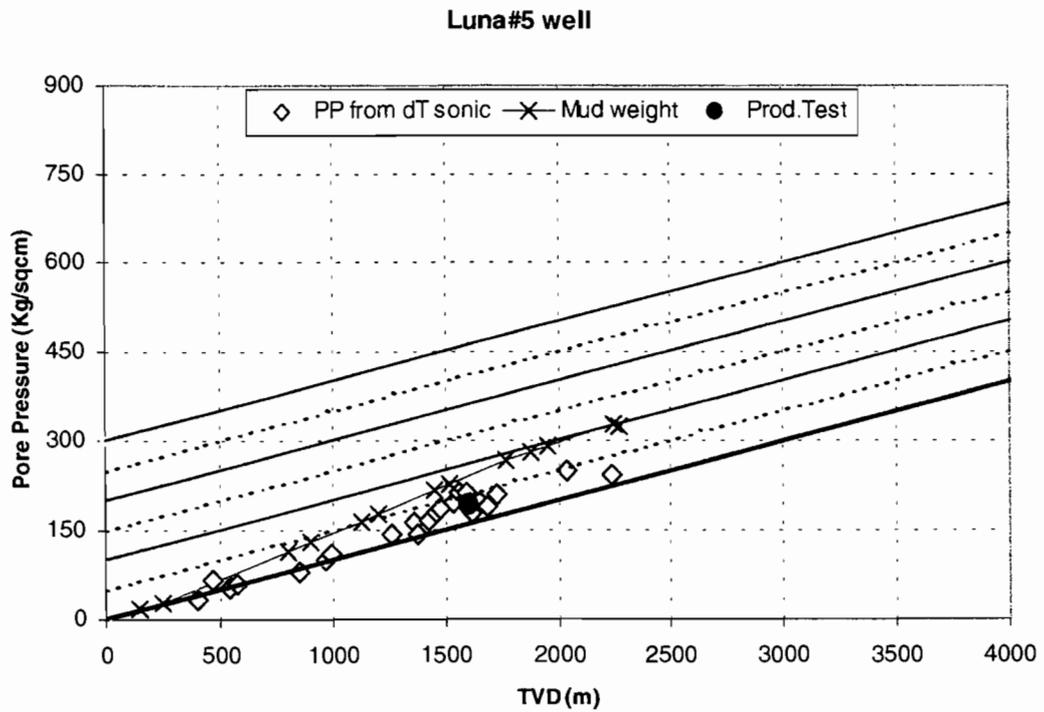


Fig. 5 - Luna#5 well (Ground Level -49 m & KB +9,5 m)

Sismopress

L'analisi delle velocità di intervallo dalla sismica effettuata con Sismopress risulta in accordo con quanto riscontrato dai dati di pozzo. Il profilo di pressione dei pori, calcolato con il metodo della profondità equivalente, evidenzia che la transizione gradiente idrostatico normale - leggera sovrappressione può essere localizzata a -1200 metri circa e raggiungere gradualmente valori che dalle velocità di intervallo sono stimati +50 kg/cmq nella parte basale del pliocene.

Come per il sonic log anche i risultati ottenuti con questo metodo possono essere considerati soltanto utile riferimento nei sedimenti clastici miocenici.

I risultati ottenuti sono illustrati nelle Fig. 6 e 7.

Il gradiente di fratturazione è stato calcolato secondo lo standard AGIP e applicando $K=0,66$.



Agip
E & P Division

GISO - GESO

Filomena 1 - Pressure Prediction

(IL4007 - XL803; Fract. Press. with K= 0.66)

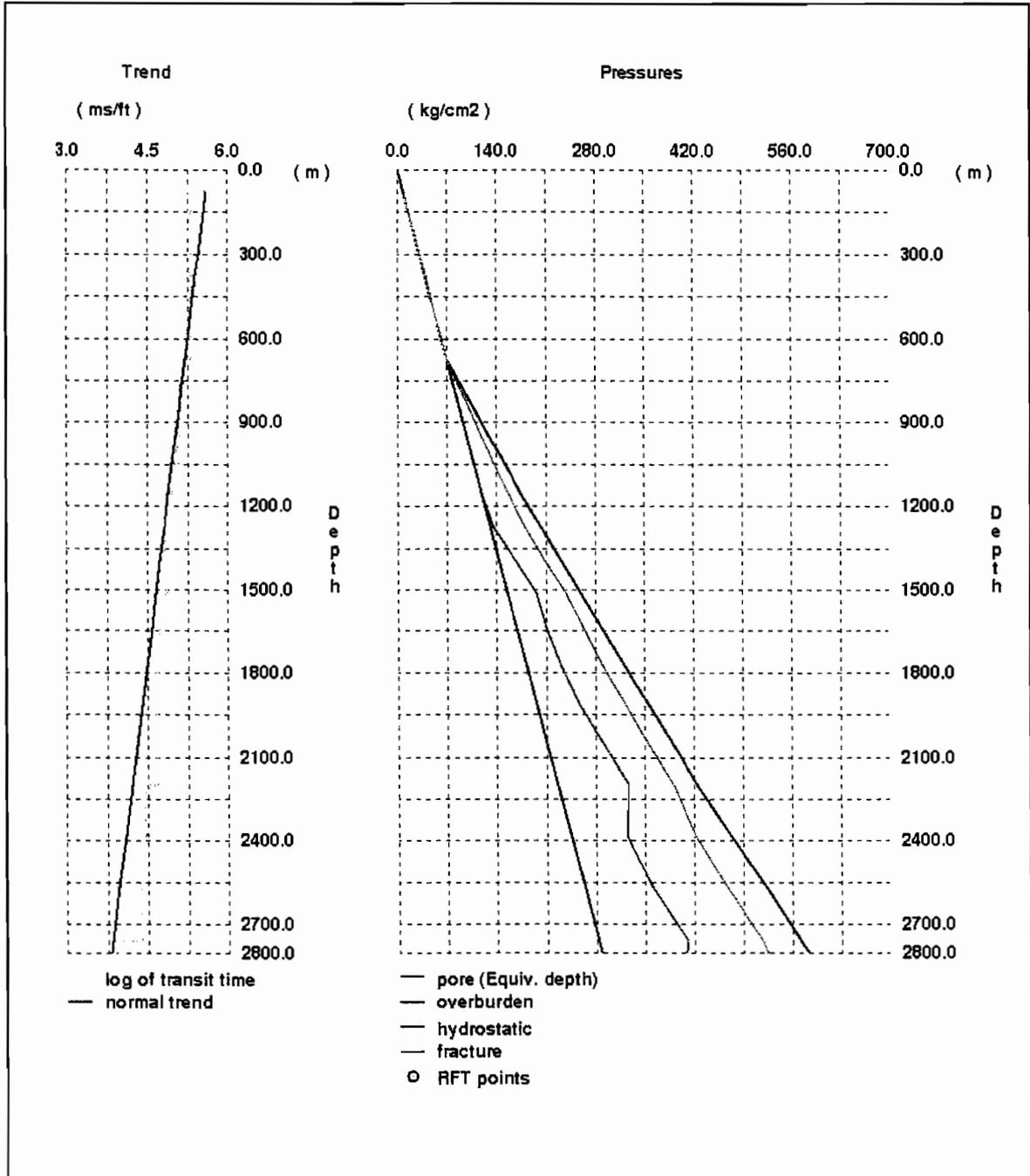


Fig. 6



Agip
E & P Division

GISO - GESO

Filomena 1 - Pressure Prediction

(IL4007 - XL803; Fract. Grad. with $K= 0.66$)

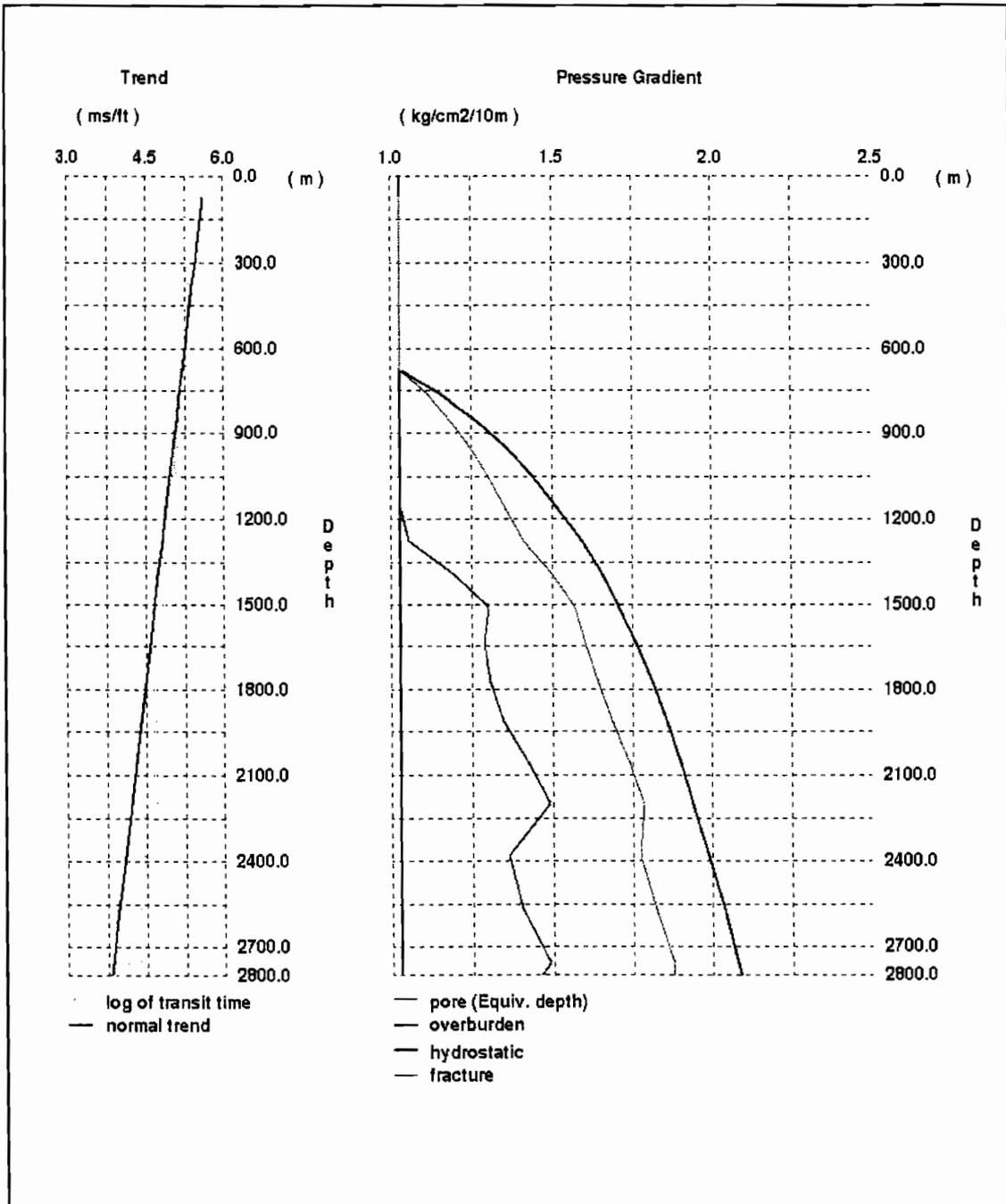


Fig. 7