



■TEGE / Area Pozzo

ARANCIO 1 DIR

Programma Geologico e di Perforazione

27 Aprile 2015



EniMed

ENI MEDITERRANEA IDROCARBURI S.p.A

TEGE

PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE

POZZO: ARANCIO 1 DIR

PAG. 1

DI 20

SEZ 1
INFORMAZIONI GENERALI

Pozzo: ARANCIO 1 DIR

Data di emissione: Aprile 2015

②				
①				
①	Emissione Aprile 2015	F. Franchino (EniMed-TEGE) F. Puzanghera (EniMed-TEGE)	G. Liantonio (EniMed-TEGE)	A. Pizzo (EniMed-TEGE)
	AGGIORNAMENTI	PREPARATO DA	CONTROLLATO DA	APPROVATO DA

SEZIONE 1 - INFORMAZIONI GENERALI

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



INDICE

1.1 DATI GENERALI DEL POZZO	3
1.1.1 TABELLA DATI GENERALI (*) UBICAZIONE PROVVISORA	3
1.2 OBIETTIVO MINERARIO.....	4
1.3 SOMMARIO - RACCOMANDAZIONI GENERALI.....	5
1.4 CARATTERISTICHE GENERALI DELL' IMPIANTO, BOP STACK E DOTAZIONI DI SICUREZZA.	7
1.4.1 BOP STACK E DOTAZIONI DI SICUREZZA	10
1.5 ELENCO PRINCIPALI CONTRATTISTE.....	11
1.6 CONTATTI DI EMERGENZA	12
1.7 MANUALISTICA DI RIFERIMENTO.....	17
1.8 UNITA' DI MISURA	17
1.9 SCHEMA POZZO	18
1.10 DIAGRAMMA DI AVANZAMENTO PREVISTO.....	19
1.11 PREVISIONI E PROGRAMMI	20



1.1 DATI GENERALI DEL POZZO

1.1.1 TABELLA DATI GENERALI

(*) UBICAZIONE PROVVISORIA

VOCE	DESCRIZIONE
ANAGRAFICA	
Nome e sigla del pozzo	ARANCIO 1 DIR
Commessa	Non Disponibile
Classificazione iniziale	NFE
Profondita' finale prevista	2000 m VD - 2030 mMD (PTR)
Concessione	RAGUSA
Operatore	EniMed S.p.A
Quote di titolarità	EniMed S.p.A (100%)
Comune	RAGUSA
Provincia	RAGUSA
Distanza base operativa Gela	70 Km ca.
Quota piano campagna	340 m PC (Provvisorio) – 350 m PTR
OBIETTIVI	
Linea sismica di riferimento	RG 413-84
Litologia obiettivo principale / secondario	Dolomie / Calcari Dolomitici
Formazione obiettivo principale	Sciacca
Profondità obiettivo principale	1700 m VDPTR – 1730 MDPTR
RIFERIMENTI TOPOGRAFICI	
Latitudine di Partenza (geografica) N	36° 52' 12.600" (*)
Longitudine di Partenza (geografica) E MM	14° 43' 11.500" (*)
Latitudine di Partenza (metrica)	4.080.572,73 N (*)
Longitudine di Partenza (metrica)	2.495.030,39 E (*)
Latitudine al Target Principale (geografica) N	36° 52' 16.967" (*)
Longitudine al Target Principale (geog.) E MM	14° 43' 15.770" (*)
Latitudine al Target Principale (metrica) N	4.080.707,00 N (*)
Longitudine al Target Principale (metrica) E MM	2.495.137,00 E (*)
Latitudine a TD (geografica) N	36° 52' 16.967" (*)
Longitudine a TD (geografica) E MM	14° 43' 15.770" (*)
Latitudine a TD (metrica)	4.080.707,00 N (*)
Longitudine a TD (metrica)	2.495.137,00 E (*)
Tipo di proiezione	GAUSS-BOAGA ELLISSOIDE INT.
Semiassse maggiore	6.378.388
Eccentricità al quadrato (1/F)	0.00672267002 (297.00)
Central meridian	15° EST GREENWICH
Falso Est	2520000 m
Falso Nord	0
Scale Factor	0.9996

1.2 OBIETTIVO MINERARIO

L'obiettivo del sondaggio Arancio 1 Dir è costituito dai calcari/dolomie della F.ne Sciacca il cui top è previsto alla profondità di circa 1350 mTVDSS – 1700 m TVDPTR.

Le potenzialità della struttura sono stata valutate nell'ordine di circa 130 m di pay all'interno della F.ne Sciacca.

L'idrocarburo atteso è olio con subordinato gas termogenico associato, con caratteristiche simili all'olio presente nel vicino campo di Ragusa (19 °API).

Per i dettagli si rimanda al cap. "Obiettivo Minerario" pag. 13 della Sez.2 del presente programma.

1.3 SOMMARIO - RACCOMANDAZIONI GENERALI

Tutti i dati e le profondità riportate nel programma seguente sono riferite a PTR.

Il prospect Arancio è ubicato nella porzione meridionale della Concessione Ragusa. La Concessione Ragusa, la cui titolarità è ENIMED 100% (Eni Mediterranea Idrocarburi), è stata conferita nel 1954 e sta entrando attualmente nel terzo periodo di proroga, che avrà validità fino al 30.11.2019 (come risulta visibile nella carta indice riportata nella sezione 2).

Per verificare la mineralizzazione del prospect è prevista la perforazione del pozzo NFE Arancio1Dir, ubicato in prossimità delle propaggini meridionali del campo ad olio di Ragusa.

Il sondaggio esplorativo Arancio 1 Dir, verrà realizzato da una nuova postazione da realizzarsi nell'area del comune di Ragusa nel punto (**provvisorio**) meglio specificato nei "Dati Generali del Pozzo".

Il pozzo verrà realizzato perforando con bit da 28" fino a metri 60 circa per la posa del C.P. da 24 ½", che permetterà l'installazione di un Diverter 29 ½" 500 psi.

La perforazione proseguirà all'interno della F.ne Ragusa in fase 23" fino a circa 350 m (bottom F.ne Ragusa) per la discesa e la cementazione a giorno (con stinger) della colonna di ancoraggio da 18 5/8", permetterà di isolare la F.ne Ragusa (beante nei pozzi di riferimento del campo di Ragusa e del vicino campo di Tresauo), di installare il BOP Stack 21 ¼" 5000 psi e potere perforare in sicurezza la fase successiva.

La perforazione proseguirà in fase 16" attraversando le F.ni Scaglia – Hybla – Lattimusa e Rosso Ammonitico fino a circa 1050 m MD per la discesa e la cementazione a giorno della colonna intermedia da 13 3/8", la colonna cementata in singolo stadio con risalita a circa 500 m permetterà di installare di un BOP Stack 13 5/8" 10000 per perforare in sicurezza le fasi successive.

La perforazione continuerà in fase 12 ¼" in deviazione impostando il KOP a circa 1080 m e seguendo il progetto di deviazione attraversando le F.ni Modica – Streppenosa - Noto fino a circa 1700 m TVD – 1730 m MD al top della F.ne Sciacca obiettivo del sondaggio, a tale quota verrà discesa la colonna da 9 5/8", verrà cementata in singolo stadio con risalita della malta a m 1300 circa. A tale quota il pozzo dopo un build iniziale sarà rientrato in verticale.

In fase 8 ½", dopo aver fresato il float equipment, si proseguirà in verticale attraversando la formazione Sciacca (obiettivo del sondaggio) fino a TD prevista a circa 2030 m MD PTR – 2000 m TVD PTR.

Le fasi 28" e 23" verranno perforate utilizzando acqua dolce e cuscini viscosi per la pulizia del foro (nel vicino campo di Tresauo già in fase superficiale si sono avute perdite di circolazione consistenti), le fasi 16" – 12 ¼" e 8 ½" verranno perforate utilizzando fango a base acqua tipo **FW-PO-LU (fango bentonitico con aggiunta di lubrificante)**.

Il top della F.ne Sciacca è previsto a circa 1700 m VD PTR, è **fondamentale fermarsi alcuni metri prima di intaccare il Top Sciacca (allo scopo un GR sarà inserito in batteria per le correlazioni con i pozzi di riferimento) dove si potrebbero verificare assorbimenti**



consistenti/perdite di circolazione che potrebbero compromettere la stabilità del foro e la cementazione della colonna da 9 5/8”.

opportuno fermarsi prima di intaccare la formazione obiettivo del sondaggio la quale è potenzialmente beante, così come richiesto da INPE, a questo scopo verrà inserito in batteria un LWD.

Potrebbe essere richiesta un’acquisizione di VSP alla base della f.ne Noto/Sciaccia.

E’ previsto l’impiego di LWD (Log While Drilling) con Resistività - GR con immagini elettriche (contingency) in fase 12 ¼” e 8 ½”.

In caso di evidente mineralizzazione:

- 1) si prevede il prelievo di una carota di fondo doppia orientata in corrispondenza dell’obiettivo minerario (in foro 8 ½”).**
- 2) si prevede l’acquisizione di MDT per l’analisi del fluido di formazione, nel caso un programma specifico di acquisizione verrà elaborato al momento.**

E’ prevista la registrazione di log wire line come da Sez. 3 “Programma di Geologia Operativa”.

Per le fasi 16”- 12 ¼” è 8 ½” previsto l’impiego di attrezzatura di deviazione automatica.

La F.ne Sciaccia, zona di interesse minerario, verrà lasciata in open hole.

Ipotesi di well testing e completamento

Eventuali test o spurgo nei vari livelli saranno richiesti, pianificati e seguiti da TEGE/GIAC, in collaborazione con GEOP/CS, ARPO/CS ed ESEI di ENI E&P.

Se produttivo, il pozzo potrebbe essere completato in singolo con string di TBG 3 ½”.

Eventuali test o spurgo nei vari livelli saranno richiesti e pianificati in funzione ai responsi operativi del pozzo.

Profondità riferite a PTR



1.4 CARATTERISTICHE GENERALI DELL' IMPIANTO, BOP STACK E DOTAZIONI DI SICUREZZA.

Di seguito riportiamo le caratteristiche e le dotazioni di sicurezza dell'impianto che perforerà il pozzo **ARANCIO 1 DIR**.

VOCE	DESCRIZIONE
Contrattista	ND
Nome impianto	ND
Tipo impianto	DIESEL ELETTRICO SCR 1500 Hp
Potenzialità Impianto con DP's 5"	4500 m (Nominale)
Max profondità con batteria mista DP 5"+ 3½"	5500 m
Max profondità con batteria DP 3½"	6000 m
Potenza installata	4800 HP
Tipo di argano	1500-AC
Altezza PTR da Piano Campagna	9.00 m tipico; 6.00 & 10.50 opzionali
Altezza Impianto da piano campagna	54.40 m tipico
Altezza Impianto da PTR	45.40 m tipico per uso con triple stand
Capacità top drive system	464 t
Pressione di esercizio top drive system	5K psi
Pressione di esercizio testa di iniezione	5K psi
Tiro al gancio statico	350 t
Tiro al gancio dinamico	262 t (3/4 del tiro statico)
Set back capacity	200 t
Diametro tavola rotary	37.1/2"
Capacità tavola rotary	350 t
Diametro stand pipe	4" + 3"½
Pressione di esercizio stand pipe	5K psi
Tipo di pompe fango	Lewco WH-1612
Numero di pompe fango	3
Diametro camice disponibili	5.1/2" – 6.00" – 6.1/2"
Capacità totale vasche fango	300 m³
Numero vibrovagli	3
Tipo vibrovagli	BEM-650
Capacità stoccaggio acqua industriale	120 m³
Capacità stoccaggio gasolio	54 m³
Capacità stoccaggio Barite/Bentonite	70 m³
Capacità stoccaggio Cemento	Fornito da Service Company Cementazione

**EniMed**

ENI MEDITERRANEA IDROCARBURI S.p.A

TEGE**PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE**

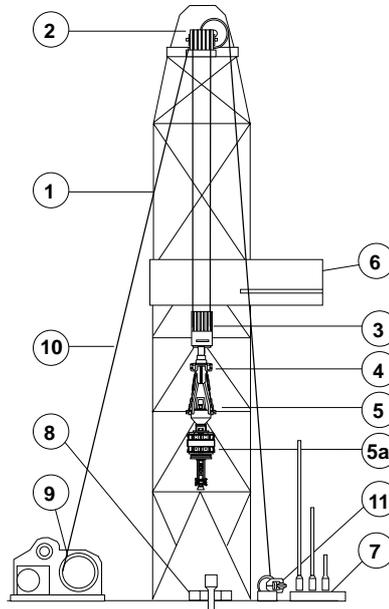
PAG 8 DI 20

POZZO: ARANCIO 1 DIR

Tipo di Drill Pipe	5"-19.5#-S135-NC50 VAM EIS m 5500 3"1/2 -15.5#- S135-NC38 VAM EIS m 6000
Tipo di Hevi Wate	n°30 - 5" NC50-TJ 6 1/2" OD n 30 - 3.1/2" NC38 TJ 4.3/4" OD
Tipo di Drill Collar	N° 3 - 9"1/2 * 3" spiral - 7 5/8"Reg N° 18 - 8"1/4 * 2.13/16" spiral - 6 5/8"Reg N° 18 - 6"1/2 * 2"13/16 spiral - NC46 N° 18 - 4"3/4 * 2"1/4 spiral - NC38



IMPIANTO: DIESEL ELETTRICO SCR 1500 Hp



MAX. RATED LOAD CAPACITIES CONSIDERING MAX. Number of LINES INSTALLED				
ITEM	DESCRIPTION			Remarks
1	MAST	Static Hook load capacity With max. Number of lines	t	350 t
			No	10
2	CROWN BLOCK	Rated load capacity	t	363 t
3	TRAVELLING BLOCK	Rated load capacity	t	363 t
4	HOOK BLOCK	Rated load capacity	t	not required
5	SWIVEL HEAD	Rated load capacity	t	see top drive
6	TOP DRIVE	Rated load capacity	t	464 t
7	RAKING PLATFORM	DP Stands capacity DC Stands capacity	No	160x5+60x3.1/2
			No	18
8	RIG FLOOR SET BACK	Rated load capacity	t	200 t – 450,000lb
9	ROTARY CAPACITY	Rated load capacity	t	350 t – 772,000lb
10	DRAWWORKS: main drum	Single line Rated load capacity	t	40 t
11	DRILLING LINE	Breaking strength Nominal diameter type	t	93,1 minimum
			in	1.3/8
			:	EIPS
12	DEAD LINE ANCHOR	Rated load capacity	t	45 t
13	Max. load that Rig can handle: In drilling mode (Drilling line with safety factor > 3)		t	252
14	Max. load that Rig can handle: In running csg mode (Drilling line with safety factor > 2)		t	350t



1.4.1 BOP STACK E DOTAZIONI DI SICUREZZA

VOCE	DESCRIZIONE
DIVERTER	MSP Hydril
	29 1/2" x 500 psi
B.O.P. (26 3/4" - 3000)	Non Previsto
B.O.P. (21 1/4" - 5000)	T3 Model7082 - 21 1/4" 2000 psi
	CAMERON Type U single 21 1/4" 5000 psi
	CAMERON Type U double 21 1/4" 5000 psi
B.O.P. (13 5/8" 10000)	BAG CAMERON type "DL" 13 5/8" 5000 psi
	CAMERON double type "U" 13 5/8" 10000 psi
	N° 2 CAMERON single type "U" 13 5/8" 10000 psi
Choke manifold (tipo)	
choke manifold (size)	3"1/16
choke manifold (pressione di esercizio)	10.000 psi
kill lines (n° and size)	n° 2 - Ø 2"
kill lines (pressione di esercizio)	10.000 psi
choke lines (n° and size)	n° 2 - Ø 3"
choke lines (pressione di esercizio)	10.000 psi
Accumulatore (tipo)	CAD CONTROL SYSTEMS
Pannello di controllo B.O.P. (tipo)	CAD CONTROL SYSTEMS
Pannello di controllo B.O.P. (ubicazione)	Sul piano sonda
Inside B.O.P (tipo)	Lower Kelly Cock
Inside B.O.P (ubicazione)	Sul piano sonda



1.5 ELENCO PRINCIPALI CONTRATTISTE

SERVIZIO	SOCIETA' APPALTATRICE
Impianto di perforazione tipo 1500 Hp	ND
Servizio assistenza fanghi, fornitura prodotti chimici	Halliburton S.p.A - Schlumberger (M-I SWACO) – AVA
Assistenza tecnica x manutenzione centrifughe	Halliburton S.p.A - Schlumberger (M-I SWACO) – AVA
Servizio trattamento e smaltimento reflui	RTI NICO
Servizio cementazione, fornitura prodotti chimici	Schlumberger – Halliburton S.p.A
Servizio di Mud Logging	Geolog – Baker Hughes
Servizio di logs elettrici e spari	Western Atlas – Weatherford
Servizio deviazione e mwd service	Baker Hughes - Schlumberger
Servizio di carotaggio	CORPRO – NOV DOWN HOLE
Servizio chiavi casing e tubing	Weatherford - PTS
Servizio di Pick-Up Lay Down Machine	Frank's International
Servizio di well testing	A.T.I Italfiuid/PTS – Schlumberger - Italfiuid
Servizio DST	Halliburton - Schlumberger
Fornitura scalpelli a rulli e diamantati	BAKER HUGHES – NOV DOWNHOLE – HALLIBURTON - MAGADRILL
Servizio fornitura liner hanger e accessori	Weatherford – Baker Hughes
Servizio fishing e milling	NSC – Smith
Servizio di sorveglianza (D.Lgs 624/96)	Sering Italia – SIS
Servizio C.T.	SMAPE – Halliburton
Fornitura servizio di facchinaggio	DI CATALDO
Fornitura servizio gru	ND
Noleggio piattaforme	Spadaro Orazio
Servizio wire line e slick line	Dajan
Servizio antincendio	DI.MARCA
Servizio assistenza completamento	Halliburton – Baker Hughes
Fornitura floating equipment	Weatherford - Ecotech
Fornitura equipaggiamento casing	Weatherford - Ecotech
Fornitura e trasporto H2O Industriale	Spadaro Orazio
Fornitura carburanti on shore	ND
Servizio assistenza tecnica per discesa ECP	Weatherford - Magadrill
Servizio analisi chimiche	LASER LAB S.r.L
Silos barite+carbonato	ND
Telecomunicazioni satellitari	SAT.C.S – Ponti Radio
Servizi di pompa mento fluidi e installazione plunger lift	Dajan – Sivam
Servizio di Pulling Unit	Bonassisa – LP Drilling
Testa pozzo e accessori	Breda Energia
H2S Service	S.I.S – Sabre
Controlli non distruttivi	Fast -Ompa



1.6 CONTATTI DI EMERGENZA

CLASSIFICAZIONE LIVELLI DI EMERGENZA

I° LIVELLO

Emergenza che può essere gestita dal personale di Sito con i mezzi in dotazione, con l'eventuale assistenza di risorse esterne intese come personale e mezzi (es: Vigili del Fuoco, Strutture Sanitarie e Contrattisti Locali).

GESTIONE
Referente Sito

II° LIVELLO

Emergenza che il personale del Sito, con i mezzi in dotazione, non è in grado di fronteggiare e pertanto necessita del supporto della struttura organizzativa enimed e se necessario della collaborazione di altre risorse della Divisione e dell'ERT (Emergency Response Team)

GESTIONE
Responsabile enimed
(Emergency Response Manager)

III° LIVELLO

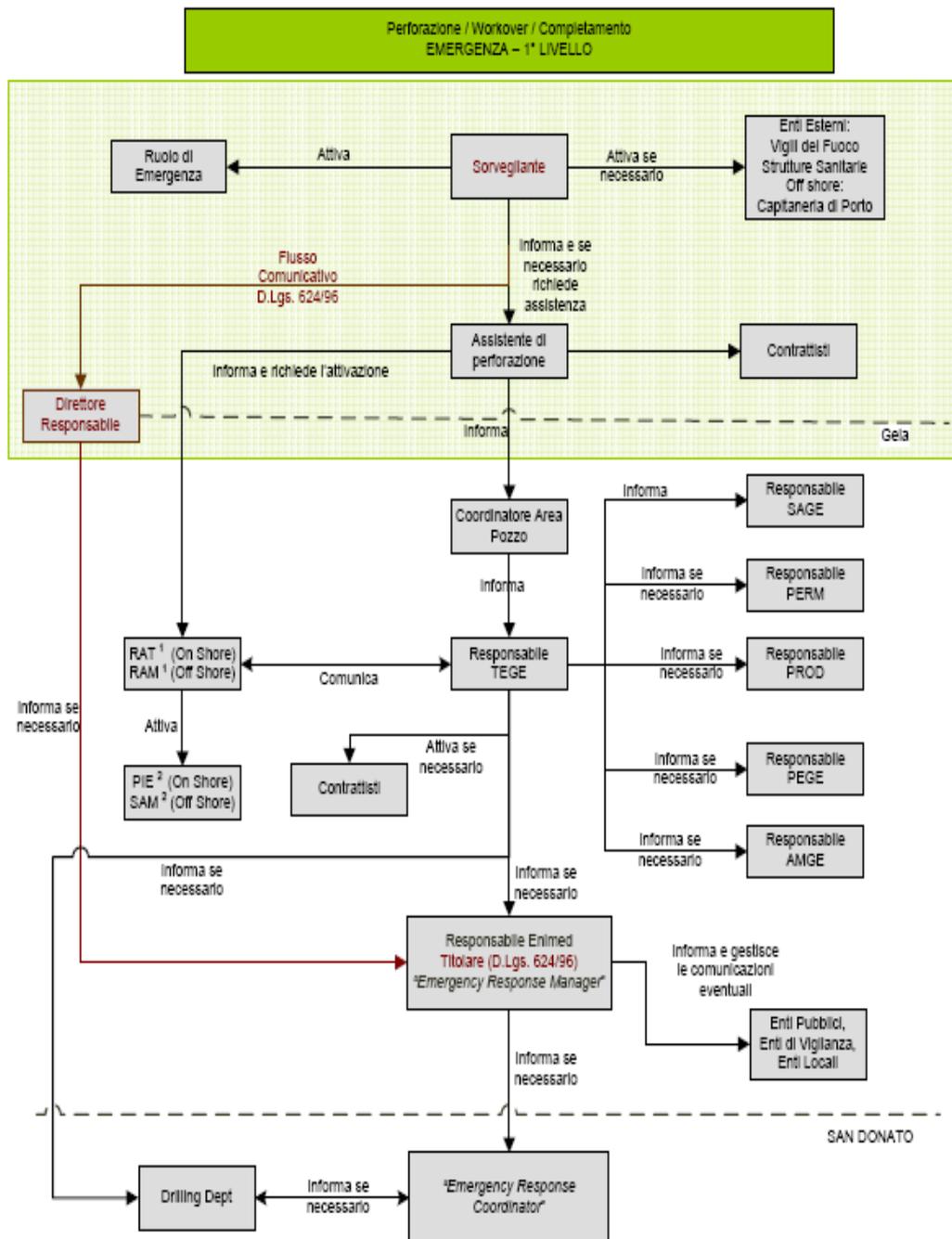
Emergenza che per essere gestita necessita del supporto tecnico della sede di San Donato dell'ERT (Emergency Response Team) e/o di risorse internazionali specializzate

GESTIONE
Responsabile enimed
(Emergency Response Manager)

CRISI

Se la risoluzione dell'emergenza può essere prolungata nel tempo e può determinare gravi ripercussioni sull'integrità dell'Azienda, i Vertici dichiarano lo

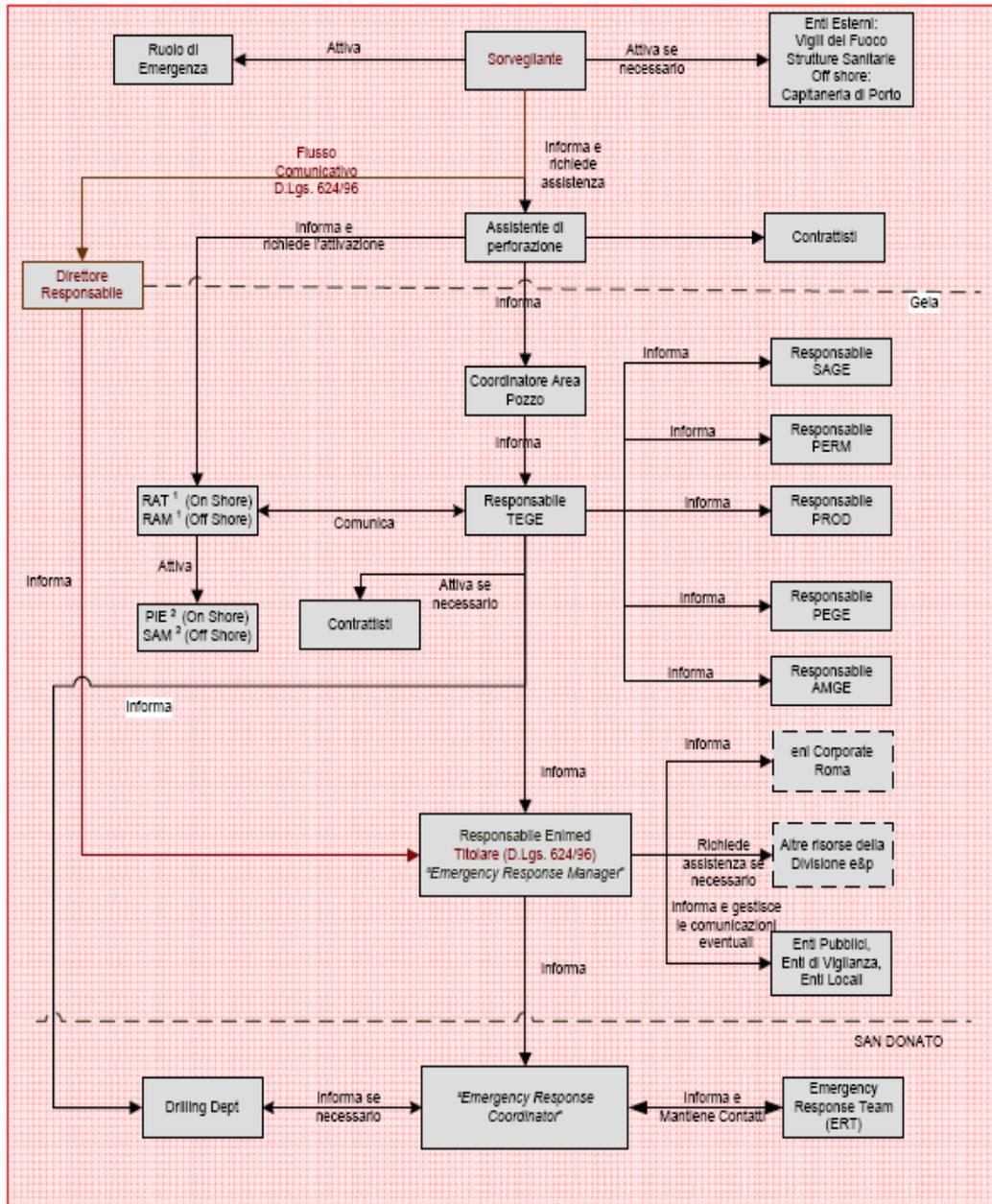
STATO DI CRISI



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



Perforazione / Workover / Completamento
EMERGENZA - 3° LIVELLO



¹ RAT - Coord. Ripristini e Bonifiche
² RAM - Coord. Logistica, Magazzino, Servizi AereoNavali
³ PIE - Pronto Intervento Ecologico
 SAM - Servizio Antinquinamento Marino



EniMed

ENI MEDITERRANEA IDROCARBURI S.p.A

TEGE

PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE

PAG 16 DI 20

POZZO: ARANCIO 1 DIR

DEFINIZIONE COMPITI E RESPONSABILITA' DEL RAPPRESENTANTE ENI IN CANTIERE

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

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

Per i contatti di emergenza e per l'organizzazione relativa alle situazioni di emergenza in caso di Blow out si fa riferimento al "PIANO DI EMERGENZA ENI MEDITERRANEA IDROCARBURI S.p.A."



1.7 MANUALISTICA DI RIFERIMENTO

La manualistica base di riferimento è la seguente:

1. STAP-P-1-M-20742 (Best Practices and Minimum Requirement for Drilling & Completion Activities) e tutta la documentazione inerente la programmazione e l'esecuzione del pozzo, citata nelle stesse BP & MR.
2. Manuale di Addestramento per Controllo Pozzo.
3. Regole Specifiche Aziendali N° 1.4.15.3-8 (Procedure di Geologia Operativa versione rev. 2 09/99 GESO).
4. Regole Specifiche Aziendali N° 1.4.2.29 (Procedure di Ubicazione Pozzi Off-Shore e On-Shore Unità Geografica Italia OPEG).
5. Procedure per l'Acquisizione della Sismica di Pozzo (APSI)
6. Manuale di well testing

1.8 UNITA' DI MISURA

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

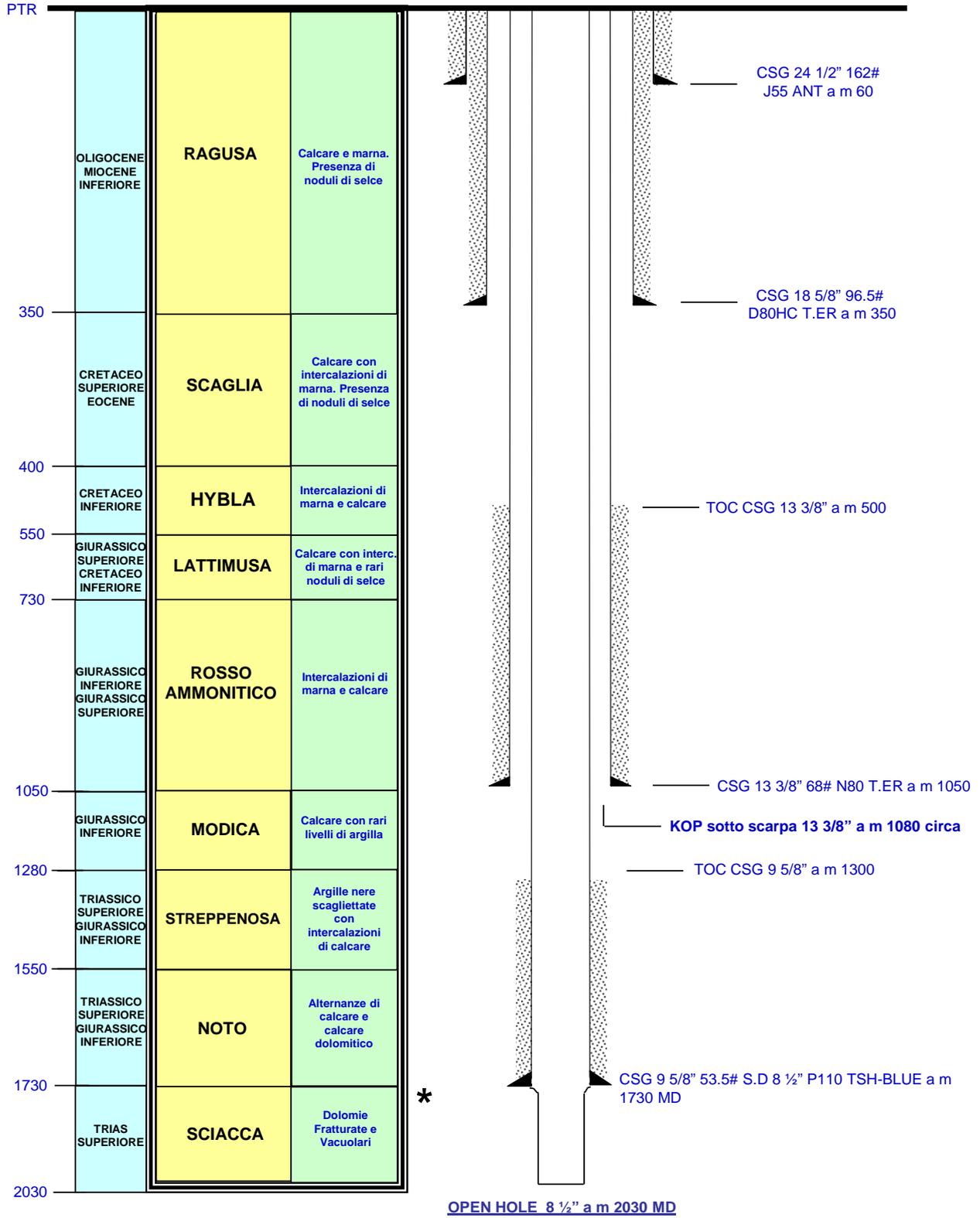
GRANDEZZA	UNITA' DI MISURA
PROFONDITA'	M
PRESSIONI	Kg/cm ^q
GRADIENTI DI PRESSIONE	Atm/10m oppure kg/cm ² /10m
TEMPERATURE	°C
PESI SPECIFICI	kg/lt oppure g/l
LUNGHEZZE	M
PESI	tons oppure ql
VOLUMI	m ³ oppure lt
DIAMETRI BIT & CASING	inches
PESO MATERIALE TUBOLARE	lb/ft oppure Kg/m
VOLUME DI GAS	Smc
PLASTIC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



1.9 SCHEMA POZZO

Profondità MD riferite a PTR = 350 m

ARANCIO 1 DIR



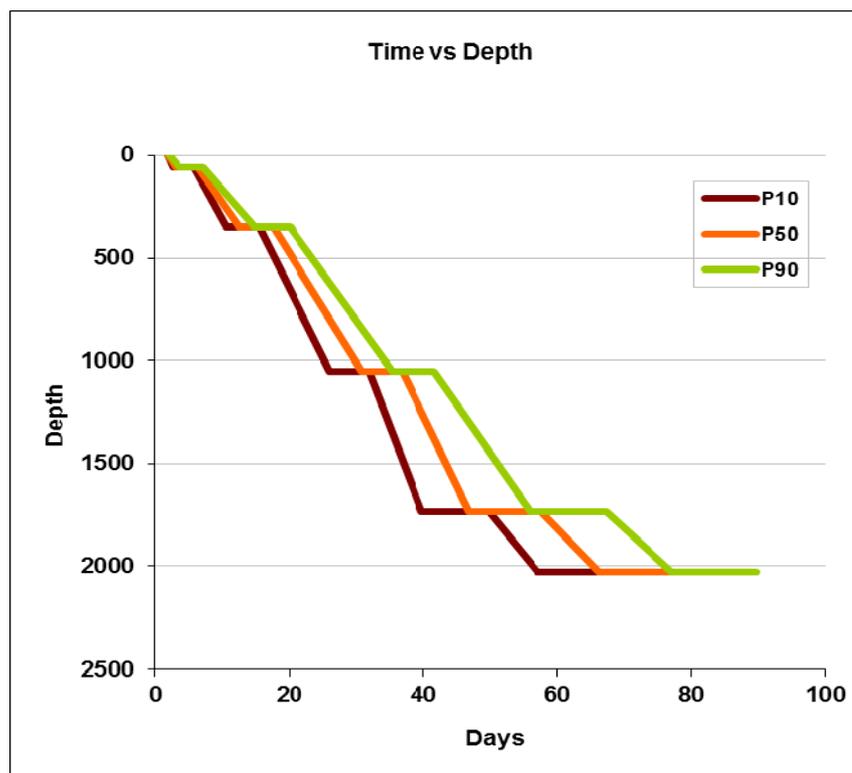
Profondità misurate e riferite a PTR



1.10 DIAGRAMMA DI AVANZAMENTO PREVISTO

Di seguito viene allegato il diagramma d'avanzamento lavori per la perforazione del pozzo Arancio 1 Dir.

Well number	Phase code	Phases description	start depth	end depth	TIME					
					P10	P50	P90	P10	P50	P90
					Planned			Cumulated		
1	MIRU	MOVE IN	0	0	2,0	2,0	2,1	2,0	2,0	2,1
1	DRLCON	DRILL CONDUCTOR HOLE	10	60	0,6	1,1	1,7	2,6	3,1	3,7
1	CSGCON	RUN/CEMENT CONDUCTOR CASING	60	60	3,2	3,4	3,5	5,8	6,5	7,2
1	DRLSUR	DRILL SURFACE HOLE	60	350	4,8	6,2	7,6	10,7	12,7	14,8
1	CSGSUR	RUN/CEMENT SURFACE CASING	350	350	5,0	5,1	5,3	15,7	17,8	20,1
1	DRLIN1	DRILL 1ST INTERMEDIATE ZONE	350	1050	10,5	13,1	15,4	26,1	30,9	35,5
1	CSGIN1	RUN/CEMENT 1ST INTERMEDIATE CASI	1050	1050	5,8	6,0	6,2	31,9	36,9	41,7
1	DRLIN2	DRILL 2ND INTERMEDIATE ZONE	1050	1730,86	7,8	9,9	14,2	39,7	46,8	55,9
1	LOG1	LOG 1	1730,86	1730,86	3,2	3,4	3,6	42,9	50,2	50,5
1	CSGIN2	RUN/CEMENT 2ND INTERMEDIATE CASI	1730,86	1730,86	7,0	7,4	7,7	49,9	57,6	67,3
1	DRLPRO	DRILL TO PRODUCTION ZONE 1	1730,86	2030,86	7,1	8,6	9,8	57,0	66,2	77,1
1	LOG2	LOG 2	2030,86	2030,86	1,9	2,1	2,2	59,0	68,2	79,3
1	WEABA	WELL ABANDON 1	2030,86	2030,86	9,7	10,1	10,3	69,7	78,3	89,6



1.11 PREVISIONI E PROGRAMMI

Pozzo: **Arancio 1 Dir**

Paese: Italia
Concessione: Ragusa
Comune/Provincia: Ragusa

Titolarietà: enimed 100%
Operatore: enimed

Obiettivi: Sciacca
Dolomia/Calcarei Dolomitici

Coordinate a testa pozzo:
Latitudine: 36° 52' 12,6" N
Longitudine: 02° 16' 03" E
X: 2495030,89 m
Y: 4080572,73 m

Coordinate a TD:
Latitudine: 36° 52' 17" N
Longitudine: 02° 16' 07" E
X: 2495137 m
Y: 4080707 m

Contrattista Drilling: XXXXX
Rig: XXXXX

Rotary table elevation: 350 m
RT-PC: 10 m
Piano campagna: 340,0 m

Distanza base di Ravenna:
Pozzi riferimento: Ragusa 13-15-17-39
Asfalto 1 - Streppenosa 1

Classificazione iniziale: Esplorativo

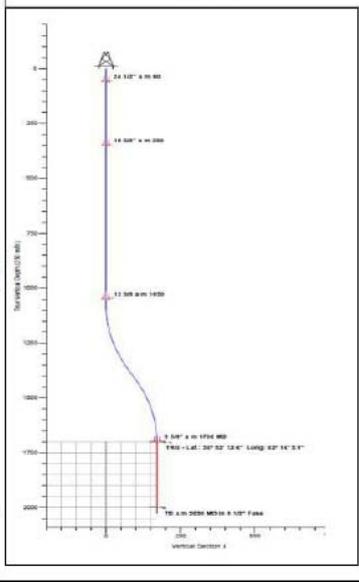
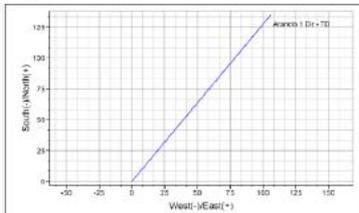
Previsioni e programma pozzo																			
Depth MD (m)	Depth mssl	Età	Formazione	Litologia	Obiettivo	Casing	Hole size	LWD	Carote	Log	Siemica	Cutting s lavati asciugati	Source rock	Mini H. Sp.	Fango	PP grad	Prove pool	Note	
100		Oligocene Miocene Inferiore	Ragusa			CP 24 1/2" @ 80 m	23"	Non previsti	NN										Il prospect Arancio è ubicato nella porzione meridionale della Concessione Ragusa. La Concessione Ragusa, la cui titolarità è ENIMED 100% (Eni Mediterranea Idrocarburi), è stata conferita nel 1954 e sta entrando attualmente nel terzo periodo di proroga, che avrà validità fino al 30.11.2019. Per verificare la mineralizzazione del prospect è prevista la perforazione del pozzo NFE Arancio 1 Dir, ubicato in prossimità delle propaggini meridionali del campo ad olio di Ragusa.
200																			
300	0																		Il pozzo Arancio 1 Dir ha come obiettivo i calcari/dolomie della F.ne Sciacca, il cui top è previsto a 1350 TVDSS, con un pay di circa 130 m. Dagli studi fatti, si presume una mineralizzazione ad Olio (previsti 19°API) con associato Gas termogenico.
400	-50	Creta Sup. Eocene	Scaglia																
500		Cretaceo Inferiore	Hybla				TOC 500 m												Il pozzo verrà realizzato con profilo s-shape con inclinazione massima di 28,47° a 1378 mMD, e andrà a intaccare l'obiettivo, in fase da 8 1/2", verticalmente. La profondità finale del pozzo è prevista a -1650 mssl (2030 m MD), circa 300 m in verticale all'interno della formazione Sciacca.
600	-200																		
700		Cretaceo Inferiore	Lattimusa							Non previsti									
800	-380																		
900		Giarassio Inferiore	Rosso Ammonitico			Csg 13 3/8" @ 1050 m	16"	Non previsti (GR da MWD)	NN										Lo scostamento orizzontale da testa pozzo a TD sarà pari a circa 171 m.
1000		Giarassio Superiore																	
1100	-700																		
1200		Giarassio Inferiore	Modica																
1300	-920					TOC 1300													
1400		Giarassio Inferiore	Streppenosa																
1500	-1175																		
1600		Trasacco Superiore	Noto			Csg 9 5/8" @ 1730 m MD	12 1/4"	GR - RESISIVITY	NN	FMI - HRLA - AFS - HNGS (Contingent di 100 bar della Nabo) VSP - GR (Contingent) CSL-VOL-COL-GR									
1700		Giarassio Inferiore																	
1800	-1350																		
1900		Trasacco Superiore	Sciacca				8 1/2"	GR - RESISIVITY	*	FMI - HRLA - AFS - HNGS LUB-DSI-GR MDT-DP-OFA-GR TDSI Contingent									
2000																			

Fondo pozzo previsto a: 2030m MD 2000 m TVD -1650 mssl (max dev. 28.5°)

Target	Top Sciacca		
Formazioni	m MD	m TVD	m TVDSS
F.ne RAGUSA (Oligocene - Miocene inferiore)	10,0	10,0	340,0
F.ne SCAGLIA (Cretaceo superiore - Paleocene - Eocene)	350,0	350,0	0,0
F.ne HYBLA-LATTIMUSA (Cretaceo inf. - Titoniano-Valangiano)	400,0	400,0	-50,0
F.ne LATTIMUSA (Titoniano-Valangiano)	550,0	550,0	-200,0
F.ne ROSSO AMMONITICO (Dogger-Malm)	730,0	730,0	-380,0
F.ne RABBITTO - MODICA (Plainsbachiano-Sinemuriano)	1050,0	1049,9	-700,0
F.ne STREPPENOSA (Retico sup. - Hettangiano)	1280,0	1270,1	-920,0
F.ne NOTO (Retico)	1550,0	1524,5	-1175,0
F.ne SCIACCA (Retico)	1727,0	1700,4	-1350,0

Legenda: ● Obiettivo ▲ Sovrappressioni ◊ Carota ▼ Assorbimenti ◊ Argilla ◊ Sabbia ◊ Ghiaia ◊ Calcare Gesso ◊ Mama ▲ Selce noduli ◊ Dolomia ◊ Assorbimenti

Deviation Plot





Divisione E&P

POZZO: ARANCIO 1 Dir
PROGRAMMA GEOLOGICO

PAG. 1

DI 17

SICILIA ONSHORE – CONCESSIONE RAGUSA

programma geologico del pozzo

ARANCIO 1 Dir

Data di emissione: Marzo 2015

④				
③				
②				
①				
①	Emissione	P. Storer		A. L. Cazzola
	AGGIORNAMENTI	PREPARATO DA	CONTROLLATO DA	IL RESPONSABILE



Divisione E&P

POZZO: ARANCIO 1 Dir
PROGRAMMA GEOLOGICO

PAG. **2**

DI **17**

INDICE

1 - DATI GENERALI

1.1 Dati Generali Pozzo

2 - PROGRAMMA GEOLOGICO

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



Divisione E&P

POZZO: ARANCIO 1 Dir
PROGRAMMA GEOLOGICO

PAG. **3**
DI **17**

1 - DATI GENERALI



Divisione E&P

POZZO: ARANCIO 1 Dir
PROGRAMMA GEOLOGICO

PAG. 4

DI 17

1.1 Dati Generali Pozzo

Nome e sigla del pozzo	ARANCIO 1 Dir
Classificazione iniziale	NFE
Profondità finale prevista verticale	1650 m TVDSS (2000 mTVD, 2030 mMD)
Titolo minerario	Concessione RAGUSA
Operatore	ENI Mediterranea Idrocarburi (ENIMED)
Quote di titolarità	ENIMED 100%
Comune	RAGUSA
Provincia:	RAGUSA
Quota piano campagna	340 m sul l.m.m.
Quota Tavola Rotary	350 m sul l.m.m.
Linea sismica di riferimento	RG-413-84
Litologia obiettivo	DOLOMIE / CALCARI DOLOMITICI
Formazione obiettivo	SCIACCA
Profondità obiettivo	1350 m TVDSS (1700 mTVD, 1730 mMD)
Latitudine -- Longitudine di partenza	36° 52'12.6" N -- 02° 16' 03.1" E M.M.
Latitudine -- Longitudine di partenza (metrica)	4080572.73 -- 2495030.39
Latitudine -- Longitudine al target	36° 52' 16.96" N -- 02° 16' 07.36" E M.M
Latitudine -- Longitudine al target (metrico)	4080707 -- 2495137
Latitudine -- Longitudine a fondo pozzo	36° 52' 16.96" N -- 02° 16' 07.36" E M.M
Latitudine -- Longitudine a fondo pozzo (metrico)	4080707 -- 2495137
Proiezione	Gauss-Boaga
Ellissoide	Hayford 1909/ Internazionale
Datum	Monte Mario 1940
Semiassse maggiore	6378388.000
Eccentricità al quadrato	0.00672267002
1/F	297.00
Meridiano Centrale	15° Est Greenwich
Falso Est	2520000 m
Falso Nord	0.
Fattore di Scala	0.9996
Latitudine origine	0.



Divisione E&P

POZZO: ARANCIO 1 Dir
PROGRAMMA GEOLOGICO

PAG. **5**
DI **17**

2 - PROGRAMMA GEOLOGICO



Divisione E&P

POZZO: ARANCIO 1 Dir
PROGRAMMA GEOLOGICO

PAG. 6

DI 17

2.1 Ubicazione geografica del prospect

Il prospect Arancio è ubicato nella porzione meridionale della Concessione Ragusa. La Concessione Ragusa, la cui titolarità è ENIMED 100% (Eni Mediterranea Idrocarburi), è stata conferita nel 1954 e sta entrando attualmente nel terzo periodo di proroga, che avrà validità fino al 30.11.2019. L'ubicazione della concessione è riportata in figura 1.

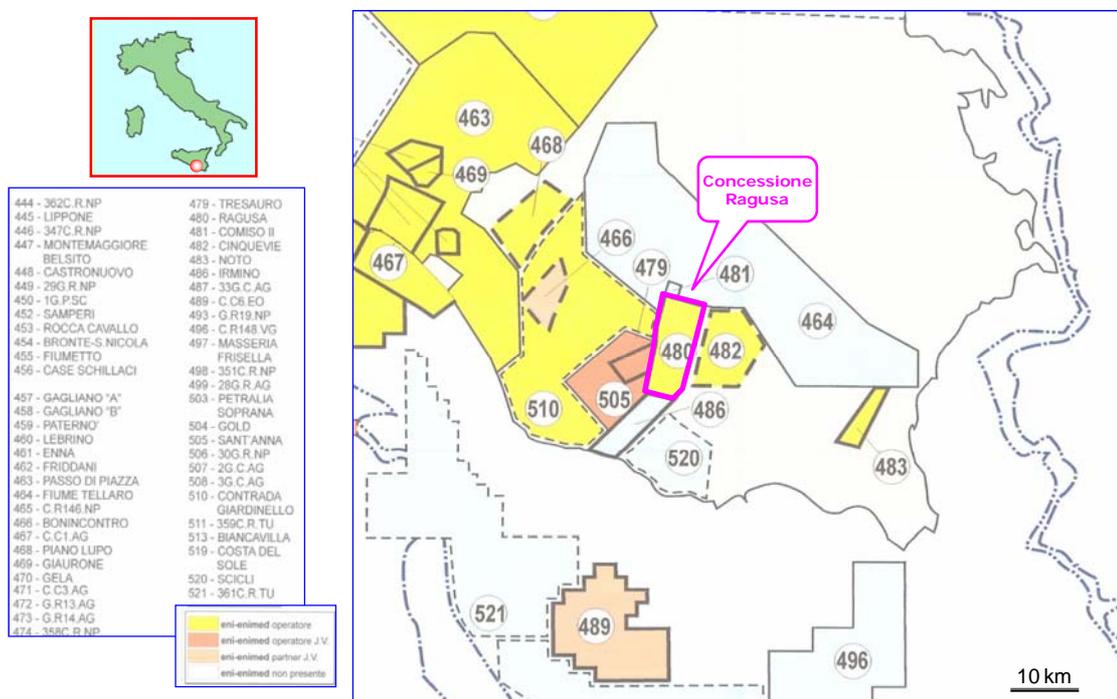


Fig.1 - Concessione Ragusa: carta indice.

Per verificare la mineralizzazione del prospect è prevista la perforazione del pozzo NFE Arancio1Dir, ubicato in prossimità delle propaggini meridionali del campo ad olio di Ragusa, come visibile in figura 2.



Divisione E&P

POZZO: ARANCIO 1 Dir
PROGRAMMA GEOLOGICO

PAG. 7

DI 17

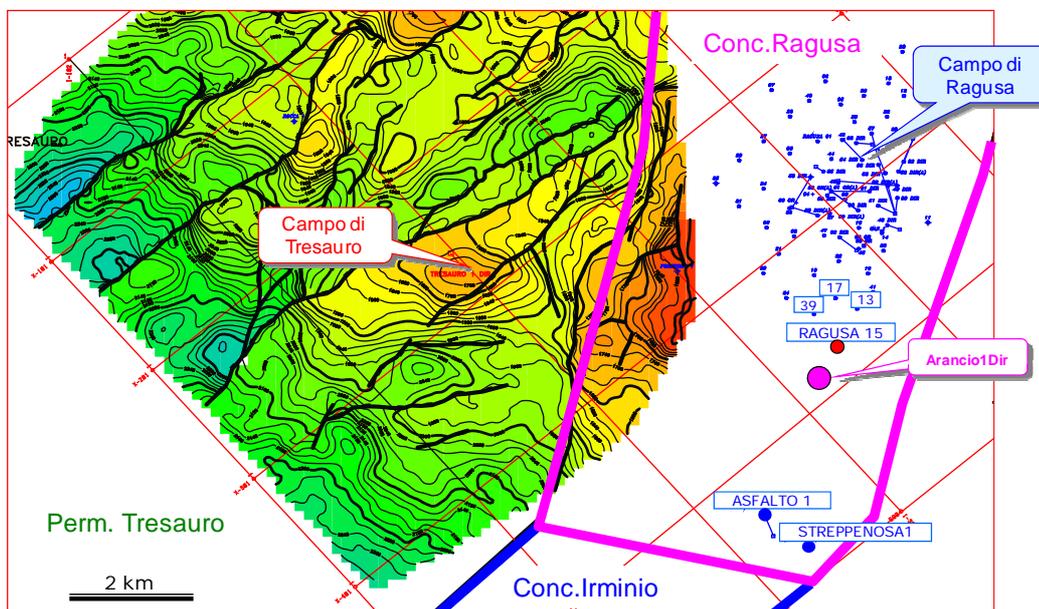


Fig.2 - Concessione Ragusa: ubicazione pozzo Arancio 1 Dir.

2.2 Inquadramento geologico

L'area di interesse è definita geologicamente Avampaese Ibleo in quanto costituisce l'avampaese della catena Appenninico-Magrebide siciliana (figura 3). La serie stratigrafica presente nell'area di studio è descritta in figura 4: si tratta della serie tipica dell' Avampaese Ibleo, che presenta una successione calcareo-argillosa continua dal Triassico superiore al Miocene.

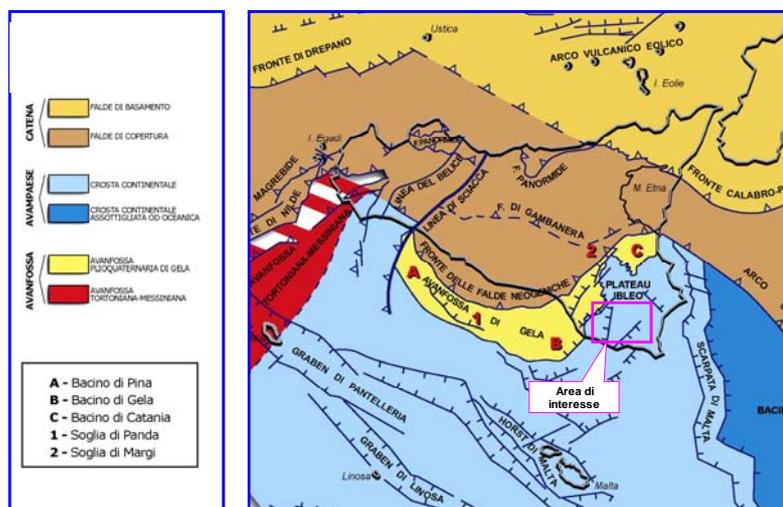


Fig.3 – Modello strutturale regionale.

I terreni affioranti nell'area del prospect Arancio sono costituiti dai calcari della F.ne Ragusa.



Evoluzione Paleogeografica ed Assetto tettonico

Nel corso del Triassico superiore nell'area dell' Avampaese Ibleo si ha la deposizione, in ambiente di piattaforma carbonatica da subtidale a sopratidale, delle dolomie della F.ne Sciacca.

Nel Retico-Hettangiano il rifting legato all'apertura della Tetide produce uno smembramento della piattaforma, con la formazione nell'area meridionale di un bacino euxinico fortemente subsidente, nel quale si depositano potenti coltri di argille nere e calcari con livelli basaltici (F.ne Streppenosa, v. schema stratigrafico in figura 4). La deposizione di questa formazione si arresta alla fine dell'Hettangiano, quando una brusca regressione provoca l'avanzamento della piattaforma della F.ne Inici sulle zone meno profonde del bacino della Streppenosa. Nelle aree in cui permangono condizioni di mare profondo, durante il Sinemuriano-Pliensbachiano ha luogo la deposizione della F.ne Modica, mentre ai piedi della scarpata tra la F.ne Inici e la F.ne Modica si depositano i sedimenti di slope della F.ne Rabbito.

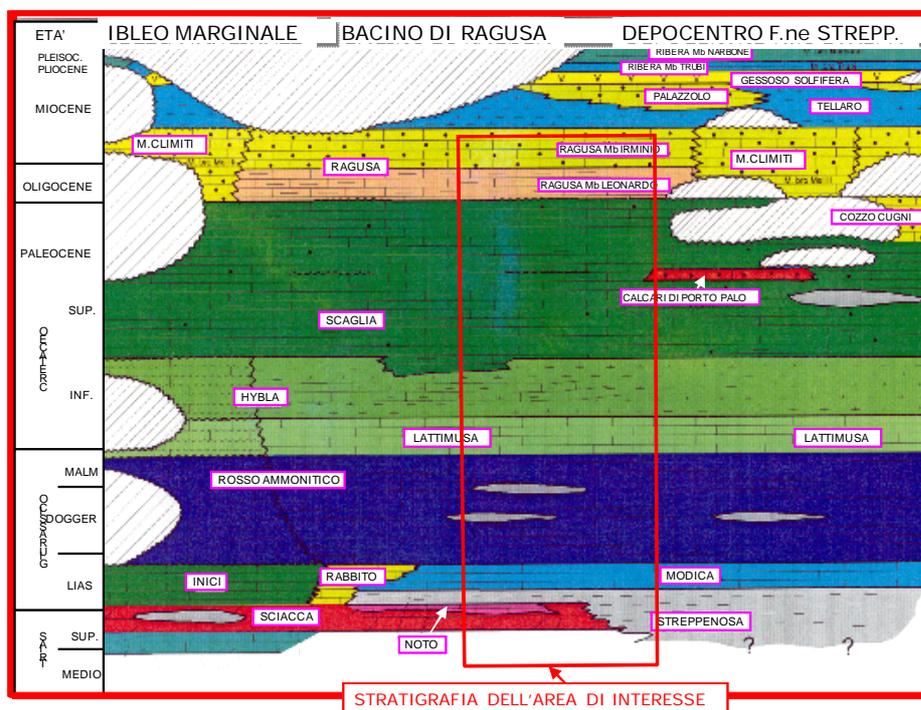


Fig.4 – Schema stratigrafico del dominio ibleo.

Nel Lias sup.-Dogger la piattaforma liassica della F.ne Inici subisce un generale smembramento, con successivo annegamento, a causa di un'intensa fase tettonica distensiva con direttrici NW-SE e NE-SW, accompagnata da una notevole attività vulcanica



Divisione E&P

POZZO: ARANCIO 1 Dir
PROGRAMMA GEOLOGICO

PAG. **9**

DI **17**

(basalti). Nella zona si mantengono condizioni di mare profondo con la deposizione di potenti coltri di calcari e marne con intercalazioni di livelli vulcanici (F.ne Rosso Ammonitico).

La batimetria si uniforma durante il Malm ed il Cretaceo inferiore, con la deposizione dei sedimenti carbonatici di ambiente marino profondo appartenenti alle F.ni Lattimusa ed Hybla. Gli elementi paleogeografici creatisi durante il Cretaceo inferiore persistono anche nel Cretaceo superiore, con la sedimentazione dei calcari con selce della F.ne Scaglia. Numerosi pozzi perforati nell'area SE della Sicilia mostrano effusioni vulcaniche all'interno dei sedimenti del Cretaceo superiore, evidenza di una intensa fase tettonica che ha interessato l'area in questo periodo geologico. Nella porzione orientale del bacino, questi espandimenti vulcanici creano locali alti morfologici, sui quali si sviluppano depositi regressivi biohermali a rudiste (Calcari di Porto Palo).

A partire dal Cretaceo superiore si sviluppano regionalmente fenomeni transpressivi, anche legati alla mobilitazione di faglie dirette pre-esistenti, che originano inarcamenti ("arching") orientati in direzione SW-NE. La variazione litologica collegata al passaggio bacino-piattaforma determina un comportamento meccanico diverso nelle due aree: da plastico (arching) nelle zone bacinali, a rigido nelle zone di piattaforma.

Gli ambienti di sedimentazione non cambiano durante il Paleocene-Eocene.

Con l'Oligocene la profondità d'acqua nell'area del Plateau ibleo comincia a diminuire e la sedimentazione diviene calcarenitica con la F.ne Ragusa-M.bro Leonardo. Il successivo M.bro Irminio della F.ne Ragusa è costituito da calcareniti marnose, che rappresentano uno slope più distale. Nel settore orientale si depone in ambiente di slope la F.ne Monti Climiti.

Nel Miocene medio inizia la fase orogenica che porta alla formazione della catena Appeninico-Magrebide. Questa è probabilmente la causa del generale approfondimento che si riscontra in questo periodo nel plateau ibleo, dove sopra alla F.ne Ragusa si depositano le marne della F.ne Tellaro.

Nel Messiniano l'area subisce una profonda variazione paleogeografica con la deposizione delle evaporiti della F.ne Gessoso Solfifera, erosa nell'area di studio.

2.3 Interpretazione sismica

Il database geologico e geofisico utilizzato nel corso dell'interpretazione comprende dati sismici 2D e dati di pozzo, in particolare:



Divisione E&P

POZZO: ARANCIO 1 Dir
PROGRAMMA GEOLOGICO

PAG. 10

DI 17

Dati sismici

Le linee sismiche presenti nell'area appartengono ai rilievi 2D denominati RG80, RG84, RG96, DOL84 e DOL86. Nel corso del 2005 è stata eseguita la rielaborazione di alcune linee chiave per la comprensione dell'assetto strutturale della zona di interesse. Sono state rielaborate le seguenti 7 linee sismiche, per un totale di 60 km lineari:

- 1) RG-413-84
- 2) RG-414-84
- 3) RG-415-84
- 4) RG-324-80
- 5) RG-325-80
- 6) RG-328-80
- 7) RG96493

Per omogeneità dei dati con il grid esistente, è stato eseguito un ricalcolo delle statiche basato su una mappa di velocità di riduzione al datum elaborata espressamente per l'area di interesse. Pur non disponendo in termini assoluti di dati sismici di buona qualità, la rielaborazione ha fornito un dato nettamente migliore rispetto a quello in precedenza utilizzabile.

Pozzi

Sono stati utilizzati come riferimento i seguenti pozzi, la cui ubicazione è visibile in figura 2, che attraversano la serie mesozoica fino al Triassico superiore:

- 1) Ragusa 13
- 2) Ragusa 15
- 3) Ragusa 17
- 4) Ragusa 39
- 5) Asfalto 1
- 6) Streppenosa 1

Sono stati interpretati gli orizzonti Top F.ne Sciacca, Top F.ne Noto, Top F.ne Streppenosa, Top F.ne Modica, Top F.ne Rosso Ammonitico, Top F.ne Hybla, Top F.ne Scaglia. Sono stati assunti come riferimento anche i dati del vicino 3D Tesauro, di ottima qualità, in particolare per quanto riguarda il top F.ne Sciacca, che rappresenta il reservoir principale dell'area.

Come risulta chiaramente visibile in figura 5, che riporta la linea sismica RG-413-84, l'interpretazione ha messo in evidenza l'esistenza di un alto a sud del pozzo Ragusa15,



Divisione E&P

POZZO: ARANCIO 1 Dir
PROGRAMMA GEOLOGICO

PAG. 11

DI 17

originato da un blocco di piattaforma tiltato nell'ambito di una serie di gradoni di faglia che abbassa la piattaforma triassica dall'alto di Ragusa verso il margine della piattaforma, posto circa 1 km a sud del pozzo Sreppenosa1. L'esistenza dell'alto è confermata anche sulla linea incrociante, come mostrato in figura 6.

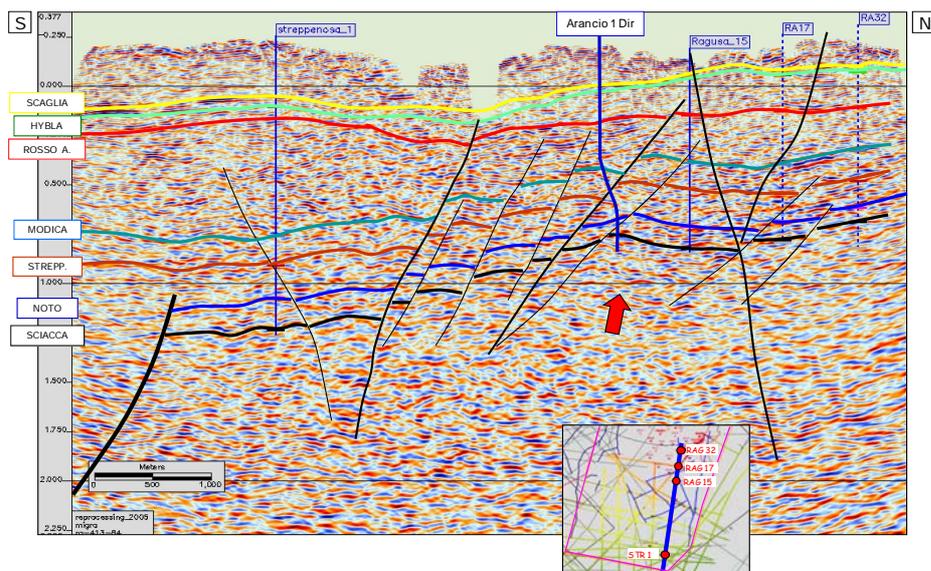


Fig.5 – Linea sismica RG-413-84.

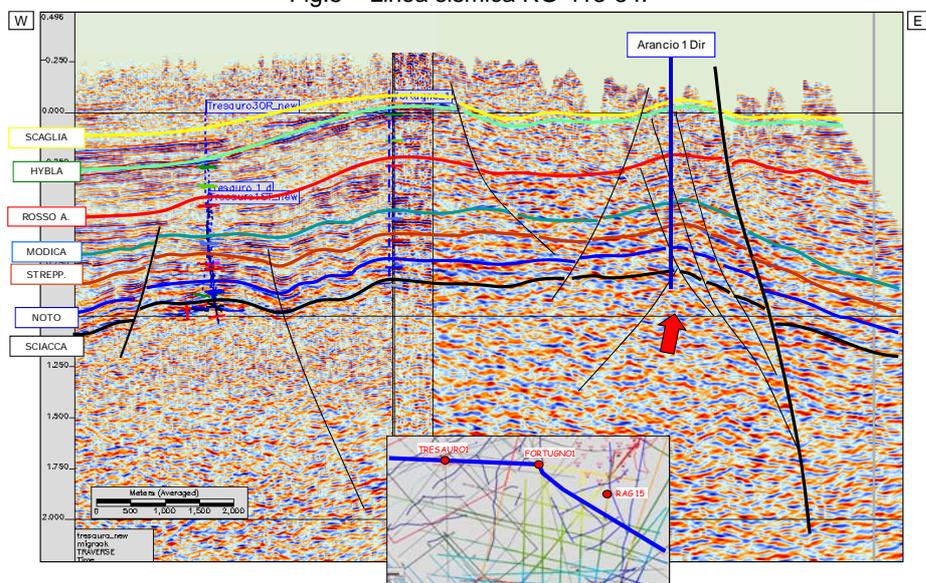


Fig.6 – Transetto sismico 3D Tresauro/RG-324-80.

In figura 7 è riportata la mappa profondità del top F.ne Sciacca. La mappa del top F.ne Sciacca è la più importante dal punto di vista minerario, in quanto questa formazione, oltre a costituire il migliore reservoir presente nell'area, è anche il carrier lungo il quale si ritiene sia avvenuta la migrazione secondaria degli HC dal bacino della roccia madre alle trappole. I



Divisione E&P

POZZO: ARANCIO 1 Dir
PROGRAMMA GEOLOGICO

PAG. 12

DI 17

lineamenti strutturali evidenziati hanno lo stesso andamento di quelli ottenuti con la recente interpretazione del 3D nel vicino Permesso Tesoro e concordano con le conoscenze geologiche regionali.

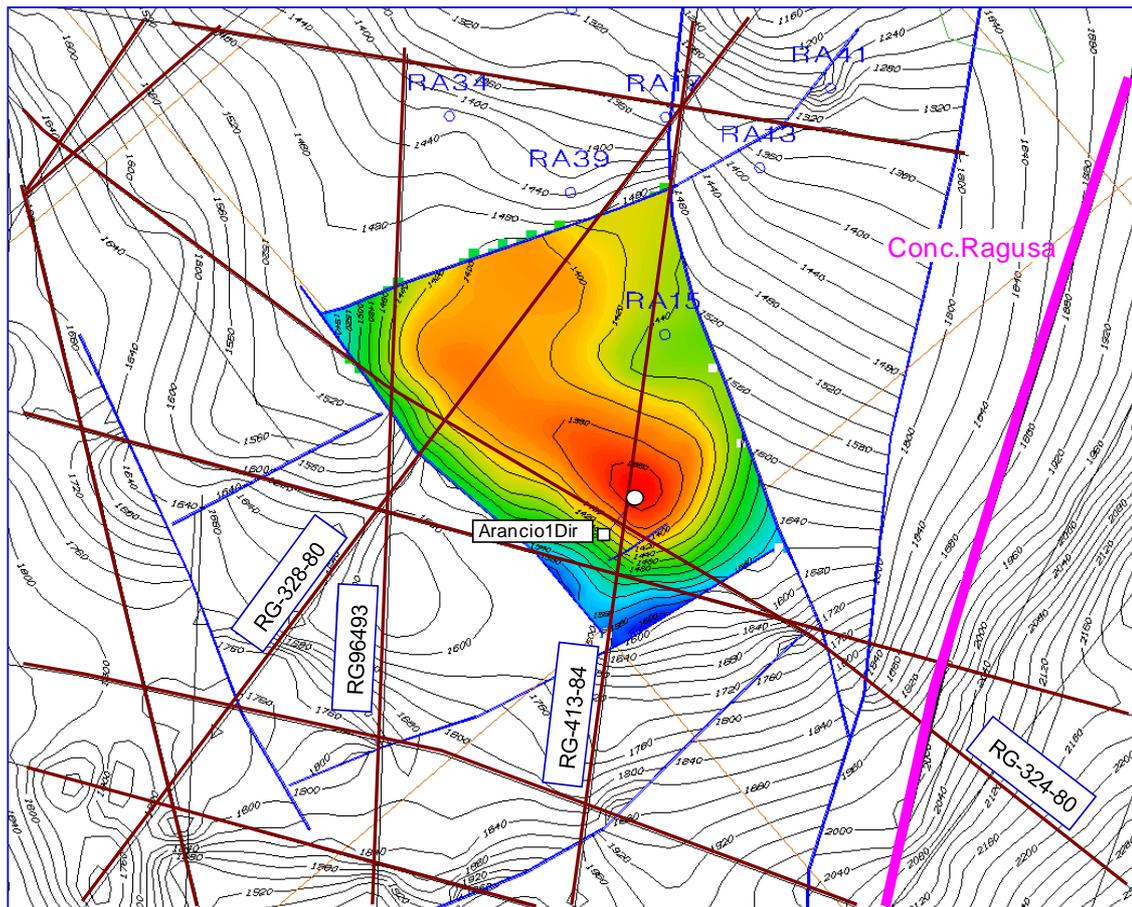


Fig.7 – Prospect Arancio:mappa in profondità del Top F.ne Sclacca.

Il lineamento tettonico Scicli-Ragusa è riconoscibile come trend a chiaro andamento N-S, costituito da un sistema di faglie a prevalente componente normale presente appena ad est del campo di Ragusa.

Va sottolineato che uno dei problemi principali nell'interpretazione sismica è stata la correlazione tra le faglie, a causa della larghezza del grid sismico 2D.

La conversione in profondità della mappa tempi è stata eseguita utilizzando un campo di velocità media dal datum sismico (livello mare) all'orizzonte top F.ne Sclacca, ottenuto interpolando le velocità misurate nei pozzi dell'area.



Divisione E&P

POZZO: ARANCIO 1 Dir
PROGRAMMA GEOLOGICO

PAG. 13

DI 17

2.4 Obiettivi del pozzo

L'obiettivo del sondaggio è costituito dai calcari/dolomie della F.ne Sciacca il cui top è previsto alla profondità di circa 1350 m TVDSS.

Le potenzialità della struttura sono stata valutate nell'ordine di circa 130 m di pay all'interno della F.ne Sciacca.

L'idrocarburo atteso è olio con subordinato gas termogenico associato, con caratteristiche simili all'olio presente nel vicino campo di Ragusa (19 °API).

A sostegno della potenzialità del prospect si portano anche alcune considerazioni relative alla relazione tra l'alto di Arancio e il pozzo Ragusa15: il pozzo Ragusa15, perforato nel 1956 come pozzo di delimitazione meridionale del campo di Ragusa, ha attraversato 30 m di mineralizzazione ad olio all'interno della F.ne Sciacca, incontrando la tavola d'acqua alla quota di 1476 mTVDSS, 48 m più in alto rispetto alla tavola d'acqua originale del giacimento di Ragusa, posta a quota 1524 mTVDSS (1544 mTVDSS secondo i dati più recenti, considerando la frangia capillare). Dato il limitato pay ad olio attraversato, il pozzo non è mai stato messo in produzione ed è stato considerato non commerciale. La differente tavola d'acqua del pozzo Ragusa15 è stata considerata come un'anomalia locale, essendo stata osservata in questo unico pozzo del campo.

Il possibile isolamento del blocco tiltato di Arancio (nel quale ricade il pozzo Ragusa15) rispetto al campo di Ragusa, confermerebbe la chiusura del blocco fino al contatto di 1476 mTVDSS.

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

	Porosità %	SW%	N/G	FVF (Bo)
Sciacca	2 - 8	0.20 – 0.30	0.75 – 0.90	1.1

Si ritiene che la permeabilità sia essenzialmente legata alla fratturazione.

Per quanto riguarda la perforazione, vanno segnalati fundamentalmente i seguenti elementi:

- I pozzi perforati nell'area indicano una possibile instabilità del foro in alcune formazioni , in particolare all'interno della F.ne Rosso Ammonitico per la possibile presenza di tufiti poco compatte e all'interno delle F.ni Streppenosa e Noto per la presenza di argille instabili.



Divisione E&P

POZZO: ARANCIO 1 Dir
PROGRAMMA GEOLOGICO

PAG. 14

DI 17

- Si possono prevedere perdite di circolazione significative all'ingresso nella F.ne Sciacca e nel corso dell'attraversamento della stessa.

2.5 Rocce madri

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

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

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

2.6 Rocce di copertura

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



Divisione E&P

POZZO: ARANCIO 1 Dir
PROGRAMMA GEOLOGICO

PAG. 15

DI 17

2.7 Profilo litostratigrafico previsto

Sulla base dei dati geologici disponibili, si fornisce qui di seguito la successione stratigrafica (figura 8) con datum di riferimento la Tavola Rotary (quota prevista 350 m s.l.m.m.). Le profondità sono espresse in "Measured Depth".

- 10 - 350 m: Calcare WKST/PKST biancastro e marrone, fossilifero. Presenza di sottili intercalazioni di marna marrone e di noduli di selce varicolore.
F.ne: Ragusa
Età: Oligocene - Miocene inferiore
- 350 - 400 m: Calcare MDST/WKST grigio- biancastro, fossilifero, con intercalazioni di PKST e qualche sottile livello di marna e di tufo. Presenza di noduli di selce.
F.ne: Scaglia (Amerillo)
Età: Cretacico superiore - Eocene
- 400 – 550 m: Marna grigio-verdasta fossilifera con intercalazioni di MDST biancastro, argilloso.
F.ne: Hybla
Età: Cretaceo inferiore
- 550 - 730 m: Calcare MDST grigio - biancastro e rossastro, fossilifero, a tratti argilloso, localmente passante a WKST, con intercalazioni di marna e rari noduli di selce.
F.ne: Lattimusa (Chiaramonte)
Età: Giurassico superiore (Titoniano)-Cretaceo inferiore (Valangin.)
- 730 - 1050 m: Fitta intercalazione di marna fossilifera verde-rossastra e calcare WKST/ PKST biancastro, fossilifero, talora argilloso. Presenza di livelli di basalto nerastro e di tufo grigio scuro.
F.ne: Rosso Ammonitico (Buccheri)
Età: Giurassico inferiore (Toarciano) - Giurassico superiore.
- 1050 - 1280 m: Calcare WKST/MDST grigiastro, fossilifero, con rari livelletti di argilla verdastra, dura, scagliettata, ed intercalazioni di tufi e basalti.



Divisione E&P

POZZO: ARANCIO 1 Dir
PROGRAMMA GEOLOGICO

PAG. **16**

DI **17**

F.ne: Modica

Età: Giurassico inferiore (Sinemuriano-Pliensbachiano).

1280 - 1550 m: Argille scure, grigio-verdi e nerastre, siltose con intercalazioni di calcare MDST grigio-biancastro, localmente ricristallizzato o dolomitico. Presenza di livelli di basalti e tufi nerastri.

F.ne: Streppenosa

Età: Triassico superiore (Retico) - Giurassico inferiore (Hettang.)

1550 - 1730 m: Calcare MDST ricristallizzato laminato dolomitico marroncino-grigiastro con intercalazioni di argille nere laminate e qualche livello di basalti in sommità.

Presenza nella parte basale di dolomia marrone a grana da fine a media, con intercalazioni di dolomia a grana grossa.

F.ne: Noto

Età: Triassico superiore (Retico)- Giurassico inferiore (Hettang. ?)

1730 - 2030 m: Dolomia calcarea bianco-grigiastra a grana da fine a grossa, localmente brecciata. Possibile intercalazioni di lave basaltiche.

F.ne: Sciacca

Età: Triassico superiore.

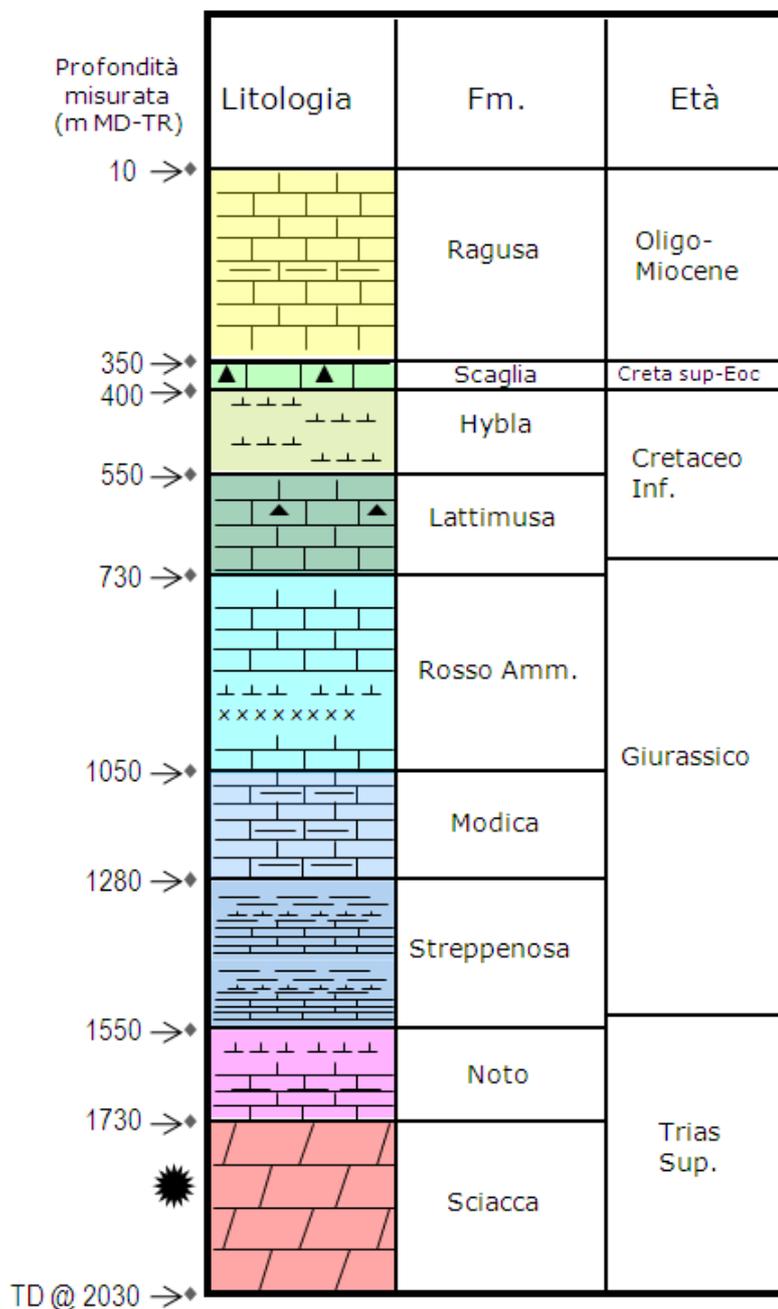


Fig.8 – pozzo Arancio 1 Dir: profilo litostratigrafico previsto.

2.8 Pozzi di riferimento

Informazioni utili per l'attraversamento della serie stratigrafica prevista si possono derivare dai pozzi del campo di Ragusa, in particolare dal pozzo Ragusa15, e secondariamente dai recenti pozzi del campo ad olio di Tresauo, ubicati nella vicina Concessione S. Anna.



enimed
TEGE - GEOP

PROGRAMMA DI GEOLOGIA OPERATIVA

Concessione: RAGUSA

POZZO: ARANCIO 1 DIR

Pag. 1 di 18

SEZIONE 3

PROGRAMMA DI GEOLOGIA OPERATIVA

Pozzo: Arancio 1 Dir

Data di emissione: MARZO 2015

②				
①				
③	Emissione	D.Martelli (GEOP/CS)	M. Di Federico S. Mazzoni (GEOP/CS)	F. Sirtori (GEOP/CS)
	AGGIORNAMENTI	PREPARATO DA	CONTROLLATO DA	APPROVATO DA



INDICE

3. Programma geologia operativa	pag. 3
3.1 – Surface Logging	pag. 3
3.2 – Campionamenti	pag. 8
3.2.1 – Cutting	pag. 8
3.2.2 – Carote di fondo	pag. 11
3.2.3 – Carote di parete	pag. 11
3.2.4 – Campionamento fluidi	pag. 11
3.3 – Acquisizione log elettrici	pag. 11
3.3.1 Logging while drilling	pag. 11
3.3.2 Wireline logging	pag. 13
3.4 – Acquisizione sismica di pozzo	pag. 16
3.5 – Wire line testing	pag. 16
3.6 – Testing	pag. 17
3.7 – Studi ed elaborati	pag. 17
3.8 – Pozzi di riferimento	pag. 17
3.9 – Previsioni e programmi	pag. 18
Tabella 1 Impostazione file dati su base profondità	pag. 5
Tabella 2 Impostazione file dati su base tempo	pag. 6



3. PROGRAMMA DI GEOLOGIA OPERATIVA

Il prospect Arancio è ubicato nella porzione meridionale della Concessione Ragusa. La Concessione Ragusa, la cui titolarità è ENIMED 100% (Eni Mediterranea Idrocarburi), è stata conferita nel 1954 e sta entrando attualmente nel terzo periodo di proroga, che avrà validità fino al 30.11.2019.

Per verificare la mineralizzazione del prospect è prevista la perforazione del pozzo NFE Arancio 1 Dir, ubicato in prossimità delle propaggini meridionali del campo ad olio di Ragusa.

Il pozzo Arancio 1 Dir ha come obiettivo i calcari/dolomie della F.ne Sciacca, il cui top è previsto a 1350 TVDss, con un pay di circa 130 m.

Dagli studi fatti, si presume una mineralizzazione ad Olio (previsti 19°API) con associato Gas termogenico.

Il pozzo verrà realizzato con profilo s-shape con inclinazione massima di 28.47° a 1378 mMD, e andrà a intaccare l'obiettivo, in fase da 8 1/2", verticalmente.

La profondità finale del pozzo è prevista a -1650 mssl (2030 m MD), circa 300 m in verticale all'interno della formazione Sciacca.

Lo scostamento orizzontale da testa pozzo a TD sarà pari a circa 171 m.

3.1 - SURFACE LOGGING

STAP A 1 SS 1722

Compagnia di servizio: **da definire**

E' previsto il servizio Mud Logging dall'inizio della perforazione.

Si richiede:

- **Operating Service"** con squadra al completo (4 operatori) dall'inizio della perforazione fino alla profondità finale (fase 8"1/2).
- **Reduced Service"** con due operatori durante le operazioni successive alla perforazione: completamento del pozzo, accertamento minerario o chiusura mineraria.

Optional richiesti:

- Gas cromatografo tipo "FID" ad alta risoluzione.
- Sensori di Esplosività e rilevamento H₂S (numero da confermare al momento)
- Barre ADF acustico – luminose (numero da confermare al momento)



Il numero di sensori di esplosività (gas metano), di H₂S e delle barre acustico-luminose verrà stabilito successivamente, sulla base di quanto verrà riportato nell'O.d.S. e delle disposizioni che verranno impartite dal Direttore responsabile della sicurezza.

Il personale operante in cantiere dovrà essere in regola con le specifiche contrattuali e con quanto dichiarato nel DSS.

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

L'unità dovrà essere conforme alle specifiche tecniche eni (in possesso della Compagnia di Servizio) e dovrà assicurare l'esecuzione di tutte le operazioni previste dal contratto. Il personale operante in cantiere dovrà essere in regola con le specifiche contrattuali e con quanto dichiarato nel DSSC.

Particolare cura dovrà essere posta all'installazione, calibrazione e manutenzione della strumentazione di detenzione delle manifestazioni gassose (portata d'aspirazione costante, pulizia frequente della gas trap, controllo giornaliero delle linee gas, ecc.).

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

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

Il rapporto geologico giornaliero deve comprendere le operazioni ed i dati salienti raccolti dalle 00:00 alle 24:00 del giorno precedente, con un flash (operazioni-litologia attraversata e manifestazioni minerarie) di quanto è accaduto dalla mezzanotte alle 07:00 del mattino. Il rapporto deve essere consegnato all'Assistente Geologico o, in sua assenza, all'Assistente Area Pozzo ed inviato giornalmente tramite il "sistema di reporting-trasmissione aziendale eni".

Il Master Log in formato .pdf in scala 1:1000 (anche in versione verticalizzata), aggiornato il più spesso possibile, deve essere inoltrato entro le ore 7.00 nel "sistema di reporting".

E' inoltre richiesto l'inserimento giornaliero nel "sistema di reporting" di files compressi .zip con dati pozzo registrati su base profondità con frequenza di campionamento ogni 0,20-0,25 m e su base tempo con frequenza ogni 5 sec.

I files dovranno essere denominati nel modo seguente:

Dati Depth: Arancio1Dir_D_(top)_(bottom)

Dati Time: Arancio1Dir_T_(aammgg)

Tutte le volte che richiesto, dovranno essere forniti i dati grafici e/o numerici relativi all'ingegneria e all'idraulica del pozzo.



A fine pozzo dovrà essere consegnato il Rapporto Finale della contrattista comprendente un CD-ROM con i dati di Surface Logging memorizzati su base profondità con frequenza 0,20-0,25 m, un dischetto o CD con i dati gas in base depth e un file PDF del masterlog.

Controlli sul servizio di Surface Logging saranno effettuati dal Geologo di cantiere mediante verifiche periodiche sulla qualità dei dati forniti, sulle caratteristiche del personale, sulla modalità di svolgimento delle operazioni e su quant'altro sia stato richiesto o segnalato nelle specifiche contrattuali.

La perforazione sarà monitorata con l'analisi delle manifestazioni in superficie e con la metodologia GWD, al fine di valutare e identificare passaggi formazionali, i fluidi di reservoir e gli eventuali contatti all'interno dello stesso. Allo scopo sarà fondamentale monitorare e garantire la qualità dell'acquisizione e incrociare i risultati con i dati di campo disponibili. L'osservazione degli assorbimenti in perforazione dovrà essere incrociato con l'analisi del log d'immagine al fine di un riscontro e verifica del grado di fatturazione all'interno dei reservoirs attraversati.

Tabella 1

Impostazione file dati su base profondità: con frequenza camp. = 20 cm / 25 cm

CURVE MNEMONICS	STANDARD units	ALTERNATIVE unit	DESCRIPTION	NOTE
DBTM	m	ft	Depth bit (meas)	
DBTV	m	ft	Depth bit (vert)	
GAST	ppm	%	Total Gas	See note (**)
C1	ppm	ppm	Methane	See note (***)
C2	ppm	ppm	Ethane	See note (****)
C3	ppm	ppm	Propane	See note (****)
iC4	ppm	ppm	I Butane	See note (****)
nC4	ppm	ppm	N Butane	See note (****)
iC5	ppm	ppm	I Pentane	See note (****)
nC5	ppm	ppm	N Pentane	See note (****)
ROPA	m/h	ft/hr	Rate of Penetration (avg)	WITS Item Descry. 2.10
MFIA	l/min	gpm	Mud Flow IN (avg)	WITS Item Descry. 2.19
MDIA	kg/m ³	ppg	Mud Density IN (avg)	WITS Item Descry. 2.17
BDIA	Inch	Inch	Bit size	WITS Item Descry. 21.9
WOBA	Ton	lbs	Weight on bit (surf,avg)	WITS Item Descry. 2.11
M_LS	l/min	bbbl/min	Mud Losses	Mud Losses Rate
Q2AP (*)	API	API	QFT2 – Oil API gravity	Optional
Q2PC (*)	%	%	QFT2 – Weight % oil	Optional
QFT1 (*)	iu	iu	QFT – Fluores. Intensity unit	Optional
ETIM	s	s	Elapsed Time	Time in Seconds
MFOA	l/min	gpm	Mud Flow OUT (avg)	WITS Item Descry. 2.20
MFOP	%	%	Mud Flow Out %	WITS Item Descry. 2.21



MDOA	kg/m ³	ppg	Mud Density OUT (avg)	Density of the mud leaving the hole, averaged over the interval
HKLA	Ton	lbs	Hookload (avg)	WITS Item Descry. 2.12
M_LT	m ³	bbl	Mud Losses	Total losses of the sampling interval
TVA	m ³	bbl	Tank volume (active)	WITS Item Descry. 2.22
SPPA	kPa	psi	Stand Pipe Pressure	WITS Item Descry. 2.14
TQA	kNm	lb*ft	Rotary torque (surf, avg)	WITS Item Descry. 1.18
RPMA	rpm	rpm	Rotary speed (surf, avg)	WITS Item Descry. 2.15
TRPM	rpm	rpm	Bit revolution (downhole)	Motor + rotary/top drive
MTOA	Deg C	Deg F	Mud Temperature Out (avg)	Temperature of the mud leaving the hole, averaged over the interval
MTIA	Deg C	Deg F	Mud Temperature In (avg)	Temperature of the mud entering the hole, averaged over the interval

NOTE:

- (*) When available
- (**) TG & Chromatographic Data must be referred at the same sampling depth
- (***) The highest C1 value recorded in the depth interval
- (****) Value associated to the C1 value of the same Chromatographic cycle

Tabella 2

Impostazione file dati su base tempo 5 secondi

CURVE MNEMONICS	standard units	alternative unit	Description	NOTE
ETIM	s	s	Elapsed Time	Time in Seconds
DBTM	m	ft	Depth bit (meas)	WITS Item descr. 1.8
DBTV	m	ft	Depth bit (vert)	WITS Item descr. 1.9
DMEA	m	ft	Depth hole (meas)	WITS Item descr. 1.10
DVER	m	ft	Depth hole (vert)	WITS Item descr. 1.11
BPOS	m	ft	Block position	WITS Item descr. 1.12
ROPA	m/h	ft/hr	Rate of Penetration (avg)	WITS Item descr. 1.13
HKLA	Ton	lbs	Hookload (avg)	WITS Item descr. 1.14
HKLX	Ton	lbs	Hookload (max)	WITS Item descr. 1.15
WOBA	Ton	lbs	Weight on bit (surf, avg)	WITS Item descr. 1.16
WOBX	Ton	lbs	Weight on bit (surf, max)	WITS Item descr. 1.17
RPMA	rpm	rpm	Rotary speed (surf, avg)	WITS Item descr. 1.20
TRPM	rpm	rpm	Bit revolution (downhole)	Motor+rotary/top drive
TQA	kNm	lb*ft	Rotary torque (surf, avg)	WITS Item descr. 1.18
TQX	kNm	lb*ft	Rotary torque (surf, max)	WITS Item descr. 1.19
MDIA	kg/m ³	ppg	Mud Density IN (avg)	WITS Item descr. 1.32
MDOA	kg/m ³	ppg	Mud Density OUT (avg)	WITS Item descr. 1.31



MFIA	l/min	gpm	Mud Flow IN (avg)	WITS Item descr. 1.30
MFOA	l/min	gpm	Mud Flow OUT (avg)	WITS Item descr. 1.29
MFOP	%	%	Mud Flow Out %	WITS Item descr. 1.28
SPM1	nr	nr	Pump stroke rate 1	WITS Item descr. 1.23
SPM2	nr	nr	Pump stroke rate 2	WITS Item descr. 1.24
SPM3	nr	nr	Pump stroke rate 3	WITS Item descr. 1.25
STKC	nr	nr	Pump stroke Count (cum)	WITS Item descr. 1.37
SPPA	kPa	psi	Stand Pipe Pressure	WITS Item descr. 1.21
CHKP	kPa	psi	Casing (Choke) Pressure	WITS Item descr. 1.22
TVA	m ³	bbl	Tank volume (active)	WITS Item descr. 1.26
TTV	m ³	bbl	Trip Tank volume	WITS Item descr. 11.29
MTOA	Deg °C	degF	Mud Temperature Out (avg)	WITS Item descr. 1.33
MTIA	Deg °C	degF	Mud Temperature In (avg)	WITS Item descr. 1.34
GAST	ppm	%	Total Gas	WITS Item descr. 1.40
C1	ppm	ppm	Methane	Content in the last cycle analisys
C2	ppm	ppm	Ethane	Content in the last cycle analisys
C3	ppm	ppm	Propane	Content in the last cycle analisys
iC4	ppm	ppm	i Butane	Content in the last cycle analisys
nC4	ppm	ppm	n Butane	Content in the last cycle analisys
iC5	ppm	ppm	i Pentane	Content in the last cycle analisys
nC5	ppm	ppm	n Pentane	Content in the last cycle analisys

Notes:

The sampling rate must be constant and every 5 seconds, (max every 10 seconds).

The NULL VALUE (-999.25) must be inserted in the correspondent parameter column even if the data is either not acquired or is null.

Also in case of missing acquisition of the data, the seconds in the time column must be inserted.

Decimal separator will be the point.

Data must not be expressed or inserted with exponential format.

No empty lines must be inserted at the beginning, inside or at the end of the lines.

The file must contain the parameters in the sequence defined in the "curve mnemonics" column of table B1 of this specification

The date/time format for LAS 2.0 Header must be: DD/MM/YYYY HH-MM-SS

The U.W.I. for LAS 2.0 Header must be as per enie&p Division Unique Well Identification code (five digits)



3.2 CAMPIONAMENTI

3.2.1 Cutting / Gas

Il campionamento è previsto dal primo ritorno di fango a giorno.

Scopo principale del campionamento è il riconoscimento litologico delle formazioni attraversate e sarà effettuato come segue:

INTERVALLO	CAMPIONI LAVATI ED ASCIUGATI	CAMPIONI NON LAVATI/NON ASCIUGATI	CAMPIONI HEAD-SPACE	CAMPIONI VACUTAINER
Dal 60 m a Top Streppenosa Dal Top Streppenosa a T.D.	2 SERIE Ogni 10 m Ogni 5 m	1 SERIE Ogni 10m Ogni 5 m	1 SERIE ogni 25 m dalla Rosso Ammonitico	in corrispondenza degli Head-space (ogni 25 m) e di ogni manifestazione di gas

- ❑ 2 serie di campioni **lavati ed asciugati** sono da inviare a GEOLAB presso i laboratori di Bolgiano – S. Donato Milanese.
- ❑ 1 serie di campioni **non lavati e non asciugati** servirà per gli studi geochimica e andrà conservata chiusa ermeticamente, dopo asciugatura all'aria (circa 10 minuti) e dopo aver eliminato il fango in eccesso. Questa serie di campioni va inviata ai laboratori GEOLAB Bolgiano – S. Donato Milanese con campioni singoli additivi utilizzati nel fango.
- ❑ La serie di campioni per l'**Head space analysis** dovrà essere conservata utilizzando le provette in vetro fornite dalla Committente secondo le modalità indicate da ENI. Questa serie di campioni va inviata ai laboratori GEOLAB Bolgiano – S. Donato Milanese assieme ai campioni di fango di inizio e fine fasi di perforazione.
E' richiesto inoltre un campione del battericida utilizzato ed ulteriori campioni di fango qualora si verificano dei cambiamenti significativi nella composizione dello stesso.
- ❑ Tutte le serie di campioni saranno inviati ai laboratori GEOLAB di Bolgiano - San Donato Mil.se, a sotto indicato indirizzo:



ENI SpA - Div. E&P / GEOLAB

c.a. Mrs. Michele Impalà / Corrado Barbieri

Via Maritano, 26 - 20097 San Donato Milanese (MI)

Campioni di tipo Head Space Analysis

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

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

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

Recommended Levels for Correct HEAD SPACE SAMPLING



Vial 20ml Head Space

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



enimed
TEGE - GEOP

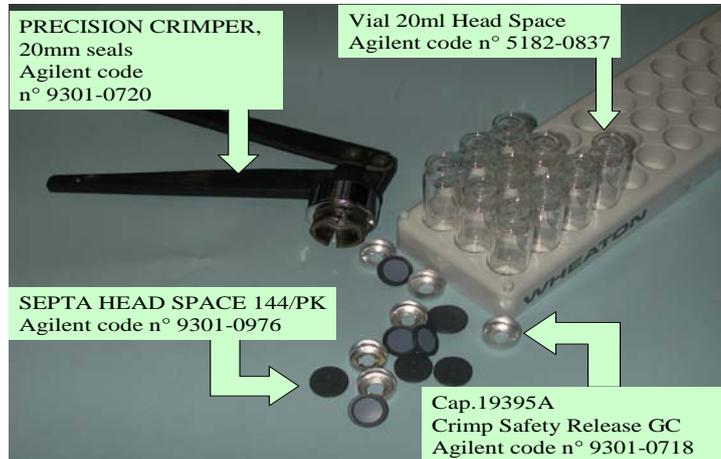
PROGRAMMA DI GEOLOGIA OPERATIVA

Concessione: RAGUSA

POZZO: ARANCIO 1 DIR

Pag. 10 di 18

Materials for VACUTAINER Preparation





3.2.2 – Carote di fondo

In caso di evidente mineralizzazione si prevede il prelievo di una carota di fondo orientata a scopo minerario in corrispondenza dell'obiettivo F.ne Sciacca.

Le modalità operative di dettaglio relative al prelievo, al trattamento, al trasporto e alle analisi delle carote saranno oggetto di un documento a parte ("Coring protocol") che verrà emesso prima dell'operazione.

3.2.3 – Carote di parete

Non richieste

3.2.4 – Campionamento fluidi

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

E' importante inviare con i campioni fluidi di formazione prelevati, anche dei campioni di fango di perforazione (non circolato se possibile) e dell'acqua o idrocarburi utilizzati per il confezionamento dello stesso. I campioni, accompagnati dal relativo rapporto, se richiesti, saranno inviati a enimed che provvederà a spedirli ai laboratori.

3.3 – Acquisizione log elettrici

3.3.1 – Logging While Drilling (LWD)

STAP : A 1 SS 14403

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

Considerati gli obiettivi del sondaggio si ritiene opportuno eseguire le seguenti registrazioni.



Il log LWD real time è fondamentale per il riconoscimento dei top formazionali e di conseguenza il corretto posizionamento della scarpa 9"5/8 in prossimità base della formazione Noto/ Top Sciacca a 1730 m MD (-1350 m TVDSS).

	Fase: 12 ¼"
<i>Temp. Max °C</i>	90-95 °C
<i>Dev. Max</i>	28,47°
<i>Fango</i>	FW – PO – LU
<i>Log previsti</i>	GR - Resistività (Immagini contingent)

Il log LWD real time è fondamentale per il riconoscimento del top formazionale Sciacca, come strumento di correlazione con i pozzi adiacenti di riferimento e la decisione della profondità finale del pozzo che può subire variazioni rispetto al programma in caso di esigenze operative.

	Fase: 8"1/2
<i>Temp. Max °C</i>	95-100 °C
<i>Dev. Max</i>	0°
<i>Fango</i>	FW – PO – LU
<i>Log previsti</i>	GR-Resistività

Scopo del log (LWD: GR-Resistività) è il riconoscimento litologico delle formazioni attraversate, la correlazione con i pozzi vicini e la caratterizzazione petrofisico-strutturale delle sequenze attraversate, con particolare interesse per l'individuazione dei sistemi di fratturazione presenti in queste formazioni calcaree.

Poiché il pozzo ha un obiettivo prettamente esplorativo, il programma log per la formation evaluation è predisposto per un'acquisizione tipicamente wireline rispetto a quella while drilling ma l'attuale programma potrebbe subire variazioni in funzione delle condizioni operative, la data di spud-in e il corso di validità del contratto L.W.D. in essere.

Ci si riserva la possibilità di presentare variazioni qualora subentrassero condizioni diverse dalle presenti alla data di compilazione di questo programma.



Non si esclude di poter integrare il programma di acquisizione dati (LWD/WLL) se durante la perforazione del pozzo venisse riscontrate condizioni geologiche/strutturali diverse da quelle attese.

Per il controllo di qualità ed il tipo di presentazione si faccia riferimento al "LOG QUALITY CONTROL REFERENCE MANUAL".

Per ogni registrazione, la Compagnia di servizio deve fornire la seguente documentazione:

n. 3 copie cartacee finali a colori per ogni run, sia MD che TVD, con scale al 1:1000 e 1:200;

n.3 CD-ROM contenente la relazione finale e tutti i files in formato .doc, .xls, .las, .dlis e .pds/.pdf delle curve standard finali (dati in "while reaming" e in "memory"), con relativo "verify", secondo le specifiche eni.

3.3.2 Wireline logging

STAP 1 SS 14403

Compagnia di servizio: da assegnare
Unità di misura: metri
Scala di registrazione: 1:1000 e 1:200
Campionatura: standard

I log da acquisire:

	Fase: 12 ¼"
<i>Temp. Max °C</i>	90-95 °C
<i>Dev. Max</i>	28,47°
<i>Fango</i>	FW – PO – LU
<i>Log previsti</i>	FMI – HRLA – HNGS (Contingent ai risultati della NOTO) VSP-GR (Contingent) CBL-VDL-CCL-GR colonna da 9"5/8



enimed
TEGE - GEOP

PROGRAMMA DI GEOLOGIA OPERATIVA

Concessione: RAGUSA

POZZO: ARANCIO 1 DIR

Pag. 14 di 18

	Fase: 8"1/2
Temp. Max °C	95-100 °C
Dev. Max	0°
Fango	FW – PO – LU
Log previsti	FMI–HRLA–APS–HNGS UBI -DSI *-GR MDT-DP-PO-OFA-GR *DSI contingent da poter usufruire anche in cased hole in modalità CBL mode per la verifica della cementazione nella colonna da 9"5/8

Nel csg 9" 5/8 si richiede la valutazione quantitativa/qualitativa della cementazione.

CBL-VDL-GR in csg 9"5/8 dalla scarpa 9"5/8 a 50 m sopra il free pipe del casing.
L'operazione verrà eseguita alla fine della fase di perforazione 8"1/2.

- (1) *L'acquisizione UBI e MDT nella fase 8" 1/2 è legata all'evidenza di idrocarburi, alle manifestazioni riscontrate in perforazione (GWD) e all'analisi dei logs preliminari.*
- (2) *Si potrebbe optare in fase operativa di scendere un primo run wireline al fine esclusivo di acquisire misure di pressioni, e quindi gradienti di giacimento; in caso di necessità, poiché i tempi di acquisizione MDT per l'analisi del fluido di formazione e relativo campionamento sono estremamente lunghi, si potrebbe scendere un secondo run MDT in TLC, che comprendono tool per l'analisi ottica del fluido e PVT, da prelevare in corrispondenza di alcuni punti decisivi, per la determinazione e conferma del fluido di formazione.*



Note sulla registrazione dei log:

Le sigle dei log riportate nel programma sono indicative del tipo di acquisizione richiesto e non sono vincolanti per la scelta della società contrattista che eseguirà le operazioni relative alle varie fasi.

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

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

Sarà cura dell'Assistente Geologico eni, prima di iniziare le operazioni di well logging (durante l'ultima circolazione) far prelevare un campione di fango su cui eseguire le misure di R_m , R_{mf} e R_{mc} .

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

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

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

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

I log acquisiti devono presentare un "overlap" con i run delle fasi precedenti di almeno 30 metri, in modo da verificare la ripetibilità delle curve. Nel caso in cui



nell'acquisizione relativa alla fase precedente la sonda non fosse arrivata al fondo bisognerà coprire il tratto non registrato con il GR.

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

Eventuali elaborati (Play Back, Merge, ecc.) dovranno essere concordati con ENIMED. I tools, a meno di richieste specifiche da parte di ENIMED, dovranno essere rilasciati appena conclusa l'acquisizione.

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

Prima dell'operazione di acquisizione log di cementazione, consegnare alla contrattista log di correlazione, i dati di compressive strenght e/o impedenza acustica del cemento per ottimizzare l'acquisizione stessa.

Per ogni registrazione, è richiesta in cantiere, la seguente documentazione:

n. 3 copie cartacee finali a colori per ogni run con scale 1:1000 e 1:200;

n. 3 CD-ROM contenente tutti i files in formato .doc, .xls, .las, .dlis e .pds/.pdf delle curve standard finali, con relativo "verify", secondo le specifiche eni.

3.4 – Acquisizione sismica di pozzo

Potrebbe essere richiesta un' acquisizione di Sismica pozzo alla base della formazione Noto/Top Sciacca ma la fattibilità e la modalità saranno definite in accordo con unità specialistiche di sede.

3.5 – Wireline testing

Come anticipato nel paragrafo precedente, il programma operativo prevede l'acquisizione di misure di pressione per analisi dei gradienti e identificazione di fluido tramite l'utilizzo di Dual Packer e Optical Fluid Analyzer in wireline. La sequenza operativa sarà discussa in un programma dedicato dopo l'analisi dei log di formation evaluation.



3.6 – Testing

Eventuali test o spurgo nei vari livelli completati saranno richiesti, pianificati e seguiti da TEGE/GIAC, in collaborazione con GEOP/CS ed ARPO/CS.

3.7 – Studi ed elaborati

I seguenti studi potrebbero essere richiesti dai servizi tecnici di distretto o sede:

- analisi sul gas con metodologia GWD per definire la probabile mineralizzazione dei livelli all'interno della formazione Noto
- profilo 1:1000 (raccolta dati principali e sintesi risultati geologici/minerari)
- analisi degli assorbimenti e dei microassorbimenti (GEOP)
- studio log d'immagine per analisi preliminare strutturale e di fratturazione del reservoir (GEOP/CS)
- prelievo e analisi carota di fondo (GEOP – GEOLAB)

3.8 – Pozzi di riferimento

Per la stesura del programma geologico e di geologia operativa si è fatto riferimento ai pozzi Ragusa 13, Ragusa 15, Ragusa 17, Ragusa 39, Asfalto 1, Streppenosa 1.



enimed
TEGE - GEOP

PROGRAMMA DI GEOLOGIA OPERATIVA

Pag. 18 di 18

Concessione: RAGUSA

POZZO: ARANCIO 1 DIR

3.9 – Previsioni e Programmi



Pozzo: **Arancio 1 Dir**

Paese: Italia
Concessione: Ragusa
Comune/Provincia: Ragusa
Titolarità: enimed 100%
Operatore: enimed

Coordinate a testa pozzo:
Latitudine 36° 52' 12,6" N
Longitudine 02° 16' 03" E
X: 2495030,89 m
Y: 4080572,73 m

Contrattista Drilling: Da definire
Rig: Da definire

Rotary table elevation: 350 m
RT-PC: 10 m
Piano campagna: 340,0 m

Distanza base di Ravenna:
Pozzi riferimento: Ragusa 13-15-17-39
Asfalto 1 - Strepfenosa 1

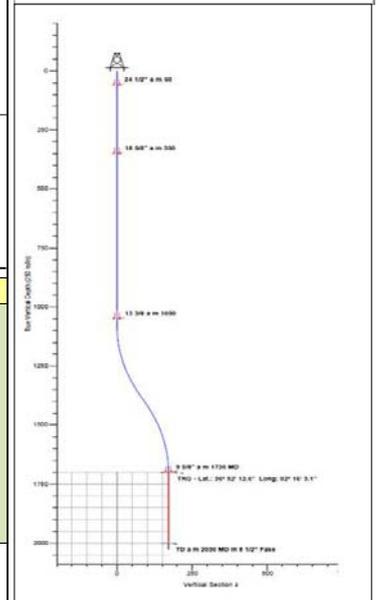
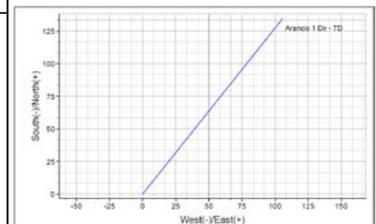
Obiettivi: Sciacca
Dolomia/Calcarei Dolomitici

Coordinate a TD:
Latitudine: 36° 52' 17" N
Longitudine: 02° 16' 07" E
X: 2495137 m
Y: 4080707 m

Classificazione iniziale: Esplorativo

Previsioni e programma pozzo																																																										
Depth MD (m)	Depth mssl	Età	Formazione	Litologia	Obiettivo	Casing	Hole Size	LWD	Carote	Log	Semica	Cuttings lavati asciugati	Source rock	Mini H. Sp.	Fango	PP grad	Prove prod.	Note																																								
100		Oligocene - Miocene Inferiore	Ragusa			CP 24 1 1/2" @ 80 m	23"	Non previsti	NN										Il prospect Arancio è ubicato nella porzione meridionale della Concessione Ragusa. La Concessione Ragusa, la cui titolarità è ENIMED 100% (Eni Mediterranea Idrocarburi), è stata conferita nel 1954 e sta entrando attualmente nel terzo periodo di proroga, che avrà validità fino al 30.11.2019. Per verificare la mineralizzazione del prospect è prevista la perforazione del pozzo NFE Arancio 1 Dir, ubicato in prossimità delle propaggini meridionali del campo ad olio di Ragusa.																																							
200																																																										
300	0																		Per verificare la mineralizzazione del prospect è prevista la perforazione del pozzo NFE Arancio 1 Dir, ubicato in prossimità delle propaggini meridionali del campo ad olio di Ragusa. Il pozzo Arancio 1 Dir ha come obiettivo i calcari/dolomie della F.ne Sciacca, il cui top è previsto a 1350 TVDss, con un pay di circa 130 m. Dagli studi fatti, si presume una mineralizzazione ad Olio (previsti 19°API) con associato Gas termogenico.																																							
400	-50	Creta Sup - Eocene	Scaglia			Cap 18 5/8" @ 350 m	16"	Non previsti (GR da MWD)	NN			2 serie ogni 10 m	1 serie ogni 10 m																																													
500	-200	Cretaceo Inferiore	Hybla																Il pozzo verrà realizzato con profilo s-shape con inclinazione massima di 28.47° a 1378 mMD, e andrà a intaccare l'obiettivo, in fase da 8 1/2", verticalmente. La profondità finale del pozzo è prevista a -1650 mssl (2030 m MD), circa 300 m in verticale all'interno della formazione Sciacca.																																							
600																																																										
700																			Lo scostamento orizzontale da testa pozzo a TD sarà pari a circa 171 m.																																							
800	-380	Cretaceo Inferiore	Lattimusa			Csg 13 3/8" @ 1050 m		Non previsti (GR da MWD)	NN	Non previsti		2 serie ogni 10 m	1 serie ogni 10 m																																													
900		Giurassico Inferiore - Giurassico Superiore	Rosso Ammonitico																																																							
1000	-700																																																									
1100																																																										
1200		Giurassico Inferiore	Modica																																																							
1300	-920					TOC 1300 m	12 1/4"	GR - RESISIVITY	NN	FMI - HRLA - APS - HNGS (Contingent ai risultati della Nofo) UBDST-GR MDT-DP-OPA-GR *DSI Contingent		2 serie ogni 5-10 m	1 serie ogni 5-10 m	H.S. 1 serie ogni 25 m e VACUTANNER in corrispondenza degli Headspace (ogni 25 m) e di ogni manifestazione di gas																																												
1400																																																										
1500		Triassico Superiore	Strepfenosa																																																							
1600	-1175	Giurassico Inferiore																																																								
1700																																																										
1800	-1350	Triassico Superiore	Sciacca			Csg 9 5/8" @ 1730 m MD	8 1/2"	GR - RESISIVITY	*	FMI - HRLA - APS - HNGS UBDST-GR MDT-DP-OPA-GR *DSI Contingent		2 serie ogni 5 m	1 serie ogni 5 m																																													
1900																																																										
2000																																																										
Fondo pozzo previsto a: 2030m MD 2000 m TVD - 1650 mssl (max dev. 28.5°)																																																										
Target Top Sciacca																																																										
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Formazioni</th> <th>m MD</th> <th>m TVD</th> <th>m TVDSS</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>F.ne RAGUSA (Oligocene - Miocene Inferiore)</td> <td>10,0</td> <td>10,0</td> <td>340,0</td> </tr> <tr> <td>F.ne SCAGLIA (Cretaceo superiore - Paleocene - Eocene)</td> <td>350,0</td> <td>350,0</td> <td>0,0</td> </tr> <tr> <td>F.ne HYBLA-LATTIMUSA (Cretaceo inf. - Tortoniano - Valangiano)</td> <td>400,0</td> <td>400,0</td> <td>-50,0</td> </tr> <tr> <td>F.ne LATTIMUSA (Tortoniano - Valangiano)</td> <td>550,0</td> <td>550,0</td> <td>-200,0</td> </tr> <tr> <td>F.ne ROSSO AMMONITICO (Dogger - Malm)</td> <td>730,0</td> <td>730,0</td> <td>-380,0</td> </tr> <tr> <td>F.ne RABBITO - MODICA (Pleinbachiano - Sinemuriano)</td> <td>1050,0</td> <td>1049,9</td> <td>-700,0</td> </tr> <tr> <td>F.ne STREPPENOSA (Retico sup. - Hettangiano)</td> <td>1280,0</td> <td>1270,1</td> <td>-920,0</td> </tr> <tr> <td>F.ne NOTO (Retico)</td> <td>1550,0</td> <td>1524,5</td> <td>-1175,0</td> </tr> <tr> <td>F.ne SCIACCA (Retico)</td> <td>1727,0</td> <td>1700,4</td> <td>-1350,0</td> </tr> </tbody> </table>																			Formazioni	m MD	m TVD	m TVDSS	F.ne RAGUSA (Oligocene - Miocene Inferiore)	10,0	10,0	340,0	F.ne SCAGLIA (Cretaceo superiore - Paleocene - Eocene)	350,0	350,0	0,0	F.ne HYBLA-LATTIMUSA (Cretaceo inf. - Tortoniano - Valangiano)	400,0	400,0	-50,0	F.ne LATTIMUSA (Tortoniano - Valangiano)	550,0	550,0	-200,0	F.ne ROSSO AMMONITICO (Dogger - Malm)	730,0	730,0	-380,0	F.ne RABBITO - MODICA (Pleinbachiano - Sinemuriano)	1050,0	1049,9	-700,0	F.ne STREPPENOSA (Retico sup. - Hettangiano)	1280,0	1270,1	-920,0	F.ne NOTO (Retico)	1550,0	1524,5	-1175,0	F.ne SCIACCA (Retico)	1727,0	1700,4	-1350,0
Formazioni	m MD	m TVD	m TVDSS																																																							
F.ne RAGUSA (Oligocene - Miocene Inferiore)	10,0	10,0	340,0																																																							
F.ne SCAGLIA (Cretaceo superiore - Paleocene - Eocene)	350,0	350,0	0,0																																																							
F.ne HYBLA-LATTIMUSA (Cretaceo inf. - Tortoniano - Valangiano)	400,0	400,0	-50,0																																																							
F.ne LATTIMUSA (Tortoniano - Valangiano)	550,0	550,0	-200,0																																																							
F.ne ROSSO AMMONITICO (Dogger - Malm)	730,0	730,0	-380,0																																																							
F.ne RABBITO - MODICA (Pleinbachiano - Sinemuriano)	1050,0	1049,9	-700,0																																																							
F.ne STREPPENOSA (Retico sup. - Hettangiano)	1280,0	1270,1	-920,0																																																							
F.ne NOTO (Retico)	1550,0	1524,5	-1175,0																																																							
F.ne SCIACCA (Retico)	1727,0	1700,4	-1350,0																																																							
<p>Legenda:</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Obiettivo ○ Carota ▲ Sovrapressioni ▼ Assorbimenti --- Argilla --- Sabbia ○ ○ ○ Ghiaia --- Calcare --- Gesso --- Marna ▲▲ Selce noduli --- Dolomia --- Assorbimenti 																																																										

Deviation Plot





SEZ 4

PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

Pozzo: ARANCIO 1 DIR

Data di emissione: Aprile 2015

②				
①	Emissione	F. Franchino (EniMed - TEGE)	G. Liantonio (EniMed - TEGE)	A. Pizzo (EniMed - TEGE)
		F. Puzanghera (EniMed - TEGE)		
	AGGIORNAMENTI	PREPARATO	CONTROLLATO	APPROVATO

SEZIONE 4 - SEQUENZA OPERATIVA e PROGETTAZIONE DEL POZZO

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



INDICE

4.1 PROGRAMMA OPERATIVO	3
4.1.1 PRELIMINARI - DRILLING FASE 28" @ 60 X C.P 24 1/2" 162# J55 DANT	3
4.1.2 FASE SUPERFICIALE 23" PER CSG 18 5/8"D80HC 96.5# T.ER @ M 350	3
4.1.3 FASE INTERMEDIA 16" PER CSG 13 3/8" N80 68# T.ER @ 1050 M PTR.....	5
4.1.4 FASE INTERMEDIA 12 1/4" PER CSG 9 5/8" P110 53.5# S.D 8 1/2" T.BLUE @ 1730 MD PTR 6	
4.1.5 FASE FINALE 8 1/2" @ T.D M 2030 MD	8
4.1.6 TESTING.....	9
4.1.7 TIPOLOGIA DI COMPLETAMENTO	9
4.1.8 IPOTESI DI ABBANDONO MINERARIO.....	10
4.1.9 PREVISIONE GRADIENTI DI PRESSIONE E TEMPERATURA.....	12
4.1.10 MARGIN ANALYSIS REPORT	13
4.1.11 PROBLEMI DI PERFORAZIONE	15
4.1.12 SCELTA PROFONDITA' DI TUBAGGIO	16
4.1.13 CASING DESIGN	18
4.1.14 18 5/8" SURFACE CASING @ M 350	19
4.1.15 13 3/8" INTERMEDIATE CASING @ M 1050	21
4.1.16 9 5/8" PRODUCTION CASING @ M 1730 MD (1700 VD)	23
4.1.17 PROGRAMMA FANGO.....	26
4.1.18 PROGRAMMA CEMENTAZIONE	28
4.1.19 B.O.P.....	32
4.1.20 TESTA POZZO E CROCE DI PRODUZIONE	35
4.1.21 PROGRAMMA IDRAULICO.....	36
4.1.22 BATTERIE E STABILIZZAZIONE	40
4.1.23 SELEZIONE SCALPELLI	41
4.1.24 PROGETTO DI DEVIAZIONE	42
5. APPENDICE.....	47
5.1 ABBREVIAZIONI	48



4.1 PROGRAMMA OPERATIVO

4.1.1 PRELIMINARI - DRILLING FASE 28" @ 60 X C.P 24 1/2" 162# J55 DANT

- Rig Up impianto
- Confezionare **50 mc** di KILL MUD a D=1.3 Kg/l (utilizzare carbonato di calcio e polimero).
- Pulire vasche fango se sporche, **riempire le vasche di H2O potabile.**
- Montare tubo pipa sul C.P. da 32", saldare una flangia con saracinesca $\geq 4"$ e predisporre pompa mono per aspirazione da saracinesca 4" (predisporre pompa di back-up per emergenza).
- Assemblare Bit 28" + BHA stabilizzata (Bit – NB – 1 DC 9 1/2" – Stab – 2DC 9 1/2" – HWDP 5") , iniziare la perforazione a bassa portata con H2O (300 - 600 lt/min) e proseguire fino a m 60 PTR, **in questa fase sono previsti assorbimenti più o meno consistenti.**
- Al fondo circolare se possibile (nel caso di assorbimenti consistenti pompare un cuscino viscoso) ed eseguire controllo foro, lanciare Totco ed estrarre sdoppiando Bit + BHA.
- Discendere il C.P. 24 1/2" 162 Lb/Ft J55 ANT con scarpa STAB-IN, circolare se possibile.
- Discendere lo stinger con DP 5".
- Cementare il C.P con risalita della malta a giorno (come da programma specifico di cementazione), prepararsi per top job dall'intercapedine.
- Verificare tenuta valvola prima di sollevare lo stinger.
- Pulire dalla malta il fondo cantina ed eseguire WOC (2/3 volte il tempo di pompabilità della malta).
- Finestrare il C.P. da 32", tagliare il C.P. 24 1/2" a misura (come da indicazione BREDA) e recuperare spezzone, tagliare il C.P. 32" (come da indicazioni BREDA) e recuperare spezzone, eseguire incarciofatura tubo guida 32" – C.P. 24 1/2", installare flangia provvisoria per Diverter 29 1/2" 500 psi sul C.P. 24 1/2".

4.1.2 FASE SUPERFICIALE 23" PER CSG 18 5/8"D80HC 96.5# T.ER @ M 350

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

La fase verrà perforata con H2O potabile.

- Installare Diverter Spool su flangia provvisoria e Diverter 29 1/2" 500 psi con scarichi laterali ed eseguire prove di funzionalità controllando il closing time (45 sec), montare tubo pipa.
- Discendere lo scalpello 23" con BHA stabilizzata (Bit – NB – 1 DC 9 1/2" – Stab – MDC 9 1/2" – Stab – 3 DC 9 1/2" – Jar – 3 DC 9 1/2" – HWDP - DP 5"), fresare cemento e scarpa 24 1/2", perforare con cautela i primi metri a parametri ridotti, 500 – 600 Lt/min, 4-6 Ton per valutazione assorbimenti (e in ogni caso fino all'uscita dell'ultimo stabilizzatore fuori scarpa



circa 30 m), se il pozzo non dovesse assorbire aumentare gradualmente portata e peso e proseguire fino a quota tubaggio del casing 18 5/8" valutando sempre gli assorbimenti.

- Rilevare la verticalità del foro a m 150 e a fine fase.
- A casing point eseguire una manovra di controllo foro, circolare per pulizia foro, estrarre a giorno sdoppiando BHA.
- Discendere la colonna 18 5/8" J55 96.5# D80HC T.ER equipaggiata con scarpa normale e collare tipo STAB-IN (PDC Drillable), circolare al fondo.
- Discendere stinger con Dp 5" a quota collare con piastrone e doppio elevatore.
- Inserire stinger e cementare la colonna con risalita della malta a giorno (come da programma di cementazione), prepararsi al top job dall'intercapedini con tubini 1".

Nota: In ogni caso un programma specifico di cementazione verrà preparato in base alle problematiche effettivamente incontrate ed inviato in cantiere.

- Verificare tenuta valvola ed estrarre stinger a giorno - WOC
- Smontare tubo pipa, sollevare Diverter, tagliare csg 18 5/8" a misura (come da indicazioni BREDA), recuperare spezzone casing e rimuovere Diverter.
- Installare il Landing Ring 32" per 20 3/4" casing Head Housing x 24 1/2" Csg sullo spezzone di csg 32". Installare il **Casing Head Housing 20 3/4" 5K psi x 18 5/8" Slip Lock** completo di valvole 2 1/16" 5K psi sul top del csg. 18 5/8", energizzare i P-Seal attraverso i port dedicati, eseguire test idraulico a **1000 psi**, senza superare in ogni caso l'80% della pressione di collasso del csg 18 5/8".
- Montare sulla CHH (Casing Head Housing) il Multi Purpose Adapter Spool 20 3/4" 5K Q.L.C x 21 1/4" 5K psi studded prevedendo l'installazione del Metal Seal Ring VX-210 sul CHH, montare drilling spool per stack BOP 21 1/4" 5K psi.
- Discendere il BOP Test Plug con landing joint, alloggiarlo in sede aprire saracinesche inferiori ed eseguire test BOP come di seguito:
 1. Bag Preventer a 20 e 100 atm x 15'
 2. Pipe Rams a 20 e 210 atm x 15'
 3. Disconnettere landing joint ed eseguire test shear/blind rams a 20 e 70 atm x 15' (vedi Casing Design a pag. 25).
 4. Linee di superficie, rubinetti Top Drive e Choke Manifold a 350 atm x 15'.
- Estrarre test plug ed inserire Wear Bushing 20 3/4" Nom. X csg 18 5/8" all'interno della CHH tramite l'apposito running tool.
- Ripetere il test dei Bop, con le stesse modalità ogni 21 giorni.

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



l'installazione della testa pozzo attenersi alle procedure BREDA.

4.1.3 FASE INTERMEDIA 16" PER CSG 13 3/8" N80 68# T.ER @ 1050 M PTR

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

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

- Discendere bit 16" con BHA stabilizzata (Bit – NB – 1 DC 9 ½" – Stab – 1DC 9 ½" – Stab – 3 DC 9 ½" – Jar – 3 DC 9 ½" – HWDP - DP 5"), fresare cemento e scarpa 18 5/8", lavare rat hole, circolare condizionando il fango, estrarre a giorno.
- Discendere bit 16" con nuova BHA prevedendo l'impiego di attrezzatura automatica tipo VertiTrack System/Power V System o similare.
- Perforare con parametri ridotti i primi metri, proseguire fino a quota casing point 13 3/8" mantenendo la verticalità del pozzo.

In questa fase potrebbero verificarsi assorbimenti (vedi "Problemi Pozzo"). La densità del fango sarà adattata alle reali condizioni di foro durante la perforazione.

- Rilevare la deviazione del foro con cadenza minima secondo norme Eni (manuale STAP-P-1-M-6120).
- A casing point eseguire una manovra di controllo foro (se necessario), circolare e condizionare il fango in previsione del tubaggio.
- Recuperare Wear Bushing 20 ¾" Nom. X csg 18 5/8".
- Discendere Washing Tool con landing string all'interno della CHH e procedere al lavaggio del CHH.
- Assemblare il Casing Hanger 20" Nom. X 13 3/8" Csg alla landing string ed eseguire dummy run all'interno del CHH.
- Discendere la colonna 13 3/8" N80 68# T.ER al fondo equipaggiata con scarpa e collare entrambi PDC Drillable, monitorando con il diagramma del volume di spiazzamento eventuali assorbimenti e sovrattiri.
- Montare sull'ultimo tubo il Casing Hanger, il Running Tool e la Landing String.
- Discendere Csg al fondo ed eseguire il Landing del Casing Hanger sullo spallamento all'interno della SCW.
- Cementare il Casing 13 3/8" in singolo stadio come da programma specifico di cementazione recuperando il ritorno dall'annulus e/o attraverso le valvole delle uscite laterali.
(Contatto Tappi e Test colonna a 1500 psi x 15 minuti – vedi Csg Design a pag. 25).
- Svincolare il Running Tool e recuperare la Landing String.
- WOC come da programma.



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

- Scendere il Washing Tool lavando la zona di alloggiamento del pack off, estrarre W.T.
- Scendere al top del Casing Hanger il pack off 20 3/4" Nom. x 13 3/8" ed eseguire test come da procedure BREDa attraverso il test port.
- Scollegare il Q.L.C. 20 3/4" 5K psi, sollevare e rimuovere il BOP Adapter, smontare **BOP + drilling spool**.
- Installare il Metal Seal Ring VX-210 sul top hub del CHH.
- Posizionare sul CHH la **SPLIT COMPACT WELLHEAD 20 3/4" x 13 5/8" 5K NOM**, serrare le Quick Connector Latching Screws.
- Eseguire test idraulico di tenuta della connessione a **1800 psi** (non superare in ogni caso l'80% della pressione di collasso del csg 13 3/8" 68# (collapse reating 2260 psi).
- Completare l'allestimento della testa pozzo con il montaggio della valvole laterali da 2 1/16" 5K psi.
- Montare il Metal Seal Ring VX-137 sul 13 5/8" SCW top hub.
- Montare sul top hub dell'SCW il BOP adapter 13 5/8" 5K Quick Lock Connector x 13 5/8" 10K top studded (**Ring Joint BX 160**).
- Montare BOP Stack 13 5/8" 10K psi composto da: un doppio (Lower e Upper Pipe Rams) + un singolo (Blind/Shear Rams) + un singolo (Pipe Rams) + Hydril 13 5/8" 5000 psi e adapter drilling spool 13 5/8" 5K psi x 13 5/8" 10K psi (**Ring Joint Bx 159**).
- Discendere il BOP Test Plug con landing joint, alloggiarlo in sede ed eseguire test BOP come di seguito:
 5. Bag Preventer a 20 e 100 atm x 15'
 6. Pipe Rams a 20 e 210 atm x 15'
 7. Disconnettere landing joint, aprire saracinesche inferiori ed eseguire test shear/blind rams a 20 e 210 atm x 15'.
 8. Linee di superficie, rubinetti Top Drive e Choke Manifold a 350 atm x 15'.

Ripetere il test dei Bop, con le stesse modalità ogni 21 giorni.

- Discendere 13 5/8" Nom. x 13 3/8" casing Wear Bushing in sede all'interno della SCW seguendo procedure BREDa.

4.1.4 FASE INTERMEDIA 12 1/4" PER CSG 9 5/8" P110 53.5# S.D 8 1/2" T.BLUE @ 1730 MD PTR

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

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

Questa fase avrà lo scopo fondamentale per il buon esito del sondaggio di escludere in



modo certo la formazione argillosa Streppenosa per potere affrontare la fase successiva con fango massimamente alleggerito. La formazione Streppenosa dovrà essere affrontata con la densità del fango che non vada al di sotto del minimo programmato per non innescare l'instabilità del foro.

- Discendere bit 12 ¼" con BHA stabilizzata, fresare cemento e scarpa 13 3/8", lavare rat hole
- Perforare con parametri ridotti 10 m di nuova formazione, circolare e uniformare il fango, eseguire **F.I.T** (seguire le procedure della specifica STAP P-1-M-6140 (Drilling Procedures Manual), simulando un **EMW di 1.60 Kg/Lt** pressurizzando a step con Cement Unit a una pressione di circa **600 psi** (42 Kg/cm²) e utilizzando la seguente formula **EMW = P x 10 / TVD + MW attuale** (considerando fango a 1.2 Kg/Lt – Gfr previsto 1.765 Kg/cm²/10 m).
- Discendere lo scalpello 12 ¼" con BHA prevedendo l'impiego di attrezzatura automatica tipo AutoTrack System o similare + LWD per la registrazione di GR-Resistivity.
- Iniziare la perforazione della fase (con cautela per i primi metri) e proseguire seguendo il progetto di deviazione fino a quota casing point 9 5/8" (il riconoscimento del Top Sciacca e di conseguenza il casing point è di fondamentale importanza per non innescare fenomeni di assorbimenti/perdite di circolazione che potrebbero compromettere il buon esito della cementazione e la prosecuzione della fase successiva, a questo proposito è importantissimo correlare GR-Resistivity con i pozzi di riferimento).
- Rilevare la deviazione del foro con cadenza minima secondo norme Eni (manuale STAP-P-1-M-6120).
- Alla quota di tubaggio, prima di estrarre a giorno e **con la stessa batteria usata in perforazione**, eseguire una manovra di controllo foro in scarpa circolando e condizionando il fango in previsione del tubaggio.
- Registrare WL Logs come da programma di Geologia Operativa.
- Recuperare 13 5/8" Nom. X 13 3/8" casing Wear Bushing seguendo procedure BREDA.
- Sostituire pipe rams 5" con 9 5/8" e test.

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

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

- Connettere il Washing Tool alla Landing String e lavare la sede di alloggiamento del Casing Hanger all'interno della SCW.
- Assemblare Casing Hanger Running Tool con Landing String ed assemblare 9 5/8" Casing Hanger, eseguire dummy run casing hanger verificando la corretta posizione.
- Discendere la colonna 9 5/8" 53.5# P110 S.D 8 ½" TSH BLUE al fondo equipaggiata con scarpa e collare entrambi PDC Drillable, monitorando con il diagramma del volume di



spiazzamento eventuali assorbimenti e sovrattiri.

- Montare sull'ultimo tubo il Casing Hanger, il Running Tool e la Landing String.
- Discendere Csg al fondo ed eseguire il Landing del Casing Hanger sullo spallamento all'interno della SCW.
- Cementare il Casing 9 5/8" in singolo stadio come da programma specifico di cementazione recuperando il ritorno dall'annulus e/o attraverso le valvole delle uscite laterali.
- (Contatto Tappi e Test colonna a 2200 psi x 15 minuti – vedi Csg Design a pag. 25).
- Svincolare il Running Tool e recuperare la Landing String.
- Montare e discendere Washing Tool ed eseguire lavaggio con acqua del BOP Stack e della SCW.
- ISTALLARE 13 3/8" Nom. x 9 5/8" Pack Off al top del casin hanger, come da procedura BREDA, testare il pack off in tiro applicando 10 ton e in pressione effettuando il test a 5000 psi attraverso il test port aprendo le saracinesche laterali.
- Sostituire pipe rams 9 5/8" con 5" e test.
- Discendere BOP test plug con landing joint, alloggiarlo in sede ed eseguire test BOP come di seguito:
 1. Bag Preventer a 20 e 100 atm x 15'
 2. Pipe Rams a 20 e 250 atm x 15'
 3. Disconnettere landing joint, aprire saracinesche inferiori ed eseguire test shear/blind rams a 20 e 250 atm x 15'.
 4. Linee di superficie, rubinetti Top Drive e Choke Manifold a 350 atm x 15'.
- Ripetere il test dei Bop, con le stesse modalità ogni 21 giorni.
- Discendere 13 5/8" Nom. X 9 5/8" casing Wear Bushing seguendo procedure BREDA.

4.1.5 FASE FINALE 8 1/2" @ T.D M 2030 MD

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

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

- Discendere bit 8 1/2" con BHA stabilizzata, fresare cemento e scarpa 9 5/8", lavare rat hole, circolare alleggerendo il fango come da programma specifico (D=1.1 Kg/Lt), estrarre a giorno.
- Discendere lo scalpello 8 1/2" con BHA prevedendo l'impiego di attrezzatura automatica tipo AutoTrack System o similare + LWD per la registrazione di GR-Resistivity.
- Iniziare la perforazione della fase (con cautela per i primi metri) e proseguire, mantenendo la verticalità, fino a TD prevista a circa 2030 m MD, eseguendo frequenti manovre di controllo, monitorando in superficie la quantità di detriti recuperati. **In caso di perdita della**

 <p>EniMed ENI MEDITERRANEA IDROCARBURI S.p.A TEGE</p>	PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: ARANCIO 1 DIR	PAG. 9 DI 49
--	---	-----------------------------------

circolazione ripassare in back reaming ogni lunghezza perforata pompando a spot cuscini viscosi ad alta viscosità.

- Rilevare la verticalità del foro con cadenza survey minima secondo norme Eni
- A TD valutare se eseguire una manovra di controllo foro e estrarre a giorno sdoppiando BHA.
- Registrare Logs elettrici Wire Line coma da programma ed eventuale sismica in pozzo VSP.

Durante l'attraversamento della F.ne SCIACCA potrebbero verificarsi assorbimenti +/- consistenti, in caso di utilizzo di intasanti, usare intasanti carbonatici.

E' previsto l'inserimento in batteria di LWD con Resistività – GR in While Drilling, importante per l'individuazione del top delle dolomie della F.ne Sciacca (obiettivo del sondaggio), (vedi Sez. 3 "Programma di Geologia Operativa").

E' previsto il prelievo di una carota doppia orientata al top dell'obiettivo.

E' possibile la registrazione di VSP lungo tutto il profilo del pozzo.

In caso di riscontro positivo dei logs, il pozzo, dopo un accertamento minerario (il cui programma verrà stabilito in base alle reali esigenze), verrà completato in open hole e seguendo un programma dettagliato che in ogni caso verrà stilato in seguito.

In caso contrario (risponso negativo dei logs) si procederà alla chiusura mineraria del pozzo in base all'ipotesi di programma specifico, di seguito dettagliato, che verrà in ogni caso ottimizzato in base ai responsi operativi del pozzo.

4.1.6 TESTING

Eventuali test o spurgo nei vari livelli saranno richiesti e pianificati in funzione ai riscontri operativi del pozzo da TEGE/GIAC in collaborazione con GEOP/CS, ARPO/CS es ESEI di Eni E&P.

4.1.7 TIPOLOGIA DI COMPLETAMENTO

In caso di pozzo produttivo, di seguito una ipotesi di completamento per il pozzo esplorativo Arancio 1 Dir.

L'ipotesi al momento prevede la discesa di una singola string di Tbg Ø 3 1/2" con packer 9 5/8" con la quale si produrrà in open Hole dalle dolomie della F.ne Sciacca obiettivo principale del sondaggio.

Nota: Dopo la perforazione del pozzo e in base ai responsi geologici verranno definiti i dettagli operativi tramite un programma di prova apposito che verrà stilato successivamente in base alle reali condizioni di pozzo.



4.1.8 IPOTESI DI ABBANDONO MINERARIO

Dopo la perforazione della fase 8 ½" in caso di riscontro negativo dei logs elettrici di fondo, si potrebbe procedere alla immediata chiusura mineraria del pozzo in open hole con una serie di tappi di cemento secondo la seguente procedura di massima:

- Esecuzione 1° Tappo di cemento da F.P. a m 1800 circa in open hole size 8 ½".
- Esecuzione 2° Tappo di cemento a cavallo della scarpa 9 5/8" da m 1750 a m 1600 circa.
Discesa con Bit 8 ½" e test tappo, estrazione.
- Esecuzione 3° Tappo di cemento intermedio in csg 9 5/8" da m 1450 a m 1350 circa.
- Esecuzione taglio e recupero Csg 9 5/8" a m 1000 circa.
- Esecuzione 4° Tappo di cemento a cavallo del taglio da m 1050 a m 900 circa.
Discesa con Bit 12 ¼" e test tappo, estrazione.
- Esecuzione taglio e recupero Csg 13 3/8" a m 320 circa.
- Esecuzione 5° Tappo di cemento a cavallo del taglio da m 350 a m 200 circa.
Discesa con Bit 16" e test tappo, estrazione.
- Esecuzione 6° Tappo di cemento superficiale da m 150 a F.C.

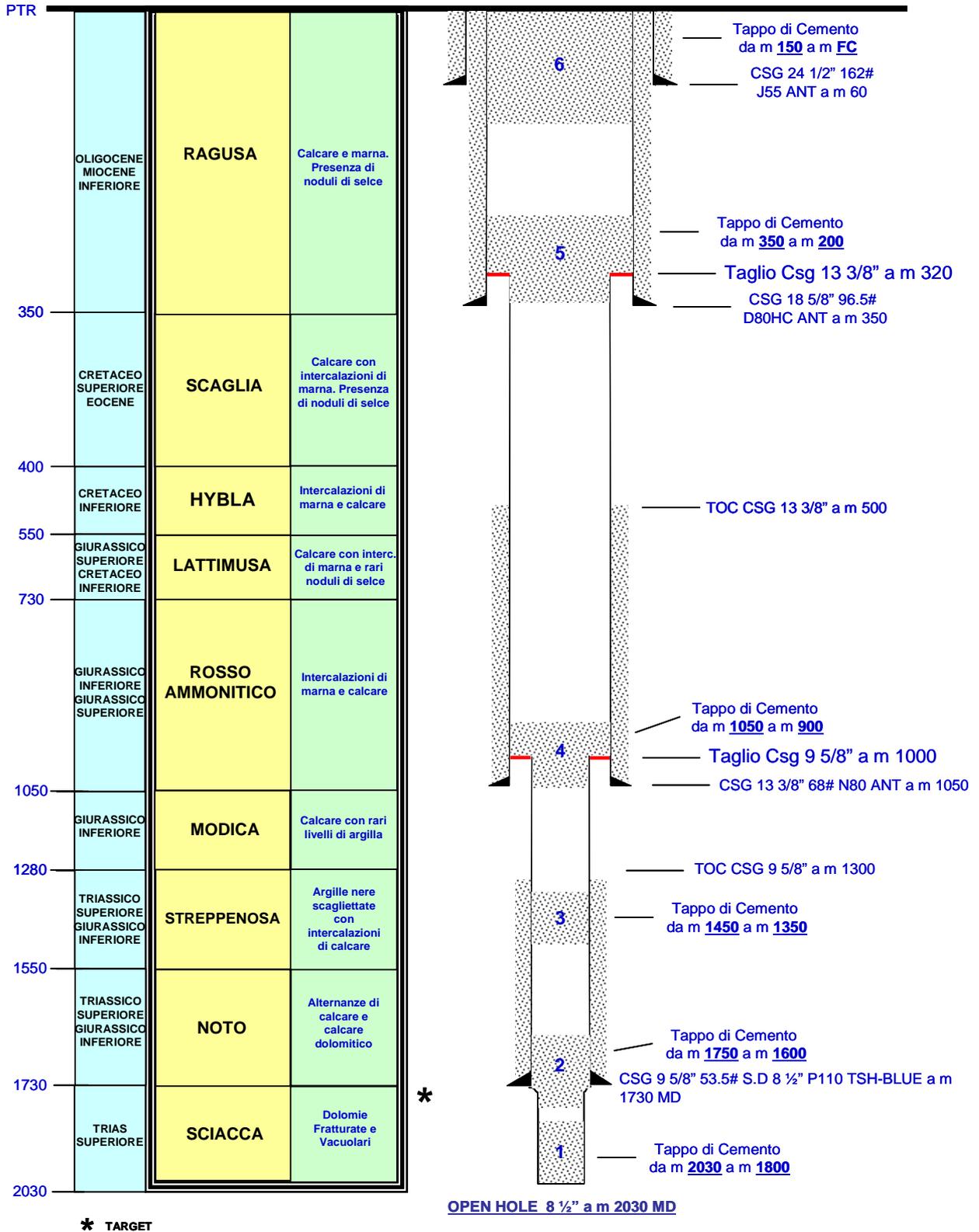
Nota: Dopo la verifica dell'ultimo tappo, smontare BOP Stack, recuperare Testa Pozzo tagliando csg 18 5/8" e 24 ½" a piano cantina, saldare piastra di chiusura mineraria definitiva.

In ogni caso un programma di abbandono dettagliato verrà inviato in cantiere dopo avere verificato le reali condizioni del pozzo e dopo regolare richiesta di autorizzazione al Corpo Regionale delle Miniere.

In allegato schema ipotizzato di abbandono minerario.



Profondità MD riferite
a PTR = 350 m



Profondità misurate
e riferite a PTR



PROGETTAZIONE DEL POZZO

4.1.9 PREVISIONE GRADIENTI DI PRESSIONE E TEMPERATURA

Sulla base dei dati acquisiti durante la perforazione dei pozzi dell'area di Ragusa, dai dati ricavati dai pozzi di riferimento, si prevede per tutto il profilo del pozzo fino al bottom della F.ne **Modica** un andamento del gradiente pressoché normale (1.03 Kg/cm²/10 m).

In leggera sovrappressione (1.15 – 1.2 Kg/cm²/10 m) invece, si prevede la F.ne **Streppenosa**, che verrà attraversata con una densità di fango adeguata.

Nel tratto mineralizzato **F.ne Sciacca** il gradiente scende a valori normali o addirittura inferiori a 1 (intorno a 0.7 Kg/cm²/10 m).

E' molto probabile quindi che nel tratto compreso tra 1100 e 1550 m in corrispondenza delle alternanze di calcare e argilla della F.ne Modica e le argille della F.ne Streppenosa, ci possa essere dell'instabilità foro dovuta a una leggera sovrappressione che contrasteremo con un peso di fango adeguato (vedi Programma Fango - Cap. 4.2.6).

Gradiente di Overburden

Per quanto riguarda il gradiente di overburden è stato considerato il gradiente ricavato dall'analisi dei dati sismici del pozzo.

Gradiente di Fratturazione

Il gradiente di fratturazione è da considerarsi un valore conservativo e si basa sulla relazione.

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

dove:

G_f = Gradiente di fratturazione

G_p = Gradiente interstiziale dei pori

G_{ov} = Gradiente integrato dei sedimenti (Overburden)

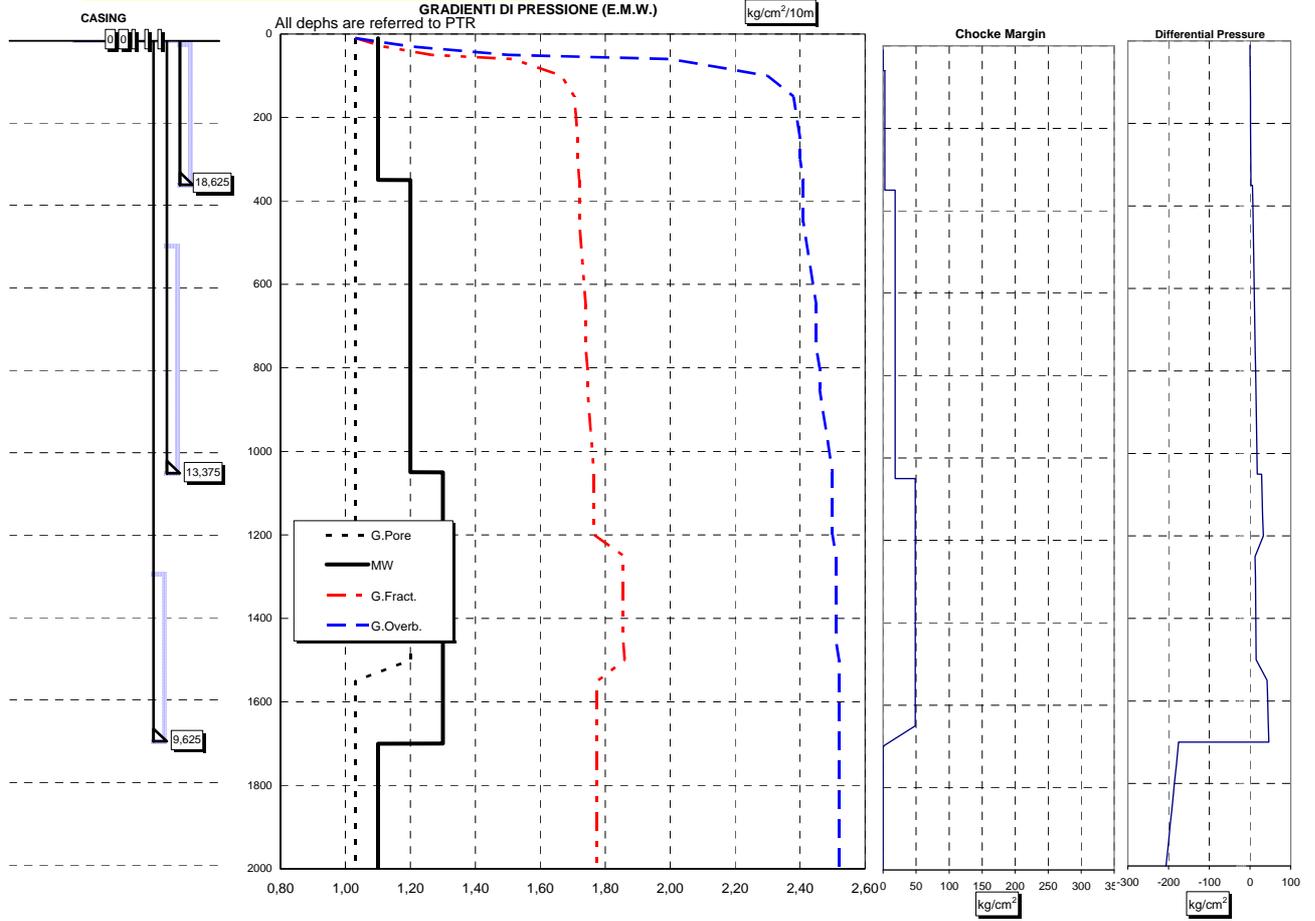
K = Coefficiente di Poissons (costante) = 0.5

Temperature

I gradienti di temperatura non dovrebbero discostarsi dal trend normale di 3 °C/100 m.



Pozzo **Arancio 1 Dir**



 <p>EniMed ENI MEDITERRANEA IDROCARBURI S.p.A TEGE</p>	<p>PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE</p> <p>POZZO: ARANCIO 1 DIR</p>	<p>PAG. 15</p> <p>DI 49</p>
--	--	---

4.1.11 PROBLEMI DI PERFORAZIONE

I pozzi di riferimento del presente sono i pozzi perforati nel campo di Ragusa prossimi al nostro sondaggio.

Nel particolare ci si attendono i seguenti problemi di perforazione:

Fase 28" a m 60

Assorbimento superficiale/perdita di circolazione da inizio perforazione da F.C.

Fase 23" a m 350

Assorbimento parziale

Fase 16" a m 1050

Assorbimento parziale

Fase 12 ¼" a m 1730 MD

Assorbimento parziale.

Ripassi foro difficoltosi associati a tentativi di presa causa frana con detriti di grossa pezzatura durante l'attraversamento della f.ne Streppenosa.

Fase 8 ½" a 2030 MD

Assorbimento da parziale a totale.

Manifestazione a gas se ci sono indici di mineralizzazione.

Riassumendo:

Il problema principale è senz'altro l'assorbimento e la conseguente perdita della circolazione.

Assorbimenti anche consistenti si registrano già in fase superficiale nell'attraversamento della f.ne Ragusa e Scaglia, mentre **assorbimenti totali** sono previsti nell'attraversamento delle f.ni Noto Basale e Sciacca.



4.1.12 SCELTA PROFONDITA' DI TUBAGGIO

Conductor Pipe 24 1/2" 162# a m 60

Il casing 24 1/2" sarà disceso a m 60 circa, permetterà l'installazione di un diverter per la prosecuzione del pozzo in sicurezza con la possibilità di controllare eventuali manifestazioni superficiali di gas. Dai dati dei pozzi di riferimento in nostro possesso si ritiene il pozzo "**Low Risk**".

Casing superficiale 18 5/8" D80HC 96.5# DANT @ m 350

Il casing superficiale 18 5/8" sarà disceso al top della F.ne Scaglia a copertura della F.ne Ragusa (Oligocene - Miocene), caratterizzata da assorbimenti e perdite di circolazione.

Avrà lo scopo essenzialmente di permettere l'installazione della testa pozzo tipo **Compact WellHead** dopo aver raggiunto un gradiente di fratturazione accettabile per la perforazione in sicurezza della fase successiva. Verrà cementato a giorno con stinger e successivamente inflangiato sulla prima parte della testa pozzo (vedi disegno allegato). Verrà installato un BOP Stack 21 1/4" 5K psi.

Casing Intermedio 13 3/8" N80 68# DANT @ m 1050

Il casing 13 3/8" sarà disceso al bottom della F.ne Rosso Ammonitico a m 1050 PTR.

Verrà cementato in singolo stadio con risalita della malta a circa 500 m e inflangiato sulla Compact WellHead.

Scopo di questa colonna:

- Limitare il tratto di foro scoperto in 12 1/4".
- Installare un BOP Stack 13 5/8" 10000 psi.
- Raggiungere un gradiente di fratturazione adeguato a potere affrontare in sicurezza la perforazione della fase successiva.

Casing di produzione 9 5/8" P110 53.5# TSH-BLUE S.D 8 1/2" @ m 1730 MD

Il casing 9 5/8" sarà disceso in prossimità del top della F.ne SCIACCA che costituisce l'obiettivo del sondaggio a circa 1730 m PTR circa, esso isolerà le F.ni in leggera sovrappressione (Streppenosa e prima parte della Noto) attraversate e permetterà l'alleggerimento del fango per la prosecuzione della perforazione nella F.ne Sciacca. Verrà cementato in singolo stadio con top cemento a circa 1300 m. Il casing deve essere considerato di produzione.



Scopo di questa colonna:

- Isolare la F.ne Streppenosa caratterizzata da un regime idrostatico in leggera sovrappressione dalle Dolomie Brecciate basali della F.ne NOTO che potrebbero essere in comunicazione idraulica con la sottostante F.ne Sciacca, quest'ultima caratterizzata da perdite di circolazione.
- Permettere un'eventuale DST con la ripresa della fase successiva.

Nota: La quota del casing 9 5/8" è indicativa verrà definita meglio in base ai risultati geologici.

Tutte le profondità sono riferite a PTR.



4.1.13 CASING DESIGN

Di seguito riportiamo le tabelle e i grafici relativi al Casing Design del pozzo Arancio 1 Dir.

La Figura di seguito riporta le caratteristiche selezionate per i casing 18 5/8", 13 3/8" e 9 5/8". Mostra inoltre i Safety Factor minimi calcolati per le diverse condizioni di carico, ampiamente superiori rispetto ai Design Factor definiti nella STAP-P-1-M-6110 ("Casing Design Manual").

General Data		Company:	System Datum:
Description:	Arancio 1 Dir (Proposta alternativa)	ITALY_ENIMED	Mean Sea Level
Well Options, Deviated:	Yes	Project: RAGUSA	Datum Elevation: 350,00 m
Well Options, Offshore:	No	Site: Arancio	Air Gap: 10,00 m
Well TD (MD):	2030,86 m	Well: Arancio 1 Dir	Offshore: N
Reference Point:	OTR	Wellbore: Arancio 1 Dir (Proposta alternativa)	Subsea: N
Air Gap:	10,00 m	Design: Design #1	Water Depth:
Origin N:	0,00 m		
Origin E:	0,00 m		
Azimuth:	38,15 °		

Well Summary								
String	OD/Weight/Grade	Connection	MD Interval (m)	Drift Dia. (in)	Burst	Collapse	Axial	Triaxial
Surface Casing	18 5/8", 96,50 ppf, N-80	Tenaris ER	10,00-350,00	17,500 A	1,85	1,55	23,62	2,32
Intermediate Casing	13 3/8", 68,00 ppf, N-80	Tenaris ER	10,00-1050,00	12,259	2,52 C	3,76	5,54 C	3,21
Production Casing	9 5/8", 53,50 ppf, P-110	Tenaris Blue	10,00-1730,86	8,500 A	3,73 C	2,53	5,12 C	3,73
C Conn Critical A Alternate Drift								

Il casing di produzione da 9 5/8" è stato verificato anche per la condizione di carico propria delle colonne intermedie essendo esposto durante la perforazione della fase 8 1/2".

I valori di profondità del TOC, indicati nei successivi schemi di sintesi, sono fittizi ed assunti nel software per avvicinarsi alle condizioni di carico richieste dalla STAP-P-1-M-6110 ("Casing Design Manual").



4.1.14 18 5/8" SURFACE CASING @ M 350



String Summary								
String	OD/Weight/Grade	Connection	MD Interval (m)	Drift Dia. (in)	Burst	Collapse	Axial	Triaxial
Surface Casing	18 5/8", 96,50 ppf, N-80	Tenaris ER	10,00-350,00	17,500 A	1,85	1,55	23,62	2,32
A Alternate Drift								

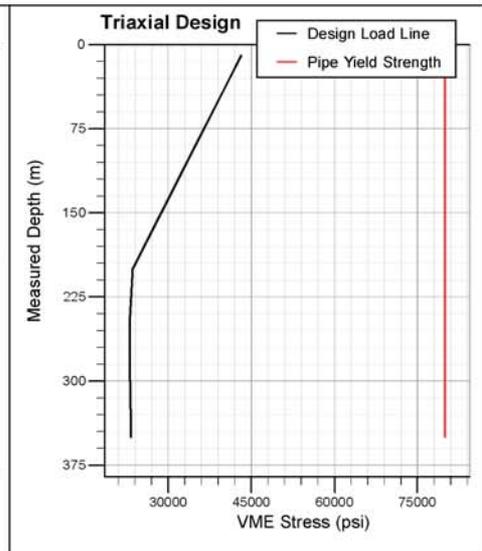
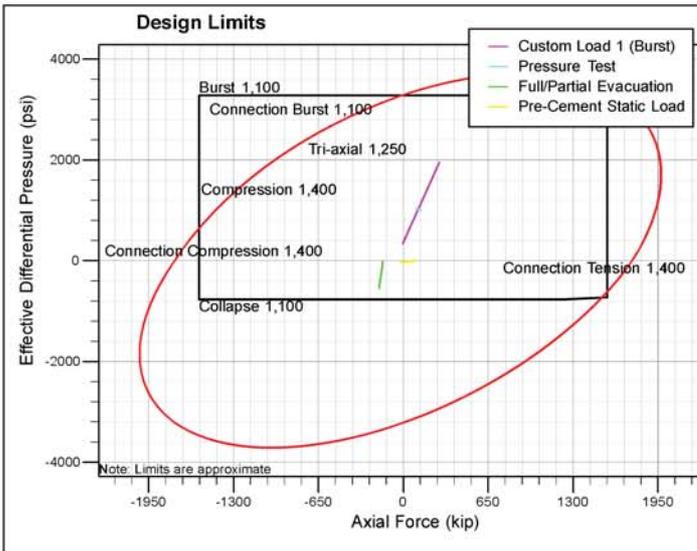
Burst Load Data (18 5/8" Surface Casing)	
Drilling Load:	Pressure Test
Test Pressure:	1000,00 psi
Mud Weight:	1,100 g/cc
Plug Depth, MD:	350,00 m
Assigned Ext. Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
TOC, MD:	10,00 m
Prior Shoe, MD:	60,00 m
Mud Weight Above TOC:	1,100 g/cc
Fluid Gradient Below TOC:	0,998 g/cc
Pore Pressure In Open Hole:	Yes
Custom Load:	Custom Load 1

Collapse Load Data (18 5/8" Surface Casing)	
Drilling Load:	Full/Partial Evacuation
Mud Weight:	1,200 g/cc
Mud Level, MD:	350,00 m
Assigned External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
TOC, MD:	10,00 m
Prior Shoe, MD:	60,00 m
Fluid Gradient Above TOC:	1,100 g/cc
Fluid Gradient Below TOC:	1,100 g/cc
Pore Pressure In Open Hole Below TOC:	No

Axial Load Data (18 5/8" Surface Casing)	
Pre-Cement Static Load:	Yes
Pickup Force:	0,000 kip
Service Loads:	No

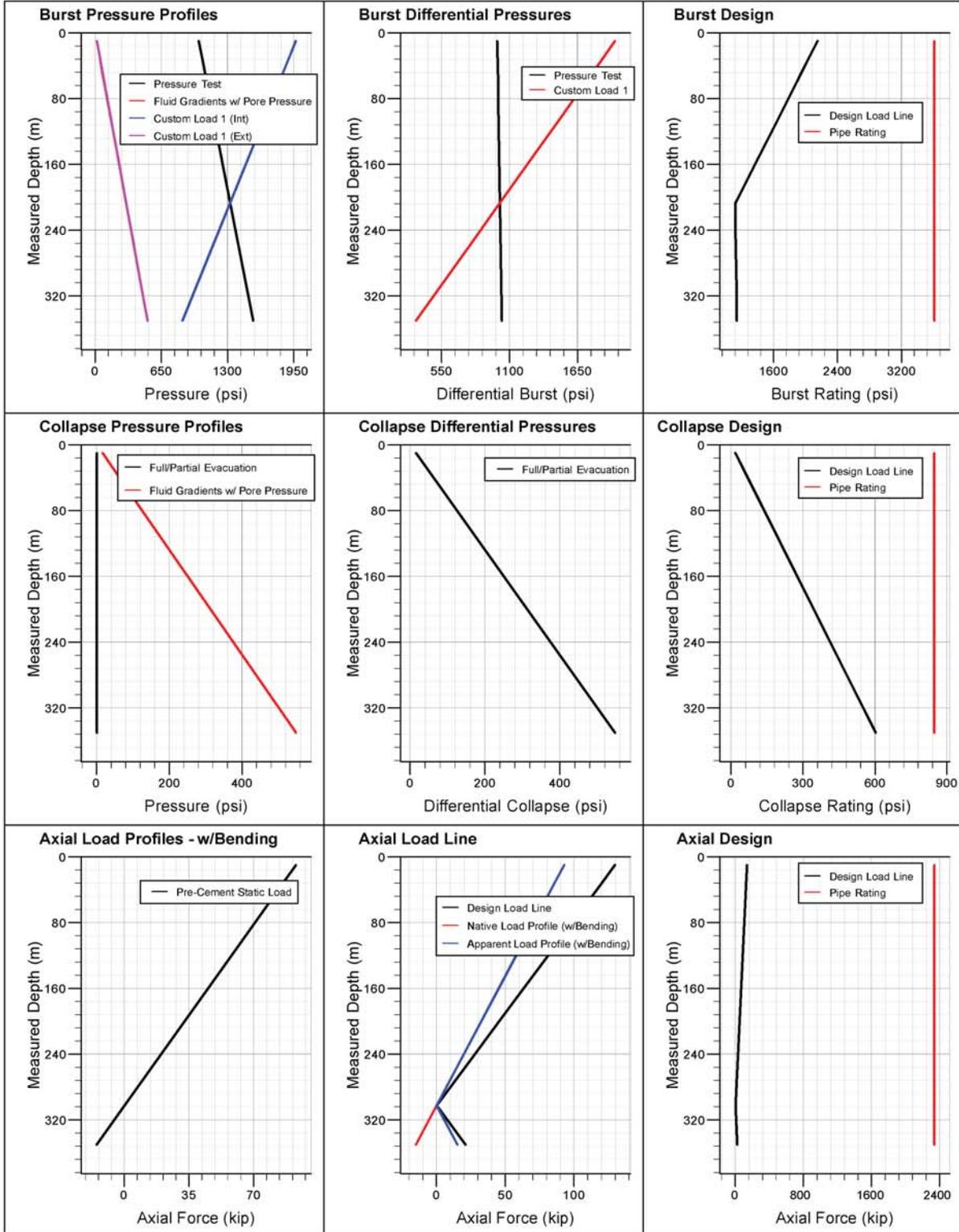
Minimum Safety Factors (18 5/8" Surface Casing)						
MD (m)	OD/Weight/Grade	Connection	Burst(A)	Collapse(A)	Axial(A)	Triaxial(A)
10	18 5/8", 96,50 ppf, N-80	Tenaris ER	1,85 CL	54,17 C1	23,62 A2	2,32 CL
30			1,94 CL	18,06 C1	25,36 A2	2,44 CL
50			2,05 CL	10,83 C1	27,36 A2	2,57 CL
60			2,10 CL	9,03 C1	28,49 A2	2,64 CL
100			2,10 CL	9,01 C1	28,50 A2	2,64 CL
150			2,36 CL	5,42 C1	34,11 A2	2,96 CL
200			2,80 CL	3,61 C1	45,29 A2	3,49 CL
207			3,43 CL	2,71 C1	67,34 A2	4,26 CL
250			3,54 B5	2,62 C1	72,20 A2	4,27 CL
300			3,52 B5	2,17 C1	+ 100,00 A2	4,36 B5
303			3,50 B5	1,81 C1	+ 100,00 A2	4,33 B5
303			3,50 B5	1,79 C1	+ 100,00 A2	4,33 B5
303			3,50 B5	1,79 C1	(+ 100,00) A2	4,33 B5
350			3,49 B5	1,55 C1	(+ 100,00) A2	4,30 B5

B5 Pressure Test
 C1 Full/Partial Evacuation
 A2 Pre-Cement Static Load
 CL Custom Loads





String Summary								
String	OD/Weight/Grade	Connection	MD Interval (m)	Drift Dia. (in)	Burst	Collapse	Axial	Triaxial
Surface Casing	18 5/8", 96,50 ppf, N-80	Tenaris ER	10,00-350,00	17,500 A	1,85	1,55	23,62	2,32





4.1.15 13 3/8" INTERMEDIATE CASING @ M 1050



String Summary									
String	OD/Weight/Grade	Connection	MD Interval (m)	Drift Dia. (in)	Burst	Collapse	Axial	Triaxial	Design Cost(\$)
Intermediate Casing	13 3/8", 68,00 ppf, N-80	Tenaris ER	10,00-1050,00	12,259	2,52 C	3,76	5,54 C	3,21	
C Conn Critical									

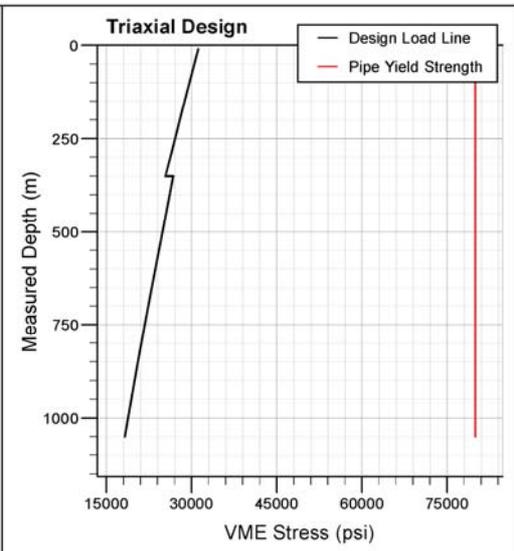
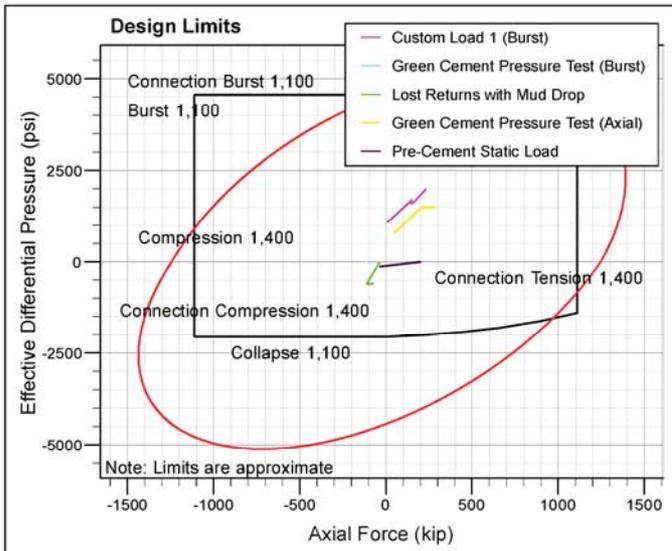
Burst Load Data (13 3/8" Intermediate Casing)	
Drilling Load:	Green Cement Pressure Test
Test Pressure:	1500,00 psi
Mud Weight at Shoe:	1,200 g/cc
TOC, MD:	350,00 m
Lead Slurry Density:	1,900 sg
Displacement Fluid Density:	1,200 g/cc
Float Collar Depth, MD:	1050,00 m
Custom Load:	Custom Load 1

Collapse Load Data (13 3/8" Intermediate Casing)	
Drilling Load:	Lost Returns with Mud Drop
Lost Returns Depth, MD:	1730,86 m
Pore Pressure at Lost Returns Depth:	2490,50 psi
Pore Gradient at Lost Returns Depth:	1,030 g/cc
Mud Weight:	1,300 g/cc
Mud Drop Level, MD:	353,08 m
Assigned External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
TOC, MD:	350,00 m
Prior Shoe, MD:	350,00 m
Fluid Gradient Above TOC:	1,200 g/cc
Fluid Gradient Below TOC:	1,200 g/cc
Pore Pressure In Open Hole Below TOC:	No

Axial Load Data (13 3/8" Intermediate Casing)	
Pre-Cement Static Load:	Yes
Pickup Force:	0,000 kip
Green Cement Pressure Test:	1500,00 psi
Service Loads:	No

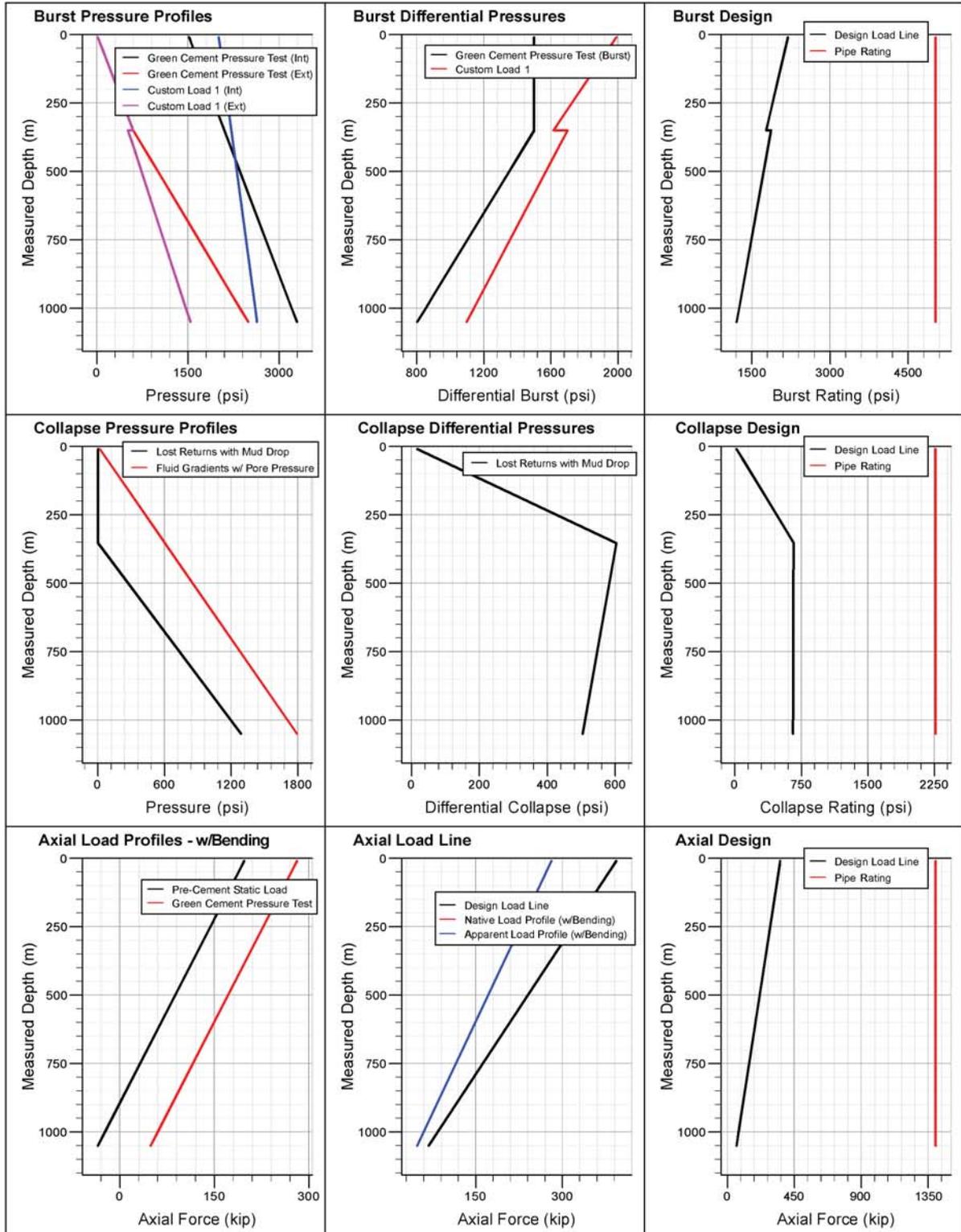
Minimum Safety Factors (13 3/8" Intermediate Casing)						
MD (m)	OD/Weight/Grade	Connection	Burst(A)	Collapse(A)	Axial(A)	Triaxial(A)
10	13 3/8", 68,00 ppf, N-80	Tenaris ER	2,52 CL C	+ 100,00 C4	5,54 A5 C	3,21 CL
30			2,55 CL C	44,21 C4	5,63 A5 C	3,25 CL
50			2,58 CL C	26,52 C4	5,72 A5 C	3,29 CL
60			2,60 CL C	22,10 C4	5,77 A5 C	3,30 CL
60			2,60 CL C	22,07 C4	5,77 A5 C	3,30 CL
100			2,66 CL C	13,26 C4	5,96 A5 C	3,38 CL
150			2,74 CL C	8,84 C4	6,23 A5 C	3,48 CL
200			2,82 CL C	6,63 C4	6,52 A5 C	3,59 CL
250			2,91 CL C	5,30 C4	6,84 A5 C	3,70 CL
300			3,01 CL C	4,42 C4	7,19 A5 C	3,82 CL
350			3,11 CL C	3,79 C4	7,59 A5 C	3,95 CL
350			3,10 CL C	3,79 C4	7,59 A5 C	3,93 CL
350			2,95 CL C	3,79 C4	7,59 A5 C	3,74 CL
353			2,96 CL C	3,76 C4	7,61 A5 C	3,74 CL
400			3,03 CL C	3,76 C4	8,02 A5 C	3,83 CL
450			3,11 CL C	3,76 C4	8,51 A5 C	3,93 CL
500			3,20 CL C	3,76 C4	9,07 A5 C	4,03 CL
550			3,29 CL C	3,77 C4	9,70 A5 C	4,13 CL
600			3,38 CL C	3,77 C4	10,42 A5 C	4,24 CL
650			3,48 CL C	3,77 C4	11,26 A5 C	4,36 CL
700			3,59 CL C	3,78 C4	12,25 A5 C	4,48 CL
750			3,70 CL C	3,78 C4	13,43 A5 C	4,60 CL
800			3,83 CL C	3,78 C4	14,87 A5 C	4,73 CL
850			3,96 CL C	3,79 C4	16,64 A5 C	4,87 CL
894			4,08 CL C	3,79 C4	18,58 A5 C	5,00 CL
894			4,08 CL C	3,79 C4	18,59 A5 C	5,00 CL
900			4,09 CL C	3,79 C4	18,90 A5 C	5,02 CL
950			4,24 CL C	3,79 C4	21,86 A5 C	5,17 CL
1000			4,40 CL C	3,79 C4	25,93 A5 C	5,33 CL
1050			4,58 CL C	3,80 C4	31,82 A5 C	5,49 CL

C Connection Critical
C4 Lost Returns with Mud Drop
A5 Green Cement Pressure Test(Axial)
CL Custom Loads





String Summary								
String	OD/Weight/Grade	Connection	MD Interval (m)	Drift Dia. (in)	Burst	Collapse	Axial	Triaxial
Intermediate Casing	13 3/8", 68,00 ppf, N-80	Tenaris ER	10,00-1050,00	12,259	2,52 C	3,76	5,54 C	3,21
C Conn Critical								





4.1.16 9 5/8" PRODUCTION CASING @ M 1730 MD (1700 VD)



String Summary								
String	OD/Weight/Grade	Connection	MD Interval (m)	Drift Dia. (in)	Burst	Collapse	Axial	Triaxial
Production Casing	9 5/8", 53,50 ppf, P-110	Tenaris Blue	10,00-1730,86	8,500 A	3,73 C	2,53	5,12 C	3,73

C Conn Critical
A Alternate Drift

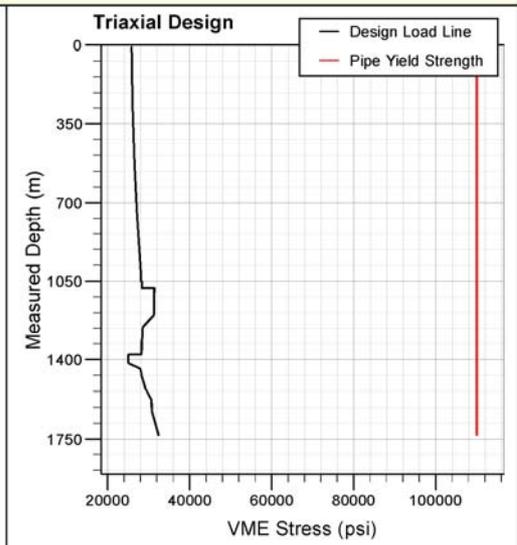
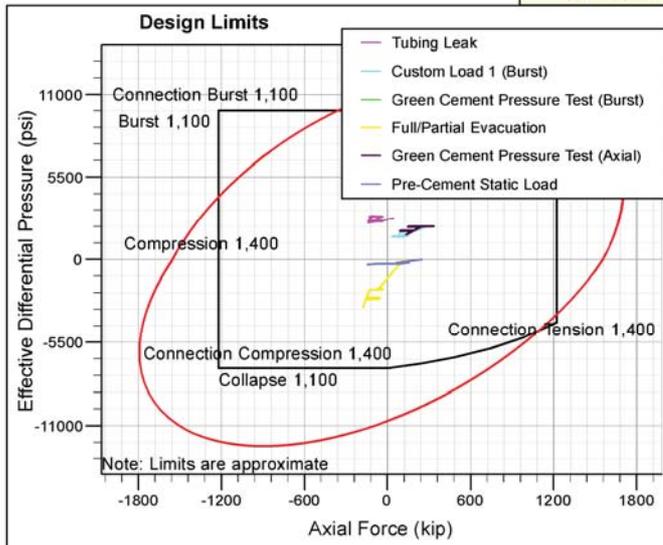
Burst Load Data (9 5/8" Production Casing)	
Production Load:	Tubing Leak
Packer Fluid Density:	1,100 g/cc
Packer Depth, MD:	1730,86 m
Perforation Depth, MD:	2030,86 m
Gas Gravity:	0,30
Reservoir Pressure:	2930,01 psi
Assigned Ext. Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
Drilling Load:	Green Cement Pressure Test
Test Pressure:	2200,00 psi
Mud Weight at Shoe:	1,300 g/cc
TOC, MD:	1050,00 m
Lead Slurry Density:	1,893 sg
Displacement Fluid Density:	1,300 g/cc
Float Collar Depth, MD:	1730,86 m
External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
TOC, MD:	1050,00 m
Prior Shoe, MD:	1050,00 m
Mud Weight Above TOC:	1,300 g/cc
Fluid Gradient Below TOC:	1,000 g/cc
Pore Pressure In Open Hole:	Yes
Custom Load:	Custom Load 1

Collapse Load Data (9 5/8" Production Casing)	
Drilling Load:	Full/Partial Evacuation
Mud Weight:	1,300 g/cc
Mud Level, MD:	1730,86 m
Assigned External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
TOC, MD:	1050,00 m
Prior Shoe, MD:	1050,00 m
Fluid Gradient Above TOC:	1,300 g/cc
Fluid Gradient Below TOC:	1,300 g/cc
Pore Pressure In Open Hole Below TOC:	No

Axial Load Data (9 5/8" Production Casing)	
Pre-Cement Static Load:	Yes
Pickup Force:	0,000 kip
Green Cement Pressure Test:	2200,00 psi
Service Loads:	No

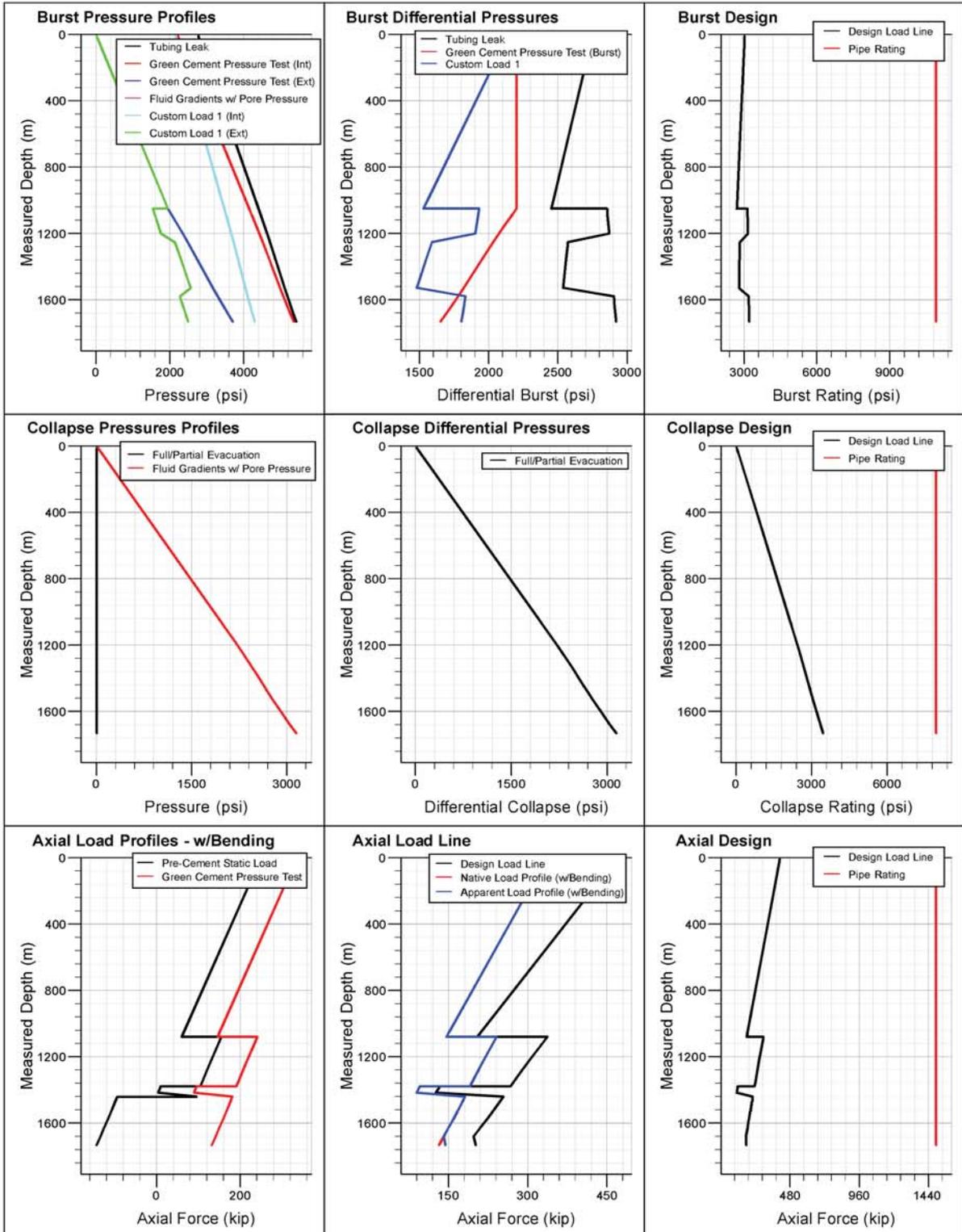
Minimum Safety Factors (9 5/8" Production Casing)						
MD (m)	OD/Weight/Grade	Conection	Burst(A)	Collapse(A)	Axial(A)	Triaxial(A)
10	9 5/8", 53,50 ppf, P-110	Tenaris Blue	3,97 B6 C	+ 100,00 C1	5,12 A5 C	4,69 B6
30			3,98 B6 C	+ 100,00 C1	5,18 A5 C	4,69 B6
50			3,98 B6 C	84,61 C1	5,23 A5 C	4,68 B6
60			3,99 B6 C	70,53 C1	5,26 A5 C	4,68 B6
60			3,99 B6 C	70,41 C1	5,26 A5 C	4,68 B6
100			4,01 B6 C	42,37 C1	5,38 A5 C	4,68 B6
150			4,03 B6 C	28,29 C1	5,53 A5 C	4,67 B6
200			4,05 B6 C	21,25 C1	5,69 A5 C	4,66 B6
250			4,07 B6 C	17,02 C1	5,86 A5 C	4,65 B6
300			4,09 B6 C	14,20 C1	6,04 A5 C	4,64 B6
350			4,11 B6 C	12,19 C1	6,24 A5 C	4,62 B6
400			4,14 B6 C	10,68 C1	6,44 A5 C	4,61 B6
450			4,18 B6 C	9,51 C1	6,65 A5 C	4,59 B6
500			4,18 B6 C	8,57 C1	6,90 A5 C	4,57 B6
550			4,20 B6 C	7,80 C1	7,15 A5 C	4,55 B6
600			4,23 B6 C	7,16 C1	7,42 A5 C	4,53 B6
650			4,25 B6 C	6,62 C1	7,72 A5 C	4,51 B6
700			4,27 B6 C	6,15 C1	8,04 A5 C	4,49 B6
750			4,30 B6 C	5,74 C1	8,38 A5 C	4,46 B6
800			4,32 B6 C	5,38 C1	8,76 A5 C	4,44 B6
850			4,35 B6 C	5,06 C1	9,17 A5 C	4,41 B6
900			4,37 B6 C	4,78 C1	9,63 A5 C	4,38 B6
950			4,40 B6 C	4,53 C1	10,13 A5 C	4,36 B6
1000			4,42 B6 C	4,30 C1	10,68 A5 C	4,33 B6
1050			4,45 B6 C	4,10 C1	11,30 A5 C	4,30 B6
1050			3,82 B6 C	4,10 C1	11,30 A5 C	4,27 B6
1050			3,82 B6 C	4,10 C1	11,31 A5 C	4,27 B6
1080			3,82 B6 C	3,98 C1	11,71 A5 C	4,27 B6
1080			3,82 B6 C	3,98 C1	7,09 A5 C	3,85 B6
1100			3,81 B6 C	3,91 C1	7,20 A5 C	3,86 B6
1150			3,81 B6 C	3,74 C1	7,48 A5 C	3,87 B6
1200			3,80 B6 C	3,59 C1	7,77 A5 C	3,88 B6
1201			3,80 B6 C	3,59 C1	7,77 A5 C	3,88 B6
1252			4,24 B6 C	3,44 C1	8,10 A5 C	4,24 B6
1260			4,24 B6 C	3,42 C1	8,15 A5 C	4,24 B6
1305			4,25 B6 C	3,31 C1	8,45 A5 C	4,26 B6
1320			4,25 B6 C	3,28 C1	8,55 A5 C	4,27 B6
1360			4,26 B6 C	3,19 C1	8,83 A5 C	4,29 B6
1378			4,27 B6 C	3,15 C1	8,96 A5 C	4,30 B6
1378			4,27 B6 C	3,15 C1	17,85 A5 C	4,82 B6
1417			4,27 B6 C	3,07 C1	19,04 A5 C	4,84 B6
1440			4,28 B6 C	3,03 C1	9,43 A5 C	4,33 B6
1441			4,28 B6 C	3,03 C1	9,44 A5 C	4,33 B6
1470			4,29 B6 C	2,97 C1	9,69 A5 C	4,28 C1
1473			4,29 B6 C	2,97 C1	9,71 A5 C	4,27 C1
1527			4,30 B6 C	2,87 C1	10,22 A5 C	4,15 C1
1530			4,29 B6 C	2,86 C1	10,25 A5 C	4,15 C1
1579			3,75 B6 C	2,78 C1	10,79 A5 C	3,95 B6
1590			3,75 B6 C	2,76 C1	10,91 A5 C	3,95 B6
1630			3,75 B6 C	2,69 C1	11,42 A5 C	3,93 C1
1680			3,74 B6 C	2,61 C1	12,12 A5 C	3,83 C1
1681			3,74 B6 C	2,61 C1	12,13 A5 C	3,83 C1
1731			3,73 B6 C	2,53 C1	(11,88) A2 C	3,73 C1

C Connection Critical
B6 Tubing Leak
C1 Full/Partial Evacuation
A2 Pre-Cement Static Load
A5 Green Cement Pressure Test(Axial)
() Compression





String Summary								
String	OD/Weight/Grade	Connection	MD Interval (m)	Drift Dia. (in)	Burst	Collapse	Axial	Triaxial
Production Casing	9 5/8", 53,50 ppf, P-110	Tenaris Blue	10,00-1730,86	8,500 A	3,73 C	2,53	5,12 C	3,73
C Conn Critical A Alternate Drift								





TEST COLONNE

CSG 18 5/8”:

Pressione massima attesa in testa: 440 psi

Pressione suggerita di Test Casing: 1000 psi eseguita durante successivo BOP test cieche

CSG 13 3/8”:

Pressione massima attesa in testa: 1330 psi

Pressione suggerita di Test Casing: 1500 psi eseguita al contatto tappi per evitare danneggiamento cementazione

CSG 9 5/8”:

Pressione massima attesa in testa: 2150 psi

Pressione suggerita di Test Casing: 2200 psi eseguita al contatto tappi per evitare danneggiamento cementazione

Le pressioni proposte per verificare l'integrità delle colonne sono state verificate in Stress Check



4.1.17 PROGRAMMA FANGO

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

CARATTERISTICHE DEL FANGO

FASE		28"	23"	16"	12"1/4	8"1/2	Complet.
Profondità	m	60	350	1050	1730	2030	2030
Tipo di fango		Acqua dolce	Acqua dolce	FW-PO	FW-PO-LU	FW-PO-LU	NaCl
Densità	kg/l	1,00	1,00	1,1-1,2	1,20-1,30	1,05-1,10	1,05-1,10
Viscosità Marsh	sec/l			50-60	50-60	50-60	
PV	cp			12-15	14-30	5-10	
YP	gr/100cm2			12-16	12-14	8-12	
Gel 10"	gr/100cm2			4-7	4-7	2-4	
Gel 10'	gr/100cm2			8-12	8-12	5-8	
pH				9-10	9-10	9-10	
Pf	cc/H2SO4 N/50			0,2	0,2	0,2	
Mf	cc/H2SO4 N/50			0,4	0,5	0,4	
Pm	cc/H2SO4 N/50			0,6	0,8	0,6	
Filtrato	ml/30'			3-5	3-5	3-5	
Filtrato HPHT(500psi/300°F)	ml/30'						
MBT	Kg/mc			30-50	30-50	20-30	
Solidi totali	% (in volume)			8-14	15-25	5-8	
Lubrificante	Kg/mc				10-25	10-25	

- Per ragioni di sicurezza confezionare una vasca di fango a d= 1,40 kg/l(almeno 60 m3) prima di iniziare la perforazione.

VOLUMI STIMATI

FASE		28"	23"	16"	12"1/4	8"1/2	Complet.
Profondità	m	60	350	1050	1730	2030	2030
Tipo di fango		Acqua dolce	Acqua dolce	FW-PO	FW-PO-LU	FW-PO-LU	NaCl
Volume foro	mc	24	78	91	52	11	11
Volume casing	mc		16	48	76	68	68
Volume di superfice	mc	120	120	120	120	120	120
Vol. diluizione+prodotti	mc	238	702	455	314	144	250
Vol. totale intervallo	mc	382	916	714	563	343	449
Vol.recupero fase preced.	mc	0	50	70	70	70	
Vol. da confezionare	mc	382	866	644	493	273	449

NOTE:

- Tutte le profondità si intendono misurate
- Le profondità sono riferite al PTR
- I volumi sono calcolati senza considerare scavamenti e/o eventuali perdite di circolazioni.
- Nella fase da 28" - 23" sono previsti elevati assorbimenti/perdite di circolazione.
- In caso di assorbimento nella fase da 16" utilizzare il meno possibile correttivi per il fango.
- Nella fase da 16", 12"1/4 e 8"1/2 sono previsti assorbimenti.
- Nella fase da 12"1/4 e 8"1/2 utilizzare intasanti Carbonatici.
- Nella fase da 8"1/2" come materiale di appesantimento utilizzare "Carbonato di Calcio".
- E' di fondamentale importanza l'ottimizzazione delle attrezzature di superfice per il controllo dei solidi, questo ci consentirà oltre alla riduzione dei volumi di diluizione una migliore gestione dei reflui.



ENIMED

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

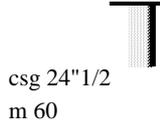
PRODOTTO	QUANTITA'	FUNZIONE
BARITE	150 t	Materiale di appesantimento
CARBONATO DI CALCIO	90 t	Materiale di appesantimento(fase 8"1/2)
BENTONITE	10 t	Materiale di viscosizzante
POLIMERO	3 t	Materiale di viscosizzante
BICARBONATO / CARBONATO	1 t	Materiale per abbassare il Calcio
CARBONATO DI CALCIO F/M/G	3+3+2 t	Intasanti Acidificabili
GRANULARI F/M/G	2+2+1 t	Intasanti non acidificabili
MICA F/M/G	1+2+2 t	Intasanti non acidificabili
ANTISCHIUMA	4 Dr.	
CARBONATO DI ZINCO o SIMILI	2 t	Per neutralizzare l'H ₂ S
SODA CAUSTICA	1 t	
RIDUTTORE DI FILTRATO	2 t	
LUBRIFICANTE	12 Dr.	Lubrificante
STABILIZZANTE DELLE ARGILLE	8 DR	
TENSIOATTIVO ANTIPRESA PER CUSCINI A BASSA DENSITA'	10 Dr.	Per prep. cuscini fino a D=1,3 Kg/l
TENSIOATTIVO ANTIPRESA PER CUSCINI AD ALTA DENSITA'	10 Dr.	Per prep. cuscini a D>1,3 Kg/l
CLORURO DI SODIO(NaCl)	10 t	Per la preparazione del Brine di completamento



4.1.18 PROGRAMMA CEMENTAZIONE

Cementazione casing 24 1/2" a m 60
Float Shoe Stab-In

m 0 P.T.R.
m 10 Piano campagna



EQUIPAGGIAMENTO CASING

Tipo Centralizzazione	Spacing	da m	a m	Centralizz.	Tipo	Stop Collar	Raschiat.
TOTALE				0		0	0

VOLUME FORO

	∅ foro/csg(inch)	∅ ester.csg(inch)	Vol. Intercapedine l/m	m	Volume m ³
Intercap.	28"	24" 1/2	90	48	4,3
Intercap.					0,0
Scarpa-collare					0,0
Maggiorazione su foro scoperto	150 %				6,5
VOLUME TOTALE					10,8

VOLUME TOTALE MALTA "A" Normale m³					10,8
malta a densità =					1,9 kg/l
CEMENTO	CLASSE "G"	q/m ³ 13,20	x	m ³ 11	q 143
% sul cemento					q 0,0
ACQUA	DOLCE	l/q 44,0	x	q 143	m ³ 6,3
Tempo di Pompabilità		Filtrato(cc/30min)	Resistenze Meccaniche(8hr/24hr)		
250					

VOLUME TOTALE MALTA "B" Normale m³					0,0
malta a densità =					1,9 kg/l
CEMENTO	CLASSE "G"	q/m ³ 13,20	x	m ³ 0	q 0
% sul cemento					q 0,0
ACQUA	DOLCE	l/q 44,0	x	q 0	m ³ 0,0
Tempo di Pompabilità		Filtrato(cc/30min)	Resistenze Meccaniche(8hr/24hr)		
180					

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



Cementazione casing 18 5/8" a m 350
Float Collar Stab-In

m 0 P.T.R.

m 10 Piano campagna

csg 24"1/2
m 60

csg 18"5/8
m 350



EQUIPAGGIAMENTO CASING

Tipo Centralizzazione	Spacing	da m	a m	Centralizz.	Tipo	Stop Collar	Raschiati
C1	12,5	350	300	4	ST	8	
C2	25	300	50	10	ST	20	
TOTALE				14		28	0

VOLUME FORO

	∅ foro(csg)(inch)	∅ ester.csg(inch)	Vol. Intercedine l/m	m	Volume m ³
Intercap.	23"	18"5/8	92	290	26,7
Intercap.	24"1/2	18"5/8	98	47	4,6
Scarpa-collare		18"5/8	159	13	2,1
Maggiorazione su foro scoperto			100 %		26,7
VOLUME TOTALE					60,0

VOLUME TOTALE MALTA "A" Leggera m³					42,0
malta a densità =					1,6 kg/l
CEMENTO CLASSE "G"	q/m ³	8,60	x	m ³ 42	q 361
Extender	2,0 % sul cemento				q 7,2
ACQUA DOLCE	l/q	84,3	x	q 361	m ³ 30,5
Tempo di Pompabilità			Filtrato(cc/30min)	Resistenze Meccaniche(8hr/24hr)	
500					

VOLUME TOTALE MALTA "B" Normale m³					18,0
malta a densità =					1,9 kg/l
CEMENTO CLASSE "G"	q/m ³	13,20	x	m ³ 18	q 238
% sul cemento					q 0,0
ACQUA DOLCE	l/q	44,0	x	q 238	m ³ 10,5
Tempo di Pompabilità			Filtrato(cc/30min)	Resistenze Meccaniche(8hr/24hr)	
220					

P. fratturazione	kg/cm ² /10m	1,71	x	m	350	kg/cm ²	60	
P. idr. a fine spiazz.	(100*1,9)/10+(250*1,6)/10						kg/cm ²	59
P. Risultante	P.fratt. - P.idr. a fine spiazz.						kg/cm ²	1
P. formazione	kg/cm ² /10m	1,03	x	m	350	kg/cm ²	36	
P. idr. durante WOC "B"	(100*1)/10+(250*1,6)/10						kg/cm ²	50
P. formazione	kg/cm ² /10m	1,03	x	m	250	kg/cm ²	26	
P. idr. durante WOC "A"	(250*1)/10						kg/cm ²	25

Situazione di OVERBALANCE di **14** kg/cm² **Durante WOC malta "B"**
Situazione di UNDERBALANCE di **1** kg/cm² **Durante WOC malta "A"**
 - Gradiente con malta all'annulus 1,69 kg/cm²/10m
 - Gradiente durante W.O.C. 1,43 kg/cm²/10m **Durante WOC malta "B"**
 - Gradiente durante W.O.C. 1,00 kg/cm²/10m **Durante WOC malta "A"**

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



Cementazione casing 13 3/8" a m 1050
Risalita malta a m 500

m 0 P.T.R.

m 10 Piano campagna

csg 24"1/2
m 60

csg 18"5/8
m 350

T.O.C. Malta "A"
m 500

csg 13"3/8
1050

EQUIPAGGIAMENTO CASING

Tipo Centralizzazione	Spacing	da m	a m	Centralizz.	Tipo	Stop Collar	Raschiati
C1	12,5	1050	1000	4	Rigidi	8	
C2	25	1000	500	20	Rigidi	40	
TOTALE				24		48	0

VOLUME FORO

	∅ foro(csg)(inch)	∅ ester.csg(inch)	Vol. intercapedine litri	m	Volume m ³
Intercap.	16"	13"3/8	38,84	550	21,4
Intercap.	18"5/8	13"3/8	63,58	0	0,0
Scarpa-collare		13"3/8	78,08	25	2,0
Maggiorazione su foro scoperto			55 %		11,7
VOLUME TOTALE					35,1

VOLUME TOTALE MALTA "A" Normale m ³					35,1	
malta a densità =		1,9 kg/l				
CEMENTO	CLASSE "G"	q/m ³ 13,20	x	m ³ 35	q	463
					% sul cemento	q 0,0
ACQUA	DOLCE	l/q 44,0	x	q 463	m ³	20,4
Tempo di Pompabilità		Filtrato(cc/30min)		Resistenze Meccaniche(8hr/24hr)		
320						

VOLUME TOTALE MALTA "B" Normale m ³						
malta a densità =		1,9 kg/l				
CEMENTO	CLASSE "G"	q/m ³ 13,20	x	m ³ 0	q	0
					% sul cemento	q 0,0
ACQUA	DOLCE	l/q 44,0	x	q 0	m ³	0,0
Tempo di Pompabilità		Filtrato(cc/30min)		Resistenze Meccaniche(8hr/24hr)		

P. fratturazione	kg/cm ² /10m	1,73	x	m	1050	kg/cm ²	182
P. idr. a fine spiazz.	(550*1,90)/10+(500*1,2)/10					kg/cm ²	165
P. Risultante	P.fratt. - P.idr. a fine spiazz.					kg/cm ²	17
P. formazione	kg/cm ² /10m	1,03	x	m	1050	kg/cm ²	108
P. idr. durante WOC "A"	(550*1)/10+(500*1,2)/10					kg/cm ²	115

Situazione di OVERBALANCE di **7** kg/cm² **Durante WOC malta "A"**
 - Gradiente con malta all'annulus **1,57** kg/cm²/10m
 - Gradiente durante W.O.C. **1,10** kg/cm²/10m **Durante WOC malta "A"**

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



Cementazione casing 9 5/8" a m 1730 MD - 1700 VD
Risalita Cemento a m 1300 MD - 1287 VD

m 0 P.T.R.

m 10 Piano campagna

csg 24"1/2
m 50

csg 18"5/8
m 350

csg 13"3/8
m 1050

T.O.C. malta "A"
m 1300 MD
m 1287 VD

T.O.C. malta "B"
m 1600 MD
m 1575 VD

csg 9"5/8
m 1730 MD
m 1700 VD

EQUIPAGGIAMENTO CASING

Tipo Centralizzazione	Spacing	da m	a m	Centralizz.	Tipo	Stop Collar	Raschiat.
C1	12,5	1730	1680	4	Rigidi	8	
C1	12,5	1680	1300	30	Rigidi	60	
				TOTALE		68	0

VOLUME FORO

	∅ foro(csg/inch)	∅ ester.csg(inch)	Vol. Interapedine l/m	m	Volume m ³
Intercap.	12 1/4"	9 5/8"	28,94	430	12,4
Intercap.	13 3/8"	9 5/8"	30,14	0	0,0
Scarpa-collare		9 5/8"	36,92	37	1,4
Maggiorazione su foro scoperto			100 %		12,4
VOLUME TOTALE					26,3

VOLUME TOTALE MALTA "A" Normale m³		19,3	
malta a densità =	1,5 kg/l		
CEMENTO CLASSE "G"	q/m ³	x m ³ 19	q 0
Microsilice	20,0 % sul cemento		q 0,0
ACQUA DOLCE	l/q	x q 0	m ³ 0,0
Tempo di Pompabilità	Filtrato(cc/30min)	Resistenze Meccaniche(8hr/24hr)	
400			

VOLUME TOTALE MALTA "B" Normale m³		7,0	
malta a densità =	1,9 kg/l		
CEMENTO CLASSE "G"	q/m ³ 13,20	x m ³ 7	q 92
	% sul cemento		q 0,0
ACQUA DOLCE	l/q 44,0	x q 92	m ³ 4,1
Tempo di Pompabilità	Filtrato(cc/30min)	Resistenze Meccaniche(8hr/24hr)	
240			

P. fratturazione	kg/cm ² /10m	1,80	x m	1700	kg/cm ²	306
P. idr. a fine spiazz.		(125*1,90)/10+(288*1,50)/10+(1287*1,30)/10			kg/cm ²	234
P. Risultante	P.fratt. - P.idr. a fine spiazz.				kg/cm ²	72
P. formazione	kg/cm ² /10m	1,20	x m	1700	kg/cm ²	204
P. idr. durante WOC "B"		(125*1)/10+(288*1,50)/10+(1287*1,30)/10			kg/cm ²	223
P. formazione	kg/cm ² /10m	1,20	x m	1575	kg/cm ²	189
P. idr. durante WOC "A"		(288*1)/10+(1287*1,30)/10			kg/cm ²	196

Situazione di OVERBALANCE di 19 kg/cm² Durante WOC malta "B"
Situazione di OVERBALANCE di 7 kg/cm² Durante WOC malta "A"
 - Gradiente con malta all'annulus 1,38 kg/cm²/10m
 - Gradiente durante W.O.C. 1,31 kg/cm²/10m

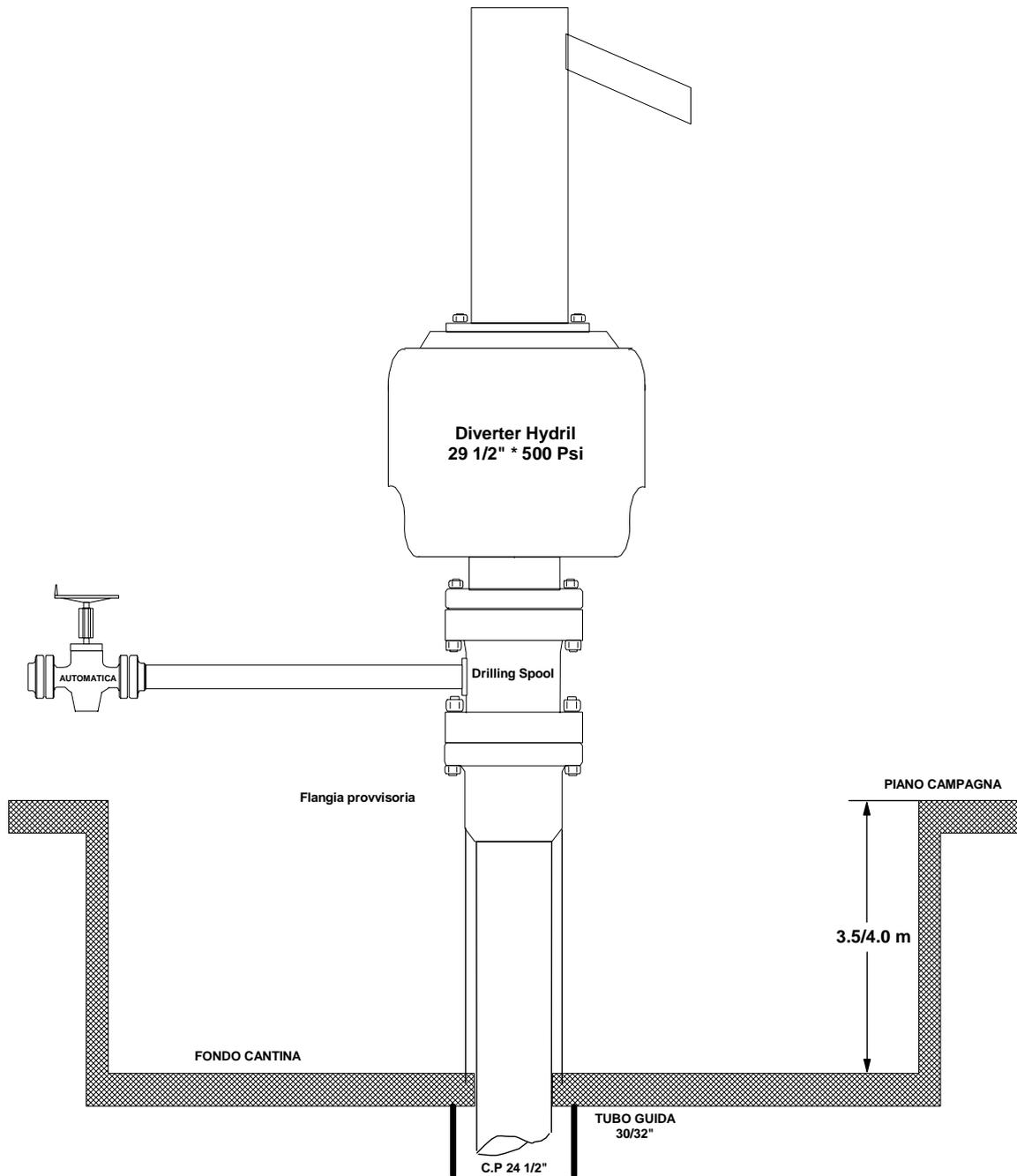
NOTE: Tempo di pompabilità, W.O.C., materiali ed attrezzatura da definire in fase operativa.



4.1.19 B.O.P

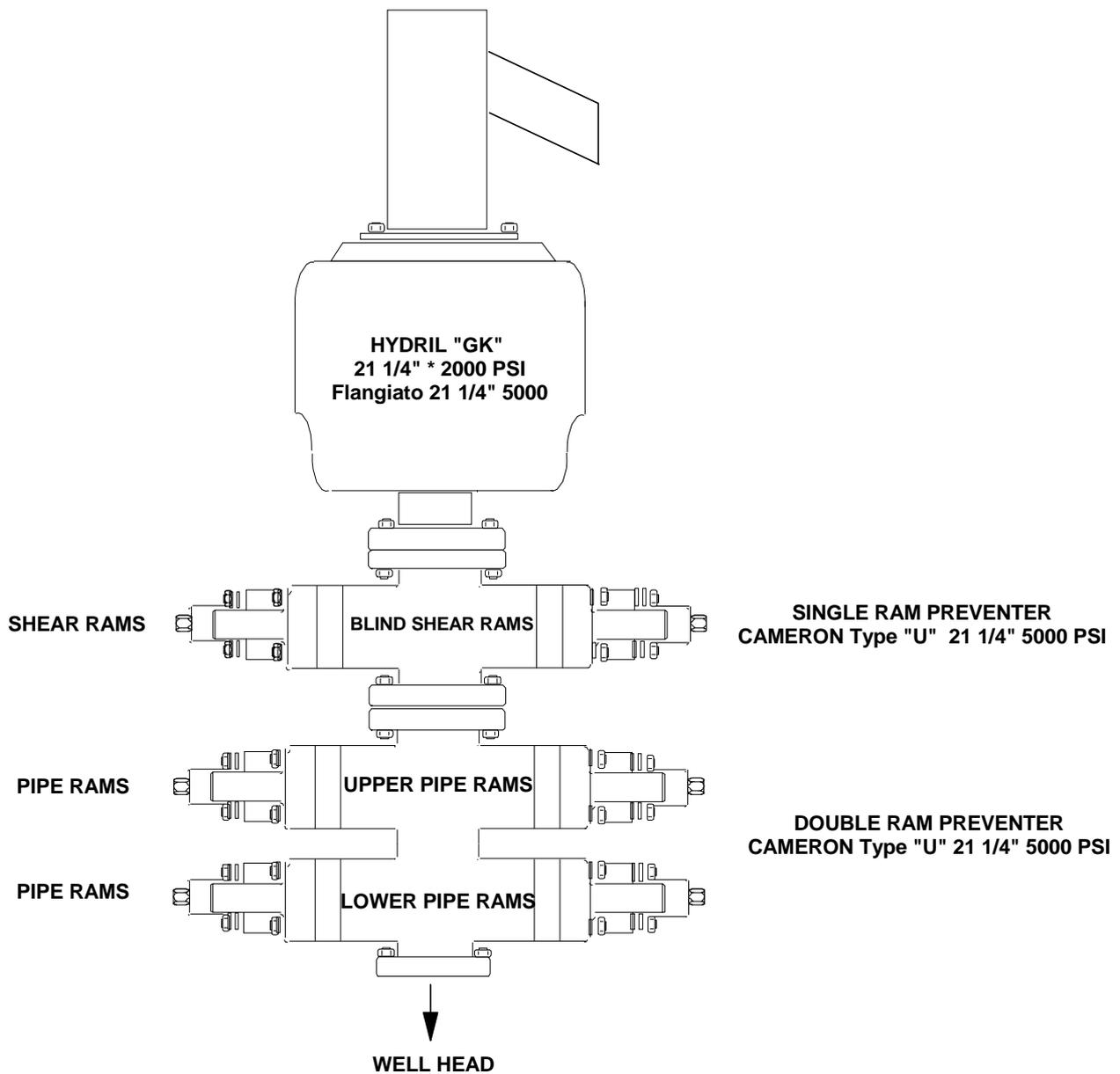
Configurazione DIVERTER SYSTEM (29 1/2" 500 Psi)
Fase 23"

PIANO TAVOLA ROTARY



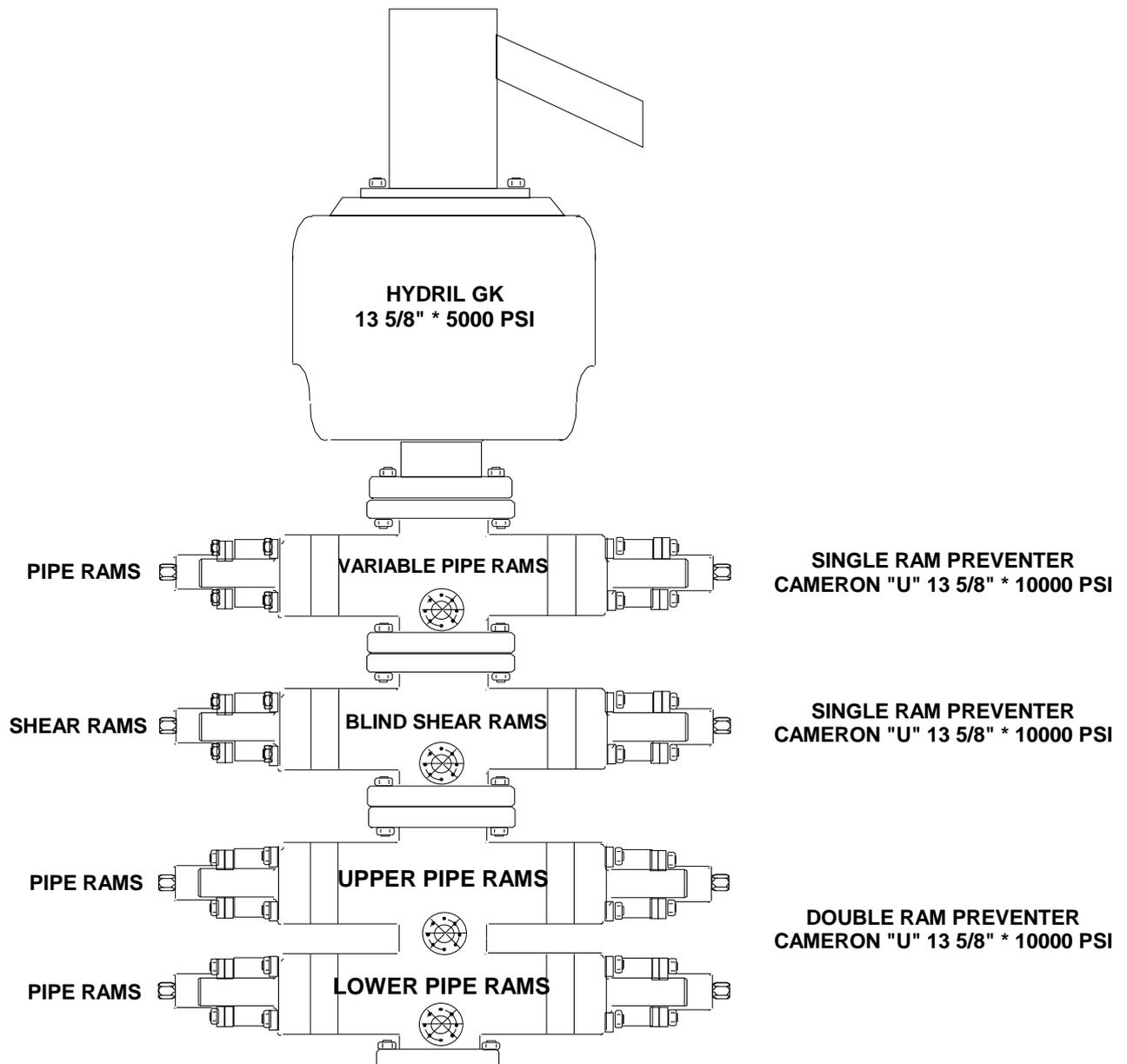


Configurazione BOP (21 1/4" 5000)
Fase 16"



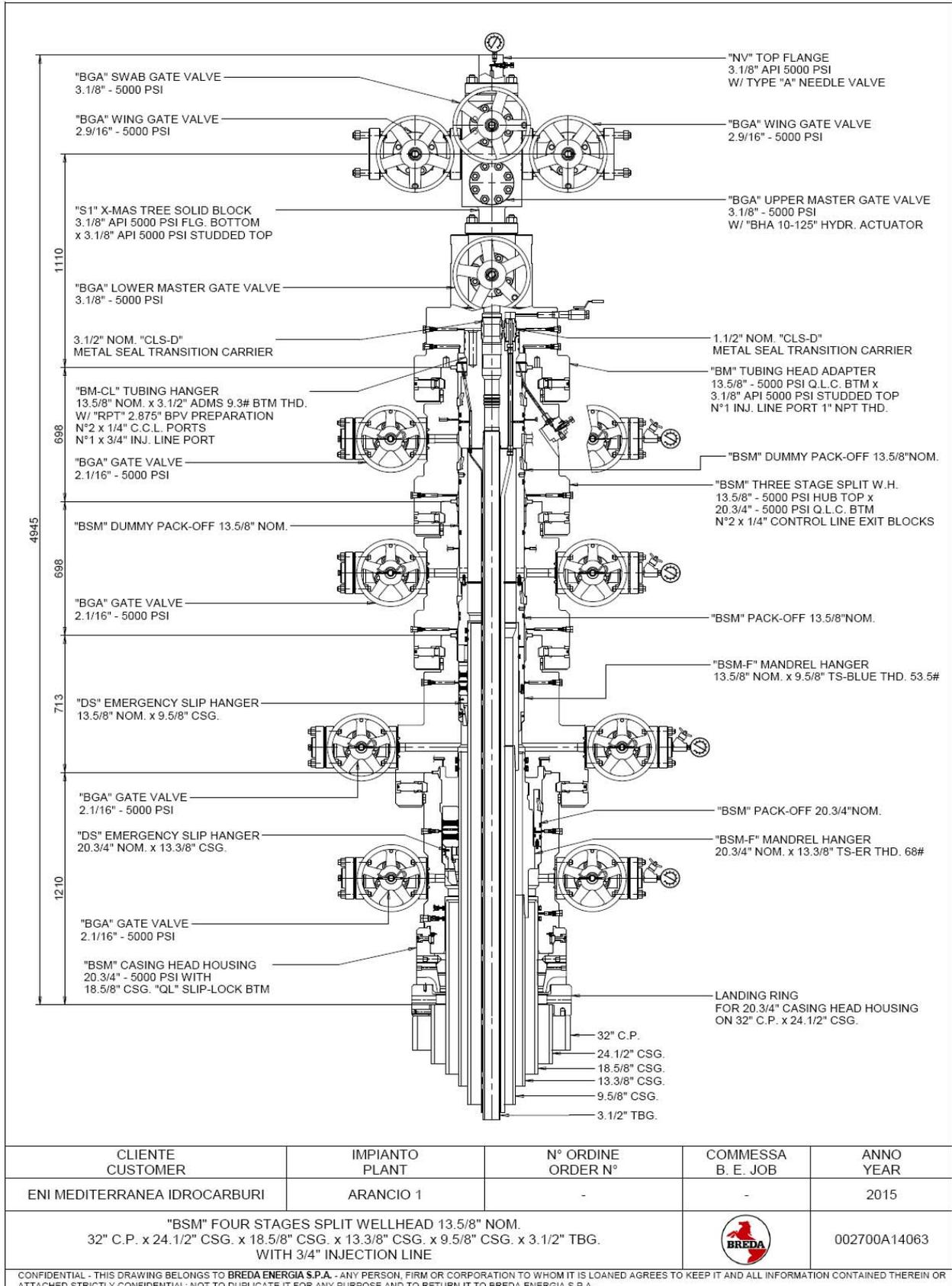


**Configurazione BOP (13 5/8" 10000)
Fase 12 1/4" - 8 1/2"**





4.1.20 TESTA POZZO E CROCE DI PRODUZIONE





4.1.21 PROGRAMMA IDRAULICO

Di seguito un programma idraulico di massima per la perforazione del pozzo Arancio 1 Dir.
Il seguente programma potrà subire delle variazioni anche significative in base ai riscontri operativi del pozzo.

Fase 23 (perforazione verticale con batteria stabilizzata)

MUDRHEOLOGY				PUMPS				BIT NOZZLES				PRESSURE LOSSES & HYD. POWER				BIT HYDRAULICS				ANNULUS			
DME	MW	PV	YP	Pump 1 liner	Pump 2 liner	Pump 3 liner	TFA	Sizes (32nd")	Flow Rate	Tot.	Tot.	Surf.	Pipe	Ann.	Bit Loss	Bit HP	Bit %	HSI	Jet vel.	Imp. Force	Minim	Maxim	ECD
m	g/cc	cp	lb/100ft ²	in	in	in	in ²	(32nd")	L/min	psi	psi	psi	psi	psi	psi	hhp	%	hp/in ²	m/s	kgf	m/min	m/min	sg
10000	1,000	20,00	0,00	102	6,50	102	6,50	1X22	4.000,0	1.079,78	665,62	100,00	485,04	0,43	514,31	317,04	47,63	0,8	80,00	543,87	16,40	18,90	1,03
28000	1,000	20,00	0,00	102	6,50	102	6,50	1X22	4.000,0	1.893,71	1167,35	100,00	1.278,61	0,79	514,31	317,04	27,16	0,8	80,00	543,87	16,49	18,90	1,04
36000	1,000	20,00	0,00	102	6,50	102	6,50	1X22	4.000,0	1.860,10	1208,28	100,00	1.344,04	0,85	514,31	317,04	26,24	0,8	80,00	543,87	16,49	18,90	1,03

WOB to Hel. Buckle (Rotating):	12.6	kip	at:	350.00	m
WOB to Sin. Buckle (Rotating):	8.9	kip	at:	350.00	m
Overpull Margin (Tripping Out):	272.6	kip	% of Yield:	90.00	%
Pick-Up Weight:	0.6	kip	Slack-Off:	0.6	kip

	Load Case	Torque at Rotary Table (ft-lbf)	Windup With Torque (revs)	Measured Weight (kip)	Total Stretch (m)	Axial Stress=0		Surface Neutral Point	
						Measured Depth	BIT (m)	Measured Depth	BIT (m)
1	BACKREAMING	2242.5	0.1	129.7	0.32	333.82	16.18	350.00	0.00
2	TRIPPING OUT	0.0	0.0	110.4	0.31	306.96	43.04	350.00	0.00
3	ROTATING ON BOTTOM	3402.0	0.1	21.5	0.22	176.12	173.88	184.26	165.74
4	TRIPPING IN	0.0	0.0	109.1	0.31	306.83	43.17	350.00	0.00
5	ROTATING OFF BOTTOM	188.0	0.0	109.7	0.31	306.89	43.11	350.00	0.00

Fase 23" perforazione verticale

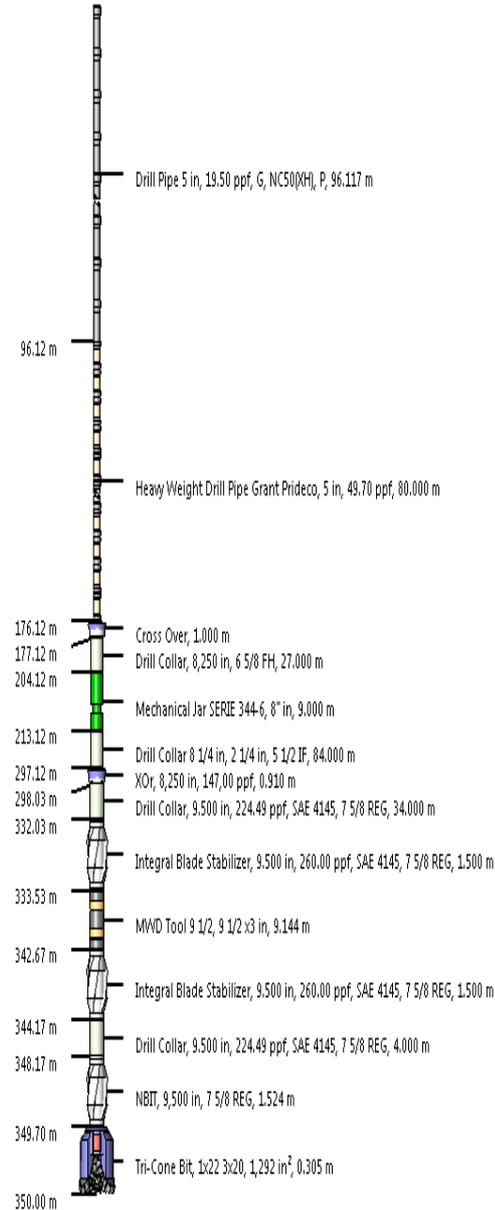
Hole Name: Hole Section

Hole Section Depth (MD): 350.00 m

String Initialization
String Name: 23" BHA_Arancio 1 Dir
String (%MD): 350.00 m Specify: Top to Bottom

Section Type	Measured Depth (m)	Length (m)	ID (in)	Drift	Effective Hole Diameter (m)	Friction Factor	Linear Capacity	Item Description
Casing	60.00	60.000	23.25	23.062	0.25	0.5251	24 1/2 in. 162 ppf. J-55.	
Open Hole	350.00	290.000	23.00		0.30	0.5139		

Item	Length (m)	%MD	OD (in)	ID (in)	Weight (ppf)	Item Description
1	96.117	27.46	5.000	4.276	21.92	Drill Pipe 5 in. 19.50 ppf. G. NC50(XH). P
2	80.000	22.86	5.000	3.000	49.70	Heavy Weight Drill Pipe Grant Prideco. 5 in. 49.70 ppf
3	1.000	0.28	8.000	2.813	129.20	Cross Over
4	27.000	7.71	8.250	6.250	176.38	Drill Collar. 8.250 in. 6.5/8 FH
5	9.000	2.57	5.131	3.000	138.50	Mechanical Jar SERIE 344-6. 8" in
6	8.000	2.29	5.131	3.000	138.50	Drill Collar. 8.000 in. 7/8 REG
7	6.910	1.97	5.131	3.000	127.00	Drill Collar. 6.910 in. 7/8 REG
8	34.000	9.71	5.131	3.000	224.49	Drill Collar. 9.500 in. 224.49 ppf. SAE 4145. 7 5/8 REG
9	1.500	0.43	9.500	3.000	260.00	Integral Blade Stabilizer. 9.500 in. 260.00 ppf. SAE 4145. 7 5/8 REG
10	9.144	2.61	9.500	3.000	217.17	MWD Tool 9 1/2. 9 1/2 x3 in
11	1.500	0.43	9.500	3.000	260.00	Integral Blade Stabilizer. 9.500 in. 260.00 ppf. SAE 4145. 7 5/8 REG
12	4.000	1.14	9.500	3.000	224.49	Drill Collar. 9.500 in. 224.49 ppf. SAE 4145. 7 5/8 REG
13	1.524	0.44	9.500	3.000	192.45	NBIT. 9.500 in. 7 5/8 REG
14	0.305	0.09	350.00	23.000	1216.00	Tri-Cone Bit. 1x22 3x20. 1.292 in ²





Fase 16" perforazione verticale automatica

Fase 16" perforazione verticale automatica

MUD RHEOLOGY				PUMPS				BIT NOZZLES				PRESSURE LOSSES & HYD. POWER				BIT HYDRAULICS				ANNULUS		
DME	MW	PV	YP	Pump 1 liner	Pump 2 liner	Pump 3 liner	TFA	Sizes	Flow Rate	Tot.	Surf.	Pipe	Ann.	Bit Loss	Bit HP	Bit %	HSI	Jet vel.	Imp. Force	Minim	Maxim	ECD
m	g/cc	cp	bt/100ft ²	in	in	in	in ²	(32nd")	L/min	psi	hhp	psi	psi	psi	hhp	%	hp/in ²	m/s	kgf	m/min	m/min	sg
360.00	1.200	15.00	33.000	6.00	6.00	6.00	0.601	4X14	3.900,0	2.776,98	1327,63	100,00	952,94	15,79	817,05	61,54	4,1	133,18	841,99	21,34	36,91	1,24
600.00	1.200	15.00	33.000	6.00	6.00	6.00	0.601	4X14	3.900,0	2.963,31	1415,69	100,00	1.125,96	27,10	817,05	57,71	4,1	133,18	841,99	21,34	36,91	1,24
850.00	1.200	15.00	33.000	6.00	6.00	6.00	0.601	4X14	3.900,0	3.154,48	1507,02	100,00	1.306,03	38,20	817,05	54,22	4,1	133,18	841,99	21,34	36,91	1,24
1050.00	1.200	15.00	33.000	6.00	6.00	6.00	0.601	4X14	3.900,0	3.308,11	1580,41	100,00	1.450,79	47,07	817,05	51,70	4,1	133,18	841,99	21,34	36,91	1,24

Load Case	Torque at Rotary Table (ft-lbf)	Windup With Torque (revs)	Measured Weight (kip)	Total Stretch (m)	Axial Stress=0		Surface Neutral Point	
					Measured Depth	BIT (m)	Measured Depth	BIT (m)
1 BACKREAMING	2807.2	0.5	145.1	1.16	937.05	112.95	1050.00	0.00
2 TRIPPING OUT	0.0	0.0	127.6	1.06	934.12	115.88	1050.00	0.00
3 ROTATING ON BOTTOM	2909.5	0.5	85.1	0.84	897.12	152.88	969.74	80.26
4 TRIPPING IN	0.0	0.0	122.6	1.05	934.12	115.88	1050.00	0.00
5 ROTATING OFF BOTTOM	661.6	0.1	125.1	1.06	934.12	115.88	1050.00	0.00

Hole Name: Hole Section: Import Hole Section

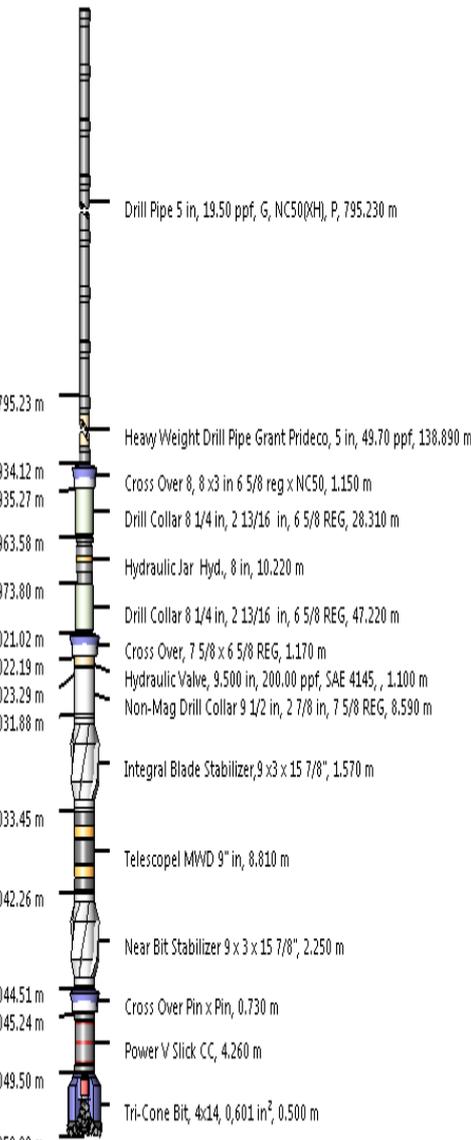
Hole Section Depth (MD): 1050.00 m

String Initialization

String Name: [BHA 16" perforazione verticale automatica]

String (%MD): 1050.00 m Specify: Top to Bottom

Section Type	Measured Depth (m)	Length (m)	ID (in)	OD (in)	Weight (ppf)	Item Description
Casing	350.00	17.653	17.465	4.276	21.92	Drill Pipe 5 in. 19.50 ppf. G. NC50(XH), P
Open Hole	1050.00	700.000	16.000	5.000	49.70	Heavy Weight Drill Pipe Grant Prideoce. 5 in. 49.70 ppf
					147.00	Cross Over 8. 8 x 3 in 6 5/8 reg x NC50
					171.05	Drill Collar 8 1/4 in. 2 13/16 in. 6 5/8 REG
					154.36	Hydraulic Jar Hyd. 8 in
					171.05	Drill Collar 8 1/4 in. 2 13/16 in. 6 5/8 REG
					149.91	Cross Over 7 5/8 x 6 5/8 REG
					200.00	Hydraulic Valve. 9.500 in. 200.00 ppf. SAE 4145.
					222.20	Non-Mag Drill Collar 9 1/2 in. 2 7/8 in. 7 5/8 REG
					192.45	Integral Blade Stabilizer 9" in
					183.76	Near Bit Stabilizer 9 x 3 x 15 7/8"
					147.00	Cross Over Pin x Pin
					171.05	Power V Slick CC
					200.00	Tri-Cone Bit. 4x14. 0.601 in ²





Fase 12 1/4" perforazione direzionata automatica

MUD RHEOLOGY				PUMPS				BIT NOZZLES				PRESSURE LOSSES & HYD. POWER				BIT HYDRAULICS				ANNULUS			
DIME	MW	PV	YP	Pump 1 liner	Pump 2 liner	Pump 3 liner	TFA	Sizes (32nd")	Flow Rate	Tot.	Surf.	Pipe	Ann.	Bit Loss	Bit HP	Bit %	HSI	Jet vel.	Imp. Force	Minim	Maxim	ECD	
m	g/cc	cp	lb/100ft ³	in	in	in	in ²		L/min	psi	hhp	psi	psi	psi	hhp	%	hp/in ²	m/s	kgf	m/min	m/min	sg	
1100.00	1,300	30.00	29.000	78.00	6.00	6.00	0.518	4X13	2.600.0	3.451.18	1382.83	1.524.80	73.27	1.753.00	702.40	50.79	6.0	129.54	744.15	38.74	89.36	1.35	
1300.00	1,300	30.00	29.000	78.00	6.00	6.00	0.518	4X13	2.600.0	3.600.75	1442.76	1.661.96	85.79	1.753.00	702.40	48.68	6.0	129.54	744.15	38.74	89.36	1.35	
1500.00	1,300	30.00	29.000	78.00	6.00	6.00	0.518	4X13	2.600.0	3.748.40	1501.93	1.797.26	98.13	1.753.00	702.40	46.77	6.0	129.54	744.15	38.74	89.36	1.35	
1730.00	1,300	30.00	29.000	78.00	6.00	6.00	0.518	4X13	2.600.0	3.921.42	1571.25	1.956.10	112.32	1.753.00	702.40	44.70	6.0	129.54	744.15	38.74	89.36	1.35	

WOB to Hel. Buckle (Rotating):	26.12	tonne	at:	1641.16	m
WOB to Sin. Buckle (Rotating):	24.27	tonne	at:	1641.16	m
Overpull Margin (Tripping Out):	88.86	tonne	% of Yield:	90.00	%
Pick-Up Weight:	13.29	tonne	Slack-Off:	9.96	tonne

	Load Case	Torque at Rotary Table (ft-lbf)	Windup With Torque (revs)	Windup Without Torque (revs)	Total Stretch (m)	Axial Stress=0		Surface Neutral Point	
						Measured Depth (m)	BIT (m)	Measured Depth (m)	BIT (m)
1	BACKREAMING	9696.3	2.8	2.5	2.05	1641.16	88.84	1730.00	0.00
2	TRIPPING OUT	0.0	0.0	0.0	2.07	1641.16	88.84	1730.00	0.00
3	ROTATING ON BOTTOM	5562.9	1.7	1.0	1.48	1413.16	316.84	1650.05	79.95
4	TRIPPING IN	0.0	0.0	0.0	1.68	1633.65	96.35	1730.00	0.00
5	ROTATING OFF BOTTOM	6769.2	1.9	1.9	1.85	1641.16	88.84	1730.00	0.00

Fase 12 1/4" perforazione direzionata automatica

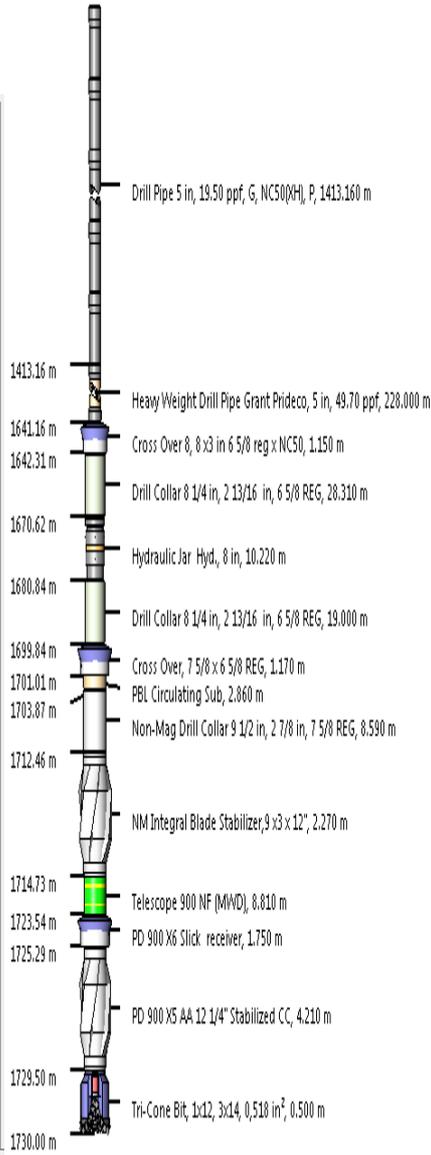
Hole Name: Hole Section Import Hole Section

Hole Section Depth (MD): m Additional Columns

Section	Type	Measured Depth (m)	Length (m)	ID (in)	Drift	Effective Hole Diameter	Friction Factor	Linear Capacity	Item Description
1	Casing	1050.000	12.415	12.259	0.25	12.415	0.25	0.1496	13 3/8 in, 68 ppf, L-80.
2	Open Hole	1730.00	680.000	12.250		12.250	0.30	0.1458	

String Initialization
String Name: [BHA 12 1/4" DIR Amatella 2]
String (%MD): [1730.00] m Specify: [Top to Bottom] Import String

Length (m)	%MD (m)	OD (in)	ID (in)	Weight (ppf)	Item Description
1	1413.160	5.000	4.276	21.92	Drill Pipe 5 in, 19.50 ppf, G, NC50(XH), P
2	228.000	1641.16	5.000	49.70	Heavy Weight Drill Pipe Grant Prideco, 5 in, 49.70 ppf
3	1.150	1642.31	7.920	3.000	Cross Over 8, 8 x 3 in 6 5/8 reg x NC50
4	28.310	1670.62	8.250	2.813	Drill Collar 8 1/4 in, 2 13/16 in, 6 5/8 REG
5	10.220	1680.84	8.000	2.500	Hydraulic Jar Hyd., 8 in
6	19.000	1699.84	8.250	2.813	Drill Collar 8 1/4 in, 2 13/16 in, 6 5/8 REG
7	1.170	1701.01	9.500	2.816	Cross Over, 7 5/8 x 6 5/8 REG
8	2.860	1703.87	9.500	2.250	PBL Circulating Sub
9	8.590	1712.46	9.500	2.875	Non-Mag Drill Collar 9 1/2 in, 2 7/8 in, 7 5/8 REG
10	2.270	1714.73	9.500	3.000	NM Integral Blade Stabilizer 9 x 3 x 12"
11	8.810	1723.54	9.000	5.900	Telescope 900 NF (MWD)
12	1.750	1725.29	9.625	4.560	PD 900 X6 Slick receiver
13	4.210	1729.50	9.000	3.000	PD 900 X6 AA 12 1/4" Stabilized CC
14	0.500	1730.00	12.125	200.00	Tri-Cone Bit, 1x12, 3x14, 0.518 in ²
15					





Fase 8 1/2" perforazione verticale automatica

Fase 8 1/2" perforazione verticale automatica

MUD RHEOLOGY				PUMPS				BIT NOZZLES				PRESSURE LOSSES & HYD. POWER				BIT HYDRAULICS				ANNULUS				
DME	MW	PV	YP	Pump 1 liner	Pump 2 liner	Pump 3 liner	TFA	Sizes (32nd")	Flow Rate	Tot.	hhp	psi	Surf.	Pipe	Ann.	Bit Loss	Bit HP	Bit %	HSI	Jet vel.	Imp. Force	Minim	Maxim	ECD
m	g/cc	cp	lb/100ft ³	spm	in	spm	in	in ²	L/min	psi	hhp	psi	psi	psi	psi	psi	hhp	%	hp/in ²	m/s	kgf	m/min	m/min	sg
1730.00	1,100	10,00	25,000	72,00	5,50	5,50	0,389	3x13	2,000,0	2,789,93	899,91	100,00	923,24	206,33	1,560,35	490,93	55,93	8,4	132,87	496,78	82,49	154,30	1,19	
1830.00	1,100	10,00	25,000	72,00	5,50	5,50	0,389	3x13	2,000,0	2,833,39	973,30	100,00	954,68	218,46	1,560,35	490,93	55,07	8,5	132,87	496,78	82,49	157,98	1,19	
1930.00	1,100	10,00	25,000	72,00	5,50	5,50	0,389	3x13	2,000,0	2,876,99	985,56	100,00	985,91	230,13	1,560,35	490,93	54,25	8,5	132,87	496,78	82,49	157,98	1,19	
2030.00	1,100	10,00	25,000	72,00	5,50	5,50	0,389	3x13	2,000,0	2,919,48	999,84	100,00	1,017,24	241,89	1,560,35	490,93	53,45	8,5	132,87	496,78	82,49	157,98	1,19	

WOB to Hel. Buckle (Rotating):	2.27	tonne	at:	2030.00	m
WOB to Sin. Buckle (Rotating):	1.61	tonne	at:	2030.00	m
Overpull Margin (Tripping Out):	93.15	tonne	% of Yield:	90.00	%
Pick-Up Weight:	10.68	tonne	Slack-Off:	8.27	tonne

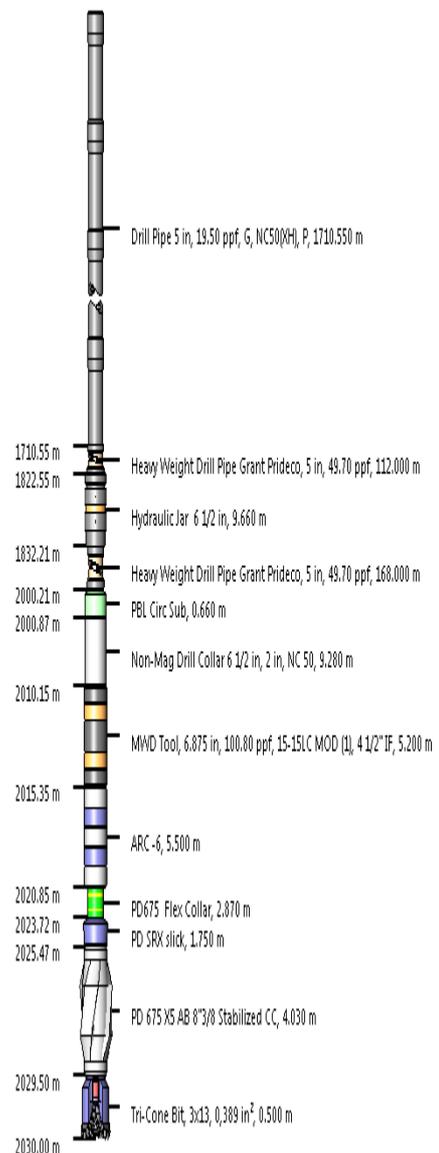
String Editor

String Name: BHA 8 1/2" DIR perforazione verticale automatica

String (%MD): 2030.00

Specify: Top to Bottom

Section Type	Measured Depth (m)	Length (m)	ID (in)	Drift	Effective Hole Diameter	Friction Factor	Linear Capacity	Item Description
Casing	1730.00	1730.000	8.535	8.500	8.535	0.25	0.0708	9 5/8 in. 53.5 ppf. P-110.
Open Hole	2030.00	300.000	8.500	8.500	8.500	0.30	0.0702	





4.1.22 BATTERIE E STABILIZZAZIONE

Di seguito la composizione indicativa delle batterie utilizzate per fase.

In fase operativa e in funzione ai responsi del pozzo le batterie descritte potranno subire delle variazioni.

FASE 28"

B.H.A. stabilizzata per la perforazione fino a m 60

OD	COMPONENT
28"	Bit
	Near Bit (Body 9 1/2")
9 1/2"	1 DC
	STAB
9 1/2"	2 DC
5"	X-over
5"	HWDP

FASE 23"

B.H.A. stabilizzata per la perforazione fino a m 350

OD	COMPONENT
23"	Bit
	N.B + F.C
9 1/2"	1 DC
	STAB
9 1/2"	MONEL + TOTCO RING
	STAB
9 1/2"	3 DC
9 1/2"	JAR
9 1/2"	3 DC
	X-Over
5"	12/15 HWDP
5"	DP

Per le successive fasi 16" – 12 1/4" e 8 1/2" le batterie verranno concordate con la compagnia di Directional Drilling assegnata in fase operativa.



4.1.23 SELEZIONE SCALPELLI

Di seguito I.A.D.C Code e parametri consigliati per la perforazione del pozzo Cammarana 1.

FASE 28" a m 60

I.A.D.C Code : 4.1.5
Parametri consigliati:
W.O.B : 5 -10 Tons.
R.P.M : 60 - 70 g/min
FLOW RATE : 1000 Lt/min (compatibilmente con gli assorbimenti)

FASE 23" a m 350

I.A.D.C Code : 4.1.5 - 4.3.5
Parametri consigliati:
W.O.B : 18 -20 Tons.
R.P.M : 100 - 120 g/min
FLOW RATE : 1500-2500 Lt/min (compatibilmente con gli assorbimenti)

FASE 16" a m 1050

I.A.D.C Code : 4.1.5 - 4.3.5
Parametri consigliati:
W.O.B : 18 -20 Tons.
R.P.M : 120 - 140 g/min
FLOW RATE : 2800-3000 Lt/min

In ogni caso i parametri verranno concordati con la compagnia di directional drilling.

FASE 12 ¼" a m 1730

I.A.D.C Code : 4.3.5 - 4.4.7
Parametri consigliati:
W.O.B : 18 -20 Tons.
R.P.M : 120 - 140 g/min
FLOW RATE : 2500-2800 Lt/min

E' probabile l'utilizzo di PDC Bit

In ogni caso i parametri verranno concordati con la compagnia di directional drilling

FASE 8 ½" a m 2030 MD

I.A.D.C Code : 4.3.5 – 4.4.5 – 5.1.7 - PDC BIT
Parametri consigliati:
W.O.B : Da concordare con compagnia di directional drilling in funzione della batteria che verrà utilizzata
R.P.M : Da concordare con compagnia di directional drilling in funzione della batteria che verrà utilizzata
FLOW RATE : 1800-2000 Lt/min



4.1.24 PROGETTO DI DEVIAZIONE

Il progetto di deviazione prevede:

Un profilo verticale fino a m 1050 (csg 13 3/8"), un profilo "S-Shape" con rientro in verticale con kick off point a m 1080 circa in fase 12 ¼" sotto la scarpa del csg 13 3/8".

Con un DLS costante di 2.8°/30 m si costruirà la curva in fase 12 ¼" fino ad arrivare ad un'inclinazione di circa 28° in direzione N38.15E a circa 1380 m MD, da questo punto si proseguirà in slant mantenendo l'inclinazione costante a 28° nella medesima direzione fino a m 1430 circa, da questo punto con un DLS di circa 2.8°/30 m in drop si arriverà a casing point 9 5/8" dove il pozzo sarà verticale.

In fase 8 ½" mantenendo la verticalità si proseguirà fino a TD (2030 m) attraversando la F.ne Sciacca.

A T.D il pozzo avrà uno scostamento dalla verticale di circa 170 m.

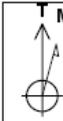
Di seguito alleghiamo:

- Profilo di deviazione proposto con relativo sviluppo
- Well Data Analysis



EniMed
TEGE/PERF
Francesco Franchino
Drig Dpt
Tel 0933 811348

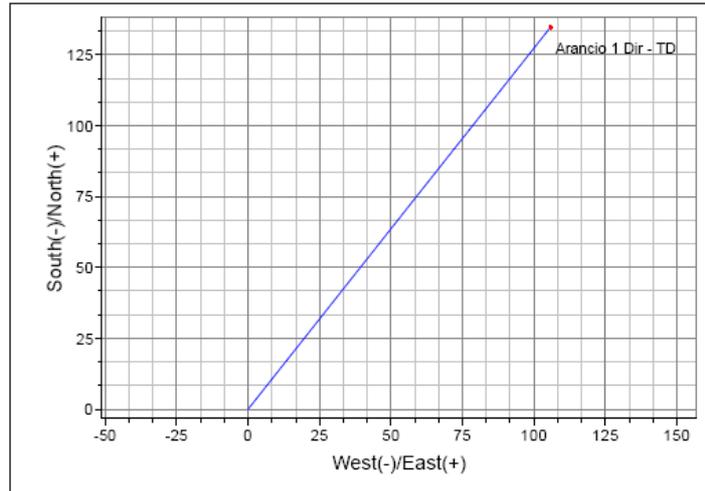
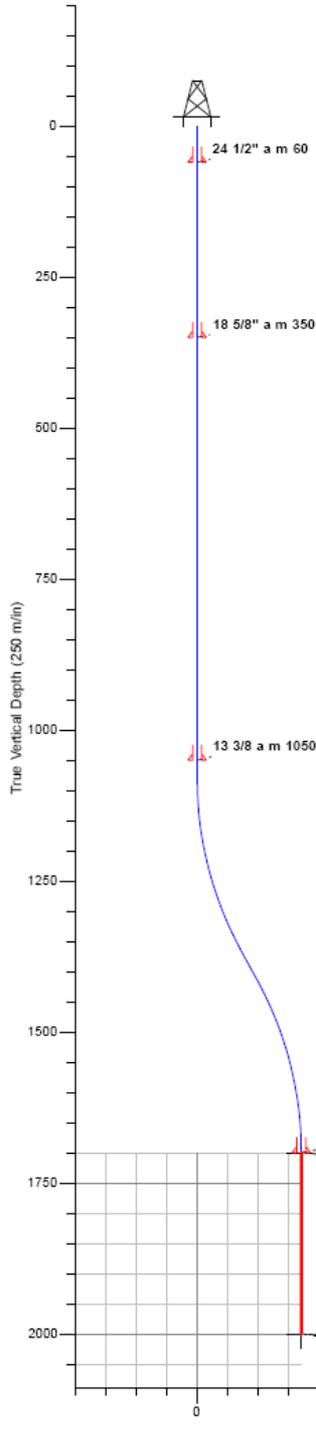
Project: RAGUSA
Site: Arancio
Well: Arancio 1 Dir
Wellbore: Arancio 1 Dir (Proposta alternativa)
Plan: Design #1 (Arancio 1 Dir/Arancio 1 Dir (Proposta alternativa))



Azimuths to True North
Magnetic North: 1,00°
Magnetic Field
Strength: 44343,8snT
Dip Angle: 52,19°
Date: 31/12/2004
Model: IGRF2000

WELL DETAILS: Arancio 1 Dir

+N/-S	+E/-W	Northing	Ground Level:	Easting	Latitude	Longitude	Slot
0,00	0,00	4080572,73	340,00	2495030,89	36° 52' 12,600 N	14° 43' 11,500 E	



REFERENCE INFORMATION

Co-ordinate (N/E) Reference: Well Arancio 1 Dir, True North
Vertical (TVD) Reference: WELL @ 350,00m (Original Well Elev)
Section (VS) Reference: Slot - (0,00N, 0,00E)
Measured Depth Reference: WELL @ 350,00m (Original Well Elev)
Calculation Method: Minimum Curvature

SECTION DETAILS

Sec	MD	Inc	Azi	TVD	+N/-S	+E/-W	D/leg	T/Face	V/Sect	Target
1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
2	1080,00	0,00	0,00	1080,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
3	1377,94	28,47	38,15	1365,84	57,01	44,79	2,87	38,15	72,50	
4	1432,92	28,47	38,15	1414,16	77,62	60,97	0,00	0,00	98,70	
5	1730,86	0,00	0,00	1700,00	134,63	105,76	2,87	180,00	171,20	TRG
6	2030,86	0,00	0,00	2000,00	134,63	105,76	0,00	0,00	171,20	

CASING DETAILS



Company:	ITALY_ENIMED	Local Co-ordinate Reference:	Well Arancio 1 Dir
Project:	RAGUSA	TVD Reference:	WELL @ 350,00m (Original Well Elev)
Site:	Arancio	MD Reference:	WELL @ 350,00m (Original Well Elev)
Well:	Arancio 1 Dir	North Reference:	True
Wellbore:	Arancio 1 Dir (Proposta alternativa)	Survey Calculation Method:	Minimum Curvature
Design:	Design #1	Database:	EDM512PR

Project	RAGUSA		
Map System:	Italia Offshore	System Datum:	Mean Sea Level
Geo Datum:	Rome 1940*		
Map Zone:	Coord.Greenw. CM15° Greenw.		Using geodetic scale factor

Site	Arancio				
Site Position:		Northing:	4.080.572,73 m	Latitude:	36° 52' 12,600 N
From:	Lat/Long	Easting:	2.495.030,89 m	Longitude:	14° 43' 11,500 E
Position Uncertainty:	0,00 m	Slot Radius:	0,000 in	Grid Convergence:	-0,17 °

Well	Arancio 1 Dir					
Well Position	+N/-S	0,00 m	Northing:	4.080.572,73 m	Latitude:	36° 52' 12,600 N
	+E/-W	0,00 m	Easting:	2.495.030,89 m	Longitude:	14° 43' 11,500 E
Position Uncertainty		0,00 m	Wellhead Elevation:	0,00 m	Ground Level:	340,00 m

Wellbore	Arancio 1 Dir (Proposta alternativa)				
Magnetics	Model Name	Sample Date	Declination (°)	Dip Angle (°)	Field Strength (nT)
	IGRF2000	31/12/2004	1,89	52,19	44.344

Design	Design #1			
Audit Notes:				
Version:	Phase:	PROTOTYPE	Tie On Depth:	0,00
Vertical Section:	Depth From (TVD) (m)	+N/-S (m)	+E/-W (m)	Direction (°)
	0,00	0,00	0,00	38,15

Survey Tool Program	Date	30/03/2015		
From (m)	To (m)	Survey (Wellbore)	Tool Name	Description
0,00	2.030,86	Design #1 (Arancio 1 Dir (Proposta alterna	MWD	Measurement while Drilling

Planned Survey										
Measured Depth (m)	Inclination (°)	Azimuth (°)	Vertical Depth (m)	+N/-S (m)	+E/-W (m)	Vertical Section (m)	Dogleg Rate (°/30m)	Build Rate (°/30m)	Turn Rate (°/30m)	
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
30,00	0,00	0,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
60,00	0,00	0,00	60,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
90,00	0,00	0,00	90,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
120,00	0,00	0,00	120,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
150,00	0,00	0,00	150,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
180,00	0,00	0,00	180,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
210,00	0,00	0,00	210,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
240,00	0,00	0,00	240,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
270,00	0,00	0,00	270,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00



Company:	ITALY_ENIMED	Local Co-ordinate Reference:	Well Arancio 1 Dir
Project:	RAGUSA	TVD Reference:	WELL @ 350,00m (Original Well Elev)
Site:	Arancio	MD Reference:	WELL @ 350,00m (Original Well Elev)
Well:	Arancio 1 Dir	North Reference:	True
Wellbore:	Arancio 1 Dir (Proposta alternativa)	Survey Calculation Method:	Minimum Curvature
Design:	Design #1	Database:	EDM512PR

Planned Survey										
Measured Depth (m)	Inclination (°)	Azimuth (°)	Vertical Depth (m)	+N/-S (m)	+E/-W (m)	Vertical Section (m)	Dogleg Rate (°/30m)	Build Rate (°/30m)	Turn Rate (°/30m)	
300,00	0,00	0,00	300,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
330,00	0,00	0,00	330,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
360,00	0,00	0,00	360,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
390,00	0,00	0,00	390,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
420,00	0,00	0,00	420,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
450,00	0,00	0,00	450,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
480,00	0,00	0,00	480,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
510,00	0,00	0,00	510,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
540,00	0,00	0,00	540,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
570,00	0,00	0,00	570,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
600,00	0,00	0,00	600,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
630,00	0,00	0,00	630,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
660,00	0,00	0,00	660,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
690,00	0,00	0,00	690,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
720,00	0,00	0,00	720,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
750,00	0,00	0,00	750,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
780,00	0,00	0,00	780,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
810,00	0,00	0,00	810,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
840,00	0,00	0,00	840,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
870,00	0,00	0,00	870,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
900,00	0,00	0,00	900,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
930,00	0,00	0,00	930,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
960,00	0,00	0,00	960,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
990,00	0,00	0,00	990,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
1.020,00	0,00	0,00	1.020,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
1.050,00	0,00	0,00	1.050,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
1.080,00	0,00	0,00	1.080,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
1.110,00	2,87	38,15	1.109,99	0,59	0,46	0,75	2,87	2,87	0,00	
1.140,00	5,73	38,15	1.139,90	2,36	1,85	3,00	2,87	2,87	0,00	
1.170,00	8,60	38,15	1.169,66	5,30	4,16	6,74	2,87	2,87	0,00	
1.200,00	11,46	38,15	1.199,20	9,41	7,39	11,97	2,87	2,87	0,00	
1.230,00	14,33	38,15	1.228,44	14,68	11,53	18,66	2,87	2,87	0,00	
1.260,00	17,20	38,15	1.257,31	21,08	16,56	26,81	2,87	2,87	0,00	
1.290,00	20,06	38,15	1.285,73	28,62	22,48	36,39	2,87	2,87	0,00	
1.320,00	22,93	38,15	1.313,64	37,26	29,27	47,39	2,87	2,87	0,00	
1.350,00	25,80	38,15	1.340,97	46,99	36,92	59,76	2,87	2,87	0,00	
1.377,94	28,47	38,15	1.365,84	57,01	44,79	72,50	2,87	2,87	0,00	
1.380,00	28,47	38,15	1.367,65	57,78	45,39	73,48	0,00	0,00	0,00	
1.410,00	28,47	38,15	1.394,02	69,03	54,22	87,78	0,00	0,00	0,00	
1.432,92	28,47	38,15	1.414,16	77,62	60,97	98,70	0,00	0,00	0,00	
1.440,00	27,79	38,15	1.420,41	80,24	63,03	102,04	2,87	-2,87	0,00	
1.470,00	24,92	38,15	1.447,29	90,72	71,26	115,36	2,87	-2,87	0,00	
1.500,00	22,06	38,15	1.474,80	100,12	78,65	127,31	2,87	-2,87	0,00	
1.530,00	19,19	38,15	1.502,88	108,43	85,17	137,88	2,87	-2,87	0,00	



Company:	ITALY_ENIMED	Local Co-ordinate Reference:	Well Arancio 1 Dir
Project:	RAGUSA	TVD Reference:	WELL @ 350,00m (Original Well Elev)
Site:	Arancio	MD Reference:	WELL @ 350,00m (Original Well Elev)
Well:	Arancio 1 Dir	North Reference:	True
Wellbore:	Arancio 1 Dir (Proposta alternativa)	Survey Calculation Method:	Minimum Curvature
Design:	Design #1	Database:	EDM512PR

Planned Survey									
Measured Depth (m)	Inclination (°)	Azimuth (°)	Vertical Depth (m)	+N/-S (m)	+E/-W (m)	Vertical Section (m)	Dogleg Rate (°/30m)	Build Rate (°/30m)	Turn Rate (°/30m)
1.560,00	16,32	38,15	1.531,44	115,62	90,82	147,03	2,87	-2,87	0,00
1.590,00	13,46	38,15	1.560,43	121,68	95,59	154,74	2,87	-2,87	0,00
1.620,00	10,59	38,15	1.589,77	126,60	99,45	160,99	2,87	-2,87	0,00
1.650,00	7,73	38,15	1.619,39	130,35	102,40	165,76	2,87	-2,87	0,00
1.680,00	4,86	38,15	1.649,20	132,94	104,43	169,05	2,87	-2,87	0,00
1.710,00	1,99	38,15	1.679,15	134,35	105,53	170,84	2,87	-2,87	0,00
1.730,86	0,00	0,00	1.700,00	134,63	105,76	171,20	2,87	-2,87	0,00
1.740,00	0,00	0,00	1.709,14	134,63	105,76	171,20	0,00	0,00	0,00
1.770,00	0,00	0,00	1.739,14	134,63	105,76	171,20	0,00	0,00	0,00
1.800,00	0,00	0,00	1.769,14	134,63	105,76	171,20	0,00	0,00	0,00
1.830,00	0,00	0,00	1.799,14	134,63	105,76	171,20	0,00	0,00	0,00
1.860,00	0,00	0,00	1.829,14	134,63	105,76	171,20	0,00	0,00	0,00
1.890,00	0,00	0,00	1.859,14	134,63	105,76	171,20	0,00	0,00	0,00
1.920,00	0,00	0,00	1.889,14	134,63	105,76	171,20	0,00	0,00	0,00
1.950,00	0,00	0,00	1.919,14	134,63	105,76	171,20	0,00	0,00	0,00
1.980,00	0,00	0,00	1.949,14	134,63	105,76	171,20	0,00	0,00	0,00
2.010,00	0,00	0,00	1.979,14	134,63	105,76	171,20	0,00	0,00	0,00
2.030,86	0,00	0,00	2.000,00	134,63	105,76	171,20	0,00	0,00	0,00

Design Targets									
Target Name	Dip Angle (°)	Dip Dir. (°)	TVD (m)	+N/-S (m)	+E/-W (m)	Northing (m)	Easting (m)	Latitude	Longitude
TRG - hit/miss target - Shape - Point	0,00	0,00	1.700,00	134,63	105,76	4.080.707,00	2.495.137,00	36° 52' 16,967 N	14° 43' 15,770 E

Casing Points					
Measured Depth (m)	Vertical Depth (m)	Name	Casing Diameter (in)	Hole Diameter (in)	
60,00	60,00	24 1/2"	24,500	28,000	
350,00	350,00	18 5/8"	18,625	26,000	
1.050,00	1.050,00	13 3/8"	13,375	16,000	
1.730,86	1.700,00	9 5/8"	9,625	12,250	

Checked By: _____ Approved By: _____ Date: _____



5. APPENDICE



5.1 ABBREVIAZIONI

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

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



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



EniMed

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