



STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE

**PERFORAZIONE DEI SONDAGGI
IRMINIO 7dir ed IRMINIO 8dir
Proponente: Irminio Srl**

**PROGRAMMA GEOLOGICO
E
DI PERFORAZIONE POZZO:**

Irminio 7 dir /7 dir-OR

Concessione “IRMINIO”

Titolarità : IRMINIO S.r.l. (80%)
JSB Sicilia S.r.l. (20%)

Data di emissione: 12/12/2020

Revisione: 1

	<i>Data</i>	<i>Doc. N°</i>
---	-------------	----------------

**PROGRAMMA GEOLOGICO
E
DI PERFORAZIONE
POZZO:

IRMINIO 7 dir / 7 dir-OR**

Concessione “IRMINIO”

Titolarità : IRMINIO S.r.l. (80%)
JSB Sicilia S.r.l. (20%)

Programma Geologico di Perforazione e Completamento Pozzo IRMINIO 7dir/7dir- Or	Data: Febbraio 2019	Data: Dicembre 2020	Data: Dicembre 2020
	L. Mattioli D. Casciaro	D. Sgaramella G. Saini	G. Saini
	PREPARATO DA	CONTROLLATO DA	APPROVATO DA

	PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: IRMINIO 7dir / 7 Dir OR	PAG 3 DI 120			
		AGGIORNAMENTI:			
		0			

SOMMARIO

SEZIONE 1.	INFORMAZIONI GENERALI	5
1.1	DATI GENERALI DEL POZZO.....	6
1.1.1.	TABELLA DATI GENERALI	6
1.1.2.	OBIETTIVO MINERARIO	8
1.1.3.	PROFILO POZZO	9
1.1.4.	PROFILO DI DEVIAZIONE PREVISTO E SCHEMA CANTINE	11
1.1.5.	DIAGRAMMA DI AVANZAMENTO PREVISTO	16
1.2	PREVISIONI E PROGRAMMI (INFORMAZIONI GEOLOGICHE)	17
1.3	RACCOMANDAZIONI GENERALI	18
1.4	PROBLEMATICHE DI PERFORAZIONE E SOLUZIONI	18
1.5	CARATTERISTICHE GENERALI IMPIANTO, BOP STACK E DOTAZIONI DI SICUREZZA	19
1.6	UNITA' DI MISURA E DIMENSIONI DELL'OBIETTIVO.....	23
SEZIONE 2.	PROGRAMMA GEOLOGICO.....	24
2.1	INTRODUZIONE	26
2.2	GENERALITÀ.....	30
2.3	GEOLOGIA	30
2.4	SOURCE ROCK.....	35
2.5	RESERVOIR.....	36
2.6	SEAL.....	37
2.7	ANALISI DEL CAMPO DI FRATTURAZIONE	37
2.8	IL SONDAGGIO IRMINIO 7DIR/7DIROR	38
2.9	ELEMENTI DEL PLAY.....	39
2.10	POZZI DI RIFERIMENTO.....	40
2.11	PREVISIONE LITOSTRATIGRAFICA	40
2.12	GRADIENTI DI PRESSIONE E TEMPERATURA	41
2.13	MANIFESTAZIONI	42
2.14	ASSORBIMENTI – DIFFICOLTA' DI PERFORAZIONE.....	42
SEZIONE 3.	PROGRAMMA DI GEOLOGIA OPERATIVA.....	44
3.1	ASSISTENZA GEOLOGICA ALLA PERFORAZIONE.....	45
3.2	CAROTAGGIO.....	47
3.3	PROGRAMMA DI LOGGING WIRELINE (MISURE MD DA T.R. = 142 M.S.L.M.)	47
3.4	PROGRAMMA DI MEASUREMENT/LOGGING WHILE DRILLING (MWD/LWD).....	48
SEZIONE 4.	PROGRAMMA DI PERFORAZIONE E COMPLETAMENTO	49
4.1	PROGRAMMA OPERATIVO	50
4.1.1.	INFORMAZIONI PRELIMINARI.....	50
4.1.2.	FASE 28" PER CONDUCTOR PIPE 24 1/2" A CIRCA 200 M.....	53
4.1.3.	FASE 23" PER CASING 18 5/8" A CIRCA 855 M	55
4.1.4.	FASE 16" PER CASING SUPERFICIALE 13 3/8" A CIRCA 1716 M (1712.2 m TVD)	57
4.1.5.	FASE 12 1/4" PER CASING 9 5/8"- A ~2400 M MD – 2319 M TVD.....	59
4.1.6.	FASE 8 1/2" PILOT HOLE A ~ 2864 m MD – 2640.4 m TVD	61
4.1.7.	FASE CHIUSURA FORO 8 1/2" IRMINIO 7 Dir.....	63
4.1.8.	FASE 8 1/2"(LATERAL) PER SLOTTED LINER 7" A ~ 3159m MD – 2449.2 m TVD	64
4.1.9.	COMPLETAMENTO POZZO.....	67
1.	LAVAGGIO CASING E SPIAZZAMENTO BRINE.....	67
2.	PREPARATIVI PER IL COMPLETAMENTO.....	68
3.	DISCESA COMPLETAMENTO	68
4.1.10.	SCHEMA DI COMPLETAMENTO PREVISTO.....	69
4.1.11.	PROGRAMMA DI CHIUSURA MINERARIA	70



4.2	PROGETTAZIONE DEL POZZO.....	73
4.2.1.	PREVISIONE DEI GRADIENTI DI PRESSIONE E TEMPERATURA	73
4.2.2.	MARGIN ANALYSIS REPORT	74
4.2.3.	PROBLEMI DI PERFORAZIONE.....	77
4.2.4.	SCELTA PROFONDITA' DI TUBAGGIO	79
4.2.5.	CASING DESIGN	81
4.2.5.1	PROFILO DI TUBAGGIO	81
4.2.5.2	SAFETY FACTORS.....	81
4.2.5.3	CALCOLI CASING DESIGN	82
4.2.6.	PROGRAMMA FANGO	90
4.2.7.	PROGRAMMA DI CEMENTAZIONE.....	92
4.2.7.1	CP 24 1/2"	92
4.2.7.2	CASING SUPERFICIALE 18 5/8"	93
4.2.7.3	CASING INTERMEDIO 13 3/8"	94
4.2.7.4	CASING DI PRODUZIONE 9 5/8"	95
4.2.7.5	Irminio 7 dir /7 dir-OR - LINER DI PRODUZIONE 7"	95
4.2.8.	SCHEMA BOP	96
4.2.9.	SCHEMA DI COMPLETAMENTO	99
4.2.10.	SCHEMA TESTA POZZO	100
4.2.11.	PROGRAMMA IDRAULICO	101
4.2.12.	BATTERIE E STABILIZZAZIONE	106
4.2.13.	SELEZIONE SCALPELLI.....	107
4.2.14.	PROGRAMMA DI DEVIAZIONE.....	109
4.2.15.	ANALISI ANTICOLLISION.....	114
4.2.16.	LISTA ACRONIMI / ABBREVIAZIONI.....	118



PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE

POZZO: IRMINIO 7dir / 7 Dir OR

PAG **5** DI 120

AGGIORNAMENTI:

0

SEZIONE 1. INFORMAZIONI GENERALI

	PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: IRMINIO 7dir / 7 Dir OR	PAG 6 DI 120			
		AGGIORNAMENTI:			
		0			

1.1 DATI GENERALI DEL POZZO

1.1.1. TABELLA DATI GENERALI

VOCE	DESCRIZIONE
ANAGRAFICA	
Nome e sigla del pozzo	Irminio 7 dir / 7 dir- OR
Classificazione iniziale	Sviluppo
Obiettivo minerario principale	F.ne Noto – membro Mila (Retico)
Concessione	Irminio
Operatore	Irminio S.r.l.
Quote di titolarità	Irminio s.r.l. (80%) (Op) JSB Sicilia s.r.l. (20%)
Comune	Ragusa
Provincia	Ragusa
Quota P.C. / T.R.	133 m s.l.m. / 142.2 m s.l.m.
OBIETTIVI	
Linea sismica di riferimento Irminio 7 dir	Inline 1352 (Rilievo 3D Irminio)
Linea sismica di riferimento Irminio 7 dir/ 7dir-OR	Inline 1372 (Rilievo 3D Irminio)
Obiettivo minerario	Olio (33°API) in calcari formazione Noto
RIFERIMENTI TOPOGRAFICI	
Irminio 7 dir	
Latitudine di Partenza (geografica) N	36° 49' 51.582"
Longitudine di Partenza (geografica) E MM	2° 12' 46.305"
Latitudine di Partenza (metrica) N	4 076 242,96
Longitudine di Partenza (metrica) E	2 490 143,26
Latitudine a TD (geografica) N	36° 50' 8.716"
Longitudine a TD (geografica) E MM	2° 13' 2.884"
Latitudine a TD (metrica) N	4 076769.52
Longitudine a TD (metrica) E	2 490555.78
Prof. finale prevista Irm 7 dir - TVD/MD PTR	2640.37 TVD / 2864 MD
Irminio 7 dir / 7 dir-OR	
Profondità KOP - TVD/MD PTR	2327 m TVD (2410m MD)
Latitudine al KOP (geografica) N	36° 50' 0.719"
Longitudine al KOP (geog.) E MM	2° 12' 54.798"
Latitudine al KOP (metrica) N	4 076 523,78
Longitudine al KOP (metrica) E	2 490 354,64
Latitudine a TD (geografica) N	36° 50' 17.072"
Longitudine a TD (geografica) E MM	2° 13' 14.606"
Latitudine a TD (metrica) N	4 077 026.00
Longitudine a TD (metrica) E	2 490 847.00
Prof. finale prevista Irm 7 dir-7 dir OR-TVD/MD PTR	2449.2 TVD / 3159 MD
Proiezione	GAUSS-BOAGA

**PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE**PAG **7** DI 120**POZZO: IRMINIO 7dir / 7 Dir OR**

AGGIORNAMENTI:

0

Ellissoide	Hayrford Internazionale 1924
Datum	Roma 40
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
Declinazione magnetica	Da verificare ad inizio perforazione
Foglio IGM scala 1:100 000	F° 276 Ragusa
Tavoletta scala 1: 25 000	F° 276 III° - NE "Donnalucata"
Ufficio competente	U.R.I.G. Palermo

 <small>IRMINIO S.r.l.</small>	PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: IRMINIO 7dir / 7 Dir OR	PAG 8 DI 120			
		AGGIORNAMENTI:			
	0				

1.1.2. OBIETTIVO MINERARIO

L'obiettivo del sondaggio Irminio 7 dir/7 dir-OR è di testare le potenzialità produttive del settore Nord-orientale del giacimento Irminio, in un comparto posto più a NE di quello già interessato dal pozzo Irminio 6 dirB.

Il sondaggio Irminio 7 dir si propone di perforare un dreno sub orizzontale della lunghezza di circa 500 m all'interno del membro Mila, a NE del sondaggio Irminio 6 dirB, per cercare di ottenere una produzione iniziale di circa 1000 bbl/d. Il pozzo sarà perforato dalla esistente postazione sonda di Buglia Sottana e si prevede di acquisire tutte le informazioni utili alla definizione del futuro piano di coltivazione/sviluppo del settore Nord-orientale del campo.

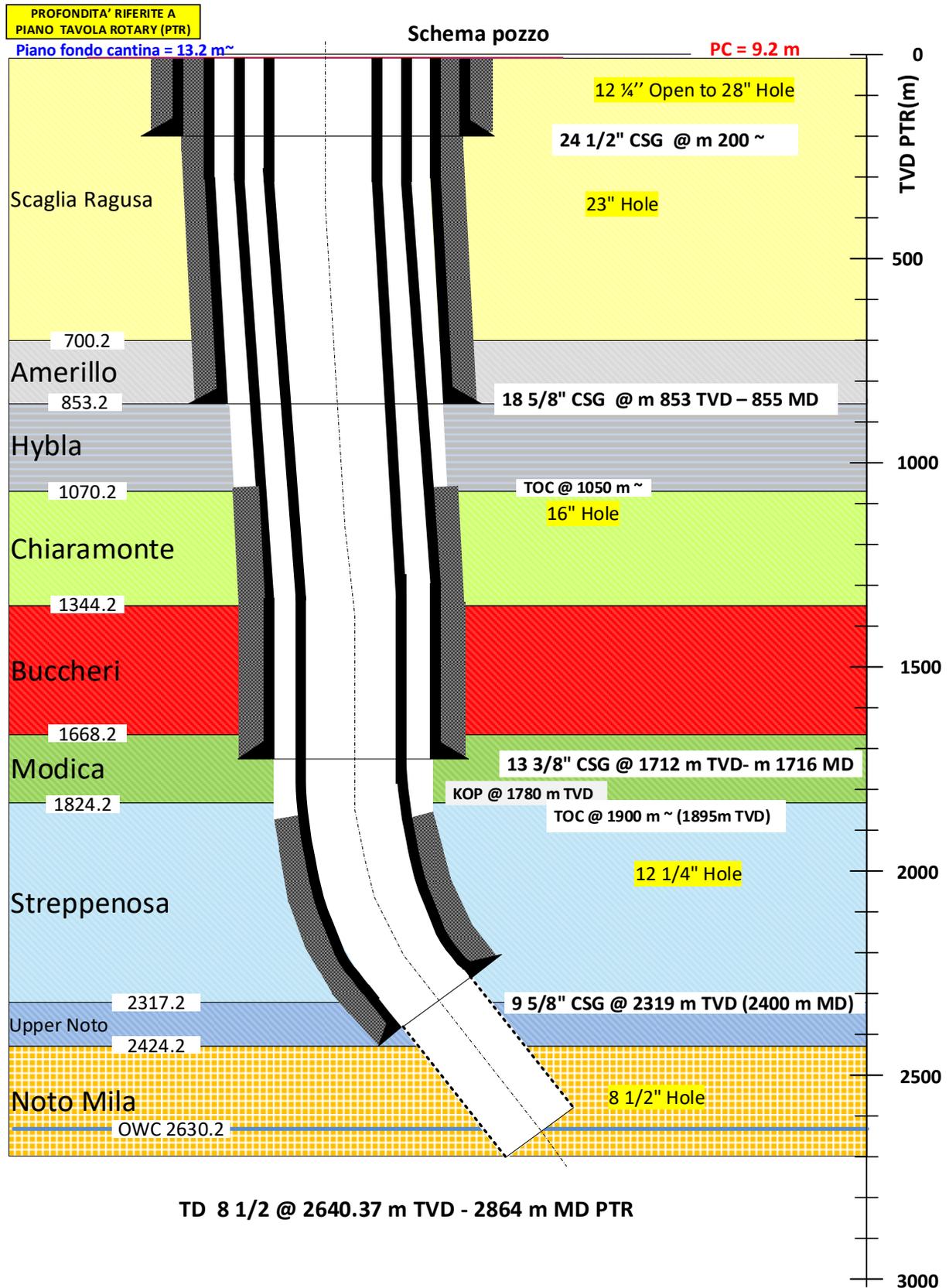
Per determinare con esattezza lo spessore e le quote del *top* e *bottom* del membro Mila della Formazione Noto, obiettivo del sondaggio, oltre che per poter registrare un set completo di *logs*, si propone di perforare un foro pilota subverticale (**Irminio 7 dir**) fino al riconoscimento del contatto olio-acqua e in seguito, stabilite con precisione le quote di *top* e *bottom* del membro Mila, il foro si taperà e si perforerà il reservoir (membro Mila) con un dreno sub orizzontale di circa 400/500 m di lunghezza con un azimuth di circa 45° (**Irminio 7 dir-OR**) nella porzione con le migliori caratteristiche petrofisiche. Il punto di entrata del foro orizzontale Irminio 7 dir-OR sarà distante oltre 300 m dal pozzo Irminio 6 dirB.

Per i dettagli si rimanda alla "Sezione 2 – Programma Geologico"



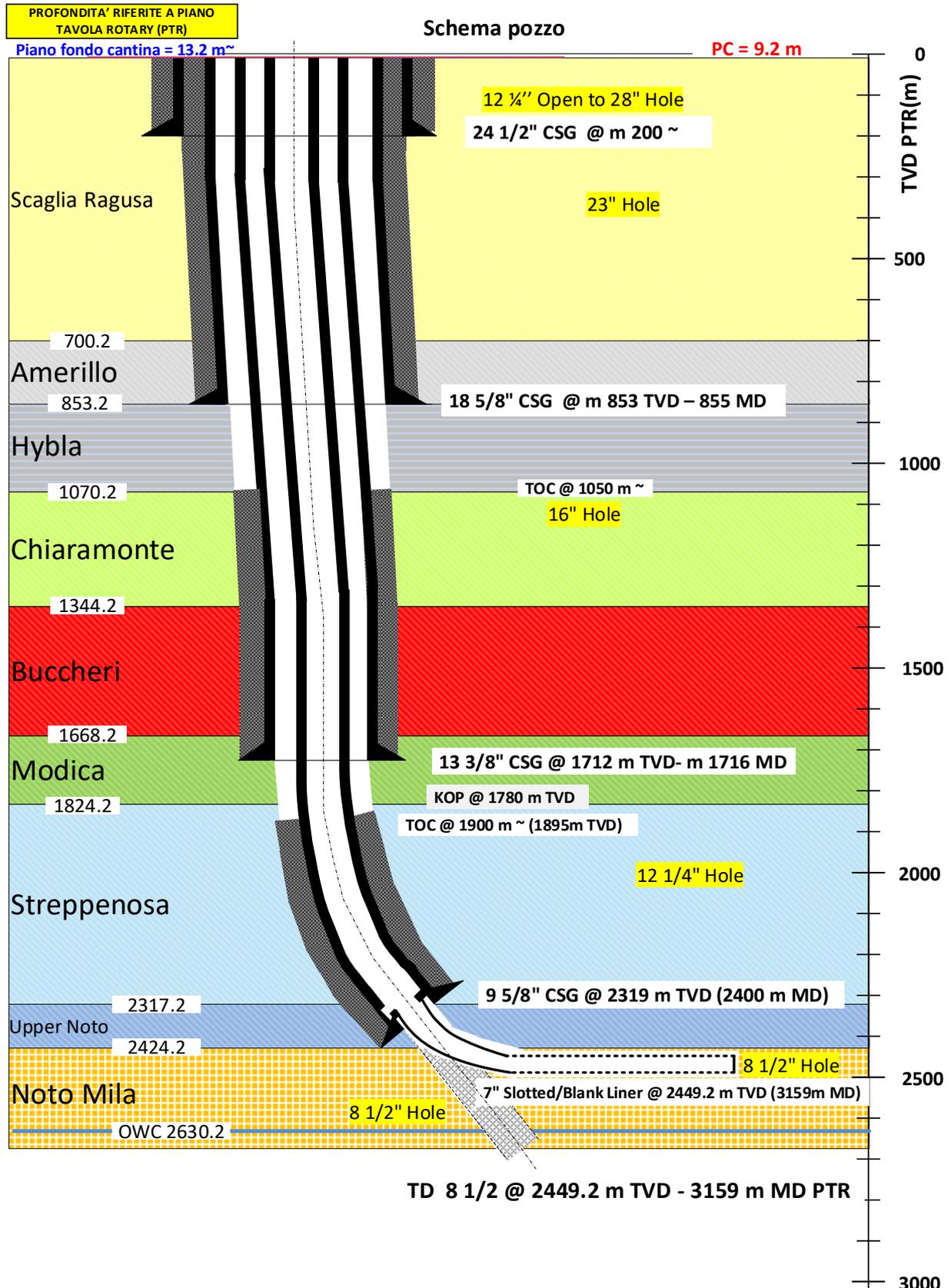
1.1.3. PROFILO POZZO

Well : Irminio 7 dir





Well : Irminio 7 dir / 7 dir OR



 <small>IRMINIO S.r.l.</small>	PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: IRMINIO 7dir / 7 Dir OR	PAG 11 DI 120			
		AGGIORNAMENTI:			
	0				

1.1.4. PROFILO DI DEVIAZIONE PREVISTO E SCHEMA CANTINE

Il pozzo verrà perforato in deviazione da una postazione multipla che al momento prevede l'esecuzione di 3 pozzi con le teste pozzo distanti 4 metri.

Il pozzo Irminio 6 (fori 6-6A-6B) è stato perforato e completato nel 2016.

Il pozzo Irminio 7 dir ed il dreno Irminio 7 dir /7 dir-OR verranno perforati dopo aver avuto le necessarie autorizzazioni.

Il pozzo Irminio 7 dir avrà un profilo "slant" a circa 46.17° con azimuth 39.754°.

Per rispettare le procedure di "anticollision" il pozzo sarà direzionato leggermente ("nudging") per allontanarsi dal pozzo Irminio 6. Partendo da 250 m, con DLS di 1°/30m, si raggiungerà un angolo di circa 5° in direzione 325° a 400m circa. Da tale quota si procederà mantenendo i 5° con azimuth 325° fino a circa 500m. Sempre con lo scopo di allontanarsi da Irminio 6-6A-6B si modificherà l'azimuth fino a 38° a circa 619m. Si proseguirà con un angolo di 5° ed un azimuth di 38° fino a 1350m TVD dove inizierà il rientro in verticale previsto a circa 1425m TVD. Si proseguirà in verticale fino a circa 1780m TVD.

Il KOP è previsto a circa 1780m TVD, con un DLS di 2.5° si incrementerà l'angolo fino a 46.17° con azimuth 39.754°.

La fine della curva si prevede a 2276m TVD (2337.85 m MD). Una volta raggiunta l'inclinazione finale si proseguirà con angolo costante fino alla TD prevista a 2640.37 m TVD (2864m MD).

Una volta raggiunta la TD, determinato lo spessore e le quote di top e bottom del membro Mila, il foro verrà tappato, con tappi di cemento, fino alla scarpa da 9 5/8". Si perforerà quindi un nuovo foro da 8 1/2" con KOP a 2410m circa, lungo circa 750m, con un tratto orizzontale di circa 450m di lunghezza con un azimuth di circa 45° (**Irminio 7dir/7dir-OR**), nella porzione con le migliori caratteristiche petrofisiche. (Vedi relativa sezione "Programma di deviazione").

L'analisi anti-collision è stata eseguita con i fori Irminio 6 -6A-6B perforati precedentemente. Una attenta analisi di anti-collision verrà eseguita durante la perforazione del pozzo.

Non si prevedono problemi con gli altri pozzi perforati nell'area (Irminio 3-4-5 e relativi dreni).

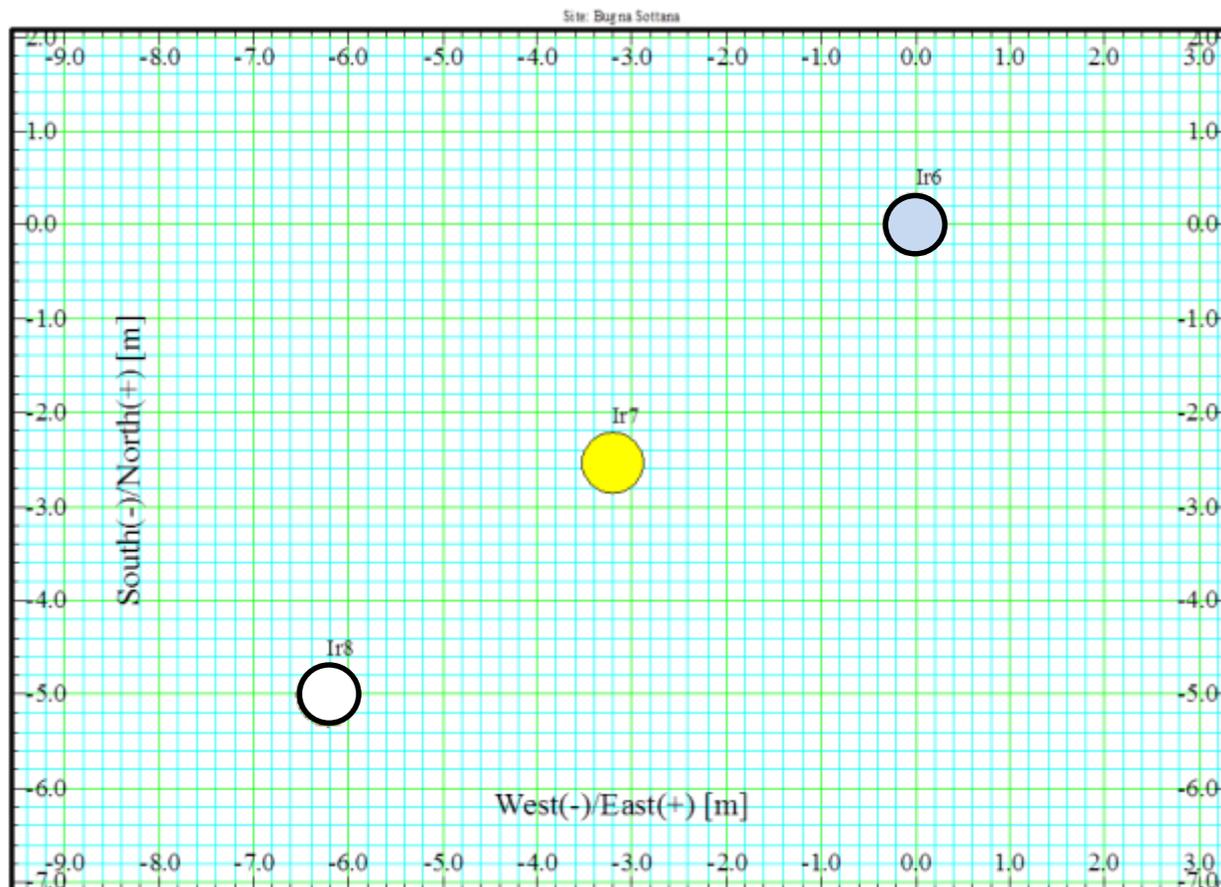


Dati del Cluster

Progetto	Irminio 6-7-8
Map System:	Sistema Italia
Geo Datum:	European 1950 - Mean (International 1924)
Map Zone:	Coord.MM Central Meridian 15° Greenw.

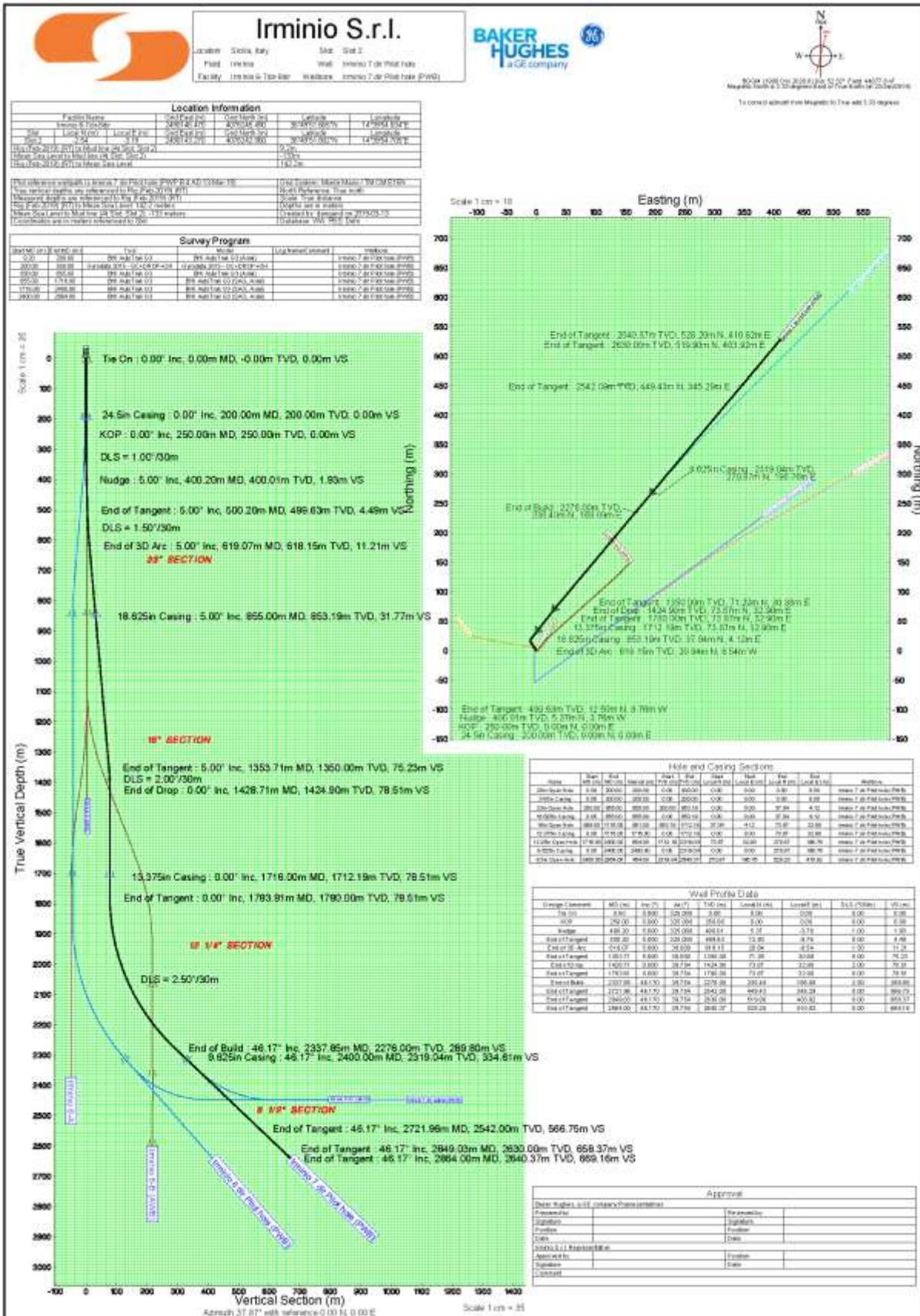
Coordinate teste pozzo

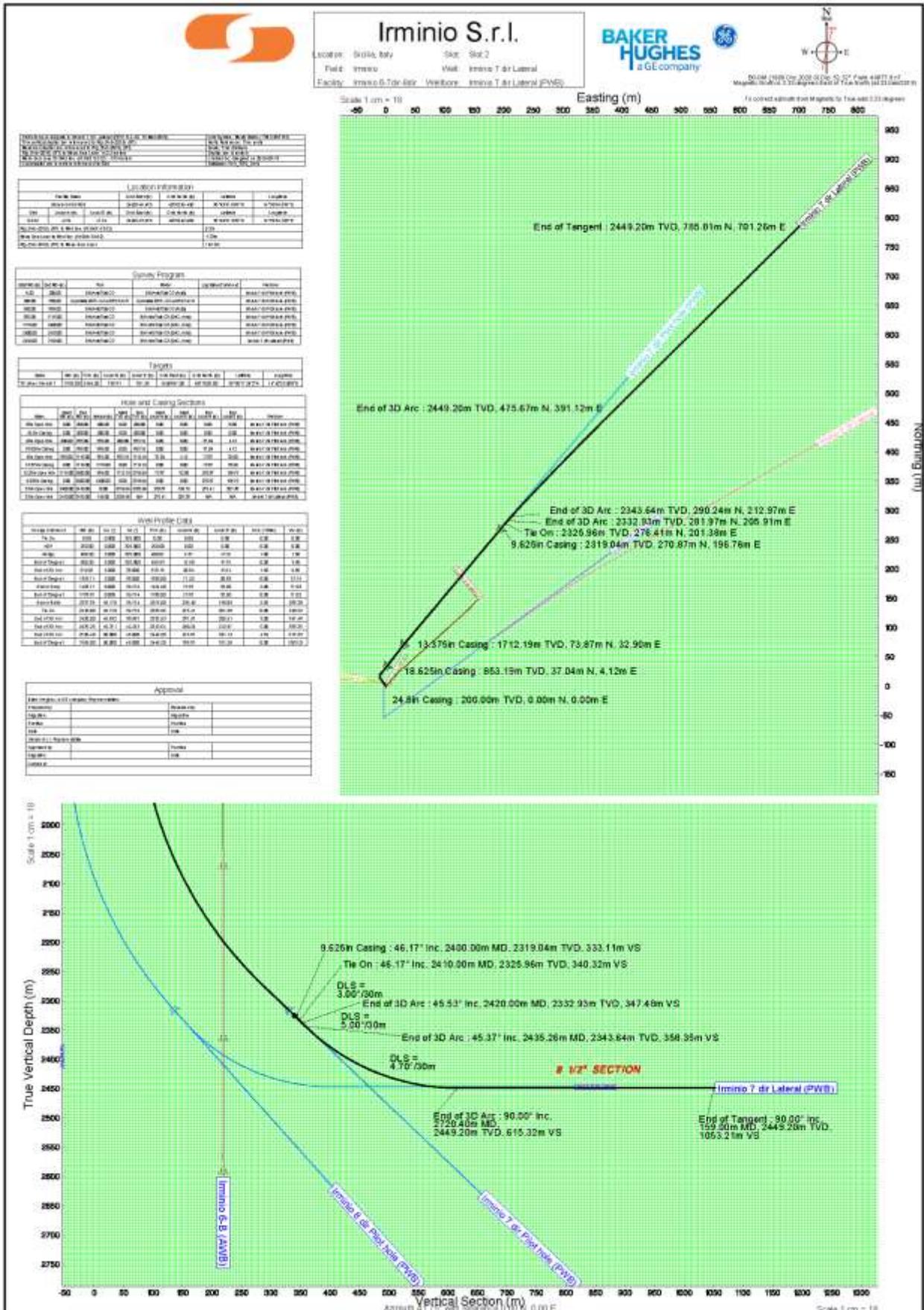
Pozzo	+N/-S	+E/-W	Northing (m)	Easting (m)
Irminio 6 – 6A -6B	0.00	0.00	4076245.49	2490146.47
Irminio 7 dir – 7Or	-2.54	-3.20	4076242.96	2490143.27
Irminio 8 dir – 8Or	-5.02	-6.21	4076240.49	2490140.25





Profilo pozzo:

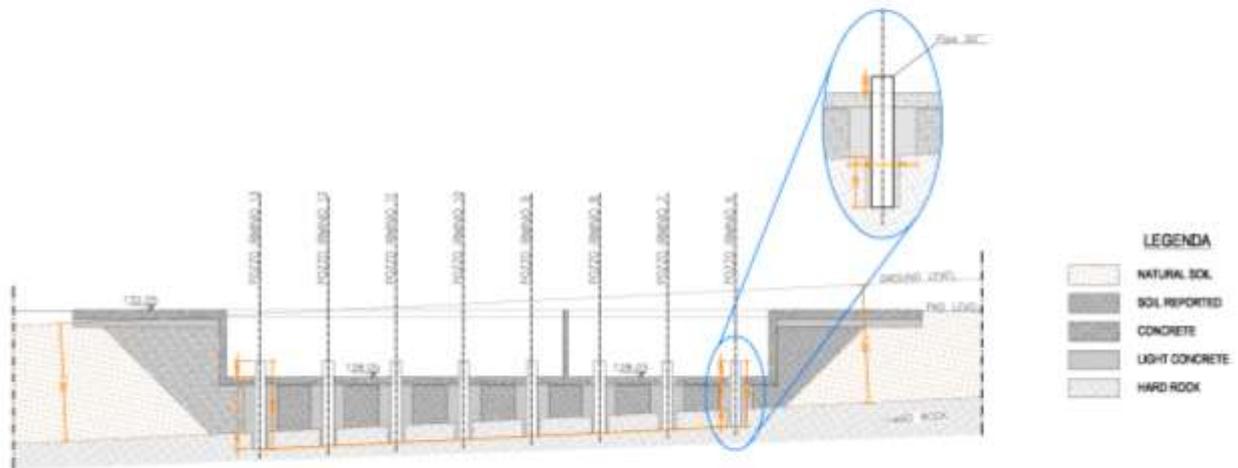




Sezione 1 – Informazioni generali

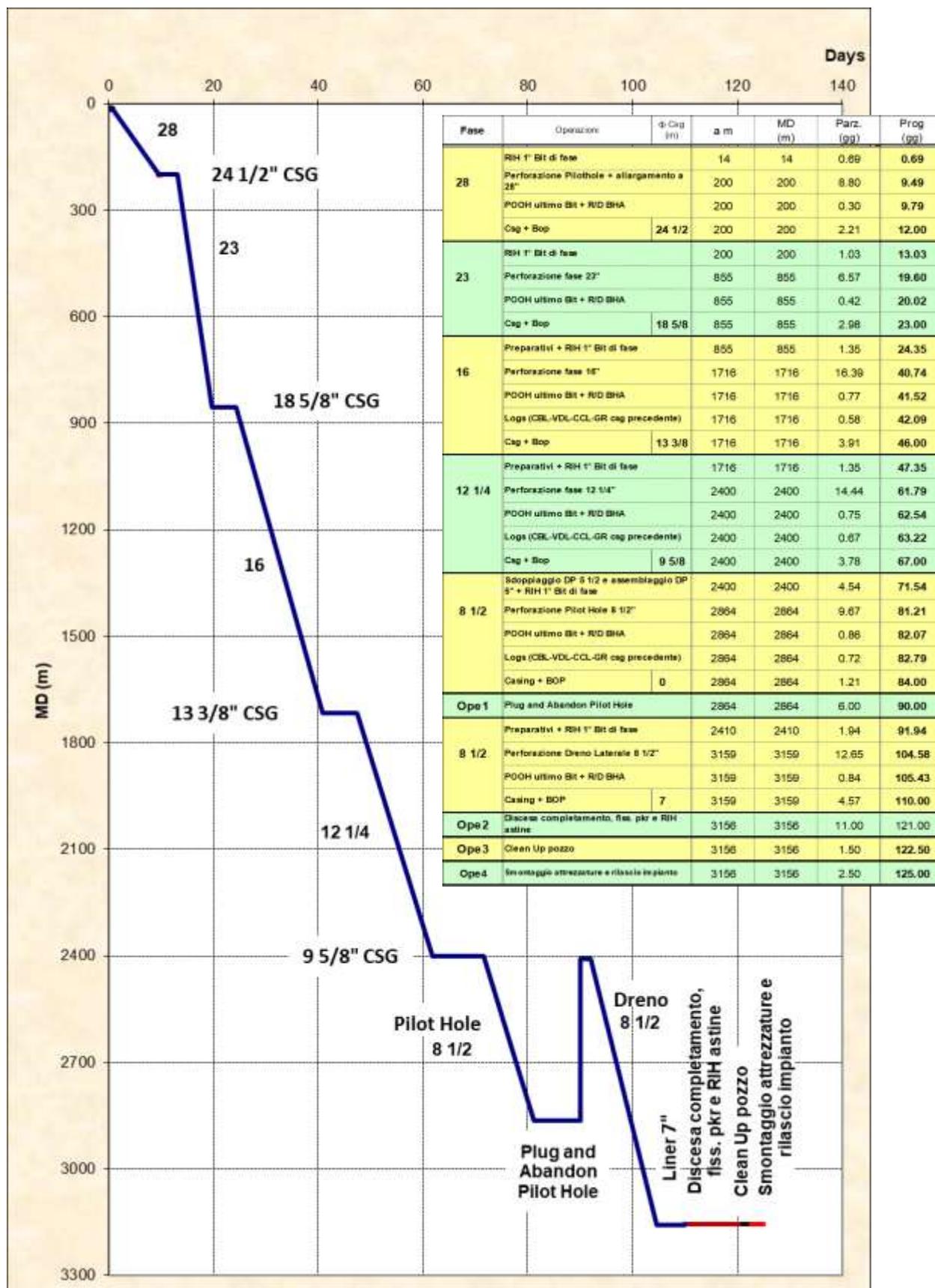


schema cantine





1.1.5. DIAGRAMMA DI AVANZAMENTO PREVISTO





PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE

POZZO: IRMINIO 7dir / 7 Dir OR

PAG **17** DI 120

AGGIORNAMENTI:

0

1.2 PREVISIONI E PROGRAMMI (INFORMAZIONI GEOLOGICHE)

Geologia

	PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: IRMINIO 7dir / 7 Dir OR	PAG 18 DI 120			
		AGGIORNAMENTI:			
	0				

1.3 RACCOMANDAZIONI GENERALI

- Prima dell'inizio della perforazione, alla presenza di tutti i contrattisti, sarà tenuto un incontro (Pre-spud Safety meeting) per trattare i seguenti argomenti:
 - Ruoli e competenze in caso di emergenza;
 - Salute, sicurezza e altri argomenti specifici del sito;
 - Punti sensibili per quanto riguarda le questioni ambientali;
 - Verifica e discussione dettagliata del programma;
 - Sensibilizzazione sulle procedure da adottare in caso di Shallow Gas (su questo pozzo non si prevedono comunque problemi di Shallow Gas).

1.4 PROBLEMATICHE DI PERFORAZIONE E SOLUZIONI

- Assorbimenti nelle fasi superficiali
 - Utilizzo di sola acqua dolce per la prima fase e di acqua dolce e polimeri biocompatibili per la successiva.
- Instabilità specialmente nelle formazioni Streppenosa e Upper Noto.
 - Utilizzo di fanghi High Performance (HP Mud).
 - Si suggerisce l'utilizzo dei "Continuous Circulating Device" per circolare anche durante i cambi asta, in modo da avere sempre la stessa ECD sulla formazione.
 - Nel caso in cui si evidenziano problematiche durante la perforazione prevedere l'utilizzo di un "contingency liner" da 11"3/4 da discendere tra il casing 13 3/8" e quello da 9 5/8" in modo da coprire le zone più problematiche.
- Assorbimenti nella formazione Noto / Mila
 - Utilizzo di intasanti carbonatici nelle formazioni obiettivo.

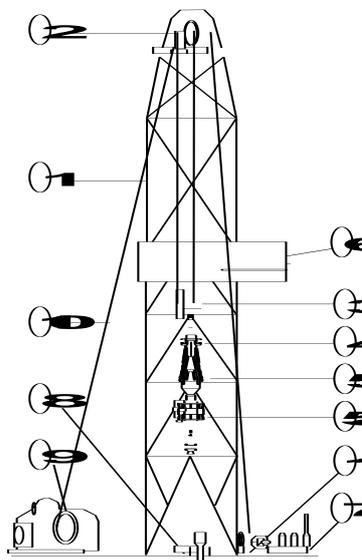


1.5 CARATTERISTICHE GENERALI IMPIANTO, BOP STACK E DOTAZIONI DI SICUREZZA

VOCE	DESCRIZIONE
Contrattista	PERGEMINE S.p.A via Cufra 19 – PARMA
Nome Impianto	NATIONAL 1320
Codice Impianto	Az. 26
Tipo Impianto	Diesel Elettrico con sistema SCR e argano da 2000 Hp
Tavola Rotary / Piano Campagna	m 9,2
Distanza Sotto Rotary Beam	m 7.6
Mast	Massarenti – Branham Lo.Lift (454 ton)
Potenza Totale Installata	4800 Hp
	N° 4 Motori Diesel CAT. D-399 PCTA Silenziati da 1200 Hp cad.
	N° 4 Alternatori CAT. SR4B da 1500 KVA
	N° 1 Gruppo Elettrog. di emergenza composto da: -Motore Diesel VM 1312T con potenza di 360 Hp -Alternatore Leroy Somer TA2800VL da 250 KVA 460V – 60Hz
Potenza Argano	2000 Hp
Tipo di Argano	National 1320 E da 2000 HP con D.L 1”3/8
Potenzialità Impianto con DP 5”	6000 m
Tipo Top Drive System	VARCO TDS-3 - Max torque 30.800 lbs@175 Rpm – Max 230 Rpm - 5K psi
Tavola Rotary	37 1/2” – 584 ton capacity tipo Lanzhou ZP375
Pressione di esercizio Stand Pipe	5000 psi
Pompe Fango	N° 2 IDECO T-1600 + N° 1 BW 1600
Diametro camicie disponibili	6 1/2” – 6” – 5 1/2”
Vibrovagli	N° 3 Swaco Mongoose PT
Degasser Unit	SWACO D-Gasser Vacuum Type
Capacità totale Vasche Fango	330 mc (aspirabile)
Capacità stoccaggio Acqua Industriale	140 mc
Capacità stoccaggio Gasolio	80 mc x 15 gg di autonomia
Capacità stoccaggio Barite	112 mc (n° 4 Silos verticali da 28 mc cadauno)
Capacità stoccaggio Cemento	Service Company



CARATTERISTICHE ATTREZZATURE DI SOLLEVAMENTO



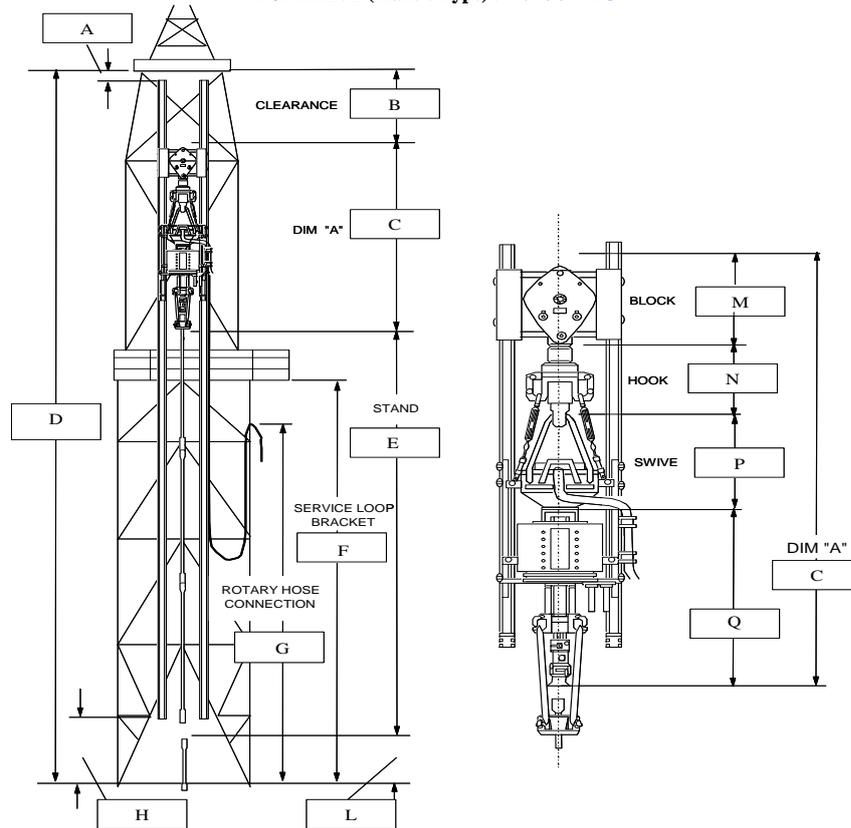
ITEM	DESCRIPTION	STATIC CAPACITY (t)	Remarks
1	MAST Gross nominal capacity	603	
1a	Hook load capacity	454	
1b	With max. number of lines	12	
2	CROWN BLOCK Rated load capacity	580	
3	TRAVELLING BLOCK Rated load capacity	454	Integrale con Gangio
4	HOOK BLOCK Rated load capacity	454	
5	SWIVEL HEAD Rated load capacity	454	
5 a	TOP DRIVE Rated load capacity	454	
6	RAKING PLATFORM n.° DP, DC	240 stand	
7	RIG FLOOR SET BACK Rated load capacity	272	
8	ROTARY CASING CAPACITY Rated load capacity	454	
9	DRAWWORK: Max fast line pull	43	
10	DRILLING LINE Breaking strength rated load capacity	87	1 3/8" EIPS
11	DEAD LINE ANCHOR Rated load capacity	45	
11a	Max. load that rig can handle: In drilling mode	270 con S F = 3	API RP 9B
11b	Max. load that rig can handle: In running csg mode	405 con SF= 2	API RP 9B

DIMENSIONI D'INGOMBRO ED INTERFERENZA CON TOP DRIVE

NOME COMPAGNIA : **PERGEMINE**

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

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



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

	PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: IRMINIO 7dir / 7 Dir OR	PAG 22 DI 120		
		AGGIORNAMENTI:		
	0			

Elenco delle principali attrezzature di controllo pozzo (BOP)

VOCE	DESCRIZIONE
DIVERTER 29 ½"	Hydril MSP - 29 ½ " 500 psi
DIVERTER 21 ¼"	NOV T3 Model 7082 - 21 ¼" 2000 psi
B.O.P. (18 ¾" 5000)	N° 1 NOV T3 Model 7082 - 21 ¼" 2000 psi
	N° 1 Cameron TL Double Ram 18 ¾" 5000 psi
	N° 1 Cameron TL Single Ram 18 ¾" 5000 psi
B.O.P. (13 5/8" 10000)	N° 1 NOV T3 Model 7022 - 13 5/8" 5000 psi
	N° 1 Double Ram - NOV T3 Model 6012 - 13 5/8" 10k psi
	N° 2 Single Ram - NOV T3 Model 6012 - 13 5/8" 10k psi
Choke Manifold (size & working pressure)	3" / 3 1/16" - 10000 psi
Kill Lines (size & working pressure)	2 " - 10000 psi
Choke Lines (size & working pressure)	3 1/16" - 10000 psi
Pannello Controllo B.O.P. Remoto (type)	Pergemine
Pannello Controllo B.O.P. (ubicazione)	Piano Sonda
Inside B.O.P. (type)	Upper & Lower Kelly Cocks (10000 psi W.P.)
Inside B.O.P. (ubicazione)	Installati su Top Drive
Inside B.O.P. (type)	Drop-In Check Valve
Inside B.O.P. (ubicazione)	Piano Sonda
Inside B.O.P. (type)	Sede per Drop-In Check Valve
Inside B.O.P. (ubicazione)	BHA
Inside B.O.P. (type)	Gray Valve X DP 5" - 3 1/2" 10000 PSI
Inside B.O.P. (ubicazione)	Piano Sonda
Inside B.O.P. (type)	Drill Pipe Float Valve BAKER "G" or "F"
Inside B.O.P. (ubicazione)	BHA

Il sistema di BOP verrà provato (test di pressione e funzionamento) nelle seguenti situazioni:

- Dopo l'installazione della testa pozzo e del sistema BOP, dopo la discesa del casing prima di perforare fuori scarpa;
- Ogni 21 giorni (massimo);
- Prima di perforare in zone in cui ci si attende presenza di idrocarburi e di sovrappressioni;
- Prima delle prove di produzione in cui i BOP restano in posizione sopra la testa pozzo;
- In qualsiasi momento in cui si valuta possibile una compromissione dell'integrità dello stack (es. a seguito di riparazioni, ecc)

**1.6 UNITA' DI MISURA E DIMENSIONI DELL'OBIETTIVO**

GRANDEZZA	UNITA' DI MISURA
PROFONDITA'	m (M)
PRESSIONI	Kg/cm ² - psi - atm - bar
GRADIENTI DI PRESSIONE	kg/cm ² /10m
TEMPERATURE	°C
PESI SPECIFICI	kg/l oppure g/l - sg
LUNGHEZZE	m
PESI	tons - lbs
VOLUMI	m ³ (mc) oppure l
DIAMETRI BIT & CASING	Inches (in) oppure "
PESO MATERIALE TUBOLARE	lb/ft oppure Kg/m
VOLUME DI GAS	Nmc
PLASTIC VISCOSITY	Centipoise
YELD & GEL	g/100cm ²
SALINITA'	ppm oppure g/l di NaCl Equivalente

SEZIONE 2. PROGRAMMA GEOLOGICO



CONCESSIONE IRMINIO

Irminio S.r.l. (80%) Operatore

JBL Sicilia S.r.l. (20%)

PROGRAMMA GEOLOGICO DEL SONDAGGIO

IRMINIO 7 dir/7 dir-OR

Roma, Dicembre 2020

Rev_01



LISTA DI DISTRIBUZIONE:

Irminio S.r.l.	Operazioni - 1 copia
	Esplorazione - 1 copia
	Direzione - 1 copia
JBL Sicilia S.r.l.	2 copie
U.R.I.G. PA	1 copia
MATTM	1 copia
DRILLING SUPERINTENDENT	1 copia
DRILLING CONTRACTOR	1 copia
MUD LOGGING CONTRACTOR	1 copia

Tabella 1 - Lista di distribuzione

RIFERIMENTI:

- 1 Composite log pozzo Irminio 6 dir/6dir A/6 dir B
- 2 Composite log pozzo Irminio 5 dir
- 3 Composite log pozzo Irminio 4 dir
- 4 Composite log pozzo Irminio 3 dir .
- 5 Relazione finale perforazione e completamento pozzo Irminio 6/6 dirA/6 dirB.
- 6 Rapporto geologico finale pozzo Irminio 6/6 dirA/6 dirB.

2.1 INTRODUZIONE

Il presente documento descrive le caratteristiche geologiche e le indicazioni operative per il sondaggio Irminio 7 dir/7 dir-OR, da realizzarsi nell'ambito del programma di sviluppo della Concessione Irminio.

La concessione Irminio è situata nel settore Sud-orientale della regione Sicilia, nella provincia di Ragusa (*fig. 1*), in corrispondenza delle strutture più interne della piattaforma Iblea. La concessione di coltivazione, che ricade sul territorio dei comuni di Ragusa, Scicli e Modica, ha una superficie di 39,76 km² ed è stata conferita con D. Ass. Ind. della Regione Sicilia del 27/07/1991 e successivamente prorogata con D. Ass. Energia del 20/06/2011. In *figura 2* sono illustrati i titoli minerari confinanti e attualmente vigenti nel settore Sud-orientale della regione Sicilia.



Figura 1 – Ubicazione della concessione Irminio

La concessione è attualmente detenuta da una Joint Venture composta da:

- Irminio S.r.l. (80%) - Operatore
- JSB Sicilia S.r.l. (20%)

Il sondaggio "Irmino 7 dir/7 dir-OR" intende verificare l'estensione verso NE del giacimento Irminio, scoperto nel 1982 con la perforazione del pozzo Irminio 1 e ubicato nella porzione settentrionale della concessione. Il sondaggio verrà perforato dalla esistente postazione sonda

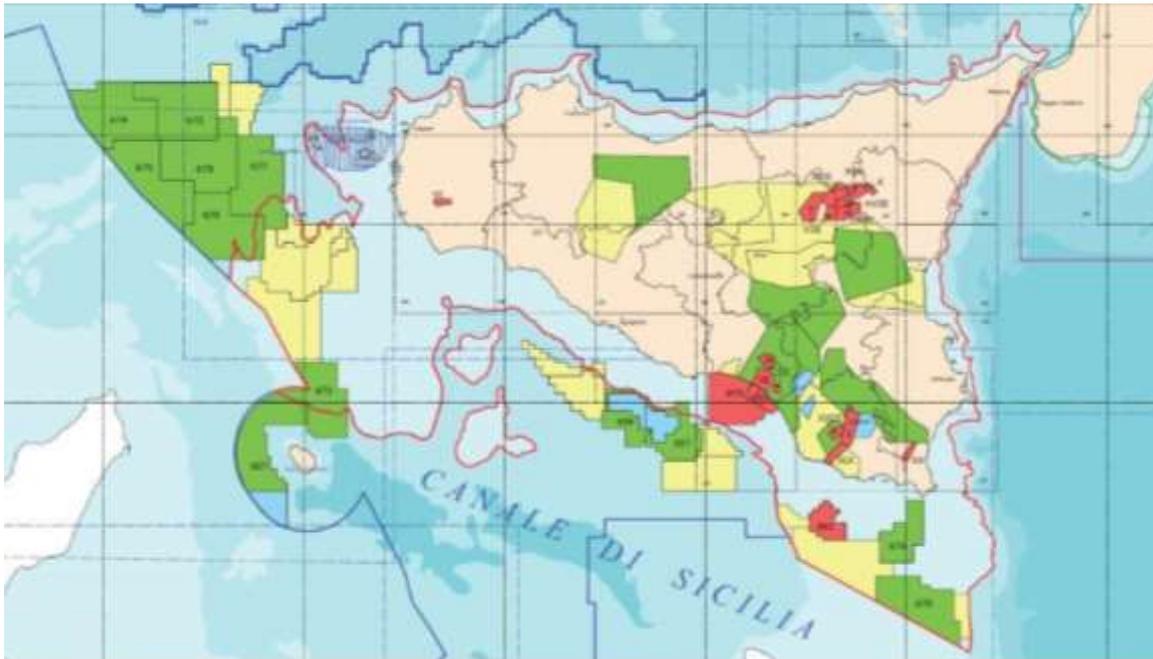


Figura 2 – Titoli minerari nella regione Sicilia

BugliaSottana (*fig. 3*), nella quale nel 2016 è stato eseguito il sondaggio Irmínio 6 dir, ubicata nel territorio del comune di Ragusa, circa 5,0 km a NW dell'abitato di Scicli e distante circa 1,2 km a NE del sito San Paolino, dal quale sono stati perforati i pozzi Irmínio 3, Irmínio 4 e Irmínio 5.

La postazione Buglia Sottana, dalla quale si effettuerà la perforazione del sondaggio Irmínio 7 dir/7



Figura 3 – Immagine aerea della postazione Buglia Sottana

dir-OR, si trova sulla sponda destra del fiume Irmínio, alla quota di 133 m al di sopra del livello del mare. Il territorio nei dintorni del sondaggio è collinare, impegnato da terreni agricoli e rade abitazioni, con quote comprese tra circa 100 metri (fondovalle del fiume Irmínio) e circa 200 metri.

La viabilità nei pressi della postazione di Buglia Sottana è sostenuta da un reticolo molto denso di strade provinciali (S.P. n° 37; S.P. n° 81; S.P. n° 78; S.P. n° 54; S.P. n° 94 - fig. 4). La postazione sonda si raggiunge percorrendo una strada asfaltata di circa 2,5 km che si diparte dalla S.P. n° 37 sul versante destro del fiume Irmínio, a circa 0,5 km dal ponte su quest'ultimo (fig. 5).

Il punto di ubicazione del sondaggio Irmínio 7dir/7 dir-OR ricade all'interno delle carte topografiche appresso elencate:

Foglio IGM scala 1:100 000 - F° 276 "Ragusa"

Tavoletta IGM scala 1:25 000 - 276 III° - NE "Donnalucata"

La tabella sottostante sintetizza i dati essenziali del sondaggio Irmínio 7 dir/7 dir-OR:

Denominazione	Irmínio 7 dir/7 dir-OR
Classificazione	Sviluppo
Obiettivo minerario principale	F.ne Noto – membro Mila (Retico)
Concessione	Irmínio
JV	Irmínio S.r.l. 80% (Op.); JSB Sicilia S.r.l. 20%
Regione	Sicilia
Provincia	Ragusa
Comune	Ragusa
Quota p.c./T.R.	133,00 m s.l.m./142,2 m s.l.m.
Coordinate superficie X (IRM 7 dir/7 dir-OR)	2 490 143
Coordinate superficie Y (IRM 7 dir/7 dir-OR)	4 076 243
Coordinate TD X (foro pilota) (IRM 7 dir)	2 490 552,11
Coordinate TD Y (foro pilota) (IRM 7 dir)	4 076 767,74
Coordinate TD X (foro orizzontale; IRM 7 dir-OR)	2 490 847
Coordinate TD Y (foro orizzontale; IRM 7 dir-OR)	4 077 026
Linea sismica di riferimento (IRM 7 dir)	Inline 1352 (rilievo 3D Irmínio – fig. X)
Linea sismica di riferimento (IRM 7 dir-OR)	Inline 1372 (rilievo 3D Irmínio – fig. X)
Obiettivo minerario	Olio (33° API) in calcari Fm. Mila/Noto
TD foro pilota prevista (da T.R.)	2 640,60 m (TVD) 2853,57 (MD)
TD foro laterale prevista (da T.R.)	2 449,20 m (TVD) 3149,91 (MD)
Foglio IGM scala 1:100 000	F° 276 Ragusa
Tavoletta scala 1:25 000	276 III° - NE "Donnalucata"
Ufficio competente	U.R.I.G. Palermo



2.2 GENERALITÀ

L'obiettivo del sondaggio Irmínio 7 dir/7 dir-OR è di testare le potenzialità produttive del settore Nord-orientale del giacimento Irmínio, in un comparto posto più a NE di quello già interessato dal pozzo Irmínio 6 dirB.

2.3 GEOLOGIA

Il giacimento Irmínio è ubicato nell'avampaese Ibleo, dove affiora una serie stratigrafica continua dal Triassico superiore al Miocene (fig. 6), che costituisce un promontorio della placca africana e che è sede di un sistema petrolifero attivo comprovato da numerose scoperte di idrocarburi.

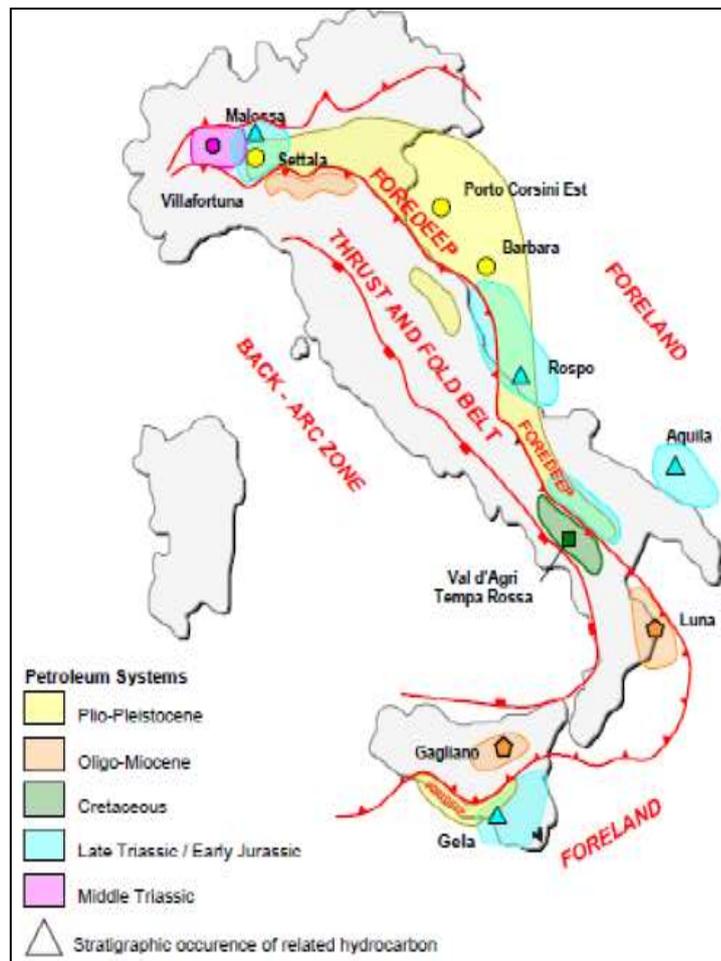


Figura 1 – ubicazione campo Irmínio

In questo settore si sviluppò un dominio pelagico (Bacino Ragusano) in seguito a un evento estensionale di età Triassica (Retico) collegato all'apertura della Neo Tetide e, successivamente, dell'Oceano Atlantico centrale, che interessò il margine passivo Nord-africano sul quale si sviluppavano

sequenze di piattaforma carbonatica fin dal Paleozoico superiore (Permiano). Questo evento estensionale tardo triassico, caratterizzato da sistemi di faglie principali trasversive sinistre con orientamento NW-SE, generò una serie di alti strutturali separati da bacini, localmente formati da meccanismi di pull apart.

Le formazioni Sciacca e Noto (con il membro Mila) rappresentano, nell'area iblea, la testimonianza dell'esistenza di un ambiente sedimentario di mare basso, con facies di piattaforma carbonatica. All'interno di queste formazioni possono essere presenti depositi bioermali dolomitizzati che costituiscono serbatoi per l'accumulo di idrocarburi con buone caratteristiche petrolifische.

La fase estensionale alto triassica genera delle depressioni a differente tasso di subsidenza, anche di ambiente euxinico, nelle quali si deposita la Formazione Streppenosa, che ricoprirà l'intero settore ibleo. La Formazione Streppenosa è formata da argille con sporadici intervalli di calcari e livelli di vulcaniti con uno spessore di quasi 500 m (pozzo Irmínio 6 dirB).

In seguito, mentre in altri settori (Sicilia settentrionale, Malta) si ha una sedimentazione persistente di piattaforma carbonatica, nel settore ibleo continua la deposizione di carbonati pelagici con frequenti intercalazioni marnose e, sporadicamente, livelli di vulcaniti (es. Formazione Buccheri). La figura 7 illustra uno schema regionale delle successioni litostratigrafiche con dettaglio del settore ibleo.

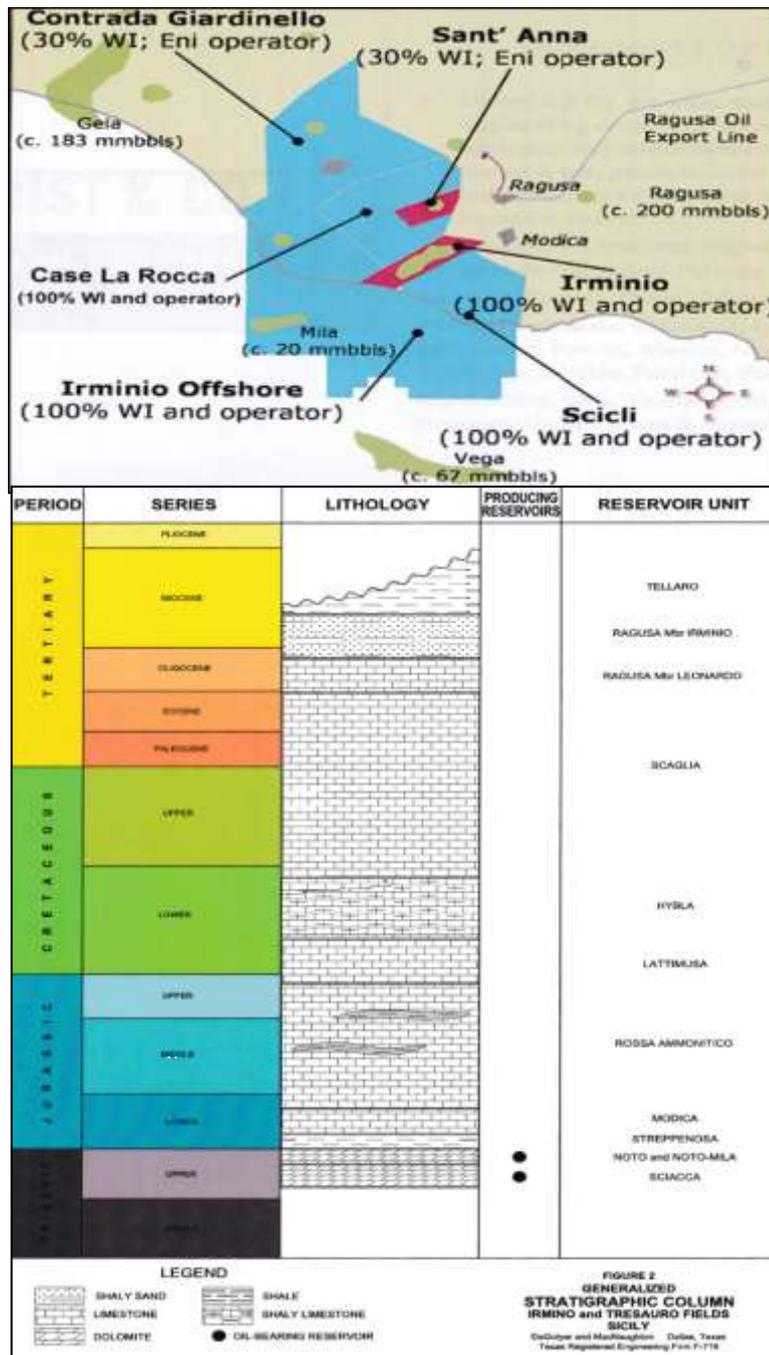


Figura 2 - Stratigrafia dell'area SE della Sicilia e relative manifestazioni di idrocarburi

Alla fine dell'Hettangiano la facies prevalentemente argilloso-marnosa della Formazione Streppenosa è sostituita dalla sedimentazione a maggior componente calcarea della Formazione Modica. Le condizioni di mare profondo permangono fino al Terziario con la deposizione di forti spessori di depositi calcareo-marnosi e intercalazioni di livelli vulcanici (Formazione Buccheri; Formazione Amerillo) a testimonianza di eventi estensionali che hanno interessato questo settore a diverse riprese.

In seguito, a partire dall'Oligocene, il settore diventa sede di una sedimentazione più prossimale, con la deposizione delle calcareniti e marne della Formazione Ragusa, che chiude la serie stratigrafica nel settore del sondaggio Irmínio 7 dir, e quindi le marne della Formazione Tellaro (Miocene medio) prima della Gessoso solfifera (Messiniano).

All'interno del membro Mila della formazione Noto possono essere presenti strutture biohermali (incontrate in due dreni laterali del sondaggio Irmínio 4) coperte da carbonati di piattaforma (membro Noto superiore) ricoperti a loro volta dalle argille della Formazione Streppenosa quando la piattaforma fu sommersa. Queste strutture da *reef* possono avere caratteristiche petrofisiche di buona qualità, ulteriormente migliorate dalla fratturazione, e la loro localizzazione lungo il trend strutturale del campo Irmínio è un obiettivo primario dell'esplorazione. Il pozzo Irmínio 4, che ha attraversato queste strutture biohermali, ha mostrato che questi reservoir hanno la potenzialità per raggiungere portate dell'ordine di 1000 bbl/d.

Il giacimento Irmínio si sviluppa in direzione SW-NE, compreso tra 2 faglie subverticali (Fig. 8) con medesimo orientamento e produce olio con densità 30°-33° API in corrispondenza dei livelli della Formazione Noto/Mila (Retico) a profondità comprese tra 2300 m e 2550 m da p.c. (sito San Paolino 107 m.s.l.m. – Buglia Sottana 130 m.s.l.m.).

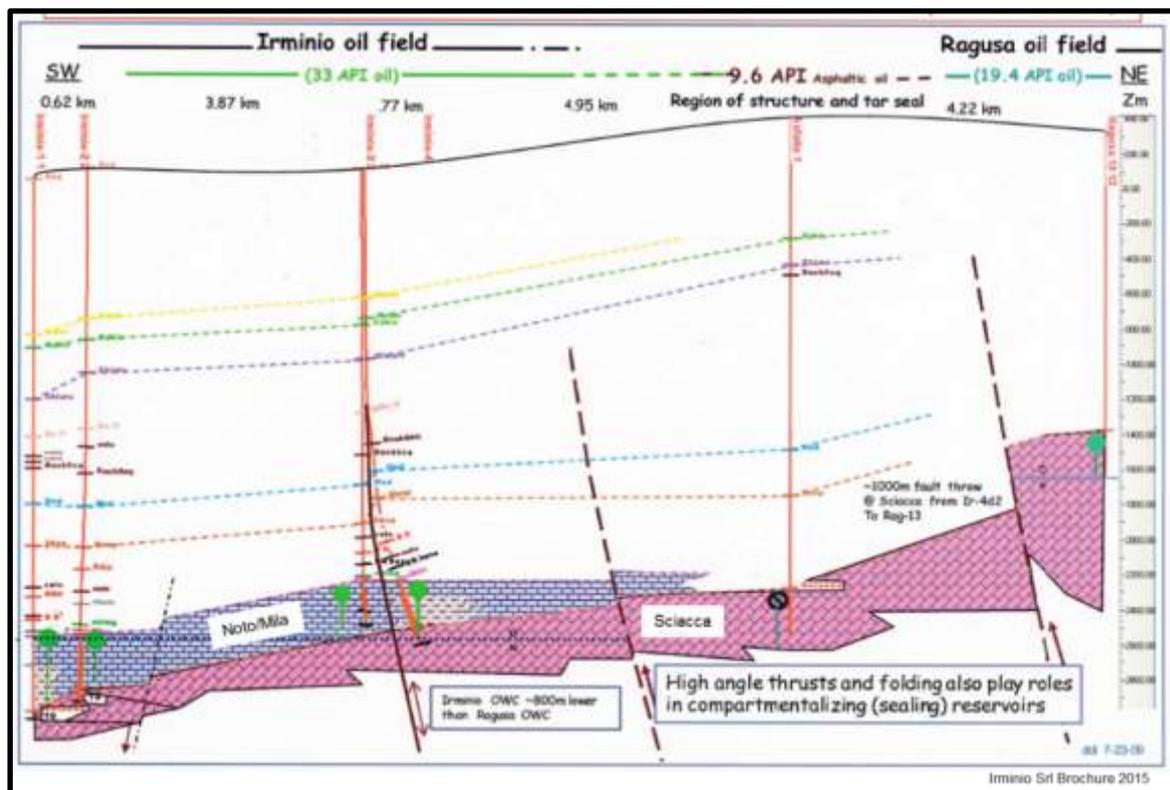


Figura 3 – schema del reservoir

Si presume che la faglia che limita verso NW il giacimento Irmínio debba avere funzione di seal laterale, stante la generale risalita degli strati verso il IV° quadrante e il suo rigetto poco evidente. Queste faglie, con direzione SW-NE hanno una componente trascorrente prevalente con movimento sinistro e si sono generate nel corso delle fasi tettoniche terziarie, assieme a sistemi coniugati N-S meno sviluppati, nel quadro del rifting del Canale di Sicilia (fig 9).

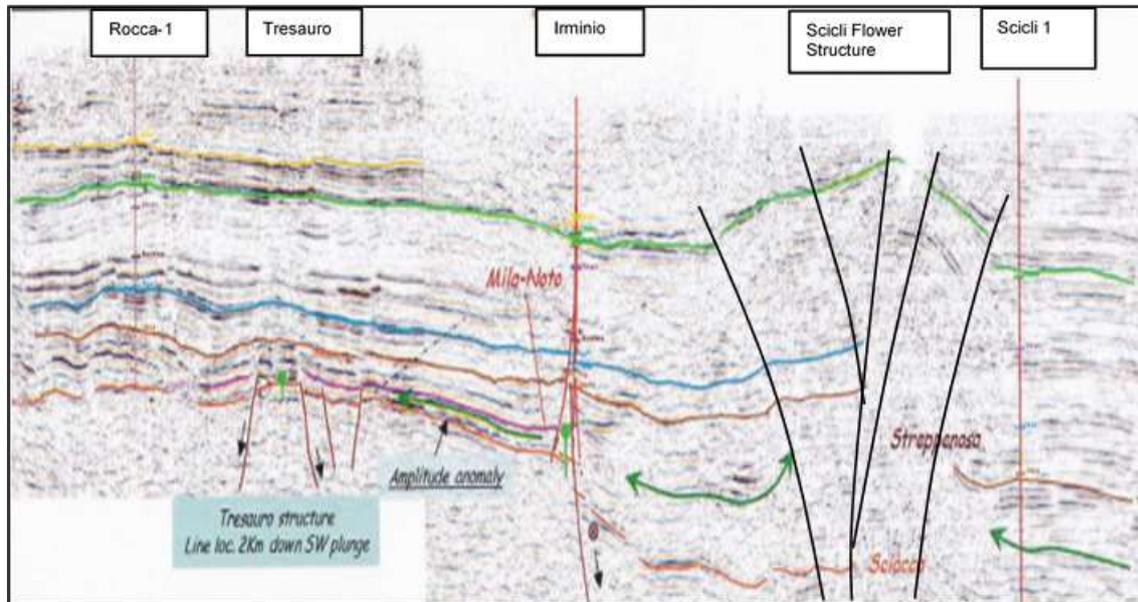


Figura 4 - Sezione sismica di Irmínio

Nei vicini campi di Gela, Tesouro e Ragusa, la sottostante Formazione Sciacca produce olio con densità 16°-17° API; tuttavia, nel settore settentrionale del giacimento Irmínio, questa formazione rimane prossima o al di sotto del contatto olio-acqua.

Nel giacimento Irmínio, la prossimità al contatto olio-acqua della Formazione Sciacca e la fratturazione molto spinta di questi litotipi possono far sì che un sondaggio completato in corrispondenza della Formazione Sciacca possa produrre significative quantità di acqua di formazione poco dopo l'inizio della produzione. Per questo motivo, il sondaggio Irmínio 7 dir-OR sarà perforato con traiettoria sub-orizzontale all'interno della Formazione Mila, dove si ritiene di mantenere una distanza di circa 200 m tra il foro e il contatto olio-acqua (figura 10).

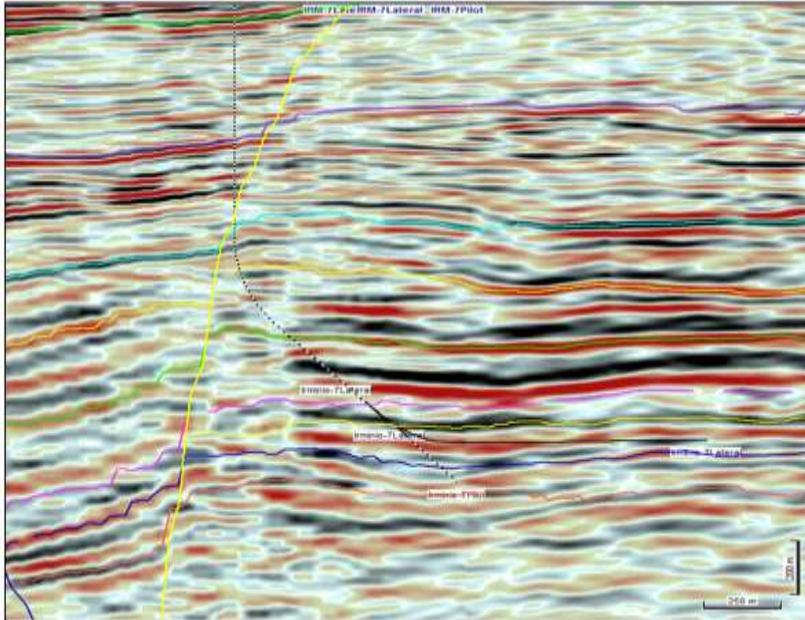


Figura 5 – schema del sondaggio

2.4 SOURCE ROCK

Il sistema petrolifero dell'avampaese ibleo è molto complesso per la presenza di diversi domini deposizionali in un'areale abbastanza ristretto con caratteristiche sedimentarie e tassi di subsidenza molto diversi.

L'evento estensionale triassico interessò il preesistente dominio di piattaforma carbonatica causando la formazione di diversi alti strutturali separati da bacini nei quali si depositò la Formazione Streppenosa. Lo studio della maturità e della deposizione della source rock è complicato dall'esistenza di numerosi bacini con differenti tassi di subsidenza e gradienti termici.

Questi fattori hanno permesso la generazione di due differenti tipologie di olio con diversa densità. Un olio con densità 17° API proveniente dalla Formazione Sciacca (giacimento di Ragusa) e un olio più leggero, con densità 33° API, che si rinviene nei reservoir della Formazione Noto – membro Mila (giacimenti Irminio e Tresauro).

Gli studi geochimici hanno consentito di determinare che le source rock presenti nell'avampaese ibleo sono la Formazione Streppenosa (Retico-Hettangiano) e la Formazione Noto (Retico). Le analisi effettuate nella Formazione Streppenosa mostrano un TOC di circa il 0.3-1% per un kerogene di tipo II (prevalentemente continentale) e un potenziale naftogenico di 3-1.5 Kg HC/ton. Dato il suo notevole spessore la Formazione Streppenosa rappresenta una source rock molto importante nell'area iblea.

La Formazione Noto fu deposta in un piccolo bacino con circolazione limitata e ambiente euxinico ristretto con un significativo apporto di materia organica. La source rock Noto è attualmente ancora attiva nei settori più profondi del bacino ragusano e può tuttora generare idrocarburi. La materia organica è concentrata in livelli argillosi ed è caratterizzata da un kerogene di tipo II, derivante da una

miscela di materiale organico marino e continentale. Il TOC della Formazione Noto è circa 1-2% con valori massimi del 10-13% e ha un potenziale naftogenico medio di circa 2-5kg HC/ton. Questi valori del potenziale naftogenico indicano che la Formazione Noto è una delle migliori source rock conosciute nell'area mediterranea.

L'olio presente nella Formazione Sciacca deriva probabilmente dalla Formazione Streppenosa, probabilmente generato fin dal Giurassico e quindi migrato durante il Cretaceo medio. La mineralizzazione ad olio leggero della Formazione Mila è ancora più complessa da definire poiché i reservoir del membro Mila sono formati da biocostruzioni in facies laterali della Formazione Noto.

A causa del suo alto contenuto organico, la source della Formazione Noto necessita di un'energia minore per l'attivazione del processo di termogenesi. Questa caratteristica, associata a fenomeni di migrazione secondaria ha determinato la mineralizzazione a olio leggero nei reservoir del membro Mila.

2.5 RESERVOIR

Il serbatoio principale è il membro Mila della Formazione Noto e dove la mineralizzazione ha uno spessore importante anche la sottostante Formazione Sciacca può essere mineralizzata a olio come dimostrato dal vicino giacimento Tesoro. Tuttavia, la prossimità al contatto olio-acqua della Formazione Sciacca e la fratturazione molto spinta di questi litotipi possono far sì che un sondaggio completato in corrispondenza della Formazione Sciacca possa produrre significative quantità di acqua di formazione poco dopo l'inizio della produzione. Per questo motivo, il sondaggio Irmínio 7dir-OR sarà perforato con traiettoria sub-orizzontale all'interno della Formazione Mila, dove si ritiene di mantenere una distanza di circa 200 m tra il foro e il contatto olio-acqua.

Gli studi e le analisi nel giacimento Irmínio, sebbene caratterizzati da alcune incertezze e problemi suggeriscono quanto segue:

- I test eseguiti in formazione dimostrano che esiste un sistema a doppia porosità, ovvero da matrice e da fratture.
- Esistono dei settori ad alta permeabilità e trasmissività all'interno di settori del giacimento caratterizzati da qualità idrauliche più modeste. I primi sembrano essere controllati tettonicamente.
- Esistono evidenze di una buona connettività sia laterale che verticale (intra formazionale) è ciò è probabilmente dovuto a fratture molto estese e piccole faglie con buone caratteristiche di permeabilità.
- Le formazioni testate sembrano essere idraulicamente compartimentate da alcune faglie che agiscono come barriere di flusso o seal.
- Queste osservazioni supportano l'ipotesi che la qualità del reservoir e le performances dei pozzi sono strettamente correlate alle strutture tettoniche e alla distribuzione dello stress in situ.
- Un esame attento del volume sismico corrispondente al membro Mila per identificare la presenza di build-up come obiettivi preferenziali della perforazione.

- Perforazione direzionata con un'angolazione atta a ottimizzare le intersezioni con il sistema di fratturazione dominante NW-SE e, contemporaneamente, ridurre i rischi connessi con la stabilità del foro. Si suggerisce di perforare verso NE o verso SW in una finestra determinata in base a considerazioni sulla stabilità del foro.

- Evitare le faglie maggiori che determinano i compartimenti principali poiché potenzialmente veicolo per venuta di acqua (faglie di orientazione variabile dovrebbero essere presenti nella struttura del giacimento Irminio per la complessità della tettonica trascorrente).

2.6 SEAL

La principale roccia seal dell'area iblea è costituita dalla spessa facies argillosa della Formazione Streppenosa, oltre ad alcune facies argillose nella formazione Noto inferiore e Noto superiore.

2.7 ANALISI DEL CAMPO DI FRATTURAZIONE

Un'analisi del campo di fratturazione regionale è stato condotto recentemente per determinare il migliore azimuth per direzionare i successivi pozzi di sviluppo del giacimento Irminio. Lo studio ha compreso l'analisi delle carote recuperate e i dati da log, in particolare gli image logs (FMI), registrati nei pozzi Irminio.

Le immagini mostrano una direzione massima di stress orientata NNW-SSE, ciò che è consistente con i dati della World Stress Map. In base ai dati delle carote e specialmente grazie all'analisi dei log di immagine si ritiene che il sistema di fratture nel membro Mila sia molto eterogeneo e discontinuo (*domainal*), dovuto all'interazione delle facies, delle strutture e dello stress in situ.

L'evoluzione strutturale e in particolare la fagliazione è ritenuta la principale causa della fratturazione:

- La prossimità alle faglie principali dovrebbe essere correlata con una maggiore intensità della fratturazione e, quindi, della connessione e della permeabilità.
- Le faglie più recenti dovrebbero essere responsabili di questo meccanismo mentre quelle precedenti potrebbero avere attivato un flusso idrotermale a carattere essenzialmente sealing.
- Lo stress in situ è considerato un ulteriore fattore importante aumentando selettivamente le fratture con orientamento sub-parallelo o a basso angolo rispetto alla direzione dello stress orizzontale massimo.

Questo fattore induce probabilmente una anisotropia della permeabilità. E' stata evidenziata una correlazione debole e poco consistente tra la distribuzione delle facies e l'intensità della fratturazione nel membro Mila tuttavia i build-up carbonatici sembrano maggiormente soggetti alla fratturazione rispetto alle facies più argilloso-marnose.

2.8 IL SONDAGGIO IRMINIO 7DIR/7DIROR

Il sondaggio Irmínio 7 dir si propone di perforare un dreno sub orizzontale della lunghezza di circa 500 m all'interno del membro Mila, a NE del sondaggio Irmínio 6 dirB, per cercare di ottenere una produzione iniziale di circa 1000 bbl/d. Il pozzo sarà perforato dalla esistente postazione sonda di Buglia Sottana e si prevede di acquisire tutte le informazioni utili alla definizione del futuro piano di coltivazione/sviluppo del settore Nord-orientale del campo.

L'ubicazione del sondaggio è stata determinata in base all'interpretazione sismica effettuata su dati 3D registrati con il rilievo "Irmínio", acquisito da Irmínio S.r.l. nel 2006 su una superficie di circa 81,6 km². L'interpretazione sismica è stata mirata specificamente alla mappatura del top del membro Mila (figura 11) della Formazione Noto cercando inoltre di identificare le zone di massimo sviluppo delle strutture biohermali come obiettivo preferenziale dei prossimi pozzi orizzontali.

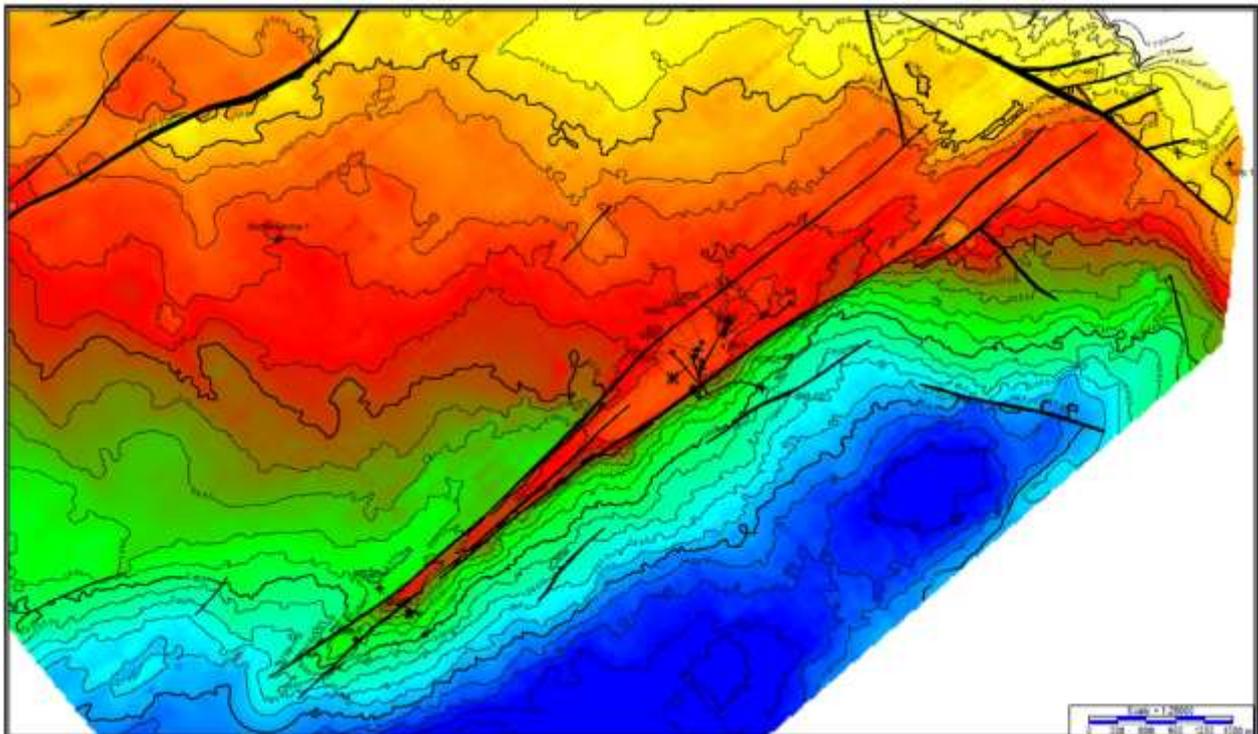


Figura 6 – mappa in profondità del Top Mila

I log registrati nei 6 pozzi perforati nel giacimento sono stati utilizzati per tarare gli orizzonti formazionali sulla sismica. In base agli studi effettuati si prevede di incontrare il top Mila, obiettivo principale del sondaggio, alla quota di 2282 m s.l.m. Si ritiene inoltre che il contatto olio/acqua (OWC), comune a tutto il giacimento, sia posizionato alla profondità di 2488 m TVD m s.l.m., ovvero circa 200 m sotto al top Mila (figura 12).

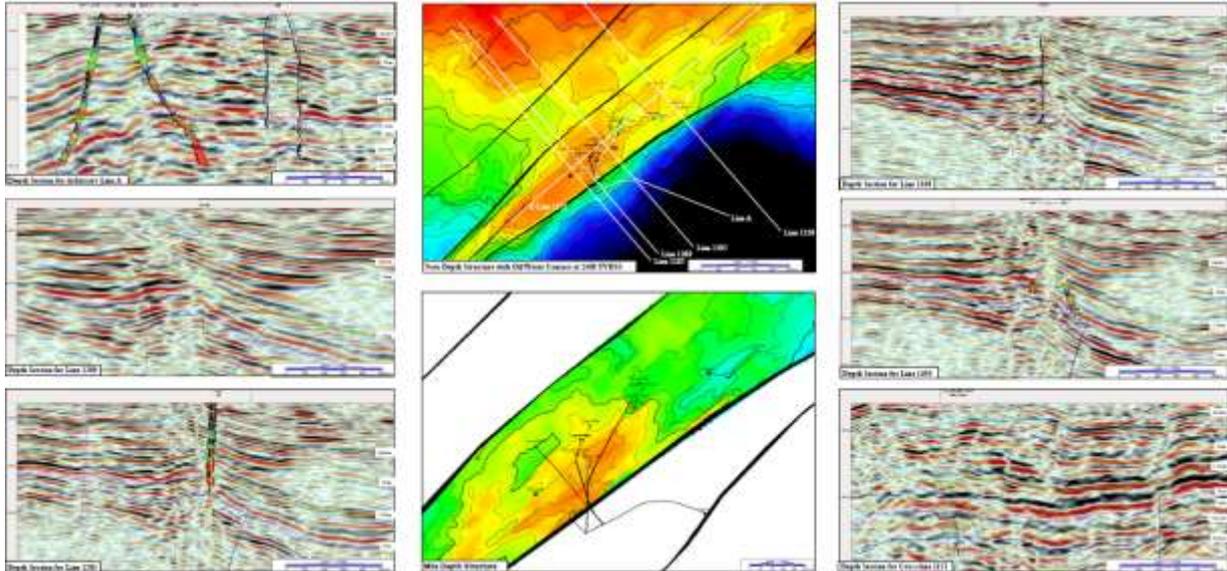


Figura 7 Mappe del reservoir in profondità e stralci della linea sismica

Sondaggi orizzontali perforati sia nel giacimento Irminio sia nell'adiacente campo Tesauro hanno dimostrato alta capacità produttiva e, quando diretti all'interno del membro Mila, hanno l'ulteriore vantaggio di aumentare la distanza dal contatto olio/acqua riducendo quindi la possibilità di avere risalita di acqua da fratture. Questa separazione tra il dreno orizzontale e il contatto OWC è particolarmente importante poichè l'acquifero del giacimento Irminio si è dimostrato molto attivo. La quota presunta dell'acquifero esclude la possibilità di avere un pay efficace all'interno delle Formazione Sciacca che, di conseguenza, non costituisce un obiettivo di questo sondaggio.

Per determinare con esattezza lo spessore e le quote del *top* e *bottom* del membro Mila della Formazione Noto, obiettivo del sondaggio, oltre che per poter registrare un set completo di *logs*, si propone di perforare un foro pilota subverticale (**Irminio 7 dir**) fino al riconoscimento del contatto olio-acqua e in seguito, stabilite con precisione le quote di *top* e *bottom* del membro Mila, si perforerà quest'ultimo con un dreno sub orizzontale di circa 400/500 m di lunghezza con un azimuth di circa 45° (**Irminio 7 dir-OR**) nella porzione con le migliori caratteristiche petrofisiche. Il punto di entrata del foro orizzontale Irminio 7 dir-OR sarà distante oltre 300 m dal pozzo Irminio 6 dirB.

2.9 ELEMENTI DEL PLAY

- Idrocarburi: olio 33° API
- Reservoir: calcarei organogeni (F. ne Noto – membro Mila)
- Source: argille della Formazione Noto (Retico)
- Trappola: strutturale
- Seal: argille della Formazione Streppenosa (Retico - Hettangiano)

2.10 POZZI DI RIFERIMENTO

I pozzi di riferimento per il sondaggio Irmínio 7dir sono:

- pozzo Irmínio 6/6 dirA/6 dirB, perforato dalla medesima postazione sonda Buglia Sottana.
- pozzo Irmínio 5/5 dirA, perforato dalla postazione sonda San Paolino, situata circa 1,2 km a SW (N 225°).

Il pozzo Irmínio 6 dir B, in particolare, perforato nel periodo aprile-agosto 2016 dalla stessa postazione sonda, costituisce il riferimento principale sia per la definizione della successione stratigrafica sia per le condizioni operative di perforazione.

2.11 PREVISIONE LITOSTRATIGRAFICA

(tutte le profondità sono TVD da T.R. – T.R. = 142,2 m s.l.m.)

0 – 700,2 m **Formazione RAGUSA (Oligocene – Miocene inf.)**

Calcarei di tipo mudstone/wackstone variabili a luoghi fino a packstone, localmente argillosi, con fossili e noduli.

700,2 – 853,2 m **Formazione AMERILLO (Cretacico sup. - Eocene)**

Calcarei di tipo mudstone/wackstone biancastri, fossiliferi, duri con livelli di selce biancastra o marroncina con intercalazione di argille euxiniche (livello Bonarelli) e con sottili intercalazioni di marne e marne calcaree da grigie a scure.

853,2 -1070,2 m **Formazione HYBLA (Cretacico inf.)**

Marne grigio-verdastre con intercalazioni di mudstone biancastri e calcari argillosi. Livelli di sabbie medio-sottili con intercalazioni di argille grigie.

1070,2 -1344,2 m **Formazione CHIARAMONTE (Titonico –Cretacico inf.)**

mudstone/limestone grigio-biancastri con livelli fossiliferi rossastri a luoghi fino a wackstone, con intercalazioni di marne e rari noduli di selce.

1344,2 -1668,2 m **Formazione BUCCHERI (Toarciano - Kimmeridgiano)**

Marne rossastre e verdi intercalate con calcari tipo wackstones/packstones biancastri, fossiliferi, localmente argillosi con presenza di vulcaniti basiche e tufiti grigio scuro.

1668,2 -1824,2 m **Formazione MODICA (Pliensbachiano-Sinemuriano)**

Fitte intercalazioni di marne fossilifere verdi e rossastre con calcari wackstones/packstones biancastri, fossiliferi, localmente argillosi con la presenza di vulcaniti basiche e tufiti grigie.

1824,2 -2317,2 m **Formazione STREPPENOSA (Retico - Hettangiano)**

Argille verdastre, grigie, rossastre e nere, più o meno siltose, localmente passanti a marne, con intercalazioni di mudstone e siltstone. Nella parte superiore sono presenti vulcaniti basiche nerastre da compatte ad alterate.

2317,2 – 2424,2 m **Formazione NOTO SUPERIORE (Retico)**

Fitte alternanze di argille grigio verdastre, localmente siltose, e calcari dolomitici da marroni a grigiastri e calcari mudstones/wackstones.

2424,2 -2544,2 m **Formazione NOTO MILA (Retico)**

Boundstone calcarei con alghe e stromatoliti, ricristallizzati e più o meno dolomitizzati, localmente brecciati nella parte inferiore.

2544,2-2640,60 m (TD) **Formazione NOTO INFERIORE (Norico-Retico)**

Limestone dolomitici a grana fine con sottili spalmature argillose.

2.12 GRADIENTI DI PRESSIONE E TEMPERATURA

Durante la perforazione del sondaggio Irminio 6 dirB si è potuto rilevare quanto segue (si faccia riferimento ai seguenti documenti):

1 Relazione finale perforazione e completamento pozzo Irminio 6/6 dirA/6 dirB.

2 Rapporto geologico finale pozzo Irminio 6/6 dirA/6 dirB.

L'analisi del Sigma log ha evidenziato un gradiente normale, pari a circa 1,03 kg/cm², fino a circa 1150 m (bottom Formazione Hybla). Da tale profondità si rileva un aumento graduale e continuo del gradiente fino alla profondità di circa 1650 m, in corrispondenza della Formazione Chiaramonte e della Formazione Buccheri (valori in incremento da circa 1,1 kg/cm² a 1,2 kg/cm²).

A tale profondità (circa 1650 m nel pozzo Irminio 6 dir) dopo un break improvviso probabilmente al limite tra la Formazione Buccheri e la Formazione Modica il gradiente continua ad aumentare costantemente fino alla quota – 2100 m circa (Formazione Modica e Formazione Streppenosa) a circa

1,4 kg/cm² per poi diminuire gradualmente tornando a valori attorno a 1,03 kg/cm² a circa 2400 m (Formazione Noto/Mila).

I dati di temperatura registrati nel sondaggio Irmínio 6 sono:

- T_{max} = 86,5° C @ 2387 m (Irm 6 dirA)
- T_{max} = 89,4° C @ 2466 m (Irm 6 dirB)

Tali valori sono stati registrati con tool MWD, non si riferiscono quindi a dati stabilizzati. Non è stato possibile misurare le temperature statiche. In base ai dati disponibili il gradiente medio è di circa 3,6° C/100 m.

Nel sondaggio Irmínio 7dir si prevedono i medesimi gradienti.

2.13 MANIFESTAZIONI

Durante la perforazione del sondaggio Irmínio 6 è stata utilizzata la tecnologia GWD e la gascromatografia a ioni di fiamma (fid) per l'analisi del gas durante la perforazione (si faccia riferimento al Rapporto geologico finale pozzo Irmínio 6/6 dirA/6 dirB) rilevando una bassa concentrazione di gas.

Per la presenza di una circolazione sotterranea di acqua molto attiva, favorita dall'esistenza di un circuito carsico ben sviluppato, si deve prevedere la possibilità di venute di acqua, anche importanti, nei primi 200 m.

2.14 ASSORBIMENTI – DIFFICOLTA' DI PERFORAZIONE

La perforazione del sondaggio Irmínio 6 ha riscontrato numerose difficoltà, al punto da dover rendere necessaria l'esecuzione di 2 side track (Irmínio 6 dirA; Irmínio 6 dirB).

Oltre a leggere perdite di circolazione nel tratto finale della fase 23" (14-206 m T.R. - Formazione Ragusa) si sono avuti numerosi problemi durante l'esecuzione della fase 12 ^{1/4}". In particolare nell'attraversamento della Formazione Buccheri, caratterizzata dalla presenza di vulcaniti poco consolidate che hanno provocato franamenti del foro con ripetuti *pack off* e prese di batteria.

Frequenti problemi di stabilità del foro si sono riscontrati inoltre anche durante l'attraversamento della Formazione Streppenosa. Nel sondaggio Irmínio 6 dirA questi hanno causato la perdita della batteria in pozzo e la necessità di effettuare un secondo side track (sondaggio Irmínio 6 dirB).

Per un resoconto dettagliato dei numerosi problemi affrontati durante la perforazione dei sondaggi Irmínio 6/6 dirA/6 dirB, si faccia riferimento ai seguenti rapporti:

- 1 *Relazione finale perforazione e completamento pozzo Irmínio 6/6 dirA/6 dirB.*
- 2 *Rapporto geologico finale pozzo Irmínio 6/6 dirA/6 dirB.*

Le problematiche maggiori riscontrate durante la perforazione del sondaggio Irmínio 6 dir sono state le seguenti:



- Instabilità e franamenti del foro causati dalle vulcaniti presenti nella Formazione Buccheri.
- Grave instabilità del foro durante l'attraversamento della formazione Streppenosa causata dalla presenza di argille molto reattive che hanno comportato una perdita di batteria e la necessità di un successivo side track. Per tale motivo è stato perso un diametro e la fase finale è stata perforata in 6" invece che in 8" ½.
- Il programma di casing design era definito insufficientemente.
- Non è stato possibile registrare log nella fase finale (da 6").



SEZIONE 3. PROGRAMMA DI GEOLOGIA OPERATIVA

3.1 ASSISTENZA GEOLOGICA ALLA PERFORAZIONE

a) Sorveglianza da parte di geologi di cantiere fino a raggiungimento della TD. Eventuale presenza di un supervisore durante operazioni speciali (logging, testing, coring ecc).

b) Unità standard di *mud logging*, operativa dall'inizio alla fine del sondaggio, inclusa la fase di completamento, equipaggiata per il controllo dei seguenti parametri:

- misura di velocità di avanzamento (ROP) e parametri connessi
- contacolpi e misuratore di portata delle pompe di circolazione
- livelli del fango di perforazione e suoi parametri
- pressione del fango allo "stand pipe" e al casing
- gas detector continuo e gas cromatografo per H₂S e CO₂
- attrezzature per sezioni sottili, lavaggi, determinazione della fluorescenza e altre analisi di cantiere
- controllo della "pore pressure"
- calcimetria
- gas volume costante (CVD) con Gas trap standard come back-up
- gas cromatografo DUAL FID ad alta risoluzione
- Mud flow meter elettromagnetico (Flow in-flow out)

L'unità di *mud logging* sarà inoltre equipaggiata con sensori per il rilevamento di gas e miscele esplosive e sarà preposta al monitoraggio di tali sistemi. I geologi dell'unità *mud logging* produrranno un rapporto giornaliero che sarà inoltrato secondo lista di distribuzione specifica.

Durante la perforazione del sondaggio Irminio 7 dir/ dir-OR saranno prelevati campioni con la seguente

Irminio 7 dir/7 dir-OR					
intervalli di campionamento cutting					
	da l.m.	da T.R.	spessore	lavati	non lavati
T.R. 142 m		0		2 serie ogni 15 m	2 serie ogni 15 m
Ragusa			700		
	558	700			
Amerillo			153		
	711	853			
Hybla			217		
	928	1070			
Chiaramonte			274		
	1202	1344			
Buccheri			324		
	1526	1668			
Modica			156		
	1682	1824			
Streppenosa			493		
	2175	2317			
Noto sup.			107	2 serie ogni 5 m	2 serie ogni 5 m
	2282	2424			
Mila			120		
	2402	2544			
Noto inf./TD				2 serie ogni 5 m	2 serie ogni 5 m
Mila 7 dir-OR					

frequenza (campionamento variabile in funzione dell'avanzamento; profondità da T.R.):

La frequenza dei campionamenti potrà variare in caso di aumento della velocità di avanzamento o per la definizione di litologie complesse.

Inoltre, si preleveranno:

a) 1 serie di campioni di fango in contenitori di plastica alla fine di ogni fase e di additivi dello stesso qualora impiegati. Si preleveranno campioni di fango anche in caso di manifestazioni di idrocarburi e in caso di perdite di circolazione.

b) prelievo eventuale di campioni di fluidi di strato, se ritenuto necessario, in contenitori con indicazione della fase, delle caratteristiche del fango, profondità, data e ora.

c) Prelievo di campioni di gas direttamente dalla linea collegata alla gas trap facendo uso di adeguati contenitori (Vacutainer). Il campionamento sarà eseguito ogni volta che il valore del Drilling Gas sarà pari o maggiore di 3 volte il valore del *background gas*. Su ogni campione si riporterà il numero progressivo, la profondità e i valori del gas detector e cromatografo.

3.2 CAROTAGGIO

Carote di fondo/parete

Non si prevede il prelievo di carote di fondo né di carote di parete.

3.3 PROGRAMMA DI LOGGING WIRELINE (MISURE MD DA T.R. = 142 M.S.L.M.)

Le informazioni stratigrafiche, strutturali e geominerarie del sondaggio verranno registrate con il programma di Logging While Drilling (LWD). Il programma di *logging wire line* prevederà unicamente l'esecuzione dei logs CCL-CBL in risalita nei *casing* posizionati al termine della fase precedente.

Fase	da	a	Log	note
28"	0.0 m	200.0 m	Non previsti	
23"	200.0 m	855.0 m	Non previsti	
16"	855.0 m	1715 m	CBL/CCL in 18 ⁵ / ₈	
12 ¼	1715 m	2399 m	CBL/CCL in 13 ³ / ₈	
Pilot 8 ⁿ 1/2	2399 m	3092 m	CBL/CCL in 9 ⁵ / ₈	
Orizz. 8 ⁿ 1/2	2488 m	3092 m	Non previsti	

Tabella 5 - Programma logging wireline del pozzo Irmínio 7dir

I log saranno forniti, per ogni discesa, in scala 1:200 e 1:1000; in formato cartaceo (file PDF - 3 copie) e su supporto informatico (CD-ROM. Files in formato digitale TIFF, LAS e PDS).



3.4 PROGRAMMA DI MEASUREMENT/LOGGING WHILE DRILLING (MWD/LWD)

Fase	da	a	Log	note
28"	0.0 m	200.0 m	GR	
23"	200.0 m	855.0 m	GR – Res – Cal	
16"	855.0 m	1715 m	GR – Res – Cal - Acoustic	
12 ¼	1715 m	2399 m	GR – Res – Cal - Acoustic	
Pilot 8 ^{n1/2}	2399 m	3092 m	GR – Res – Cal – Neu – Den – Imaging tool	
Orizz. 8 ^{n1/2}	2488 m	3092 m	GR - Res	

 IRMINIO S.r.l.	PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: IRMINIO 7dir / 7 Dir OR	PAG 49 DI 120			
		AGGIORNAMENTI:			
		0			

SEZIONE 4. PROGRAMMA DI PERFORAZIONE E
COMPLETAMENTO

	PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: IRMINIO 7dir / 7 Dir OR	PAG 50 DI 120			
		AGGIORNAMENTI:			
		0			

4.1 PROGRAMMA OPERATIVO

4.1.1. INFORMAZIONI PRELIMINARI

Tutte le profondità, se non diversamente specificato, saranno riferite a PTR (Piano Tavola Rotary) o RT (Rotary Table).

Il pozzo verrà perforato in deviazione da una postazione multipla (cluster) con le teste pozzo distanti 4 metri.

Il pozzo Irminio 7 dir avrà un profilo “slant” a circa 46.17° con azimuth 39.754°.

Per rispettare le procedure di “anticollision” il pozzo sarà direzionato leggermente (“nudging”) per allontanarsi dal pozzo Irminio 6. Partendo da 250 m, con DLS di 1°/30m, si raggiungerà un angolo di circa 5° in direzione 325° (Nord) a 400m circa. Da tale quota si procederà mantenendo i 5° con azimuth 325° fino a circa 500m. Sempre con lo scopo di allontanarsi da Irminio 6-6A-6B si modificherà l’azimuth fino a 38° a circa 619m. Si proseguirà con un angolo di 5° ed un azimuth di 39.754° fino a 1350m TVD dove inizierà il rientro in verticale previsto a circa 1425m TVD. Si proseguirà in verticale fino a circa 1780m TVD.

Il KOP è previsto a circa 1780m TVD, con un DLS di 2.5° si incrementerà l’angolo fino a 46.17° con azimuth 39.754°.

La fine della curva si prevede a 2276m TVD (2337.85 m MD). Una volta raggiunta l’inclinazione finale si proseguirà con angolo costante fino alla TD prevista a 2640.37 m TVD (2864m MD).

Una volta raggiunta la TD, e determinato lo spessore e le quote di top e bottom del membro Mila, il foro verrà tappato, con tappi di cemento, fino alla scarpa da 9 5/8”. Si perforerà quindi un nuovo foro da 8 1/2” con KOP a 2410m circa, lungo circa 750m, con un tratto orizzontale (90°) di circa 440m di lunghezza con un azimuth di circa 45° (Irminio 7 dir-OR).

(Vedi relativa sezione “Programma di deviazione”).

La sequenza operativa prevista per la perforazione del pozzo Irminio 7 dir è la seguente:

1. Montaggio e collaudo impianto
2. Perforazione pilot hole 12 1/4” ed allargamento a 28” fino a 200 m circa.
3. Discesa e cementazione Conductor Pipe 24 1/2”.
4. Saldatura flangia base temporanea.
5. Installazione Diverter 29 1/2”
6. Perforazione fase 23”, seguendo il programma di deviazione fino a 855 m circa;
7. Discesa e cementazione casing superficiale 18 5/8”



8. Installazione flangia base.
9. Smontaggio Diverter 29 1/2" ed installazione BOP stack 18 3/4"* 5000 psi
10. Perforazione fase 16", seguendo il programma di deviazione, fino a 1716 m circa
11. Registrazione CBL-VDL-CCL casing 18 5/8"
12. Discesa e cementazione casing intermedio 13 3/8"
13. Installazione 2° elemento inflangiatura.
14. Sostituzione BOP stack 18 3/4" con BOP stack 13 5/8"*10000 psi
15. Perforazione fase 12 1/4", seguendo il programma di deviazione, fino al top della Noto Superiore previsto a circa ~2400m MD (2319 m TVD).
16. Registrazione CBL-VDL-CCL casing 13 3/8"
17. Discesa e cementazione casing di produzione 9 5/8"
18. Installazione 3° elemento inflangiatura.
19. Perforazione fase 8 1/2" fino a fondo pozzo a circa 2864 m MD – 2640.4 m TVD.
20. Registrazione CBL-VDL-CCL casing 9 5/8"
21. Esecuzione tappi di cemento per chiusura mineraria pilot-hole.
22. Fresaggio cemento fino a quota KOP (circa 2410m) per esecuzione dreno laterale (Irminio 7 dir / 7 dir-OR)
23. Perforazione fase 8 1/2", seguendo il programma di deviazione, fino alla TD prevista per il dreno laterale a circa 3159m MD (2449.2m TVD).
24. Discesa liner 7", slotted nel tratto orizzontale e blank nella zona della curva. Non si esclude l'utilizzo di "swellable packers" per la parzializzazione della zona produttiva. Il liner non verrà cementato.
25. Registrazione Gyro, con survey ogni 30 m, su tutto il profilo del pozzo.
26. Discesa completamento definitivo e montaggio testa pozzo.
27. Test del completamento
28. Skidding impianto su pozzo successivo.



Raccomandazioni generali

- Prima dell'inizio della perforazione, alla presenza di tutti i contrattisti, sarà tenuto un incontro (Pre-spud Safety meeting) per trattare i seguenti argomenti:
 - Ruoli e competenze in caso di emergenza;
 - Salute, sicurezza e altri argomenti specifici del sito;
 - Punti sensibili per quanto riguarda le questioni ambientali;
 - Verifica e discussione dettagliata del programma.
- assicurarsi che una valvola di sicurezza (per ogni tipo di filetto da discendere nel foro) sia disponibile, in ogni momento, sull'impianto di perforazione.
- controllare fisicamente che tutte le attrezzature da utilizzare siano presenti in loco, in buone condizioni e perfettamente funzionanti;
- numerare, misurare e registrare le misure dei casing, controllare che i casing presenti in loco siano sufficienti per la fase;
- pulire ed effettuare il controllo visivo di tutti i filetti. Tutto il materiale tubolare, casing ed accessori deve essere liberato da detriti interni, calibrati, controllati per verificare eventuali danni strutturali e numerati. Le misurazioni devono essere controllate in modo indipendente;
- I primi giunti di casing saranno bloccati utilizzando un composto tipo Thread-lock sui filetti prima del serraggio;
- assicurarsi che in loco siano disponibili quantità sufficienti di cemento e di additivi per cemento, anche nel caso in cui si dovessero rendere necessari eventuali remedial job;
- essere pronti a preparare cuscini ad alta viscosità (Hi-Vis Pill) per aiutare nella pulizia del foro;
- essere pronti a pompare miscele intasanti (LCM) se si verificano perdite di circolazione; nella zona obiettivo utilizzare LCM carbonatici;
- assicurarsi di avere a disposizione una riserva di acqua sufficiente per confezionamento fango e per proseguire la perforazione anche senza ritorno (in perdita totale);
- assicurarsi che il sistema di monitoraggio del gas e del flusso del fango siano perfettamente funzionanti. Il personale del contrattista di Mud Logging dovrà controllare tali sensori, ogni ora durante la perforazione.

	PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: IRMINIO 7dir / 7 Dir OR	PAG 53 DI 120			
		AGGIORNAMENTI:			
		0			

4.1.2. FASE 28" PER CONDUCTOR PIPE 24 1/2" A CIRCA 200 M

Prima di iniziare le operazioni confezionare una vasca di kill-mud a 1.4 kg/l (appesantita con carbonato di calcio).

Fango previsto FW (acqua dolce) a d=1.0 Kg/l. Gradiente dei pori max= 0.98-1.03 kg/cm²/10m.

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

1. Eseguire un Pre-Operation Meeting con il personale coinvolto nelle operazioni.
 Per questa fase, vista la conoscenza dell'area ed i problemi di assorbimento riscontrati sui pozzi di riferimento, si prevede la perforazione con ritorno della circolazione in cantina.
 - ✓ E' previsto l'utilizzo di acqua dolce.
 - ✓ Evitare di saldare il tubo pipa sul tubo guida 30" lasciando circa 50-60 cm di tubo guida in modo da evitare il rientro dei detriti in pozzo. *Verificare l'altezza necessaria per il montaggio della testa pozzo, eventualmente lasciare più alto.*
 - ✓ Predisporre pompe e mezzi adeguati, con rispettivi back-up, per l'aspirazione del fluido di ritorno, e dei detriti, dalla cantina.
 - ✓ Cominciare la perforazione con bassa portata e non superare i 1000 l/min.
 - ✓ In caso di assorbimento totale abbassare ulteriormente la portata e continuare la perforazione anche senza ritorno.
 - Sollevare la batteria ogni 4-5 metri, sempre in circolazione, per verificare che non ci sia accumulo di detriti alle spalle.
 - Nel caso in cui si ristabilisce il ritorno di fluido a giorno circolare a bassa portata compatibilmente con gli assorbimenti.
 - ✓ Visto la vicinanza con il pozzo Irminio 6, è necessario l'utilizzo di attrezzatura automatica per il controllo della verticalità del foro.
2. Assemblare le DP 5 1/2" necessarie per la perforazione del foro.
3. Perforare un pilot hole 12 1/4", in rotary e con cautela i primi 30 m circa e successivamente utilizzando una attrezzatura automatica per il controllo della verticalità (Autotrak™) proseguire fino a quota tubaggio del casing 24 1/2" (Inserire in batteria e registrare il Gr (LWD)). Sospendere la perforazione possibilmente in una zona impermeabile.
4. Estrarre ed assemblare Hole Opener. Allargare foro da 12 1/4" a 28". (potrebbe essere necessario allargare in due run, prima da 12 1/4" a 17 1/2" e successivamente da 17 1/2" a 28").
5. Al fondo, circolare aumentando la portata compatibilmente con gli assorbimenti.
6. Eseguire una manovra di controllo foro, circolare e condizionare il fango in previsione del tubaggio.



Durante la perforazione della fase rilevare l'inclinazione del foro, con MWD, massimo ogni 10 metri o più frequentemente se le condizioni di pozzo le richiedono.

Effettuare attente verifiche di anticollision con il pozzo esistente Irminio 6.

7. Assemblare e discendere il casing 24 1/2" – K-55 - 162# - Tenaris ER al fondo, eseguire il test di funzionalità valvola dopo 3-4 giunti. La scarpa dovrà essere di tipo adatto a ricevere lo stinger (verificarne la compatibilità prima della discesa).
8. Montare lo stinger, discenderlo con aste da 5 1/2", introdurlo nella scarpa e provarne la tenuta circolando con il casing colmatato.
9. Cementare la colonna con risalita della malta a giorno (come da programma di cementazione). E' previsto l'uso di 2 malte, una prima più leggera (lead), a d= 1.5 kg/l, che dovrebbe arrivare fino in superficie e limitare il carico idrostatico sulla formazione, ed una seconda (tail) a d= 1.9 kg/l per cementare bene la zona scarpa. Sotto-spiazzare in modo da lasciare del cemento non contaminato nella zona della scarpa.
10. Verificare tenuta valvola prima di estrarre lo stinger. Dopo aver sfilato lo stinger, estrarre una lunghezza e circolare bene, ad alta portata, in modo da pulire il cemento all'interno DP.
11. Nel caso in cui non si abbia la risalita a giorno, eseguire cementazione dall'alto con due "macaroni string" da 1 1/2".
12. Pulire dalla malta il fondo cantina ed eseguire il W.O.C., da calcolare in funzione del tipo di cemento usato (verificare i campioni in superficie). Durante l'attesa presa cemento (W.O.C.) se possibile, sdoppiare la BHA fase 28" ed assemblare la BHA fase successiva:
13. Tagliare il casing 24 1/2" ed installare la flangia base temporanea "weld flange 30" * 300 psi x 24 1/2" CSG -162# ". Test saldatura a 300 psi max. il tutto nel rispetto delle procedure di saldatura e test.
14. Montare il Diverter 29 1/2" * 500.
15. Effettuare il test funzionalità Diverter ed il test delle linee di superficie:
 - Linee di Superficie e Rubinetti Top Drive e Choke Manifold a 210 atm.

	PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: IRMINIO 7dir / 7 Dir OR	PAG 55 DI 120			
		AGGIORNAMENTI:			
		0			

4.1.3. FASE 23" PER CASING 18 5/8" A CIRCA 855 M

Fango previsto FW-PO (Biocompatibile) a d=1.08-1.10 Kg/l. Gradiente dei pori max = 1.03 kg/cm²/10m.

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

E' previsto l'utilizzo di un fluido di perforazione (fango) biocompatibile, per il confezionamento si utilizzerà acqua dolce e polimero biocompatibile.

1. Eseguire un Pre-Operation Meeting con il personale coinvolto nelle operazioni.
2. Assemblare le DP 5 1/2" necessarie per la perforazione del foro.
3. Assemblare la BHA di deviazione con attrezzatura automatica per il controllo della verticalità e con la possibilità di eseguire il "nudging" del pozzo. Inserire in batteria attrezzatura per LWD (log while drilling) per poter registrare GR – Res – Cal. Dopo aver perforato con cautela i primi metri, proseguire fino a 250 m circa dove è previsto l'inizio di un "nudging" con DLS di circa 1°/30m portando il pozzo ad azimuth 325° con massimo angolo di circa 5°, previsto a circa 400m, da tale quota, si continuerà la perforazione con un angolo costante di 5° in direzione 325° fino a circa 500m e poi in direzione 38° fino a fine fase (top della formazione Hybla). Sospendere la perforazione possibilmente in una zona impermeabile.

Durante la perforazione della fase rilevare l'inclinazione del foro con MWD massimo ogni 10 metri o più frequentemente se le condizioni di pozzo le richiedono. Effettuare attente verifiche di anticollision con il pozzo esistente Irminio 6.

4. Al fondo, circolare aumentando la portata compatibilmente con gli assorbimenti.
5. Eseguire una manovra di controllo foro, circolare e condizionare il fango in previsione del tubaggio.
6. Assemblare e discendere il casing 18 5/8" – K-55 - 99# - Tenaris ER al fondo, eseguire il test di funzionalità valvola dopo 4-5 giunti. Utilizzare scarpa e collare normali distanziati due giunti.
7. Al fondo circolare almeno tutto il volume interno casing.

	PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: IRMINIO 7dir / 7 Dir OR	PAG 56 DI 120			
		AGGIORNAMENTI:			
		0			

8. Cementare la colonna con risalita della malta a giorno (come da programma di cementazione). E' previsto l'uso di 2 malte, una prima più leggera (lead), a d= 1.5 kg/l, per cementare fino in superficie e limitare il carico idrostatico sulla formazione, ed una seconda (tail) a d= 1.9 kg/l per cementare bene la zona scarpa. Pressione di test al Contatto Tappi = 140 kg/cm².
 9. Nel caso in cui non si abbia la risalita a giorno, eseguire cementazione dall'alto con due "macaroni string" da 1 1/2".
 10. Pulire la cantina ed eseguire il W.O.C., da calcolare in funzione del tipo di cemento usato (verificare i campioni in superficie). Durante l'attesa presa cemento (W.O.C.), se possibile, sdoppiare la BHA fase 23" ed assemblare la BHA fase successiva:
 11. Sollevare il Diverter, effettuare taglio provvisorio del casing 18 5/8", rimuovere il diverter e la "Weld Flange" dal csg 24 1/2" ed installare la "Landing Ring 20 3/4" NOM Type RB Slip Lock x 24 1/2" CSG". Tagliare a misura il casing 18 5/8" ed installare il "Casing Head Housing FLG 20 3/4" API 3000 psi x 18 5/8" CSG "RB" Slip Lock". In ogni caso seguire le procedure dettagliate del fornitore della testa pozzo.
 12. Collaudare l'inflangiatura a 50 atm. x 15 min. (In ogni caso non superare l'80% della resistenza del casing a "collapse").
 13. Montare il BOP stack 18 3/4" * 5000 psi.
- NOTA: Il BOP Stack deve essere testato, su "test stump", a 21 kg/cm² ed alla massima pressione di esercizio di ogni elemento prima del montaggio.*
14. Discendere il Combination Tool (BOP Test Plug + Wear Bushing R.R. Tool), aprire saracinesca laterale e, con testa pozzo piena di acqua, eseguire i seguenti collaudi:
 - Ganasce cieche/shear a 21 e 70 Atm x 15 min.
 - Ganasce Sagomate/Variabili a 21 e 70 Atm x 15 min
 - Bag Preventer a 21 e 70 Atm x 15 min
 - Linee di Superficie e Rubinetto Top Drive e Choke Manifold a 210 atm.
 15. Estrarre il B.O.P. Test Plug e discendere il "20 3/4" nom Wear Bushing".
- Ripetere il Test dei BOP, con le stesse modalità massimo ogni 21 giorni.*

	PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: IRMINIO 7dir / 7 Dir OR	PAG 57 DI 120			
		AGGIORNAMENTI:			
		0			

4.1.4. FASE 16" PER CASING SUPERFICIALE 13 3/8" A CIRCA 1716 M (1712.2 m TVD)

Fango previsto FW-PO a max d= 1.45 Kg/l. Gradiente dei pori max= 1.3 kg/cm²/10m.

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

Nota: Per questa fase si suggerisce l'utilizzo dei "Continuous Circulating Device" (E-CD™) per circolare anche durante i cambi asta, in modo da avere sempre la stessa pressione sulla formazione.

1. Eseguire un Pre-Operation Meeting con il personale coinvolto nelle operazioni.
2. Assemblare le DP 5 1/2" necessarie per la perforazione del foro.
3. Discendere Bit 16" con nuova BHA, utilizzando attrezzatura automatica per il controllo della verticalità/deviazione del foro, a quota collare.
4. Inserire in batteria attrezzatura per LWD (log while drilling) per poter registrare GR – Res – Cal – Acoustic, il più vicino possibile al bit.
5. Inserire in batteria una PBL Valve in modo da poter, eventualmente, pompare intasanti senza interessare le attrezzature in batteria (LWD).
6. Eseguire il pressure test del casing a 70 atm * 15 minuti.
7. Fresare cemento e scarpa e pulire rat hole, perforare 3-4 m di nuova formazione, circolare ed uniformare il fango.
8. Ritirare bit in scarpa ed eseguire un L.O.T. (in base alla caratteristica della formazione potrà essere deciso di eseguire un F.I.T. (Formation Integrity Test) @ 1.6 EMW)
9. Riprendere la perforazione ed avanzare, seguendo il programma di deviazione, fino a circa 1716m (1712m TVD) dove è previsto la discesa del casing 13 3/8".
10. Rilevare la deviazione del pozzo, con MWD, max ogni 10 m e prima di ogni manovra.
Effettuare attente verifiche di anticollision con il pozzo esistente Irminio 6.
11. A quota tubaggio, circolare fino a completa pulizia foro.
12. Eseguire una manovra di controllo foro in scarpa, ridiscendere al fondo, circolare e condizionare il fango in previsione del tubaggio.
13. Estrarre BHA



14. Registrare CBL-VDL-CCL-GR del casing 18 5/8".
 15. Estrarre Wear Bushing.
 16. Assemblare e discendere casing 13 3/8" - N-80 - 68# - Ten ER al fondo, eseguire il test di funzionalità valvole dopo 4-5 giunti.
 17. Cementare la colonna con risalita della malta a 1050 m circa (come da programma di cementazione). Pressione di test al Contatto Tappi = 140 kg/cm².
 18. W.O.C., da calcolare in funzione del tipo di cemento usato (verificare i campioni in superficie). Durante l'attesa presa cemento (W.O.C.), se possibile, sdoppiare la BHA fase 16" ed assemblare la BHA fase successiva.
 19. Sollevare B.O.P. incuneare colonna con il peso residuo a fine cementazione, effettuare taglio provvisorio del casg 13 3/8".
 20. Rimuovere i B.O.P. 18 3/4" * 5000 psi.
 21. Eseguire taglio definitivo su Csg 13 3/8", e montare il 2° elemento inflangiatura "Casing Head Spool 20 3/4"*3000 - 13 5/8"*5000 psi". In ogni caso seguire le procedure dettagliate del fornitore della testa pozzo.
 22. Eseguire il test dell'inflangiatura a **max** 125 kg/cm² (~80% della resistenza del casing a collapse)
- NOTA: Il BOP Stack deve essere testato, su "test stump", a 21 kg/cm² ed alla massima pressione di esercizio di ogni elemento prima del montaggio.*
23. Montare BOP Stack 13 5/8" * 10000 psi composto da un doppio (Lower e Upper Pipe Rams) + un singolo (Blind/Shear Rams) + un singolo (Variable Rams) + Hydril 13 5/8" 5000 psi.
 24. Discendere il Combination Tool (BOP Test Plug + Wear Bushing R.R. Tool), aprire saracinesche intercapedini 13 3/8" – 18 5/8" e 18 5/8"- 24 1/2" e, con testa pozzo piena di acqua, eseguire i seguenti collaudi:
 - Ganasce cieche/shear a 21 e 270 Atm x 15 min (max 100 atm nel caso non si utilizzi Test Plug).
 - Ganasce Sagomate/Variabili a 21 e 270 Atm x 15 min
 - Bag Preventer a 21 e 270 Atm x 15 min
 - Linee di superficie Kill e Choke, rubinetti Top drive e choke manifold a 270 Atm x 15'.

	PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: IRMINIO 7dir / 7 Dir OR	PAG 59 DI 120			
		AGGIORNAMENTI:			
		0			

25. Estrarre il B.O.P. Test Plug e discendere il “13 5/8” Nom Wear Bushing”. *Ripetere il Test dei BOP, con le stesse modalità massimo ogni 21 giorni.*

4.1.5. FASE 12 1/4” PER CASING 9 5/8”- A ~2400 M MD – 2319 M TVD

Fango previsto FW-KCL-DEEPDRILL a d= 1.60 Kg/l. Gradiente dei pori previsto max = 1.4-1.43 kg/cm²/10m.

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

Nota: Per questa fase si suggerisce l’utilizzo dei “Continuous Circulating Device” (E-CD™) per circolare anche durante i cambi asta, in modo da avere sempre la stessa pressione sulla formazione.

1. Eseguire un Pre-Operation Meeting con il personale coinvolto nelle operazioni.
2. Assemblare le DP 5 1/2” necessarie per la perforazione del foro.
3. Assemblare nuova BHA con Bit 12 1/4” discendere fino a quota collare.
4. Inserire in batteria attrezzatura per LWD (log while drilling) per poter registrare “GR – Res – Cal – Acoustic” il più vicino possibile al bit.
5. Inserire in batteria una PBL Valve in modo da poter, eventualmente, pompare intasanti senza interessare le attrezzature in batteria (LWD).
6. Eseguire il pressure test del casing a 140 atm * 15 minuti
7. Fresare cemento e scarpa e pulire rat hole, perforare 3-4 m di nuova formazione, circolare ed uniformare il fango.
8. Ritirare bit in scarpa ed eseguire un L.O.T. (in base alla caratteristica della formazione potrà essere deciso di eseguire un F.I.T. (Formation Integrity Test) @ almeno 1.8 EMW)
9. Riprendere la perforazione ed avanzare, seguendo il programma di deviazione, fino alla quota di tubaggio del casing 9 5/8” previsto a circa 2400 m MD (2319 m TVD) registrando i LWD (GR – Res – Cal – Acoustic) per la definizione dei top formazionali.

	PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: IRMINIO 7dir / 7 Dir OR	PAG 60 DI 120			
		AGGIORNAMENTI:			
		0			

10. Rilevare la deviazione del pozzo con MWD ogni 30 m massimo e prima di ogni manovra.
Effettuare attente verifiche di anticollision con il pozzo esistente Irminio 6 (fori 6-6A-6B).
11. A quota tubaggio, circolare fino a completa pulizia foro.
12. Eseguire una manovra di controllo foro in scarpa, ridiscendere al fondo, circolare e condizionare il fango in previsione del tubaggio.
13. Estrarre BHA.
14. Registrare il CBL-VDL-CCL-GR del casing 13 3/8" fino a ~300 m sopra il top effettivo del cemento.
15. Estrarre Wear Bushing.
16. Assemblare e discendere casing 9 5/8" al fondo (~450 m di L80 - 53.5# -Tenaris Cr13-L80 + ~200m di L80 - 53.5# -Tenaris BLUE + restante L 80 – 47# Tenaris BLUE), con Reamer Shoe e collare distanziato di 3 giunti. Eseguire il test di funzionalità valvole dopo 4-5 giunti. Si prevede l'utilizzo di casing al Cromo per i primi 450m nella zona sotto il packer di produzione in modo da evitare gli effetti della corrosione dovuti alla probabile presenza di CO₂ e acqua nell'olio.
17. Per la discesa del casing prevedere l'utilizzo di un "Casing Drive System" in modo da poter circolare e ruotare, se necessario.
18. Al fondo circolare fino a completa pulizia foro.
19. Cementare la colonna con risalita della malta come da programma di cementazione.
Pressione di test al Contatto Tappi = 210 kg/cm².
20. W.O.C., con casing in tensione, da calcolare in funzione del tipo di cemento usato (verificare i campioni in superficie).
21. Ultimata l'attesa presa cemento, sollevare il BOP stack, inserire i cunei ed incuneare il casing con peso residuo a fine cementazione.
22. Tagliare e recuperare lo spezzone di tubo 9 5/8", inflangiare casing montando 3° elemento inflangiatura Tubing Head Spool 13 5/8"*5000 * 13 5/8" * 5000 psi. In ogni caso seguire le procedure dettagliate del fornitore della testa pozzo.
23. Eseguire il test dell'inflangiatura a **max** 250 kg/cm² (~80% della resistenza del casing a collapse)
24. Rimontare BOP Stack 13 5/8" * 10000 psi

	PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: IRMINIO 7dir / 7 Dir OR	PAG 61 DI 120			
		AGGIORNAMENTI:			
		0			

25. Discendere il Combination Tool (BOP Test Plug + Wear Bushing R.R. Tool), aprire saracinesche intercapedini 9 5/8" -13 3/8", e con testa pozzo piena di acqua, eseguire i seguenti collaudi:

- Ganasce cieche/shear a 21 e 330 Atm x 15 min.
- Ganasce Sagomate a 21 e 330 Atm x 15 min
- Bag Preventer a 21 e 330 Atm x 15 min
- Linee di superficie Kill e Choke , rubinetti Top drive e choke manifold alla loro W.P. x 15'.

26. Estrarre il B.O.P. Test Plug e discendere il "11" Nom Wear Bushing". *Ripetere il Test dei BOP, con le stesse modalità massimo ogni 21 giorni.*

4.1.6. FASE 8 1/2" PILOT HOLE A ~ 2864 m MD – 2640.4 m TVD

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

Fango previsto FW-PO a d= 1.05-1.10 Kg/l. Gradiente dei pori max= 1.03 kg/cm²/10m.

Prevedere adeguate scorte di H2O, ed intasanti carbonatici, per far fronte a possibili assorbimenti e/o assorbimenti totali.

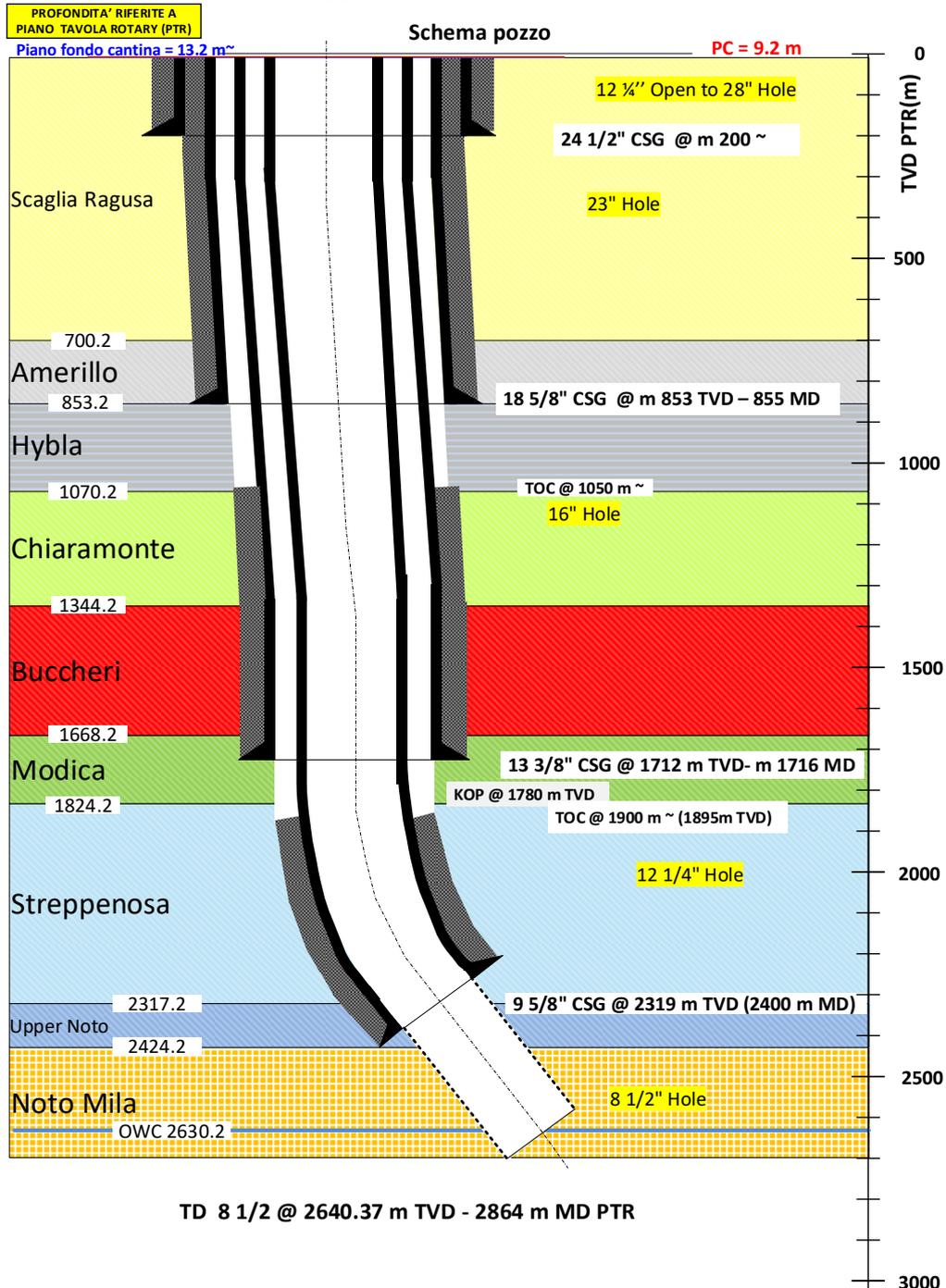
1. Eseguire un Pre-Operation Meeting con il personale coinvolto nelle operazioni.
2. Sdoppiare le DP 5 1/2" ed assemblare le DP 5" necessarie per la perforazione della fase.
Assemblare BHA con Bit 8 1/2" a quota collare. Inserire in batteria attrezzatura per LWD (log while drilling) per poter registrare "GR – Res – Cal – Neu – Den – Imaging tool".
3. Inserire in batteria una PBL Valve in modo da poter, eventualmente, pompare intasanti senza inetresare le attrezzature in batteria (LWD).
4. Eseguire il pressure test del casing a 210 atm * 15 minuti.
5. Sostituire il fango in pozzo con fango leggero 1.08 - 1.10 Kg/l, ed uniformare.
6. Fresare cemento e scarpa e pulire rat-hole.
7. Riprendere la perforazione e, seguendo il programma di deviazione, avanzare fino alla TD del pozzo previsto a circa 2864 m MD (2640.37m TVD).

	PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: IRMINIO 7dir / 7 Dir OR	PAG 62 DI 120			
		AGGIORNAMENTI:			
		0			

8. Rilevare la deviazione del pozzo, con MWD, ogni 30 m massimo e prima di ogni manovra .
Effettuare attente verifiche di anticollision con il pozzo esistente Irminio 6.
9. Circolare fino a completa pulizia foro.
10. Registrare CBL-VDL-CCL-GR nel casing 9 5/8" fino ad almeno 300 m sopra il top reale del cemento.



Well : Irminio 7 dir

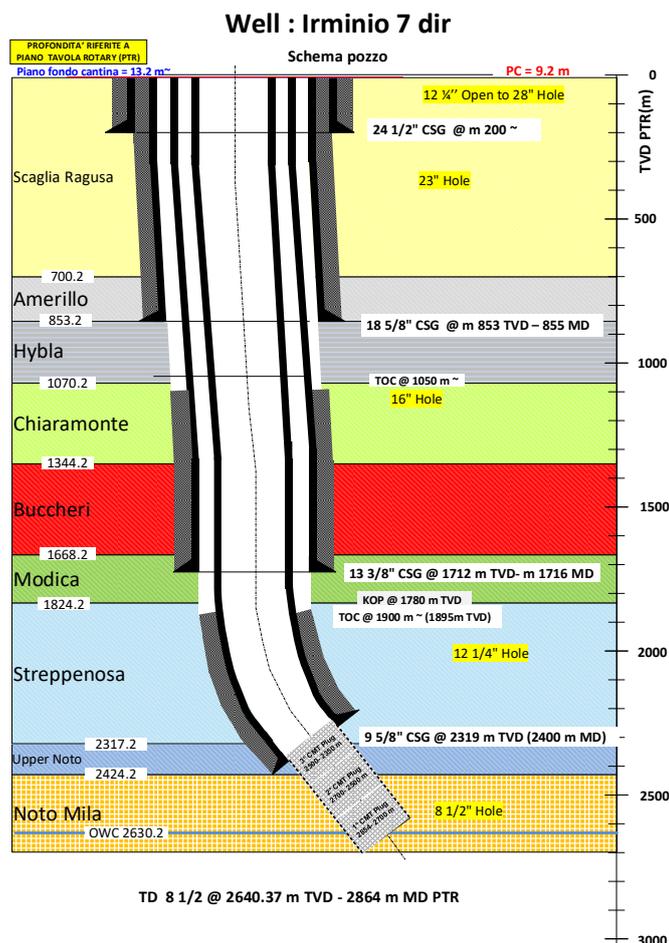


4.1.7. FASE CHIUSURA FORO 8 1/2" IRMINIO 7 Dir

11. Eseguire un Pre-Operation Meeting con il personale coinvolto nelle operazioni.
12. Discendere peduncolo tbg 2 7/8" (circa 250m) con DP's 5" per chiusura mineraria il pilot hole, ed eseguire 1° tappo di cemento da m 2854 a m 2680.



13. Estarre peduncolo al top tappo teorico, circolare verificando eventuale ritorno di malta.
14. Proseguire con 2° tappo di cemento da m 2680 a m 2500.
15. Estarre peduncolo al top tappo teorico, circolare verificando eventuale ritorno di malta.
16. Proseguire con 3° tappo di cemento da m 2500 a m 2350.
17. Estarre peduncolo al top tappo teorico, circolare verificando eventuale ritorno di malta.
18. Estrarre a giorno. WOC in relazione alle verifiche dei campioni in superficie.
19. Discendere bit 8"1/2 e fresare tappo di cemento fino a m 2410 (KOP).
20. Estarre bit a giorno.



4.1.8. FASE 8 1/2" (LATERAL) PER SLOTTED LINER 7" A ~ 3159m MD – 2449.2 m TVD

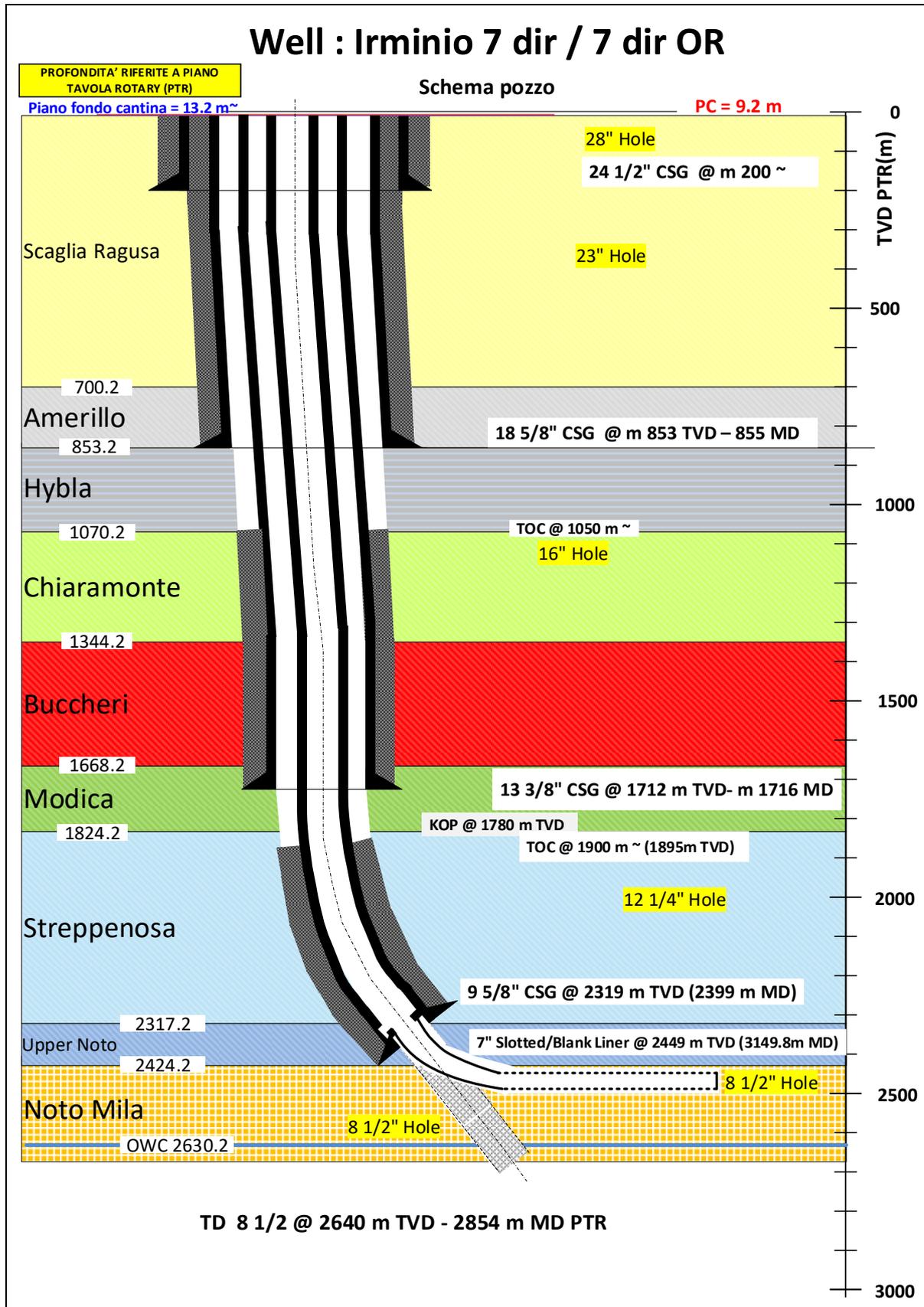
Per ciò che concerne scalpelli, parametri, batterie di perforazione, idraulica, fango e modalità di cementazione, si rimanda ai paragrafi specifici.

	PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: IRMINIO 7dir / 7 Dir OR	PAG 65 DI 120			
		AGGIORNAMENTI:			
		0			

Fango previsto FW-PO a d= 1.08-1.10 Kg/l. Gradiente dei pori max= 1.03-1.0 kg/cm²/10m.

Prevedere adeguate scorte di H₂O, ed intasanti carbonatici, per far fronte a possibili assorbimenti e/o assorbimenti totali.

21. Eseguire un Pre-Operation Meeting con il personale coinvolto nelle operazioni.
 22. Assemblare nuova BHA con Bit 8 1/2" per l'esecuzione del dreno laterale (Irminio 7 dir / 7dir-OR) e discendere fino al top del tappo di cemento (KOP). Inserire in batteria GR-Resistivity per log wile drilling (LWD).
 23. Inserire in batteria una PBL Valve in modo da poter, eventualmente, pompare intasanti senza interessare le attrezzature in batteria (LWD).
 24. Riprendere la perforazione e, seguendo il profilo di deviazione, avanzare fino alla TD del pozzo previsto a circa 2449.2 m TVD (3159 m MD).
 25. Rilevare la deviazione del pozzo, con MWD, ogni 30 m massimo e prima di ogni manovra. Effettuare attente verifiche di anticollision con il pozzo esistente Irminio 6 e con il pilot-hole chiuso minerariamente (Irminio 7 dir).
 26. Circolare fino a completa pulizia foro.
 27. Eseguire una manovra di controllo foro in scarpa, ridiscendere al fondo, circolare e condizionare il fango in previsione della discesa del liner 7".
 28. Discendere liner di produzione 7" 29# 13%Cr Tenaris Blue (slotted+blank) con DP 5" con scarpa a circa 3150 m MD (2449.2 m TVD) e liner hanger con packer a m 2350 m MD circa + eventuali Swellable Packer.
- N.B. - La posizione delle attrezzature, (Swellable packers e dei csg blank), e la profondità della scarpa saranno confermate dopo la registrazione dei Logs While Drilling.**
29. Fissare il liner Hanger e settare il packer a testa liner.
 30. Estrarre a giorno setting tool.
 31. Assemblare e discendere BHA per pulizia pozzo (bit 6" + scraper per pulizia liner 7"-29# + scraper per csg 9 5/8"- 47÷53.5# distanziato adeguatamente per la pulizia del csg 9 5/8").
 32. **Registrare Gyro su tutto il profilo del pozzo con survey ogni 30 m.**



	PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: IRMINIO 7dir / 7 Dir OR	PAG 67 DI 120			
		AGGIORNAMENTI:			
		0			

4.1.9. COMPLETAMENTO POZZO

1. LAVAGGIO CASING E SPIAZZAMENTO BRINE

Prima di iniziare la miscelazione dei cuscini di lavaggio o di iniziare la miscelazione dei “brines” entro il sistema vasche di superficie, è importante assicurarsi che tutte le linee ed equipaggiamento che verrà a contatto con questi fluidi, siano stati adeguatamente puliti. Tutte le tracce di fango dovrebbero essere rimosse flussando le linee con acqua e qualora si ritenesse necessario, un cuscinio di acqua con Well clean. Nel caso che le vasche e le linee non fossero sufficientemente pulite, si consiglia di ripetere il trattamento.

1. Confezionare brine KCL SG 1.05 -1.1 Kg/lit con anticorrosivo e biocida.
2. Confezionare 10 mc di cuscinio viscoso con XCD polimer 5 Kg per mc.
3. Confezionare 10 mc di cuscinio con 50 lit per mc di WELL CLEAN per rimuovere eventuale residui di fango presenti nel casing.
4. Confezionare 10 mc di brine viscoso a 100 sec.
5. Scendere Taper Mill 6” (casing da 29 lb/ft Drift) + DC 4” ¾ + DP 3” ½ (pari alla lunghezza Liner + 20m per sicurezza), inserire X-over per Scraper 9”5/8 e continuare discesa con aste da 5”. Continuare la discesa, imboccare Liner e scendere fino a quota LC.
6. Eseguire casing clean up, pompando con batteria in movimento vertical, i cuscini e a seguire il brine trattato con anticorrosive e biocida, fino a complete ritorno.
7. Screperare due volte il tratto di casing dove si prevede di ancorare il packer idraulico da 9”5/8.
8. Prima di entrare nel Liner, circolare con batteria in movimento verticale, pompando in sequenza i seguenti fluidi alla massima portata: 4 mc di cuscinio viscoso + 5 mc di WELL CLEAN + 4 mc di brine viscosizzato + brine di completamento. Circolare fino a ritorno dei cuscini a giorno.
9. Estrarre batteria sdoppiando eccesso ed allentando le connessioni DP e sdoppiando le DC e BHA.

	PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: IRMINIO 7dir / 7 Dir OR	PAG 68 DI 120			
		AGGIORNAMENTI:			
		0			

2. PREPARATIVI PER IL COMPLETAMENTO

10. Assicurarsi che siano eseguite le seguenti operazioni:

- ✓ verificare che tutto il materiale necessario sia in cantiere.
- ✓ lubrificare e proteggere il Tubing Hanger;
- ✓ calibrare e misurare tutti i preassemblaggi;
- ✓ rilevare, e registrare, i diametri esterni ed interni e i Part Number dei componenti particolari del completamento;

11. Il materiale al cromo deve essere utilizzato secondo le relative procedure.

12. Preparare sul parco tubi i tubing da discendere con i numeri chiaramente identificabili, e comporre la tally del completamento.

13. Eseguire il pressure test alla S.S.V. per registrare la Opening Pressure e la Closing pressure nonché la tenuta, se non sia stato fatto in sede.

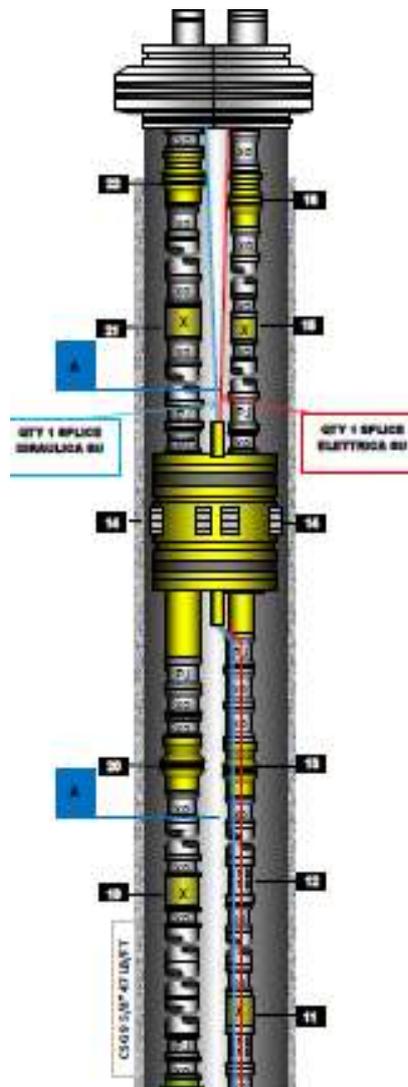
14. Predisporre la testina di circolazione/sicurezza sul piano sonda, eseguire rig up attrezzatura della service company per chiave e torque computer.

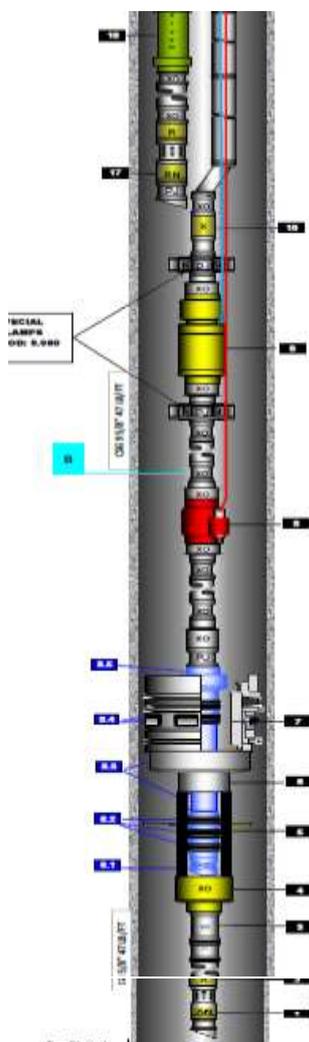
3. DISCESA COMPLETAMENTO

**IL PROGRAMMA DETTAGLIATO DI COMPLETAMENTO VERRA PREPARATO PRIMA
DELLA PERFORAZIONE DEL POZZO**



4.1.10. SCHEMA DI COMPLETAMENTO PREVISTO





4.1.11. PROGRAMMA DI CHIUSURA MINERARIA

Una volta ultimata la vita produttiva del pozzo si procederà alla chiusura mineraria tramite tappi di cemento e Brige Plug, al taglio ed al recupero delle colonne a fondo cantina ed al recupero della testa pozzo. Seguirà la saldatura della piastra per la chiusura mineraria definitiva.

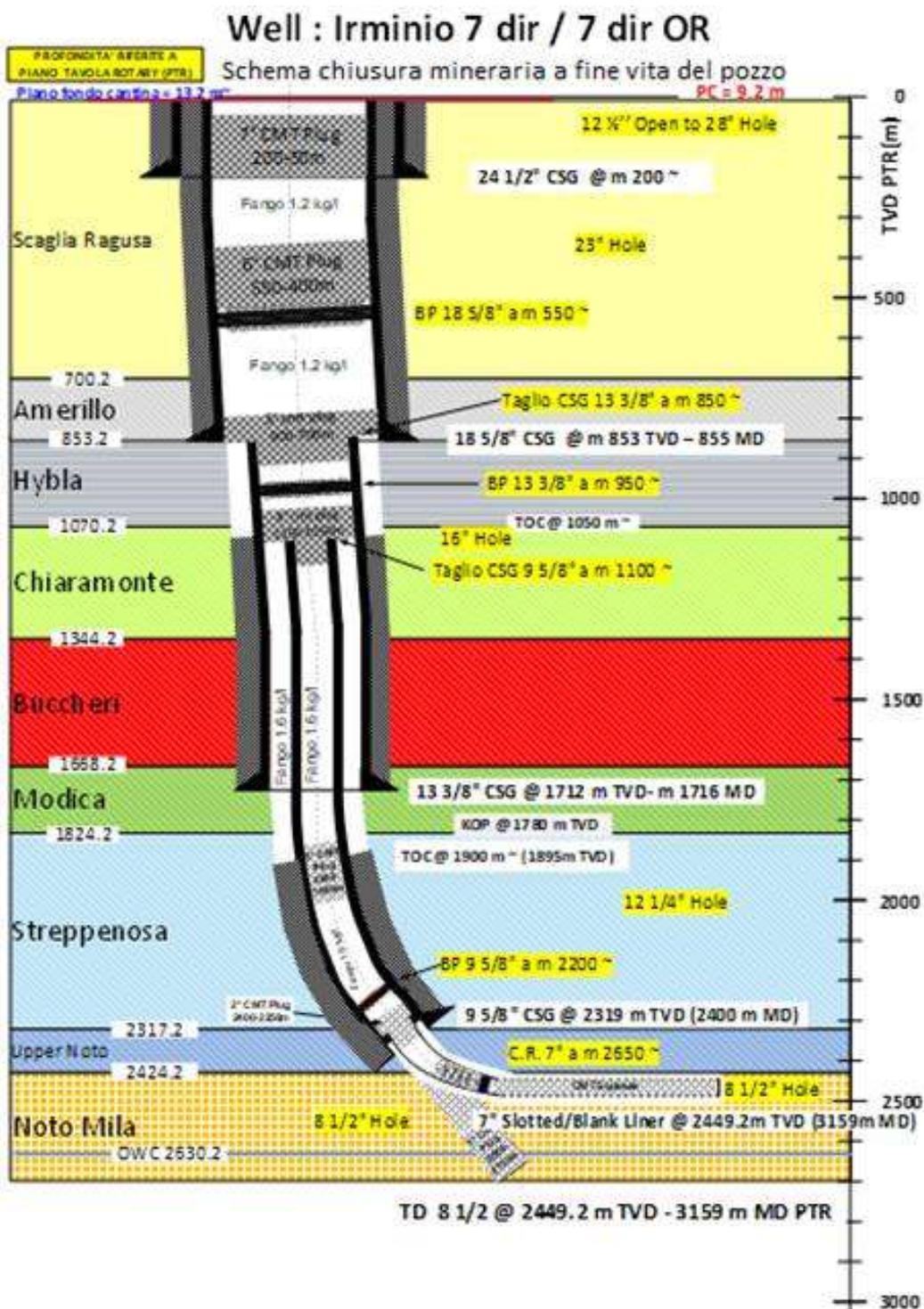
Un programma dettagliato di chiusura mineraria sarà preparato alla fine della vita produttiva con i dati reali di pozzo e sarà sottoposto alle autorità per le necessarie autorizzazioni.

In linea di massima si prevede:

- Discendere un Cement Retainer (CR) nella zona blank del liner 7" ed eseguire uno squeeze di cemento negli slotted.
- Sfilarsi dal C.R. ed eseguire 1° tappo di cemento sopra C.R. di circa 150 m (2650-2500m).
- Esecuzione 2° tappo da 2400 m a 2250 m circa, a cavallo della testa liner 7".



- Discendere bit + scraper per verifica tappo, intestare il tappo e testare con 10 ton e 1000 psi, spiazzare in pozzo fango con peso simile, o leggermente superiore, a quello con cui il casing 9 5/8" è stato disceso (~ 1.6 kg/l.), pulire bene la zona fissaggio BP a circa 2200 m.
- Discesa, fissaggio e test, di un Bridge Plug 9 5/8" a circa 2200m.
- Esecuzione 3° tappo di cemento da m 2050 a m 1900 circa.
- Monitorare l'intercapedine 9 5/8"-13 3/8" ed assicurarsi che le pressioni siano nulle. Verificare che il peso del fango all'interno del casing 9 5/8 sia simile al peso del fango nell'annulus, o leggermente superiore (peso del fango in cui il casing è stato disceso). Tagliare il Csg 9 5/8" a ~1100 m, circolare ed uniformare il fango, assicurarsi che non vi sia presenza di gas intrappolato, e quando le condizioni di sicurezza lo permettono, recuperare il casing.
- Esecuzione 4° tappo di cemento da m 1150 a m 1000 circa con verifica meccanica e idraulica.
- Discendere bit + scraper per verifica tappo, intestare il tappo e testare con 10 ton e 1000 psi, pulire bene la zona fissaggio BP a circa 950m. Alleggerire fango al perso del fango in cui il casing 13 3/8" è stato disceso, o leggermente superiore.
- Discesendere, fissaer e testare, un Bridge Plug 13 3/8" a circa 950m
- Monitorare l'intercapedine 18 5/8"-13 3/8" ed assicurarsi che le pressioni siano nulle. Verificare che il peso del fango all'interno del casing 13 3/8 sia simile al peso del fango nell'annulus, o leggermente superiore (peso del fango in cui il casing è stato disceso). Tagliare il Csg 13 3/8" a ~ 850 m, circolare ed uniformare il fango, assicurarsi che non vi sia presenza di gas intrappolato, e quando le condizioni di sicurezza lo permettono, recuperare il casing.
- Esecuzione 5° tappo di cemento da m 900 a m 750 circa con verifica meccanica e idraulica (10 ton – 1000 psi).
- Discendere bit + scraper per verifica tappo, intestare il tappo e testare con 10 ton e 1000 psi, spiazzare in pozzo fango con peso simile, o leggermente superiore, a quello con cui il casing 18 5/8" è stato disceso, pulire bene la zona fissaggio BP a circa 550 m.
- Discesa, fissaggio e test, di un Bridge Plug 13 3/8" a circa 550m.
- Esecuzione 6° tappo di cemento da m 550 a m 400 circa con verifica meccanica e idraulica (10 ton – 1000 psi).
- Esecuzione 7° tappo di cemento da 200 a 50 m circa.
- Disendere bit per verifica presenza del tappo e test meccanico.
- Taglio Csg 18 5/8" e 24 1/2" a fondo cantina e recupero testa pozzo.
- Saldatura flangia di chiusura mineraria su casing 24 1/2".



	PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: IRMINIO 7dir / 7 Dir OR	PAG 73 DI 120			
		AGGIORNAMENTI:			
		0			

4.2 PROGETTAZIONE DEL POZZO

4.2.1. PREVISIONE DEI GRADIENTI DI PRESSIONE E TEMPERATURA

Le previsioni sullo sviluppo dei gradienti e delle temperature sono state ricavate dai dati disponibili relativi ai pozzi vicini.

Gradiente Interstiziale

Si prevede un gradiente inferiore al normale fino a circa 100-200 m, si prevedono infatti degli assorbimenti anche rilevanti nei primi metri di perforazione.

Successivamente si prevede un gradiente pressoché normale fino a circa 850 m (Hybla) da dove inizia un leggero sviluppo con massimo di 1.37-1.43 sg nella formazione Streppenosa.

Causa problemi di instabilità foro verificatesi su Irminio 6, è stato ipotizzato l'utilizzo di un peso del fango di 1.6 sg. anche se non si può escludere la necessità di un fango anche più pesante se si verificano gli stessi problemi di stabilità foro.

All'interno della Upper Noto il gradiente diminuisce, per tornare a valori normali al top della Noto Mila.

Nella Noto inferiore si prevede un gradiente normale;

Non si possono escludere assorbimenti e/o perdite di circolazione durante la perforazione della faase 8 ½".

Gradiente di Overburden

E' stato ricavato in base ai dati disponibili dei pozzi perforati nell'area.

Gradiente di Fratturazione

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

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

G_f = Gradiente di fratturazione

G_p = Gradiente interstiziale dei pori

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

K = Coefficiente di Poissons (costante)

Per il progetto, in base alle conoscenze dell'area ed in particolar modo ai dati dei FIT (Formation Integrity Test) eseguiti su Irminio 6, è stato utilizzato il valore di $k=0.667$

Gradiente di Temperatura:

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



4.2.2. MARGIN ANALYSIS REPORT

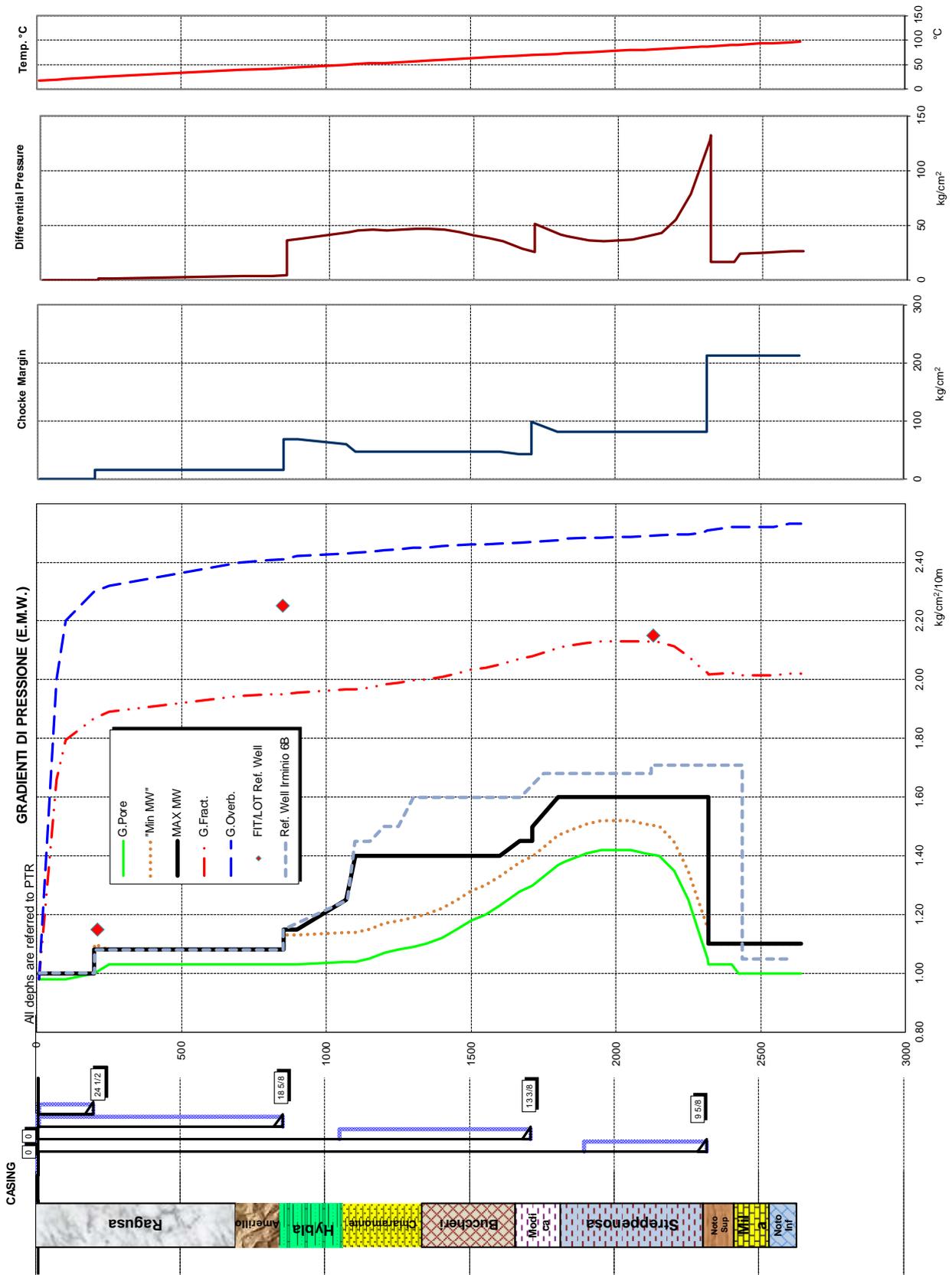
VD m (PTR)	G.Pore kg/cm ² /10m	G.Mud kg/l	G.Overb kg/cm ² /10m	G.Fracture kg/cm ² /10m	Chocke Margin kg/cm ²	Diff. Press. kg/cm ²	Temp °C	VD ssl m	Livelli / Top Formazioni
9.20	0.980	1.000	0.980	0.980	0.00	0.00	18.0	-133.0	Scaglia Ragusa
70.00	0.980	1.000	2.000	1.660	0.00	0.00	19.8	-72.2	
100.00	0.980	1.000	2.200	1.794	0.00	0.00	20.7	-42.2	
200.00	1.000	1.000	2.300	1.867	0.00	0.00	23.7	57.8	
200.10	1.000	1.080	2.300	1.867	15.75	1.60	23.7	57.9	
250.00	1.030	1.080	2.320	1.890	15.75	1.25	25.2	107.8	
700.20	1.030	1.080	2.400	1.944	15.75	3.50	38.7	558.0	Amerillo
800.00	1.030	1.080	2.408	1.949	15.75	4.00	41.7	657.8	
853.20	1.030	1.080	2.410	1.950	15.75	4.27	43.3	711.0	Hybla
853.30	1.030	1.150	2.410	1.950	68.30	35.84	43.3	711.1	
900.00	1.030	1.150	2.420	1.957	68.30	37.80	44.7	757.8	
1070.20	1.040	1.250	2.430	1.967	59.77	43.88	49.8	928.0	Chiaromonte
1100.00	1.040	1.400	2.432	1.968	46.97	45.10	50.7	957.8	
1150.00	1.050	1.400	2.435	1.974	46.97	46.00	52.2	1007.8	
1200.00	1.070	1.400	2.440	1.984	46.97	45.60	53.7	1057.8	
1250.00	1.080	1.400	2.445	1.990	46.97	46.25	55.2	1107.8	
1300.00	1.090	1.400	2.450	1.997	46.97	46.80	56.7	1157.8	
1344.20	1.100	1.400	2.450	2.000	46.97	47.05	58.1	1202.0	Buccheri
1400.00	1.120	1.400	2.455	2.010	46.97	46.20	59.7	1257.8	
1450.00	1.150	1.400	2.457	2.022	46.97	43.50	61.2	1307.8	
1500.00	1.180	1.400	2.460	2.034	46.97	40.50	62.7	1357.8	
1550.00	1.200	1.400	2.462	2.042	46.97	38.75	64.2	1407.8	
1600.00	1.230	1.400	2.464	2.053	46.97	35.20	65.7	1457.8	
1668.20	1.280	1.450	2.466	2.071	42.70	28.36	67.8	1526.0	Modica
1712.10	1.300	1.450	2.468	2.079	42.70	25.68	69.1	1569.9	
1712.20	1.300	1.500	2.468	2.079	99.15	51.37	69.1	1570.0	
1800.00	1.370	1.600	2.475	2.107	82.02	41.40	71.7	1657.8	
1824.20	1.380	1.600	2.480	2.114	82.02	40.13	72.5	1682.0	Streppenosa
1900.00	1.410	1.600	2.482	2.125	82.02	36.10	74.7	1757.8	
1950.00	1.420	1.600	2.484	2.130	82.02	35.10	76.2	1807.8	
2000.00	1.420	1.600	2.485	2.130	82.02	36.00	77.7	1857.8	
2050.00	1.420	1.600	2.487	2.132	82.02	36.90	79.2	1907.8	
2100.00	1.410	1.600	2.490	2.130	82.02	39.90	80.7	1957.8	
2150.00	1.400	1.600	2.492	2.128	82.02	43.00	82.2	2007.8	
2200.00	1.350	1.600	2.494	2.113	82.02	55.00	83.7	2057.8	

**PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE****POZZO: IRMINIO 7dir / 7 Dir OR**PAG **75** DI 120

AGGIORNAMENTI:

0

2250.00	1.250	1.600	2.495	2.080	82.02	78.75	85.2	2107.8	
2300.00	1.100	1.600	2.500	2.034	82.02	115.00	86.7	2157.8	
2317.20	1.050	1.600	2.510	2.024	82.02	127.45	87.2	2175.0	Noto Sup.
2319.00	1.030	1.600	2.510	2.017	82.02	132.18	87.3	2176.8	
2319.10	1.030	1.100	2.510	2.017	212.70	16.23	87.3	2176.9	
2400.00	1.030	1.100	2.520	2.024	212.70	16.80	89.7	2257.8	
2422.20	1.000	1.100	2.520	2.014	212.70	24.22	90.4	2280.0	Mila
2500.00	1.000	1.100	2.520	2.014	212.70	25.00	92.7	2357.8	
2544.20	1.000	1.100	2.520	2.014	212.70	25.44	94.1	2402.0	Noto Inf.
2600.00	1.000	1.100	2.530	2.021	212.70	26.00	95.7	2457.8	
2640.00	1.000	1.100	2.530	2.021	212.70	26.40	96.9	2497.8	



	PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: IRMINIO 7dir / 7 Dir OR	PAG 77 DI 120			
		AGGIORNAMENTI:			
		0			

4.2.3. PROBLEMI DI PERFORAZIONE

Sulla base delle correlazioni con i pozzi ultimamente perforati nell'area (Irminio 6-6A-6B e precedentemente Tesoro 2 e 3) e sulla base della previsione litostratigrafica si segnalano le seguenti possibili problematiche nella realizzazione del pozzo in oggetto:

- Forti assorbimenti e perdita totale di circolazione durante la perforazione dei primi 70-100m con possibilità di assorbimenti fino ai 200m circa (Scaglia Ragusa)
- Nelle sottostanti formazioni Amerillo e Hybla non si sono avuti assorbimenti nel vicino pozzo Irminio 6, mentre su Tesoro 2 si sono avuti assorbimenti di 1-5 mc/h fino al tubaggio a 700 m. e su Tesoro 3 gli assorbimenti sono continuati fino a circa 1200 m con trend di 1-6 mc/h .
- Instabilità foro, con conseguenti problemi di restringimento e/o di scavamento foro, nelle formazioni Buccheri, Modica ma specialmente nella Streppenosa dove è previsto anche uno sviluppo di gradiente. Durante la perforazione della fase 12 ¼" il controllo delle caratteristiche del fango, il suo potere inibente e di stabilizzazione delle formazioni sono ulteriori fattori che contribuiscono in modo rilevante a ridurre i problemi derivanti dalla instabilità delle formazioni e quindi a produrre una migliore prestazione complessiva (avanzamento e qualità del foro). La pulizia del foro, inoltre, è fattore essenziale per ridurre/limitare le problematiche durante le manovre.
- A fine fase 12 ¼" non si escludono anche assorbimenti dovuti al rientro di gradiente in corrispondenza del top Noto sup.
- Assorbimenti anche totali si prevedono durante la perforazione della fase 8 ½", specialmente nella Noto/Mila e nella Noto Inferiore, fino a fondo pozzo.

Si raccomanda di seguire attentamente lo sviluppo delle sovrappressioni con i vari metodi "while drilling" (es. incremento BGG, PCG, torsione, Sigmalog, ecc.).

CONTINGENCY: Nel caso in cui si incontrano rilevanti problemi nella perforazione del pozzo, specialmente durante l'attraversamento della Streppenosa, che richiede la discesa di un casing prima del previsto, si procederà con un profilo "Lean" "contingency". Si allargherà il foro perforato a circa 13" e si scenderà un liner 11"3/4 (flush joint). Successivamente si perforerà un foro 10 5/8" e si scenderà un liner 9 5/8" (Flush Joint), Il liner verrà successivamente reintegrato fino in superficie con casing 9 5/8".

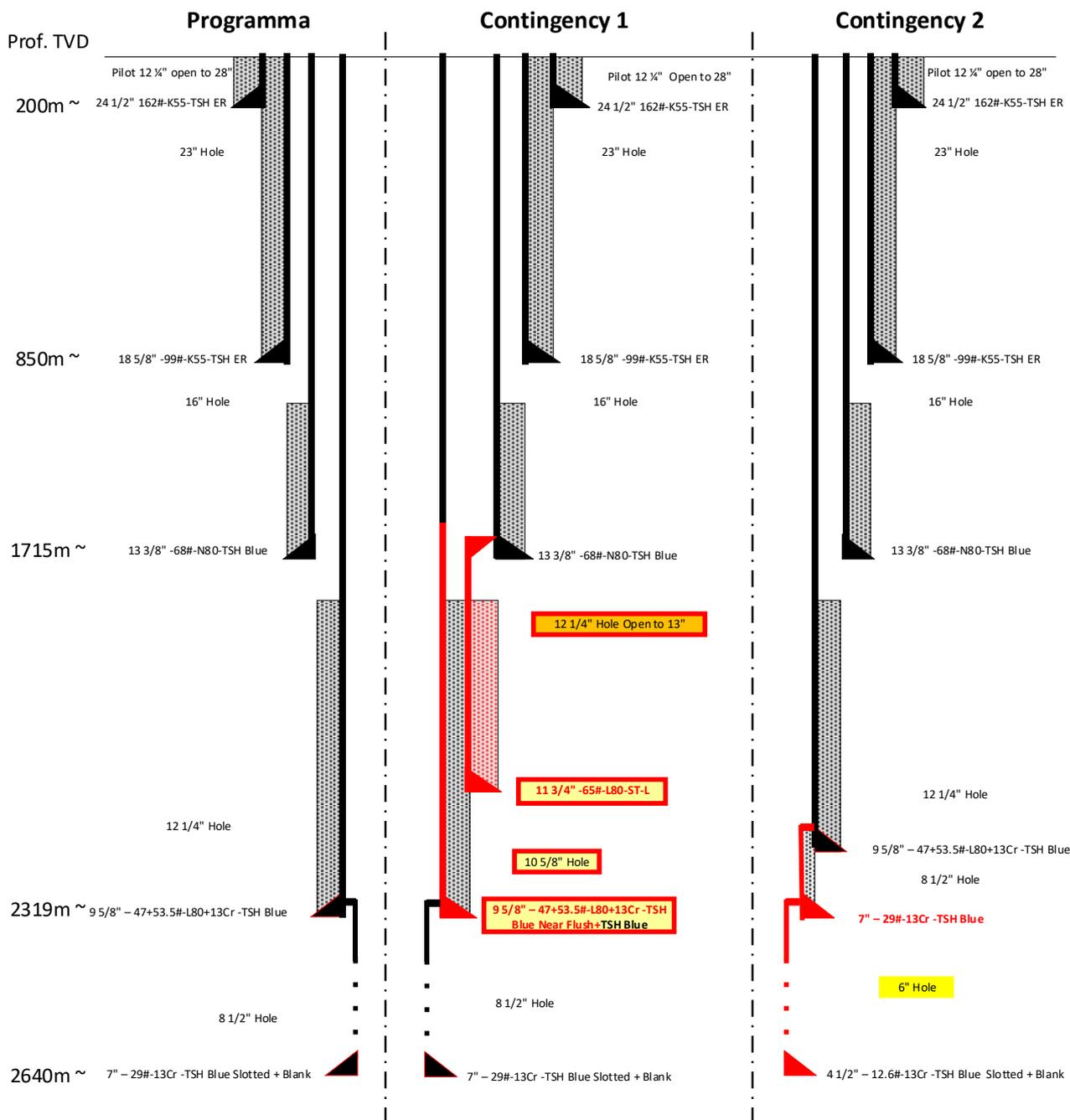
In caso di impossibilità a realizzare il "contingency" sopra menzionato, si ha a disposizione un altro "contingency". Si perforerà con bit 8 ½" fino al top della Noto ed a tale quota si scenderà il liner 7" (profondità prevista per csg 9 5/8"), proseguendo poi la perforazione il foro pilota 6" fino a TD.

Il foro 8 ½" o 6" sarà successivamente tappato con tappi di cemento e, dopo aver fresato il cemento fino a circa 10m sotto la scarpa, si imposterà la deviazione per eseguire il dreno (Irminio 7dir / 7dir-Or) all'interno della formazione Mila fino a 3150 m MD (2854 m TVD)



Dopo aver registrato i logs elettrici si scenderà un liner 7" o 4 1/2" non cementato parte blank e parte slotted, a copertura del foro perforato, con scarpa a TD.

Nel seguente schema la comparazione tra il profilo normale e i contingency previsti.



	PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: IRMINIO 7dir / 7 Dir OR	PAG 79 DI 120			
		AGGIORNAMENTI:			
		0			

4.2.4. SCELTA PROFONDITA' DI TUBAGGIO

- **Foro 28" per casing superficiale (CP) 24 1/2" a circa 200 m**

La scarpa del Conductor Pipe 24 1/2" sarà fissato all'interno della formazione Scaglia Ragusa, una volta superato la zona superficiale caratterizzata da forti assorbimenti e/o perdite di circolazione.

Per questa fase, vista la conoscenza dell'area e i problemi di assorbimento riscontrati sui pozzi di riferimento, si prevede la perforazione con ritorno della circolazione in cantina per ridurre l'idrostatica del fango.

Il casing sarà cementato fino a fondo cantina.

Su questo casing verrà installato una flangia base temporanea (Weld flange 30" 500 x 24 1/2" csg) ed il Diverter 29 1/2" * 500 psi per la perforazione della fase successiva.

- **Foro 23" per casing superficiale 18 5/8" a circa 855 mMD (853.2 mTVD)**

La scarpa del casing superficiale 18 5/8" sarà disceso appena riconosciuto la formazione Hybla dopo aver attraversato la restante parte della Scaglia Ragusa e la Amerillo dove non si escludono assorbimenti.

Il casing sarà cementato fino a fondo cantina.

Su questo casing verrà installato la flangia base "Casing Head Housing 20 3/4" * 3000 psi x 18 5/8" csg con il Land Ring for Wellhead 20 3/4" NOM per 24 1/2" CSG" e lo stack BOP 18 3/4" * 5000 psi per la perforazione della fase successiva.

- **Foro 16" per casing intermedio 13 3/8" a circa 1716 m (1712.2 m TVD)**

Il casing intermedio da 13 3/8" sarà disceso, una volta entrati nella formazione Modica, prima dell'inizio della curva.

Il casing sarà cementato con risalita circa 1050m (circa 200 m sotto il csg precedente).

Su questo casing verrà installato il corpo intermedio (Casing Head Spool 13 5/8" * 5000 psi – 20 3/4" * 3000 psi) ed il BOP stack 13 5/8" * 5/10000 psi.

- **Foro 12 1/4" per casing 9 5/8" a circa 2400 mMD ~ (~2319.2 m TVD) .**

Il casing 9 5/8", di produzione, dovrà essere disceso, dopo aver attraversato la zona in sovrappressione (Streppenosa) appena riconosciuto la formazione Upper Noto.

La fase è caratterizzata da un incremento del gradiente di formazione fino a valori di circa 1.3-1.4 kg/cm²/10m e da un rientro fino a valori \pm normali; durante la perforazione si prevedono problemi di instabilità foro nella Streppenosa, Per cercare di ridurre le problematiche si utilizzeranno fanghi ad alte prestazioni (High Performance Mud) come il tipo FW-KCL-DEEPDRILL della società AVA.

La discesa e la cementazione del casing a tale quota permetteranno l'alleggerimento del fango nella sezione successiva e la prosecuzione della perforazione in condizioni di sicurezza.

Il casing sarà equipaggiato con scarpa Reamer Shoe e per la discesa si utilizzerà il Casing Drive System in modo da poter circolare e ruotare, se necessario.

	PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: IRMINIO 7dir / 7 Dir OR	PAG 80 DI 120			
		AGGIORNAMENTI:			
		0			

Il casing verrà cementato con top cemento a circa 1900 m.

La resistenza del casing è stato verificato, con le procedure di calcolo, sia per la perforazione sia per la fase produzione.

Su questo casing verrà installato il corpo superiore (Tubing Head Spool 13 5/8"* 5000 psi –13 5/8" * 5000 psi) ed il BOP stack 13 5/8 * 5/10000 psi.

- **P&A Pilot Hole 8 1/2"**

Una volta registrato analizzato i logs elettrici registrati fino alla TD programmata e verificato i top formazionali attraversati, il foro verrà tappato con tappi di cemento fino alla scarpa del casing 9 5/8" per poter eseguire un dreno orizzontale al top della formazione Mila.

Pozzo IRMINIO 7 dir / 7 dir - OR

- **Foro 8 1/2" per Slotted/Blank Liner 7" a circa 3159 mMD (~2449.2 m TVD)**

Il liner di produzione 7", Slotted e Blank con swellable packers, verrà disceso a coprire la zona mineralizzata (F.ne Noto – Membro Mila).

Il liner non verrà cementato.



4.2.5. CASING DESIGN

Le seguenti tabelle riassumono il profilo di tubaggio, i minimi safety factor e le caratteristiche dei casing e delle connessioni scelte per il profilo di tubaggio del pozzo.

4.2.5.1 PROFILO DI TUBAGGIO

Irminio 7 dir

Diametro (in)	Nome	Tipo	Diametro foro (in)	Profondità misurata (m)			Peso del fango alla scarpa (sg) previsto
				Hanger	Scarpa	Top Cemento	
24 1/2"	Conductor	Casing	28	9.20	200.00	13.20	1.00
18 5/8"	Surface	Casing	23	9.20	855	13.20	1.08
13 3/8"	Intermediate	Casing	16	9.20	1716	1050.00	1.450
9 5/8"	Production	Casing	12.25	9.20	2400	1900.00	1.600

Irminio 7 dir / 7 DIR-Or

7"	Production	Liner	8.5	2350.00	3159	3159	1.10
----	------------	-------	-----	---------	------	------	------

Il Liner 7", parte slotted e parte blank, non verrà cementato.

4.2.5.2 SAFETY FACTORS

Irminio 7 dir

CSG Section	String	OD/Weight/Grade	Connection	MD Interval (m)		Length (m)	Drift Dia. (in)	Minimum Safety Factor (Abs)		
				Top	Bottom			Burst	Collapse	Axial
1	Conductor Casing	24 1/2", 162.000 ppf, K-55	Tenaris ER	9.20	200.00	190.80	23.313			
2	Surface Casing	18 5/8", 94.500 ppf, K-55	Tenaris ER	9.20	855.00	845.80	17.502	1.3	1.39	2.16
3	Intermediate Casing	13 3/8", 68.000 ppf, N-80	BTC, N-80	9.20	1716.00	1706.80	12.259	1.94	1.48	3.01
4	Production Casing	9 5/8", 47.000 ppf, N-80	Tenaris Blue	9.20	1750.00	1740.80	8.625 A	2.62	1.18	2.25
		9 5/8", 53.500 ppf, N-80	Tenaris Blue	1750.00	1950.00	200.00	8.500 A	3.9	1.18	4.49
		9 5/8", 53.500 ppf, 13CR-L80	Blue 13Cr	1950.00	2400.00	450.00	8.500 A	3.13	1.28	5.02

Irminio 7 dir / 7 dir-Or

5	Production Liner	7", 29.000 ppf, 13CR-L80	Blue 13Cr	2350.00	3159.00	809.00	6.059	NC	1.41	2.34
---	------------------	--------------------------	-----------	---------	---------	--------	-------	----	------	------

A Alternate Drift



4.2.5.3 CALCOLI CASING DESIGN

CASING SUPERFICIALE 18 5/8 ON-SHORE

SQUARCIAMENTO

Gradiente di Fratturazione alla Scarpa	Kg/cm ² /10m	1.95
Pressione di Fratturazione alla Scarpa	Kg/cm ²	166.7
Pressione Interna a Testa Pozzo	Kg/cm ²	140.0
Pressione Interna alla Scarpa	Kg/cm ²	166.7
Pressione Esterna a Testa Pozzo	Kg/cm ²	0.0
Pressione Esterna alla Scarpa	Kg/cm ²	94.0
Pressione Agente a Testa Pozzo	Kg/cm ²	140.0
Pressione Agente alla Scarpa	Kg/cm ²	72.7

SCHIACCIAMENTO

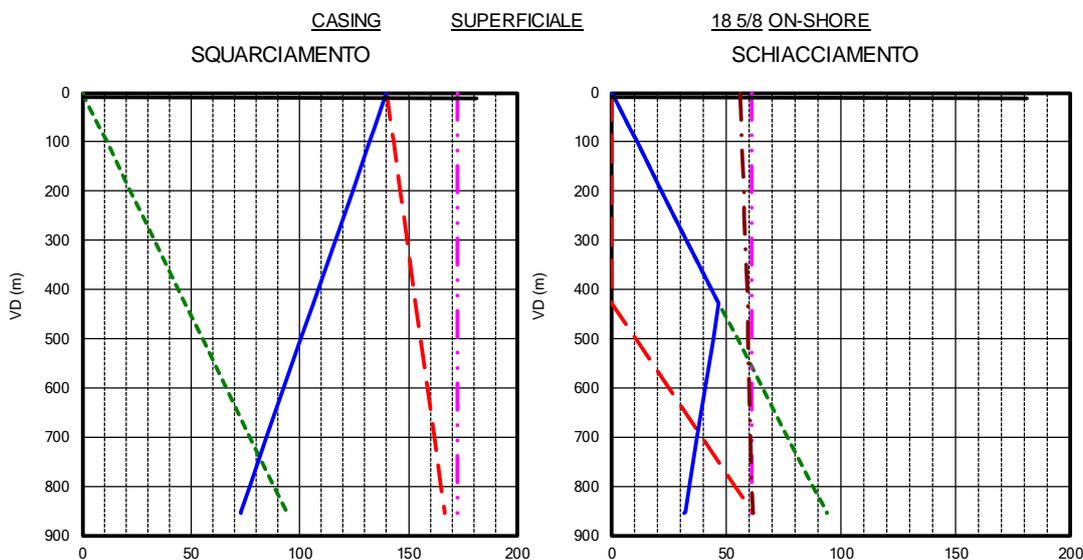
Densità del Fluido Interno Casing (Aria=0)	Kg/l	0.00
Battente del Fango Previsto	m	428
Densità del Fango Durante la Discesa Casing	Kg/l	1.10
Densità Massima del Fango nella Fase Successiva	Kg/l	1.45
Pressione Interna a Quota Battente Fango	Kg/cm ²	0.0
Pressione Interna a Testa Pozzo	Kg/cm ²	0.0
Pressione Interna alla Scarpa	Kg/cm ²	62.0
Pressione Esterna a Quota Battente Fango	Kg/cm ²	47.0
Pressione Esterna a Testa Pozzo	Kg/cm ²	0.0
Pressione Esterna alla Scarpa	Kg/cm ²	94.0
Pressione Agente a Testa Pozzo	Kg/cm ²	0.0
Pressione Agente a Quota Battente Fango	Kg/cm ²	47.0
Pressione Agente alla Scarpa	Kg/cm ²	32.1

TRAZIONE

Peso in Aria	ton	126.0
Fattore di Galleggiamento		0.9
Peso in Fango	ton	108.3
Pressione al Contatto Tappi	Kg/cm ²	70.0
Tensione Addizionale al Contatto Tappi	ton	109.9
Tensione in Testa	ton	218.2
Tensione Massima	ton	328.1

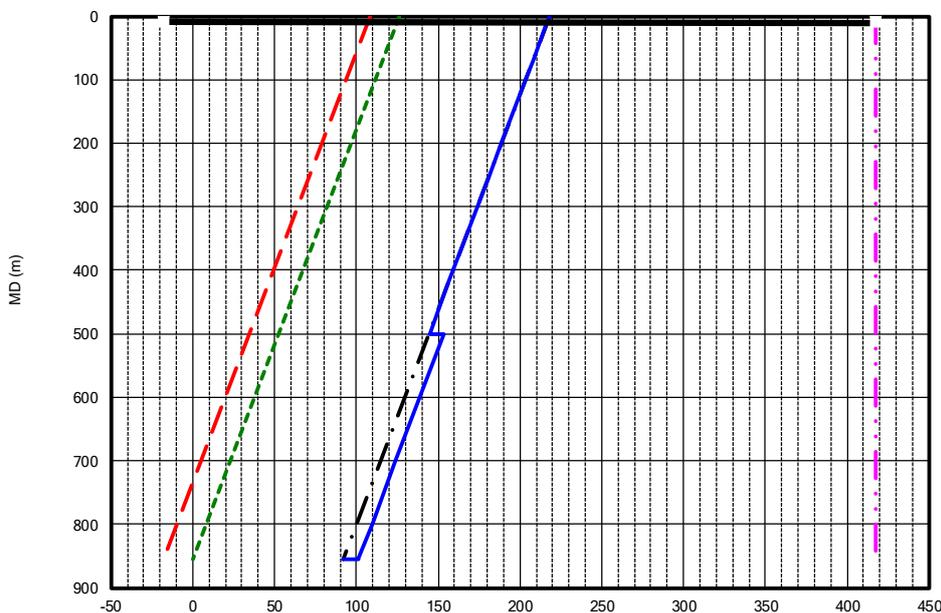
DATI CASING					SQUARCIAMENTO				SCHIACCIAMENTO				TRAZIONE			
Diametro	Grado	Peso	da	a	Sollecit.	Yield csg	S.F.	S.F.	Sollecit.	Yield csg	S.F.	S.F.	Sollecit.	Yield csg	S.F.	S.F.
inch	K 55	lb/ft	m	m	Kg/cm2	Kg/cm2		richiesto	Kg/cm2	Kg/cm2	Biax.stres.	richiesto	ton	ton		richiesto
18 5/8	K 55	99.0	0	855	140.0	181.4	1.30	1.05	47.0	67.5	1.39	1.10	328.1	710.3	2.16	1.70

Note:



Snervamento con S.F. al Biax. Stress
 Snervamento con S.F.
 Pressione Interna
 Pressione Esterna
 Pressione Agente

TRAZIONE



Snervamento con S.F.
 Peso in aria
 Peso in fango
 Trazione al contatto tappi
 TOT al contatto tappi + bending force

DATI CASING					SQUARCIAMENTO				SCHIACCIAMENTO				TRAZIONE			
Diametro	Grado	Peso	da	a	Sollecit.	Yield csg	S.F.	S.F.	Sollecit.	Yield csg	S.F.	S.F.	Sollecit.	Yield csg	S.F.	S.F.
inch		lb/ft	m	m	Kg/cm2	Kg/cm2	richiesto	richiesto	Kg/cm2	Kg/cm2	Biax.stres.	richiesto	ton	ton	richiesto	richiesto
18 5/8	K 55	99.0	0	855	140.0	181.4	1.30	1.05	47.0	67.5	1.39	1.10	328.1	710.3	2.16	1.70

Note:



CASING INTERMEDIO **13 3/8** ON-SHORE

SQUARCIAMENTO

Densità del Fluido di Formazione	Kg/l	0.30
Gradiente di Fratturazione alla Scarpa	Kg/cm ² /10m	2.08
Pressione di Fratturazione alla Scarpa	Kg/cm ²	356.4
Pressione Interna a Testa Pozzo	Kg/cm ²	183.0
Pressione Interna alla Scarpa	Kg/cm ²	356.4
Pressione Esterna a Testa Pozzo	Kg/cm ²	0.0
Pressione Esterna alla Scarpa	Kg/cm ²	222.8
Pressione Agente a Testa Pozzo	Kg/cm ²	183.0
Pressione Agente alla Scarpa	Kg/cm ²	133.7

SCHIACCIAMENTO

Battente del Fango Previsto	m	858
Densità del Fango Durante la Discesa Casing	Kg/l	1.45
Densità Massima del fango nella Fase Successiva	Kg/l	1.60
Pressione Interna a Testa Pozzo	Kg/cm ²	0.0
Pressione Interna alla Scarpa	Kg/cm ²	136.9
Pressione Esterna a Quota Battente Fango	Kg/cm ²	124.4
Pressione Esterna a Testa Pozzo	Kg/cm ²	0.0
Pressione Esterna alla Scarpa	Kg/cm ²	248.5
Pressione Agente a Testa Pozzo	Kg/cm ²	0.0
Pressione Agente a Quota del Battente Fango	Kg/cm ²	124.4
Pressione Agente alla Scarpa	Kg/cm ²	111.6

TRAZIONE

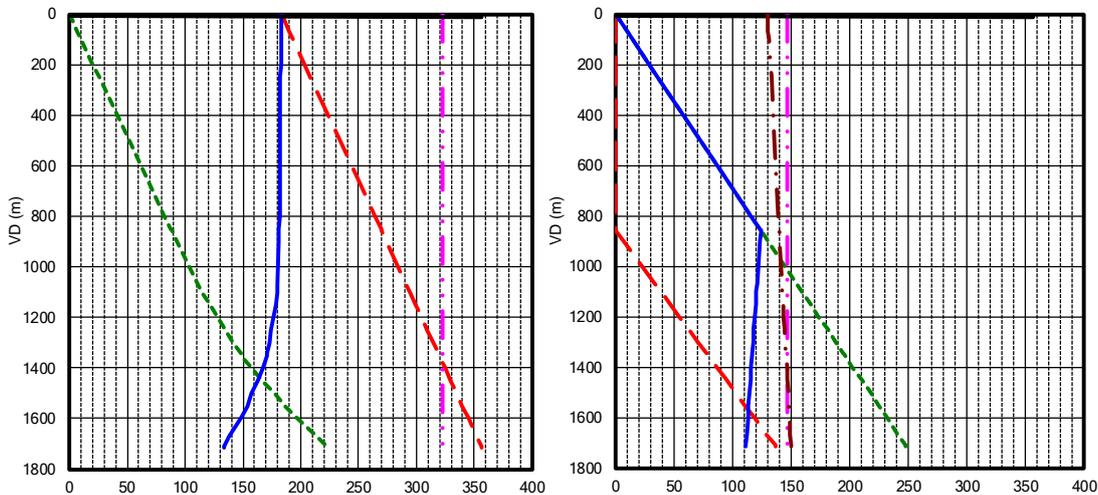
Peso in Aria	ton	173.7
Fattore di Galleggiamento		0.82
Peso in Fango	ton	141.6
Pressione al Contatto Tappi	Kg/cm ²	140.0
Tensione Addizionale al Contatto Tappi	ton	108.9
Tensione in Testa	ton	250.4
Tensione Massima	ton	250.4

DATI CASING					SQUARCIAMENTO				SCHIACCIAMENTO				TRAZIONE			
Diametro	Grado	Peso	da	a	Sollecit.	Yield csg	S.F.	S.F.	Sollecit.	Yield csg	S.F.	S.F.	Sollecit.	Yield csg	S.F.	S.F.
inch		lb/ft	m	m	Kg/cm2	Kg/cm2	richiesto		Kg/cm2	Kg/cm2	Biax.stres.	richiesto	ton	ton		richiesto
13 3/8	N 80	68	0	1716	183.3	355.2	1.94	1.10	124.4	161.3	1.24	1.10	250.4	708.7	2.83	1.70

Note:

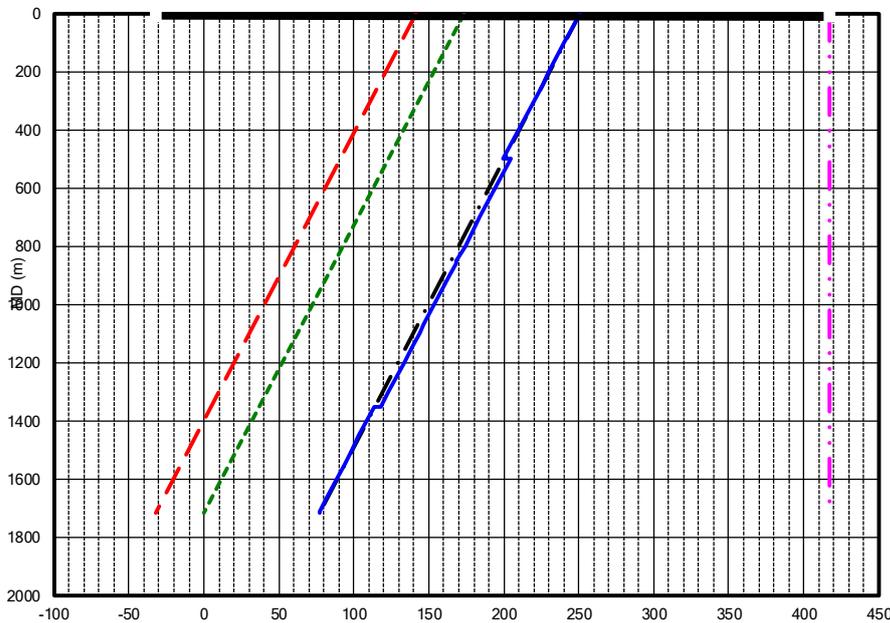


CASING INTERMEDIO 13 3/8 ON-SHORE
SQUARCIAMENTO SCHIACCIAMENTO



- Snervamento con S.F. al Biax. Stress - · - · -
- Snervamento con S.F. · · · · ·
- Pressione Interna - - - - -
- Pressione Esterna - - - - -
- Pressione Agente —————

TRAZIONE



- Snervamento con S.F. · · · · ·
- Peso in aria - - - - -
- Peso in fango - - - - -
- Trazione al contatto tappi - · - · -
- TOT al contatto tappi + bending force —————

DATI CASING					SQUARCIAMENTO				SCHIACCIAMENTO				TRAZIONE		
Diametro	Grado	Peso	da	a	Sollecit.	Yield csg	S.F.	S.F.	Sollecit.	Yield csg	S.F.	S.F.	Sollecit.	Yield csg	S.F.
inch		lb/ft	m	m	Kg/cm2	Kg/cm2	richiesto	richiesto	Kg/cm2	Kg/cm2	Biax.stres	richiesto	ton	ton	richiesto
13 3/8	N 80	68	673	1716	183.3	355.2	1.94	1.10	124.4	109.0	1.24	1.10	250.4	708.7	2.83

Note:



CASING VERIFICA a PRODUZIONE 9 5/8 ON-SHORE

SQUARCIAMENTO

Quota Packer	m	1980
Densità Fluido di Formazione	Kg/l	0.30
Gradiente dei Pori a Fondo Pozzo	Kg/cm2/10m	1.00
Pressione dei Pori a Fondo Pozzo	Kg/cm 2	264.0
Pressione Interna a Quota Packer	Kg/cm 2	217.8
Pressione Interna a Testa Pozzo	Kg/cm 2	178.4
Pressione Interna alla Scarpa	Kg/cm 2	#N/D
Pressione Esterna a Testa Pozzo	Kg/cm 2	0.0
Pressione Esterna alla Scarpa	Kg/cm 2	254.4
Pressione Esterna a Quota Packer	Kg/cm 2	281.2
Pressione Agenta a Testa Pozzo	Kg/cm 2	178.4
Pressione Agente alla Scarpa	Kg/cm 2	#N/D
Pressione Agente a Quota Packer	Kg/cm 2	-63.4

SCHIACCIAMENTO

Densità del Fluido Sopra Packer	Kg/l	1.10
Battente del Fango Previsto	m	2313
Densità del Fango Durante la Discesa Casing	Kg/l	1.60
Densità del Fluido in Pozzo al Fissaggio Packer	Kg/l	1.10
Pressione Interna a Testa Pozzo	Kg/cm 2	0.0
Pressione Interna alla Scarpa	Kg/cm 2	0.0
Pressione Esterna a Quota Battente Fango	Kg/cm 2	370.1
Pressione Esterna a Testa Pozzo	Kg/cm 2	0.0
Pressione Esterna alla Scarpa	Kg/cm 2	370.1
Pressione Agenta a Testa Pozzo	Kg/cm 2	0.0
Pressione Agente a Quota del Battente Fango	Kg/cm 2	370.1
Pressione Agente alla Scarpa	Kg/cm 2	370.1

TRAZIONE

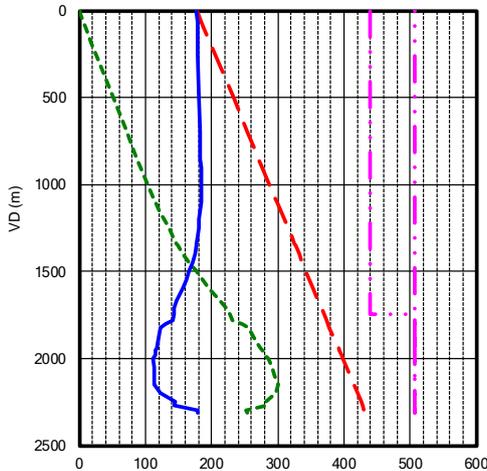
Peso in Aria	ton	174.2
Fattore di Galleggiamento		0.8
Peso in Fango	ton	138.7
Pressione al Contatto Tappi	Kg/cm 2	210.0
Tensione Addizionale al Contatto Tappi	ton	79.9
Tensione in Testa	ton	218.5
Tensione Massima	ton	218.5

DATI CASING					SQUARCIAMENTO				SCHIACCIAMENTO				TRAZIONE			
Diametro	Grado	Peso	da	a	Sollecit.	Yield csg	S.F.	S.F.	Sollecit.	Yield csg	S.F.	S.F.	Sollecit.	Yield csg	S.F.	S.F.
inch		lb/ft	m	m	Kg/cm2	Kg/cm2		richiesto	Kg/cm2	Kg/cm2	Biax.stres.	richiesto	ton	ton		richiesto
9 5/8	N 80	47	0	1750	184.4	483.3	2.62	1.10	279.6	335.4	1.18	1.10	218.5	492.7	2.25	1.70
9 5/8	N 80	53.5	1750	1950	143.1	557.5	3.90	1.10	311.0	465.4	1.18	1.10	125.7	564.3	4.49	1.70
9 5/8	D13-L 8	53.5	1950	2400	178.2	557.5	3.13	1.10	370.1	465.4	1.28	1.10	112.5	564.3	5.02	1.70

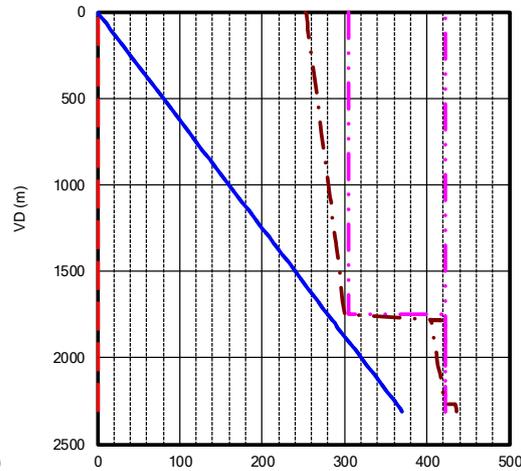
Note:



CASING
SQUARCIAMENTO

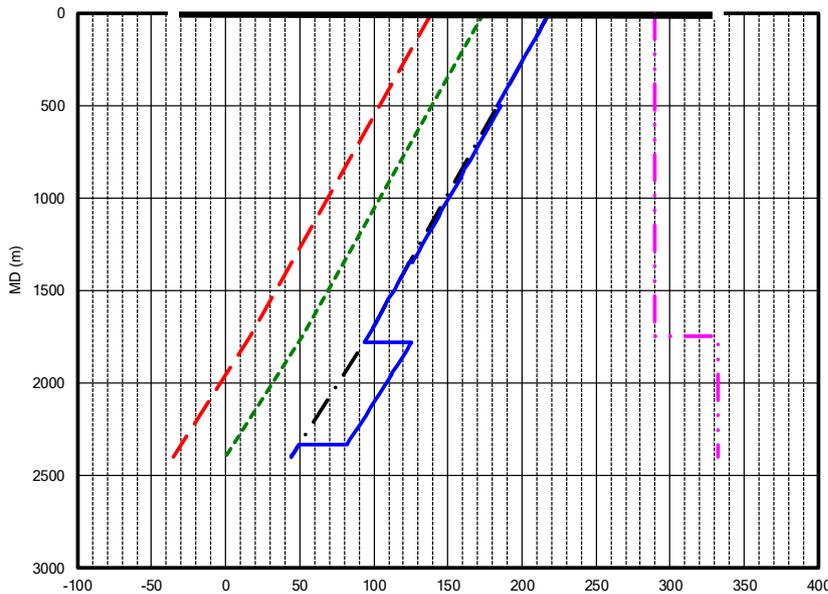


9 5/8 ON-SHORE
SCHIACCIAMENTO



Snervamento con S.F. al Biax. Stress — · — · —
 Snervamento con S.F. — · — · —
 Pressione Interna — — — —
 Pressione Esterna - - - -
 Pressione Agente — — — —

TRAZIONE



Snervamento con S.F. — · — · —
 Peso in aria - - - -
 Peso in fango — · — · —
 Trazione al contatto tappi — · — · —
 TOT al contatto tappi + bending force — — — —

DATI CASING					SQUARCIAMENTO				SCHIACCIAMENTO				TRAZIONE			
Diametro	Grado	Peso	da	a	Sollecit.	Yield csg	S.F.	S.F.	Sollecit.	Yield csg	S.F.	S.F.	Sollecit.	Yield csg	S.F.	S.F.
inch		lb/ft	m	m	Kg/cm2	Kg/cm2	richiesto		Kg/cm2	Kg/cm2	Biax.stres	richiesto	ton	ton	richiesto	
9 5/8	N 80	47	0	1750	184.4	483.3	2.62	1.10	279.6	335.4	1.18	1.10	218.5	492.7	2.25	1.70
9 5/8	N 80	53.5	1750	1950	143.1	557.5	3.90	1.10	311.0	465.4	1.18	1.10	125.7	564.3	4.49	1.70
9 5/8	Cr13-L 8	53.5	1950	2400	178.2	557.5	3.13	1.10	370.1	465.4	1.28	1.10	112.5	564.3	5.02	1.70

Note:

Il casing 9 5/8" è stato verificato positivamente anche alle condizioni di casing intermedio per la perforazione delle fasi da 8 1/2"



LINER DI PRODUZIONE 7"

ON-SHORE

SQUARCIAMENTO

Quota Packer	m	1980
Densità Fluido di Formazione	Kg/l	0.3
Gradiente dei Pori a Fondo Pozzo	Kg/cm2/10m	1.00
Pressione dei Pori a Fondo Pozzo	Kg/cm 2	264.0
Pressione Interna a Quota Packer	Kg/cm 2	217.8
Pressione Interna a Testa Pozzo	Kg/cm 2	178.4
Pressione Interna alla Scarpa	Kg/cm 2	492.2
Pressione Interna a Testa Liner	Kg/cm 2	#N/D
Pressione Esterna a Testa Pozzo	Kg/cm 2	0.0
Pressione Esterna alla Scarpa	Kg/cm 2	285.3
Pressione Esterna a Testa Liner	Kg/cm 2	284.8
Pressione Esterna a Quota Packer	Kg/cm 2	281.2
Pressione Agenta a Testa Pozzo	Kg/cm 2	178.4
Pressione Agente alla Scarpa	Kg/cm 2	206.9
Pressione Agente a Testa Liner	Kg/cm 2	#N/D
Pressione Agente a Quota Packer	Kg/cm 2	-63.4

SCHIACCIAMENTO

Densità del Fluido Sopra Packer	Kg/l	1.10
Battente del Fango Previsto	m	2300
Densità del Fango Durante la Discesa Casing	Kg/l	1.10
Densità del Fluido in Pozzo al Fissaggio Packer	Kg/l	1.10
Pressione Interna a Testa Pozzo	Kg/cm 2	0.0
Pressione Interna alla Scarpa	Kg/cm 2	60.8
Pressione Interna a Testa Liner	Kg/cm 2	0.0
Pressione Esterna a Quota Battente Fango	Kg/cm 2	253.0
Pressione Esterna a Testa Pozzo	Kg/cm 2	0.0
Pressione Esterna alla Scarpa	Kg/cm 2	313.8
Pressione Esterna a Testa Liner	Kg/cm 2	250.6
Pressione Agenta a Testa Pozzo	Kg/cm 2	0.0
Pressione Agente a Quota del Battente Fango	Kg/cm 2	253.0
Pressione Agente alla Scarpa	Kg/cm 2	253.0
Pressione Agente a Testa Liner	Kg/cm 2	250.6

TRAZIONE

Peso in Aria	ton	34.9
Fattore di Galleggiamento		0.9
Peso in Fango	ton	30.0
Pressione al Contatto Tappi	Kg/cm 2	0.0
Tensione Addizionale al Contatto Tappi	ton	0.0
Tensione in Testa	ton	30.0
Tensione Massima	ton	131.4

DATI CASING					SQUARCIAMENTO				SCHIACCIAMENTO				TRAZIONE			
Diametro	Grado	Peso	da	a	Sollecit.	Yield csg	S.F.	S.F.	Sollecit.	Yield csg	S.F.	S.F.	Sollecit.	Yield csg	S.F.	S.F.
inch		lb/ft	m	m	Kg/cm2	Kg/cm2	richiesto		Kg/cm2	Kg/cm2	Biax.stres	richiesto	ton	ton		richiesto
7	Cr13-L 8	29	2350	3159	#N/D	577.0	#N/D	1.10	253.0	499.0	1.41	1.10	131.4	308.0	2.34	1.70

Note: **Il LINER 7", parte blank e parte slotted, non verrà cementato**

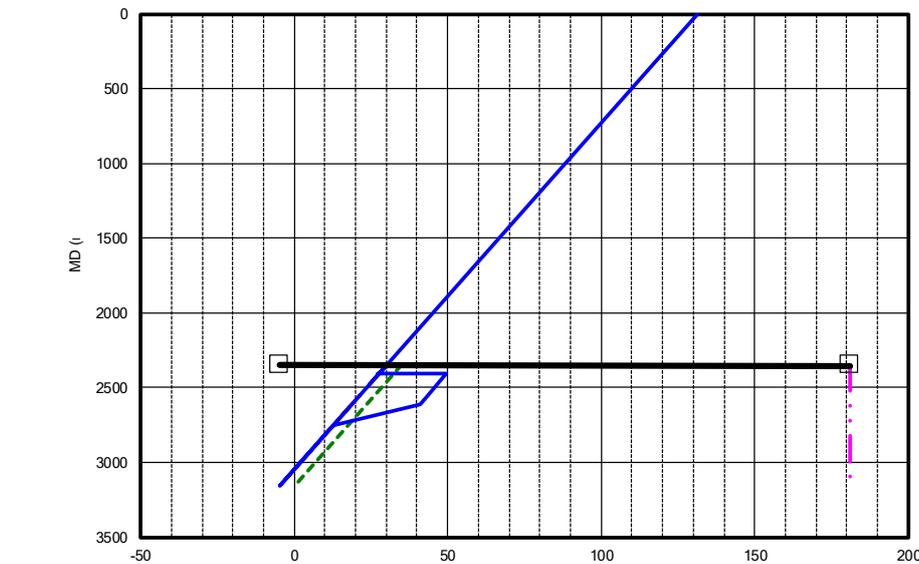
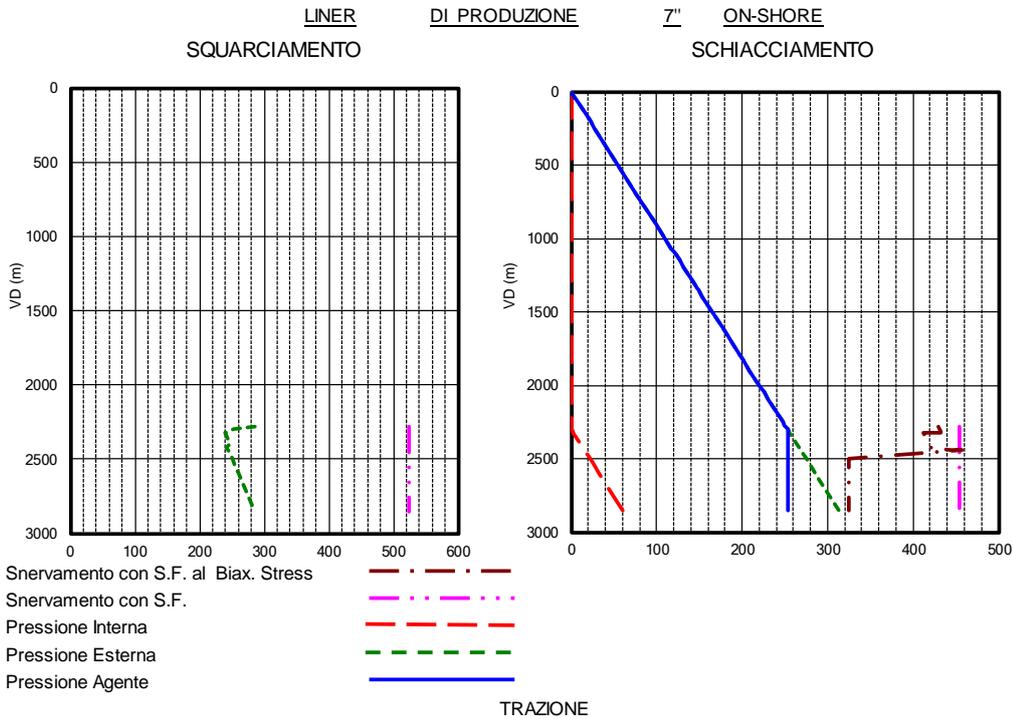


PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE
POZZO: IRMINIO 7dir / 7 Dir OR

PAG **89** DI 120

AGGIORNAMENTI:

0



- Snervamento con S.F. - · - · -
- Peso in aria - - - - -
- Peso in fango - - - - -
- Trazione al contatto tappi - · - · -
- TOT al contatto tappi + bending force - - - - -

DATI CASING					SQUARCIAMENTO				SCHIACCIAMENTO				TRAZIONE			
Diametro inch	Grado	Peso lb/ft	da m	a m	Sollecit. Kg/cm2	Yield csg Kg/cm2	S.F. richiesto	S.F. richiesto	Sollecit. Kg/cm2	Yield csg Kg/cm2	S.F. Biax.stres	S.F. richiesto	Sollecit. ton	Yield csg ton	S.F. richiesto	S.F. richiesto
7	Cr13-L 8	29	2350	3159	#N/D	577.0	#N/D	1:10	253.0	499.0	1.41	1:10	131.4	308.0	2.34	1.70

Note: Il LINER 7", parte blank e parte slotted, non verrà cementato



4.2.6. PROGRAMMA FANGO

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

CARATTERISTICHE E VOLUMI DEL FANGO

FASE	28"	23"	16"	12"1/4	8"1/2 PH	P&A PH	1/2" Dren	Compl
CASING/LINER	24"1/2	18"5/8	13"3/8	9"5/8			7"	
Profondità MD m	200	855	1716	2400	2864	2410	3159	3159
Tipo di fango	FW	Biocompatibile FW-PO	FW-KCL- DEEPDRILL	FW-KCL- DEEPDRILL	FW-PO	FW-PO	FW-PO	Brine KCl
Densità kg/l	1.00	1.08-1.1	1.2-1.45	1.45-1.6	1.08-1.1	1.08-1.1	1.08-1.1	1.05-1.1
Viscosità sec/l		45-50	50-55	50-55	40-45	40-45	40-45	
PV cps		ALAP	22-28	28-35	ALAP	ALAP	ALAP	
YP gr/100cm ²		8-12	12-16	12-16	8-10	810	8-10	
Lecture a 6/3 giri		>6/>4	>11/>9	>10/>8	>6/>4	>6/>4	>6/>4	
Gel 10 sec gr/100 cm ²		2-4	3-5	4-6	3-5	3-5	3-5	
Gel 10 min gr/100 cm ²		3-5	6-8	6-10	4-6	4-6	4-6	
pH		9.5-10	9.5-10	10.0-10.5	9.5-10	9.5-10	9.5-10	
Filtrato API @ 100 psi - cmc/30'		<7	<5	<4	<5	<5	<5	
Ca++ mg/l		<300	<200	<300	<200	<200	<200	
MBT Kg/mc		<20	<25	<30	<20	<20	<20	
LGS (Solidi perforazione) %		<4	<5	<5	<3	<3	<3	



SAFETY STOCK ONSITE

Product	Quantity		Function
BARITE	120	Ton	Weighting material
AVACARB	60	Ton	Weighting agent CaCO ₃ (8 1/2" section)
VISCO XC 84	2	Ton	Xanthan Gum biopolymer – viscosifer
SODIUM CARBONATE	1	Ton	Calcium treatment
SODIUM BICARBONATE	1	Ton	Cement contamination treatment
CAUSTIC SODA	1	Ton	Alkalinity Control
EVOLUBE DPE	2	Ton	Lubricant
POLICELL SL	1	Ton	Fluid loss reducer
VISCO83 XLV	2	Ton	Fluid loss reducer
SODA ASH	1	Ton	Calcium remover
INTAFLOW	5	Ton	CaCO ₃ sized bridging agent (acidifiable)
GRANULAR F/M/C	6	Ton	Nut shell LCM (not acidifiable)
AVAMICA F/C	4	Ton	MICA LCM (not acidifiable)
AVADEFOAM EV	4	Drums	Defoamer
AVASIL	0.8	Ton	Defoamer
PAC SuperLo – VISCO 83 XLV	2	Ton	Fluid loss control
EVOLUBE DPE	1.794	Ton	Lubricant
AVATENSIO LT	8	Drums	Stuck pipe pill with density <1.30 sg
DE BLOCK'S LT	8	Drums	Stuck pipe pill with density > 1,3 sg
AVAPOLYMER 5050	2	Ton	Encapsulator
AVA LST MD	1.875	Ton	Sahle stabilizer – Liquid Soltex
AVAPOLYOIL	20	Drums	Shale stabilizer
AVAPERM NF	1.6	Ton	clay inhibitor
AVALIG NE	2,3	Ton	Humalite – Fluid Loss Control
AVAPERM NF	12	Drums	Ammine – Shale Stabilizer
AVACID 50	4	Drums	Biocide
AVAGRAPH	3	Ton	Graphite – bridging agent (not acidifiable)
DEOXI SS	1	Ton	H ₂ S Scavenger
NEWSCAV HS	0.8	Ton	H ₂ S Scavenger
INTASOL F/M/C	3	Ton	CaCO ₃ LCM
DRILL BEADS	1	Ton	Solid lubricant
AVAWASH WBM	0.8	Ton	Casing cleaner
POTASSIUM CHLORIDE (KCL)	10	Ton	K+ ion source & salt for completion fluid



4.2.7. PROGRAMMA DI CEMENTAZIONE

4.2.7.1 CP 24 1/2"

CEMENTAZIONE C 24 1/2 a m 200 MD 200 VD
RISALITA CEMENTO a m 13 MD 13 VD

m 0 P.T.R.

13 C. Deck

TOC B ~ 150 m

CSG 24 1/2

m 200

EQUIPAGGIAMENTO CASING						
Tipo Centr.	Spacing	da m	a m	Centraliz Tipo	Stop Col	Raschiat.
1C1	12.5	200	150	4 Ion Welde	8	
1C4	50	150	13	3 Ion Welde	6	
					0	
TOTALE				7	14	0

VOLUME FORO					
	esterno	interno	l/m	m	Volume m ³
Intercap.	28	24 1/2	93.2	185	17.2
Intercap.	30	24 1/2	93.2	2	0.2
Shoe-collar		24 1/2	273.9	0	0.0
Maggiorazione su foro scoperto			100 %		17.2
VOLUME TOTALE					34.7

VOLUME TOTALE MALTA "A" m 25.4					
malta a densità =	1.50 kg/l	Extend			
CEMENTO Classe "G"	ton/m ³	0.71 x m ³	25.4 ton	18.0	
Extend	4.0 % sul cemento		ton	0.7	
ACQUA FW	l/ton	1053 x ton	18.0 m ³	19.0	
CARATTERISTICHE:					
Tempo di Pompabilità richiesto n		BHST		SPACER (kg/l)	
0		0		1	

VOLUME TOTALE MALTA "B" m³ 9.3					
malta a densità =	1.9 kg/l				0
CEMENTO G	ton/m ³	1.3 x m ³	9.3 ton	12.3	
	0 0.0 % sul cemento		ton	0.0	
ACQUA FW	l/ton	440.0 x ton	12.3 m ³	5.4	
CARATTERISTICHE:					
Tempo di Pompabilità richiesto n		BHST		SPACER (kg/l)	
0		0		1	

NOTE: Cementazione con stinger
 Malte, tempo di pompabilità, W.O.C., materiali ed attrezzatura da definire in fase operativa
 Le due malte saranno a presa differenziata
 In caso di mancata risalita di malta a giorno è previsto la ricementazione dall'alto

**4.2.7.2 CASING SUPERFICIALE 18 5/8"**

CEMENTAZIONE CSØ 18 5/8 a m 855 MD 853 VD
RISALITA CEMENTO a m 13 MD 13 VD

m 0 _____ P.T.R.

13 _____ C. Deck

CSG #####
m 200TOC malta "B"
m 750csg #####
m 855

EQUIPAGGIAMENTO CASING							
Tipo Centr.	Spacing	da m	a m	Centralizz.	Tipo	Stop Collar	Raschiat.
1C1	12.50	855	750	8	Ion Welde	17	
1C2	25.00	750	200	22	Ion Welde	44	
1C4	50.00	100	13	2	Positive	4	
TOTALE				32		65	0

VOLUME FORO					
	esterno	interno	l/m	m	Volume m ³
Intercap.	23	18 5/8	92.2	655	60.4
Intercap.	24 1/2	18 5/8	98.1	187	18.3
Shoe-collar		18 5/8	175.8	12.5	2.2
Maggiorazione su foro scoperto			100	%	60.4
VOLUME TOTALE					141.3

VOLUME TOTALE MALTA "A" m³ 122						
malta a densità =		1.50 kg/l	Extender			
CEMENTO	Classe G	ton/m ³	0.7	x m ³	122.0	ton 86.8
extender		5.0	% sul cemento		ton	0.4
ACQUA	FW	l/ton	1076.0	x ton	86.8	m ³ 93.4
CARATTERISTICHE:						
Tempo di Pompabilità richiesto min		BHST		SPACER (kg/l)		
300		50		0		

VOLUME TOTALE MALTA "B" m³ 19.4						
malta a densità =		1.9 kg/l	0			
CEMENTO	Classe G	ton/m ³	1.32	x m ³	19	ton 26
0		0.0	% sul cemento		ton	0.0
ACQUA	FW	l/ton	440.0	x ton	26	m ³ 11
CARATTERISTICHE:						
Tempo di Pompabilità richiesto min		BHST		SPACER (kg/l)		
200		50		0		

NOTE: Malte confezionate e pompate in diretta.
Malte, tempo di pompabilità, W.O.C., materiali ed attrezzatura da definire in fase operativa
Le due malte saranno a presa differenziata



4.2.7.3 CASING INTERMEDIO 13 3/8"

CEMENTAZIONE CS¹ 13 3/8 a m 1716 MD 1712 VD
RISALITA CEMENTO a m 1050 MD 1047 VD

m 0 P.T.R.

25 C. Deck

CSG 24 1/2
m 200

csg 18 5/8
m 855

TOC 13 3/8
m 1050

TOC malta "B"
m 1600
csg 13 3/8
m 1716

EQUIPAGGIAMENTO CASING							
Tipo Centr.	Spacing	da m	a m	Centralizz.	Tipo	Stop Collar	Raschiat.
1C1	12.50	1800	1600	16	Non Weld	32	
1C2	25.00	1600	800	32	Non Weld	64	
0		0				0	
TOTALE				48		96	0

VOLUME FORO					
	esterno	interno	l/m	m	Volume m ³
Intercap.	16	13 3/8	38.92	666	25.9
Intercap.	18 5/8	13 3/8	66.6	0	0.0
Shoe-collar		13 3/8	78.08	25	2.0
Maggiorazione su foro scoperto			50	%	13.0
VOLUME TOTALE					40.8

VOLUME TOTALE MALTA "A" m³ 34					
malta a densità =		1.50 kg/l	Extender		
CEMENTO Classe G	ton/m ³	0.7	x m ³	34.1	ton 24.3
extender	5.0	% sul cemento			ton 0.1
ACQUA FW	l/ton	1076.0	x ton	24.3	m ³ 26.1
CARATTERISTICHE:					
Tempo di Pompabilità richiesto min		BHST		SPACER (kg/l)	
300		72		1.5	

VOLUME TOTALE MALTA "B" m³ 6.8					
malta a densità =		1.9 kg/l	0		
CEMENTO Classe G	ton/m ³	1.32	x m ³	7	ton 9
	0	0.0	% sul cemento		ton 0.0
ACQUA FW	l/ton	440.0	x ton	9	m ³ 4
CARATTERISTICHE:					
Tempo di Pompabilità richiesto min		BHST		SPACER (kg/l)	
200		72		1.5	

P. fratturazione	kg/cm ² /10r	2.08 x m	1712	kg/cm ²	355.9
P. idr. a fine spiazz.	somma carichi idrostatici			kg/cm ²	257.0
P. Risultante	P.fratt. - P.idr. a fine spiazz.			kg/cm ²	99.0
P. formazione	kg/cm ² /10r	1.30 x m	1712	kg/cm ²	222.6
P. idr. durante WOC	Somma carichi idr. con malta a 1kg/cm ² /10m			kg/cm ²	219.1

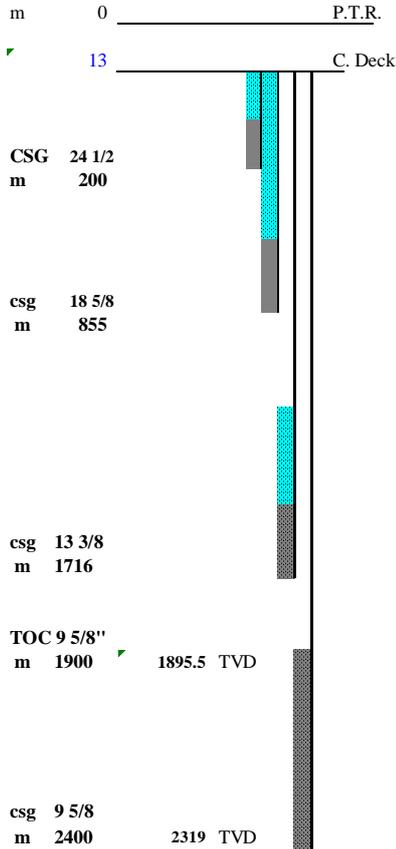
Situazione di	UNDERBALANCE di	3.5	kg/cm ²
Margine alla fratturazione	99.0 atm al fondo		
Margine alla fratturazione	43.0 atm a m	855 VD - Gfr	1.95 atm/10m
Margine alla fratturazione	atm a m	VD - Gfr	atm/10m
- Gradiente di fratturazione al fondo	2.08 atm/10m		
- Gradiente con malta all'annulus	1.50 atm/10m		
- Gradiente durante WOC 1^ malta in presa	1.28 atm/10m		
- Gradienti dei pori previsto	1.30 atm/10m		
- Gradiente durante WOC 2^ malta in presa	1.30 atm/10m		

NOTE: Malte confezionate e pompate in diretta.
 Malte, tempo di pompabilità, W.O.C., materiali ed attrezzatura da definire in fase operativa



4.2.7.4 CASING DI PRODUZIONE 9 5/8"

CEMENTAZIONE CS 9 5/8 a m 2400.0 MD 2319.0 VD
RISALITA CEMENTO a m 1900.0 MD 1895.5 VD



EQUIPAGGIAMENTO CASING							
Tipo Centr.	Spacing	da m	a m	Centralizz.	Tipo	Stop Collar	Raschiati
1C1	12.5	2398.7	2300	8	SpiraGliders	16	
1C4	50	2300	1900	8	SpiraGlider	16	
					0	0	
TOTALE				16		32	0

VOLUME FORO					
	esterno	interno	l/m	m	Volume m ³
Intercap.	12 1/4	9 5/8	28.94	500	14.5
Intercap.	13 3/8	9 5/8	30.98	0.0	0.0
Shoe-collar		9 5/8	38.19	38	1.5
Maggiorazione su foro scoperto			30 %		4.3
VOLUME TOTALE					20.3

VOLUME TOTALE MALTA "A" m ³					
malta a densità =		1.9	kg/l	0	
CEMENTO G	ton/m ³	1.3	x	m ³	20.2 ton 26.7
	0	0.0	%	0.0	ton 0.0
ACQUA FW	l/ton	440.0	x	ton	26.7 m ³ 11.7
CARATTERISTICHE:					
Tempo di Pompabilità richiesto min		BHST		SPACER (kg/l)	
300		92		1.75	

VOLUME TOTALE MALTA "B" m ³					
malta a densità =		0	kg/l	0	
CEMENTO	0 ton/m ³	0.00	x	m ³	0.05 ton 0.00
	0	0.0	%	0.0	ton 0.00
ACQUA	0 l/ton	0.0	x	ton	0.00 m ³ 0.00
CARATTERISTICHE:					
Tempo di Pompabilità richiesto min		BHST		SPACER (kg/l)	
0		92.0		1.75	

P. fratturazione	kg/cm ² /10m	2.02	x	m	2319	kg/cm ²	467.7
P. idr. a fine spiazz.	somma carichi idrostatici					kg/cm ²	386.0
P. Risultante	P.fratt. - P.idr. a fine spiazz.					kg/cm ²	81.7
P. formazione	kg/cm ² /10m	0.98	x	m	2319	kg/cm ²	227.3
P. idr. durante WOC	Somma carichi idr. con malta a 1kg/cm ² /10m					kg/cm ²	347.9

Situazione di OVERBALANCE di 121 kg/cm²			
Margine alla fratturazione	82 atm al fondo		
Margine alla fratturazione	85 atm a m	1716 VD - Gfr	2.079 atm/10m
Margine alla fratturazione	atm a m	VD - Gfr	atm/10m
- Gradiente di fratturazione al fondo			2.02 atm/10m
- Gradiente con malta all'annulus			1.66 atm/10m
- Gradiente durante WOC			1.50 atm/10m
- Gradienti dei pori previsto			0.98 atm/10m
			atm/10m

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

4.2.7.5 IRMINIO 7 DIR /7 DIR-OR - LINER DI PRODUZIONE 7"

Il liner, parte blank e parte slotted, non sarà cementato.

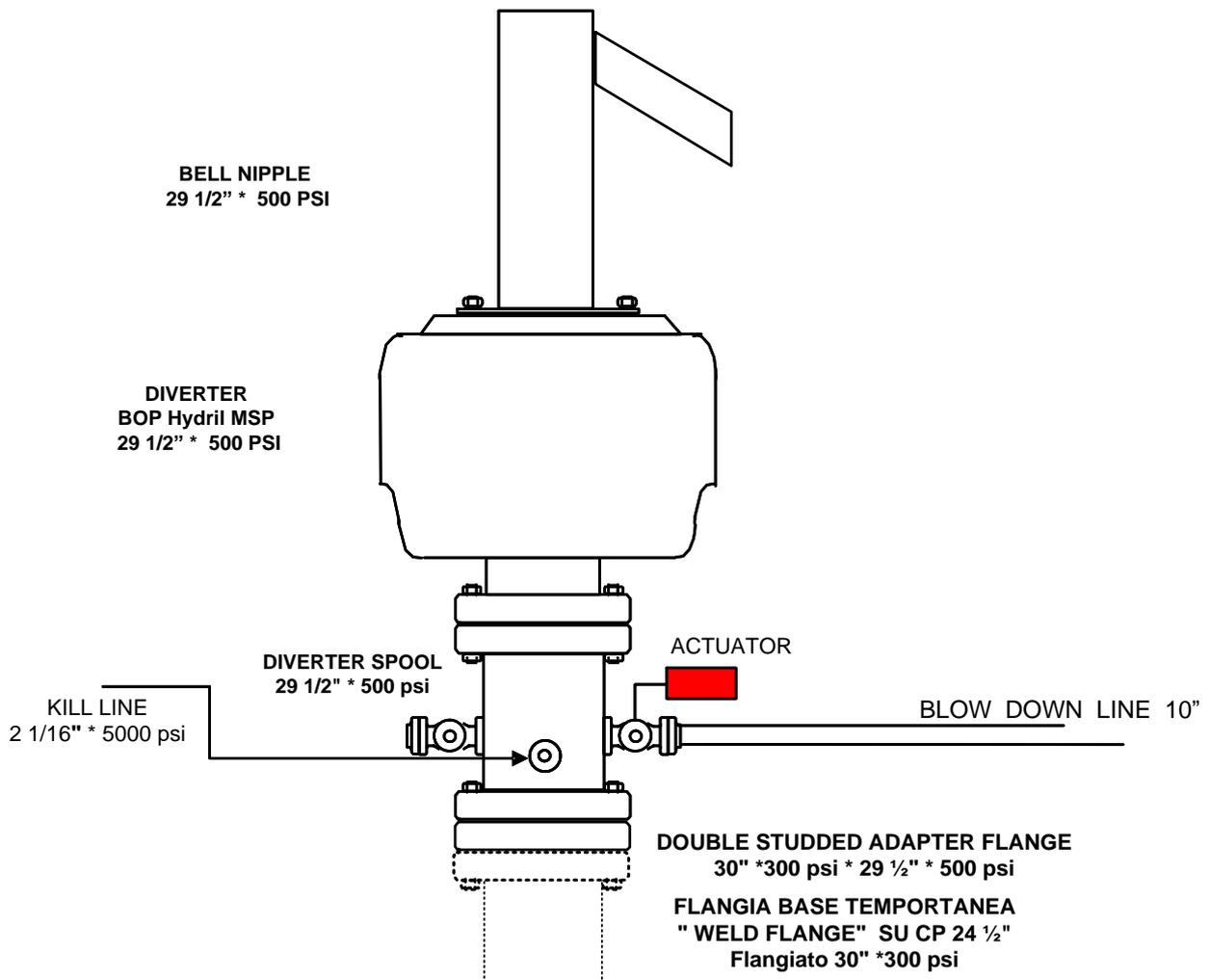
Non si esclude l'installazione di swellable packers per parzializzare le zone produttive.



4.2.8. SCHEMA BOP

Schema diverter stack per fase 23''

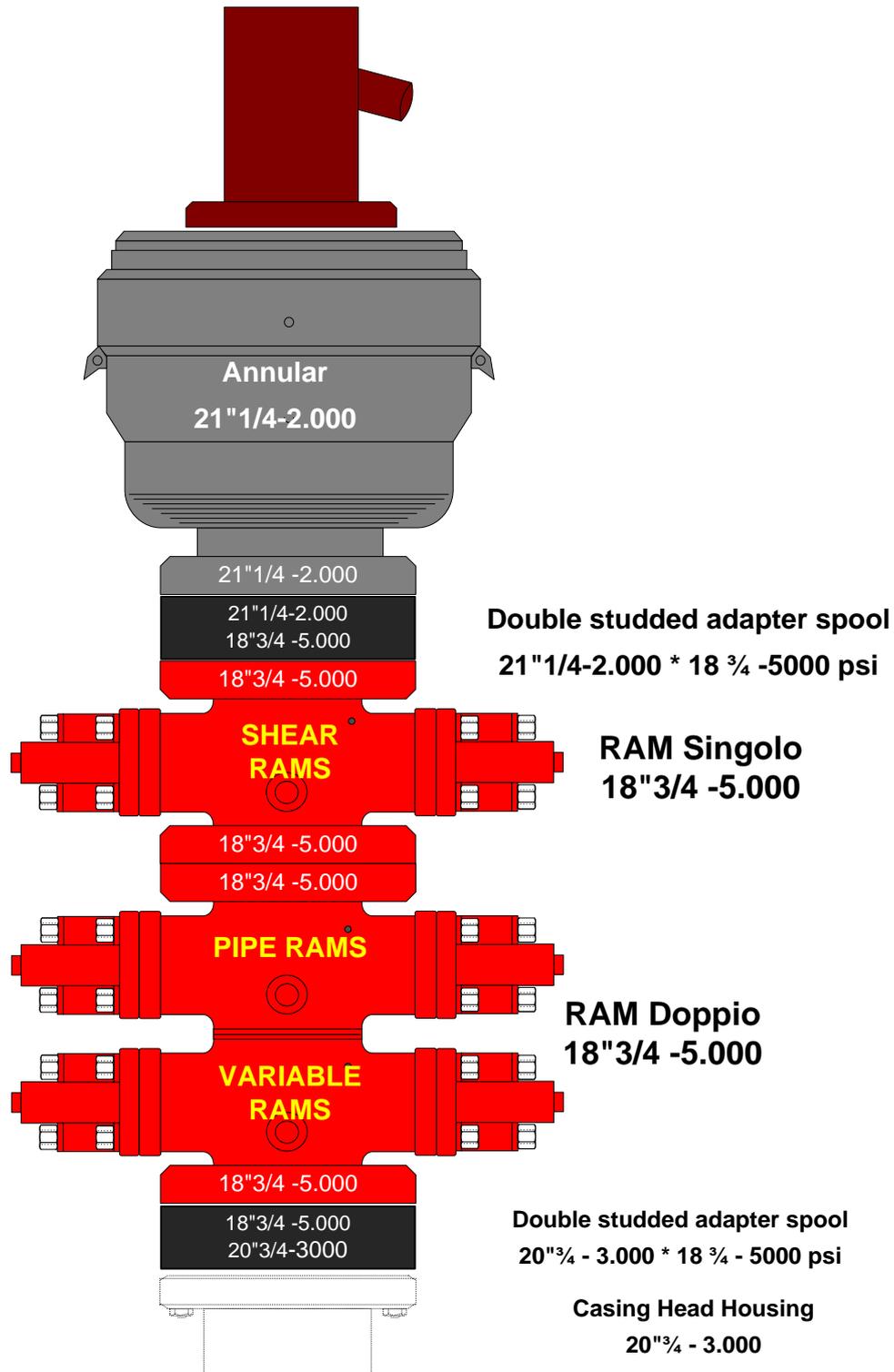
PIANO SONDA





Schema BOP stack per fase 16''

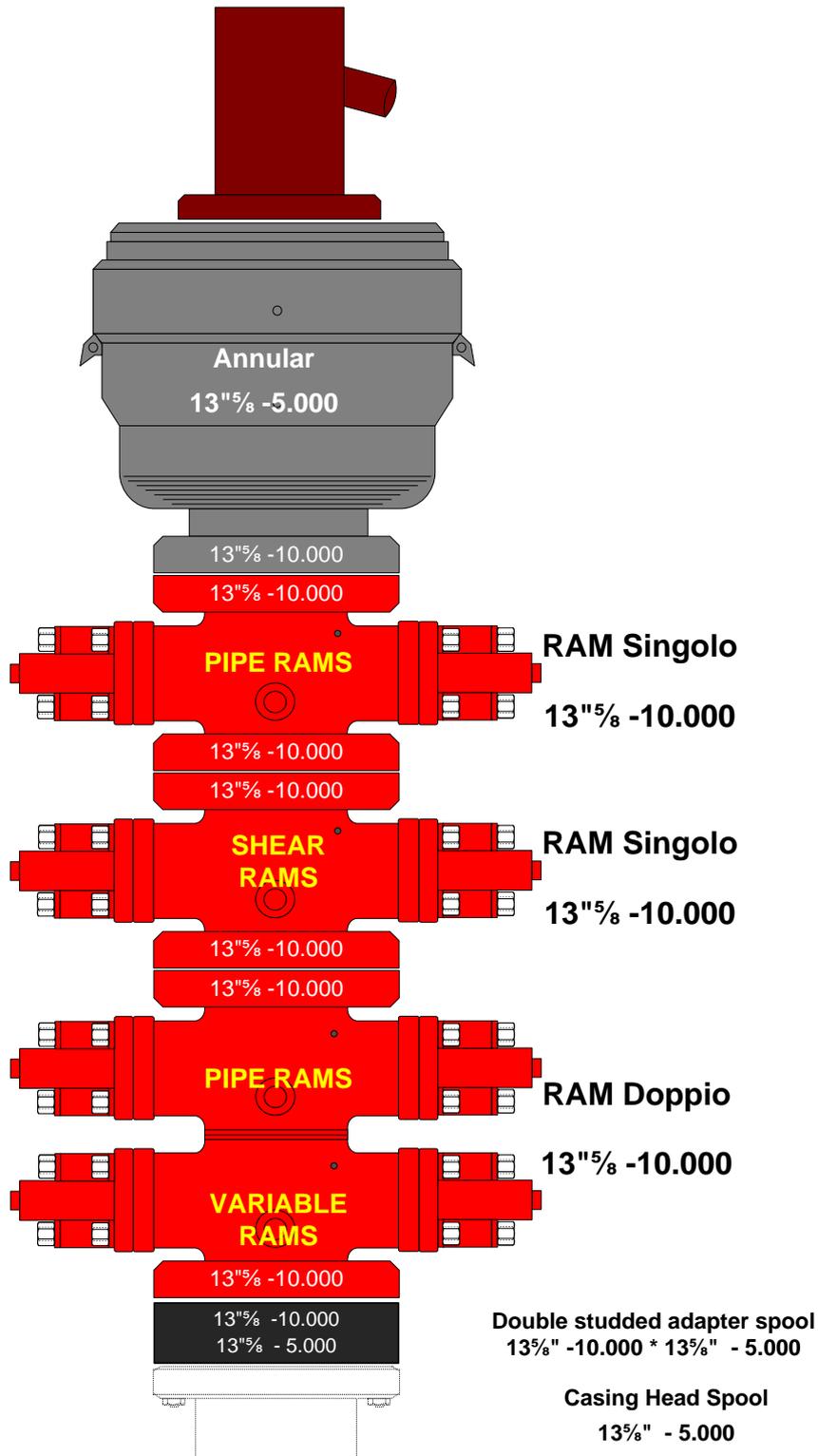
18 3/4" * 5K BOP Stack





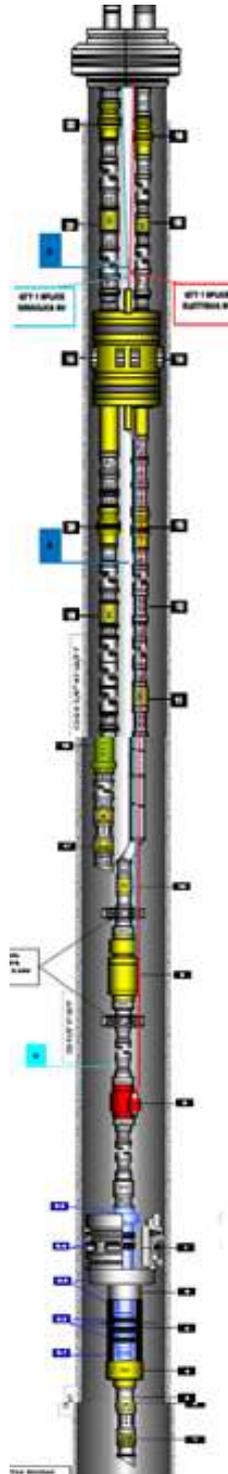
Schema BOP stack per le fasi 12 1/4" e 8 1/2"

13 5/8" * 10K BOP Stack



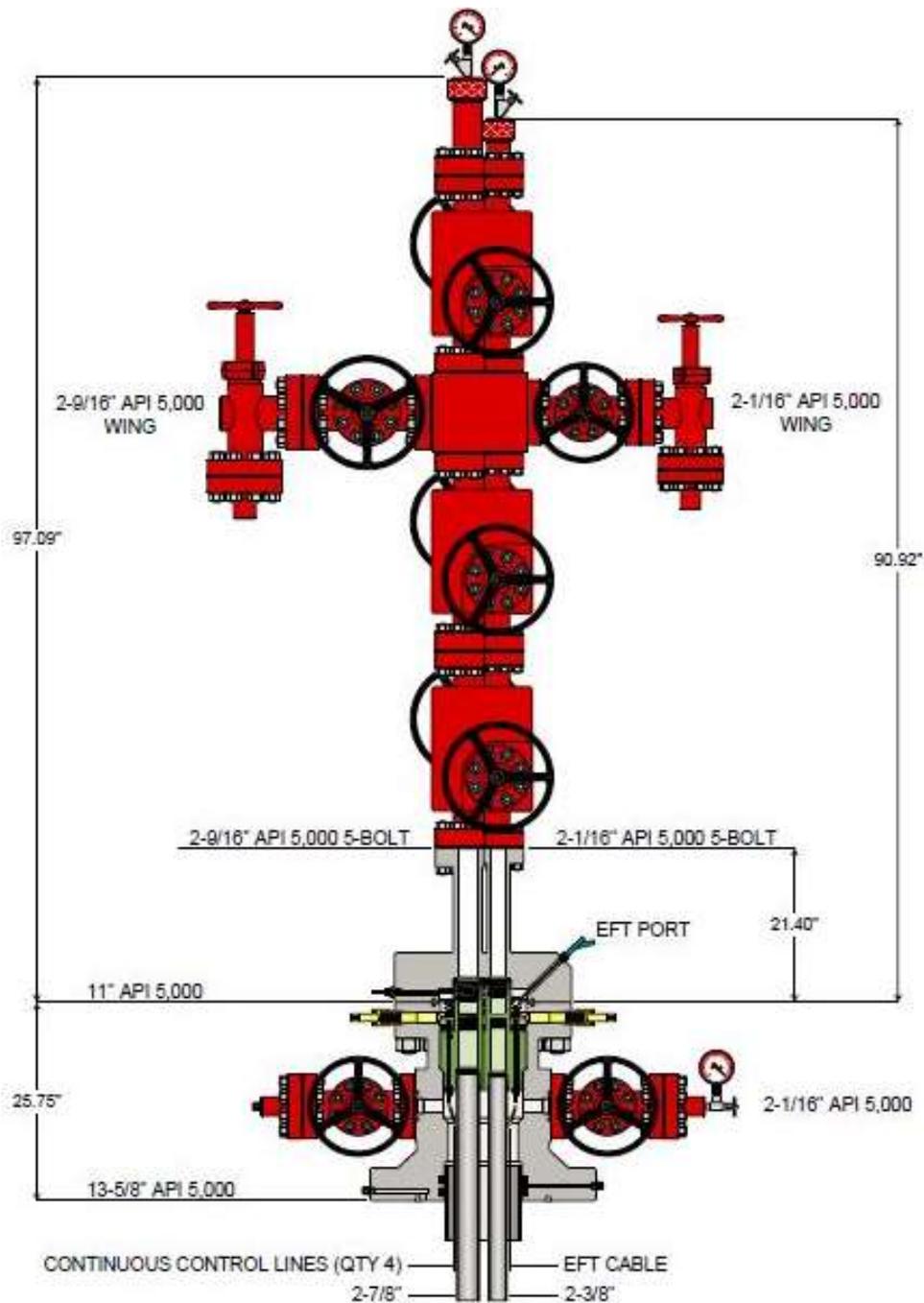


4.2.9. SCHEMA DI COMPLETAMENTO





4.2.10. SCHEMA TESTA POZZO





4.2.11. PROGRAMMA IDRAULICO

TIPO OPERAZIONE		Perforazione fase 23"					
DATI FORO		DATI FANGO		DATI CSG			
Φ Foro	23 in	MW	1.10 kg/l	Φ e Csg	24 1/2 in	Peso	162 lb/ft
MD	855 m	P.V.	30.0 cp	Φ i Csg	23.500 in	Csg Shoe	200 m (MD)
VD	853 m	Y. P.	15.0 g/100cm ²				

POMPE	MARCA	IDECO	Φ camicie (in)	Max. Colpi/1'	130	l/colpo (100%)	19.58	η (%)	Max Press operativa (bar)	DATI POMPE
		TIPO	T 1600	6 1/2	Max. Press. (bar)	274.30	l/colpo (95%)	18.60	95	
Q	3400	l/1'		POMPA 1 N.Colpi/T	91	POMPA 2 N.Colpi/T	91	POMPA 3 N.Colpi/T		

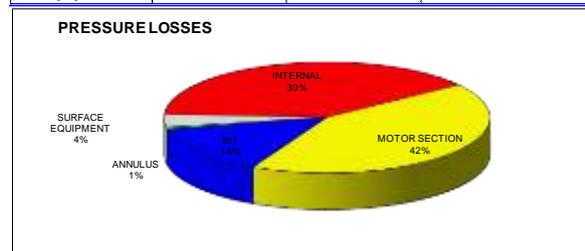
BIT	Diametro Dusi (1/32 in)				TFA	P BIT (bar)	V = 65.8 m/s	HHP = 203 hp	HHP/in ² = 0.5	Impact Force = 418.4 kgf	P% = 14.2%	
	1	18	6	16								1.335
	2	18	7									
	3	18	8									
	4	16	9									
	5	16	10									

INTERNAL											
Elemento	O.D. (in)	I.D. (in)	Max.O.D. (in)	Min. I.D. (in)	L (m)	V (m ³)	P (bar)	Moto	VC (m/min)	V (m/min)	
PDM 0°	9.625				8.50		60.0				
MWD	8.250				9.00		20.0				
DC (x joints)	9.500	3.000	9.500	3.000	9.00	0.04	2.5	Turbolento	118.40	745.5	
Hole opener	9.000	2.500	9.000	2.500	1.80	0.01	1.2	Turbolento	118.80	1073.6	
Drill Collar	9.500	3.000	9.500	3.000	9.00	0.04	2.5	Turbolento	118.40	745.5	
PBL	8.000	3.000	8.000	3.000	6.00	0.03	1.7	Turbolento	119.76	745.5	
Jar	8.000	3.000	8.000	3.000	9.00	0.04	2.5	Turbolento	119.76	745.5	
DC (2 joints)	8.000	3.000	8.000	3.000	18.00	0.08	5.0	Turbolento	119.76	745.5	
HWDP (xx joints)	5.000	3.000	6.500	3.063	140.00	0.64	37.9	Turbolento	121.75	745.5	
DPS, New	5.500	4.778	7.500	3.500	644.70	7.36	20.8	Turbolento	120.33	293.9	
PDM 0° - MWD SECTION											
PDM 0°	9.625	Well Guide RSS						60.0			
MWD							20.0				
TOTALI					855.00	8.25	154				

Dati nominali		PDM 0°		Well Guide RSS		9.625 in		(PDM da definire in fase operativa. Il tipo riportato è solo indicativo)		Dati Operativi senza By Pass Valve				
Qmax (l/1')	=	4500		Tmax (Nm)	=	14170	10451 lb ft	Phmax (KW)	=	518	ΔP (bar)	50	Ph (KW)	283
ΔPmax (bar)	=	69		Nmax (rpm)	=	150		Pmmax (KW)	=	223	T (Nm)	10268	Pm (KW)	122
ΔP Oper. (bar)	=	50		ΔP No Load (bar)	=	10		η	=	43%	N (rpm)	113		

ANULUS										
Elemento	Φe (in)	Φi (in)	(Φe - Φi)/2 (in)	L (m)	V (m ³)	P (bar)	Moto	VC (m/min)	V (m/min)	
HOLE - PDM 0°	23.000	9.625	6.688	8.50	1.88	0.0	Laminare	106.86	15.4	
HOLE - MWD	23.000	8.250	7.375	9.00	2.10	0.0	Laminare	106.25	14.6	
HOLE - DC (x joints)	23.000	9.500	6.750	9.00	2.00	0.0	Laminare	106.80	15.3	
HOLE - Hole opener	23.000	9.000	7.000	1.80	0.41	0.0	Laminare	106.57	15.0	
HOLE - Drill Collar	23.000	9.500	6.750	9.00	2.00	0.0	Laminare	106.80	15.3	
HOLE - PBL	23.000	8.000	7.500	6.00	1.41	0.0	Laminare	106.15	14.4	
HOLE - Jar	23.000	8.000	7.500	9.00	2.12	0.0	Laminare	106.15	14.4	
HOLE - DC (2 joints)	23.000	8.000	7.500	18.00	4.24	0.0	Laminare	106.15	14.4	
HOLE - HWDP (xx joints)	23.000	5.000	9.000	140.00	35.75	0.2	Laminare	105.18	13.3	
HOLE - DPS, New	23.000	5.500	8.750	444.70	112.38	0.6	Laminare	105.32	13.5	
CSG - DPS, New	23.500	5.500	9.000	200.00	52.90	0.3	Laminare	105.18	12.9	
TOTALI					855.00	217.21	1.1	ECD= 1.11 kg/l		

Surf. Eq.	Caso N.	Rif. Handbook	Valore da Handbook (kpa)	P (Kpa)	P (bar)
Surface Equipment	4	N1	324.00	690	6.9



HHP TOTALI		1 434 hp	
RIEPILOGO PRESSURE LOSSES		P (bar)	V (m ³)
SURFACE EQUIPMENT		6.9	
INTERNAL		73.9	8.2
MOTOR SECTION		80.0	
BIT		26.7	
ANNULUS		1.1	217.2
TOTALE		188.7	225.5
Pari al 80.9% della Max Press. Operativa			



PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE
POZZO: IRMINIO 7dir / 7 Dir OR

PAG **102** DI 120

AGGIORNAMENTI:

0



TIPO OPERAZIONE		Perforazione fase 16"					
DATI FORO		DATI FANGO			DATI CSG		
Φ Foro	16 in	MW	1.45 kg/l	Φ e Csg	18 5/8 in		
MD	1716 m	P.V.	26.0 cp	Peso	99 lb/ft		
VD	1712 m	Y. P.	16.0 g/100cm ²	Φ i Csg	17.500 in		
				Csg Shoe	855 m (MD)		

POMPE	MARCA	IDECO	Φ camicie (in)	Max. Colpi/1'	130	l/colpo (100%)	16.68	η (%)	Max Press operativa (bar)	DATI POMPE
		TIPO	T 1600	6	Max. Press. (bar)	312.90	l/colpo (95%)	15.85	95	
Q	3000	l/1'		POMPA 1 N.Colpi/T	95	POMPA 2 N.Colpi/T	95	POMPA 3 N.Colpi/T		

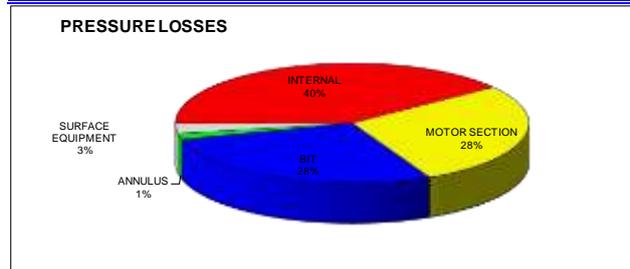
BIT	Diametro Dusi (1/32 in)				P BIT (bar)	V = 92.5 m/s		
	1	16	6				0.838	HHP = 467 hp
	2	16	7					
	3	16	8					
	4	18	9					
	5		10					
					HHP/in ² = 2.3			
						Impact Force = 684.3 kgf		
						P% = 27.9%		

INTERNAL										
Elemento	O.D. (in)	I.D. (in)	Max.O.D. (in)	Min. I.D. (in)	L (m)	V (m ³)	P (bar)	Moto	VC (m/min)	V (m/min)
PDM	9.500				8.50		50.0			
MWD	8.250				9.00		20.0			
DC (1 joints)	8.250	2.813	8.250	2.813	9.00	0.04	3.3	Turbolento	105.50	748.5
Float Sub	8.250	2.813	8.250	2.813	2.00	0.01	0.7	Turbolento	105.50	748.5
DC (1 joints)	8.250	2.813	8.250	2.813	9.00	0.04	3.3	Turbolento	105.50	748.5
PBL	8.000	3.000	8.000	3.000	6.00	0.03	1.6	Turbolento	105.67	657.8
Jar	8.000	3.000	8.000	3.000	9.00	0.04	2.4	Turbolento	105.67	657.8
DC (2 joints)	8.000	3.000	8.000	3.000	18.00	0.08	4.8	Turbolento	105.67	657.8
HWDP (xx joints)	5.000	3.000	6.500	3.063	140.00	0.64	36.7	Turbolento	106.98	657.8
DPS, New	5.500	4.778	7.500	3.500	1505.50	17.20	47.0	Turbolento	106.05	259.3
PDM - MWD SECTION										
PDM	9.500	RSS 9 1/2"					50.0			
MWD	8.250	BHI					20.0			
TOTALI					1716.00	18.07	170			

Dati nominali	PDM	RSS 9 1/2"	9.5 in	(PDM da definire in fase operativa. Il tipo riportato è solo indicativo)	Dati Operativi senza By Pass Valve			
Qmax (l/1')	3400	Tmax (Nm) = 10250	7560 lb ft	Phmax (KW) = 249	ΔP (bar)	40	Ph (KW)	200
ΔPmax (bar)	44	Nmax (rpm) = 200		Pmmax (KW) = 215	T (Nm)	9318	Pm (KW)	172
ΔP Oper. (bar)	40	ΔP No Load (bar) = 10		η = 86%	N (rpm)	176		

ANULUS										
Elemento	Φe (in)	Φi (in)	(Φe - Φi)/2 (in)	L (m)	V (m ³)	P (bar)	Moto	VC (m/min)	V (m/min)	
HOLE - PDM	16.000	9.500	3.250	8.50	0.71	0.0	Laminare	99.15	35.7	
HOLE - MWD	16.000	8.250	3.875	9.00	0.86	0.0	Laminare	97.69	31.5	
HOLE - DC (1 joints)	16.000	8.250	3.875	9.00	0.86	0.0	Laminare	97.69	31.5	
HOLE - Float Sub	16.000	8.250	3.875	2.00	0.19	0.0	Laminare	97.69	31.5	
HOLE - DC (1 joints)	16.000	8.250	3.875	9.00	0.86	0.0	Laminare	97.69	31.5	
HOLE - PBL	16.000	8.000	4.000	6.00	0.58	0.0	Laminare	97.45	30.8	
HOLE - Jar	16.000	8.000	4.000	9.00	0.88	0.0	Laminare	97.45	30.8	
HOLE - DC (2 joints)	16.000	8.000	4.000	18.00	1.75	0.1	Laminare	97.45	30.8	
HOLE - HWDP (xx joints)	16.000	5.000	5.500	140.00	16.39	0.3	Laminare	95.47	25.6	
HOLE - DPS, New	16.000	5.500	5.250	650.50	74.41	1.6	Laminare	95.72	26.2	
CSG - DPS, New	17.500	5.500	6.000	855.00	119.57	1.8	Laminare	95.04	21.5	
Surf. Eq. TOTALI					1716.00	217.06	3.9	ECD= 1.47 kg/l		

Surface Equipment	Caso N.	Rif. Handbook	Valore da Handbook (kpa)	P (Kpa)	P (bar)
	4	N1	259.00	669	6.7



HHP TOTALI 1 676 hp		
RIEPILOGO PRESSURE LOSSES	P (bar)	V (m ³)
SURFACE EQUIPMENT	6.7	
INTERNAL	99.7	18.1
MOTOR SECTION	70.0	
BIT	69.7	
ANNULUS	3.9	217.1
TOTALE	250.0	235.1
Pari al 94.0% della Max Press. Operativa		



TIPO OPERAZIONE		Perforazione fase 12 1/4"									
DATI FORO		DATI FANGO				DATI CSG					
Φ Foro	12 1/4 in	MW	1.60 kg/l	Φ e Csg	13 3/8 in						
MD	2399 m	P.V.	30.0 cp	Peso	68 lb/ft						
VD	2319 m	Y. P.	15.0 g/100cm ²	Φ i Csg	12.260 in						
				Csg Shoe	1716 m (MD)						

POMPE	MARCA	IDECO	Φ camicie (in)	Max. Colpi/1'	130	l/colpo (100%)	16.68	η (%)	Max Press operativa (bar)	DATI POMPE
		TIPO	T 1600	6	Max. Press. (bar)	312.90	l/colpo (95%)	15.85	95	
Q	2600	l/1'		POMPA 1 N.Colpi/1'	82	POMPA 2 N.Colpi/1'	82	POMPA 3 N.Colpi/1'		

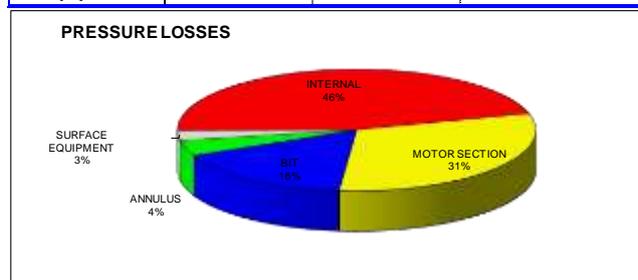
BIT	Diametro Dusi (1/32 in)				TFA	P BIT (bar)	37.4	V = 64.6 m/s	HHP = 218 hp	HHP/in ² = 1.8	Impact Force = 456.7 kgf	P% = 16.5%
	1	16	6	14								
	2	16	7									
	3	16	8									
	4	14	9									
	5	14	10									

INTERNAL										
Elemento	O.D. (in)	I.D. (in)	Max.O.D. (in)	Min. I.D. (in)	L (m)	V (m ²)	P (bar)	Moto	VC (m/min)	V (m/min)
PDM	9.500				8.50		50.0			
MWD	8.250				9.00		20.0			
DC (1 joints)	8.250	2.813	8.250	2.813	9.00	0.04	2.8	Turbolento	97.90	648.7
Float Sub	8.250	2.813	8.250	2.813	2.00	0.01	0.6	Turbolento	97.90	648.7
DC (1 joints)	8.250	2.813	8.250	2.813	9.00	0.04	2.8	Turbolento	97.90	648.7
PBL	8.000	3.000	8.000	3.000	6.00	0.03	1.4	Turbolento	98.08	570.1
Jar	8.000	3.000	8.000	3.000	9.00	0.04	2.1	Turbolento	98.08	570.1
DC (2 joints)	8.000	3.000	8.000	3.000	18.00	0.08	4.1	Turbolento	98.08	570.1
HWDP (xx joints)	5.000	3.000	6.500	3.063	140.00	0.64	31.6	Turbolento	99.44	570.1
DPS, New	5.500	4.778	7.500	3.500	2188.50	25.00	58.8	Turbolento	98.47	224.8
PDM - MWD SECTION										
PDM	9.500	9 1/2" RSS					50.0			
MWD	8.250	BHI		MWD+LWD			20.0			
TOTALI					2399.00	25.87	174			

Dati nominali	PDM	9 1/2" RSS	9.5 in	(PDM da definire in fase operativa. Il tipo riportato è solo indicativo)	Dati Operativi senza By Pass Valve					
Qmax (l/1')	3400	Tmax (Nm)	10250	7560 lb ft	Phmax (KW)	249	ΔP (bar)	40	Ph (KW)	173
ΔPmax (bar)	44	Nmax (rpm)	200		Pmmax (KW)	215	T (Nm)	9318	Pm (KW)	149
ΔP Oper. (bar)	40	ΔP No Load (bar)	10		η	86%	N (rpm)	153		

ANULUS										
Elemento	Φe (in)	Φi (in)	(Φe - Φi)/2 (in)	L (m)	V (m ²)	P (bar)	Moto	VC (m/min)	V (m/min)	
HOLE - PDM	12.250	9.500	1.375	8.50	0.26	0.1	Laminare	106.57	85.8	
HOLE - MWD	12.250	8.250	2.000	9.00	0.37	0.1	Laminare	98.77	62.6	
HOLE - DC (1 joints)	12.250	8.250	2.000	9.00	0.37	0.1	Laminare	98.77	62.6	
HOLE - Float Sub	12.250	8.250	2.000	2.00	0.08	0.0	Laminare	98.77	62.6	
HOLE - DC (1 joints)	12.250	8.250	2.000	9.00	0.37	0.1	Laminare	98.77	62.6	
HOLE - PBL	12.250	8.000	2.125	6.00	0.26	0.0	Laminare	97.79	59.6	
HOLE - Jar	12.250	8.000	2.125	9.00	0.39	0.1	Laminare	97.79	59.6	
HOLE - DC (2 joints)	12.250	8.000	2.125	18.00	0.78	0.1	Laminare	97.79	59.6	
HOLE - HWDP (xx joints)	12.250	5.000	3.625	140.00	8.87	0.5	Laminare	91.54	41.0	
HOLE - DPS, New	12.250	5.500	3.375	472.50	28.69	1.8	Laminare	92.18	42.8	
CSG - DPS, New	12.260	5.500	3.380	1716.00	104.39	6.5	Laminare	92.16	42.7	
TOTALI					2399.00	144.85	9.4	ECD= 1.64 kg/l		

Surface Equipment	Caso N.	Rif. Handbook	Valore da Handbook (kpa)	P (Kpa)	P (bar)
	4	N1	200.00	575	5.8



HHP TOTALI 1 317 hp		
RIEPILOGO PRESSURE LOSSES	P (bar)	V (m ³)
SURFACE EQUIPMENT	5.8	
INTERNAL	104.1	25.9
MOTOR SECTION	70.0	
BIT	37.4	
ANNULUS	9.4	144.9
TOTALE	226.7	170.7

Pari al 85.3% della Max Press. Operativa



PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE

POZZO: IRMINIO 7dir / 7 Dir OR

PAG **105** DI 120

AGGIORNAMENTI:

0

TIPO OPERAZIONE		Perforazione fase 8 1/2" (Pilot Hole)					
DATI FORO		DATI FANGO			DATI CSG		
Φ Foro	8 1/2 in	MW	1.10 kg/l	Φ e Csg	9 5/8 in		
MD	2854 m	P.V.	15.0 cp	Peso	47 - 53.5 lb/ft		
VD	2640.6 m	Y. P.	9.0 g/100cm ²	Φ i Csg	8.500 in		
				Csg Shoe	2399 m (MD)		

POMPE	MARCA	IDECO	Φ camicie (in)	Max. Colpi/1'	130	l/colpo (100%)	16.68	η (%)	Max Press operativa (bar)	DATI POMPE
		TIPO	T 1600	6	Max. Press. (bar)	312.90	l/colpo (95%)	15.85	95	
Q	1700	l/1'		POMPA 1 N.Colpi/1'	107	POMPA 2 N.Colpi/1'		POMPA 3 N.Colpi/1'		

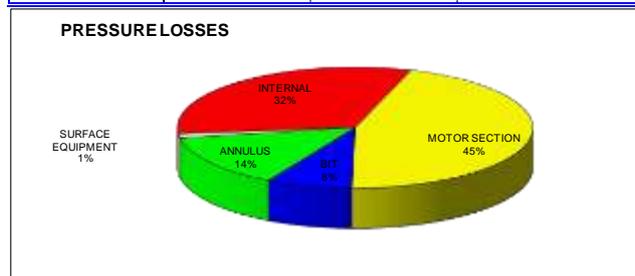
BIT	Diametro Dusi (1/32 in)				P BIT (bar)	12.0	V = 44.2 m/s	HHP = 46 hp	HHP/in ² = 0.8	Impact Force = 140.4 kgf	P% = 7.8%
	1	18	6								
	2	18	7								
	3	18	8	TFA							
	4	18	9								
	5		10								

INTERNAL										
Elemento	O.D. (in)	I.D. (in)	Max O.D. (in)	Min. I.D. (in)	L (m)	V (m ³)	P (bar)	Moto	VC (m/min)	V (m/min)
PDM	6.750				8.50		50.0			
MWD	6.750				9.00		20.0			
DC (x joints)	6.500	2.813	6.500	2.813	9.00	0.04	0.8	Turbolento	91.41	424.1
Float Sub	6.500	2.813	6.500	2.813	2.00	0.01	0.2	Turbolento	91.41	424.1
Drill Collar	6.500	2.813	6.500	2.813	9.00	0.04	0.8	Turbolento	91.41	424.1
PBL	6.500	2.813	6.500	2.813	6.00	0.02	0.6	Turbolento	91.41	424.1
Jar	6.500	2.813	6.500	2.813	9.00	0.04	0.8	Turbolento	91.41	424.1
DC (x joints)	6.500	2.813	6.500	2.813	18.00	0.07	1.7	Turbolento	91.41	424.1
HWDP (xx joints)	5.000	3.000	6.500	3.063	140.00	0.64	9.5	Turbolento	91.41	372.8
DPS, New	5.000	4.276	7.250	3.500	2643.50	24.27	34.7	Turbolento	90.86	183.5
PDM - MWD SECTION										
PDM	6.750	6 3/4" RSS					50.0			
MWD	6.750	BHI					20.0			
TOTALI					2854.00	25.13	119			

Dati nominali	PDM	6 3/4" RSS	6.75 in	(PDM da definire in fase operativa. Il tipo riportato è solo indicativo)	Dati Operativi senza By Pass Valve					
Qmax (l/1')	2270	Tmax (Nm)	6915	5100 lb ft	Phmax (KW)	219	ΔP (bar)	40	Ph (KW)	113
ΔPmax (bar)	58	Nmax (rpm)	255		Pmmax (KW)	185	T (Nm)	4769	Pm (KW)	95
ΔP Oper. (bar)	40	ΔP No Load (bar)	10		η	84%	N (rpm)	191		

ANULUS										
Elemento	Φe (in)	Φi (in)	(Φe - Φi)/2 (in)	L (m)	V (m ³)	P (bar)	Moto	VC (m/min)	V (m/min)	
HOLE - PDM	8.500	6.750	0.875	8.50	0.11	0.2	Turbolento	105.04	125.7	
HOLE - MWD	8.500	6.750	0.875	9.00	0.12	0.2	Turbolento	105.04	125.7	
HOLE - DC (x joints)	8.500	6.500	1.000	9.00	0.14	0.1	Turbolento	101.26	111.8	
HOLE - Float Sub	8.500	6.500	1.000	2.00	0.03	0.0	Turbolento	101.26	111.8	
HOLE - Drill Collar	8.500	6.500	1.000	9.00	0.14	0.1	Turbolento	101.26	111.8	
HOLE - PBL	8.500	6.500	1.000	6.00	0.09	0.1	Turbolento	101.26	111.8	
HOLE - Jar	8.500	6.500	1.000	9.00	0.14	0.1	Turbolento	101.26	111.8	
HOLE - DC (x joints)	8.500	6.500	1.000	18.00	0.27	0.3	Turbolento	101.26	111.8	
HOLE - HWDP (xx joints)	8.500	5.000	1.750	140.00	3.35	1.3	Laminare	90.56	71.0	
HOLE - DPS, New	8.500	5.000	1.750	244.50	5.85	1.8	Laminare	90.56	71.0	
CSG - DPS, New	8.500	5.000	1.750	2399.00	57.44	17.5	Laminare	90.56	71.0	

Surf. Eq.	TOTALI	2854.00	67.68	21.9	ECD=	1.18 kg/l
Surface Equipment	Caso N.	Rif. Handbook	Valore da Handbook (kpa)	P (Kpa)	P (bar)	
	4	N1	93.00	173	1.7	



HHP TOTALI 588 hp		
RIEPILOGO PRESSURE LOSSES	P (bar)	V (m ³)
SURFACE EQUIPMENT	1.7	
INTERNAL	49.1	25.1
MOTOR SECTION	70.0	
BIT	12.0	
ANNULUS	21.9	67.7
TOTALE	154.8	92.8
Pari al 58.2% della Max Press. Operativa		

	PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: IRMINIO 7dir / 7 Dir OR	PAG 106 DI 120			
		AGGIORNAMENTI:			
	0				

4.2.12. BATTERIE E STABILIZZAZIONE

FASE 28"

Vista la vicinanza del pozzo Irminio 6, è indispensabile l'utilizzo di attrezzatura automatica per mantenere la verticalità del foro; una tipica BHA potrebbe essere:

Pilot Hole

BIT 12 1/4" + RSS 9 1/2" + Modular STAB + MWD +LWD + PBL + 6 DC 9 1/2" + 3 DC 8 1/4"+ HWDP + 5 1/2"DP

Allargamento a 28"

L'allargamento da 12 1/4" a 28" potrebbe essere eseguito in due run:

1° - Bit 12 1/4" + NB+ H.O. 17 1/2" + NB +SHOCK SUB + 3 DC 9 1/2" + 3 DC 8 1/4" + HWDP + 5 1/2" DP

2° - Bit 17 1/2" + NB+ H.O. 28" + NB +SHOCK SUB + 3 DC 9 1/2" + 3 DC 8 1/4" + HWDP + 5 1/2" DP

FASE 23"

Si prevede l'utilizzo di attrezzatura automatica per mantenere la verticalità/direzionalità del foro. Una tipica BHA potrebbe essere:

BIT 23" + RSS 9 1/2" + Modular STAB + MWD +LWD + PBL + 6 DC 9 1/2" + 3 DC 8 1/4"+ 8 HWDP + 5 1/2"DP

FASE 16"

Si prevede l'utilizzo di attrezzatura automatica per mantenere la direzionalità del foro. Una tipica BHA potrebbe essere:

BIT 16" + RSS 9 1/2" + Modular STAB + MWD +LWD + PBL + 3 DC 9 1/2" + 5 DC 8 1/4"+ JAR + 6 DC 8 1/4" + 12 HWDP + 5 1/2"DP

FASE 12"1/4

Si prevede l'utilizzo di attrezzatura automatica per mantenere la direzionalità del foro. Una tipica BHA potrebbe essere:

BIT + RSS 9 1/2" + MWD +LWD+ Modular STAB + PBL + 5 DC 8 1/4" + JAR 8" + 6 DC 8 1/4" + 15 HWDP + 5 1/2"DP

FASI 8"1/2 (Pilot e Lateral)

Si prevede l'utilizzo di attrezzatura automatica per mantenere la direzionalità del foro. Una tipica BHA potrebbe essere:

	PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: IRMINIO 7dir / 7 Dir OR	PAG 107 DI 120			
		AGGIORNAMENTI:			
		0			

BIT + RSS 6 3/4" + Modular STAB + MWD +LWD + STAB + PBL + 5 DC 6 1/2" + JAR 6 1/2"
+ 6 DC 6 1/2" + 15 HWDP + 5" DP

4.2.13. SELEZIONE SCALPELLI

Di seguito i codici I.A.D.C. ed i parametri consigliati per la perforazione del pozzo.

Fase 28" a m 200

I.A.D.C. Code 4.1.5 – 4.3.5
W.O.B. 2-12 Ton
R.P.M. 50-80
FLOW RATE 1000-3000 lpm

Fase 23" a m 855

I.A.D.C. Code 4.1.5 – 4.3.5 – 5.3.5
W.O.B. 2-12 Ton
R.P.M. 50-120
FLOW RATE 2000-3500 lpm

Fase 16" a m 1716

I.A.D.C. Code 4.3.5 - 4.4.7 – 5.1.7 – 5.3.7 – Hybrid Bit
W.O.B. 8-15 Ton
R.P.M. 60-150
FLOW RATE 2500-3500 lpm



Fase 12 1/4" a m 2400

I.A.D.C. Code 4.3.5 - 4.4.7 - 5.1.7 – Hybrid Bit - PDC bit (M3.2.3)
W.O.B. 15-20 Ton 6-10 ton per PDC
R.P.M. 80-160
FLOW RATE 2500-3500 lpm

Fasi 8 1/2" (Pilot) a m 2864

I.A.D.C. Code 4.3.5 - 4.4.7 - 5.1.7 - PDC bit (M4.3.3)
W.O.B. 10-15 Ton 5-10 ton per PDC
R.P.M. 80-360
FLOW RATE 1000-2000 lpm

Pozzo IRMINIO 7dir / 7dir - Or

Fase 8 1/2" da m 2410 a m 3159

I.A.D.C. Code 4.3.5 - 4.4.7 - 5.1.7 - PDC bit (M4.3.3)
W.O.B. 10-15 Ton 5-10 ton per PDC
R.P.M. 80-360
FLOW RATE 1000-2000 lpm

 IRMINIO S.p.A.	PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: IRMINIO 7dir / 7 Dir OR	PAG 109 DI 120			
		AGGIORNAMENTI:			
		0			

4.2.14. PROGRAMMA DI DEVIAZIONE

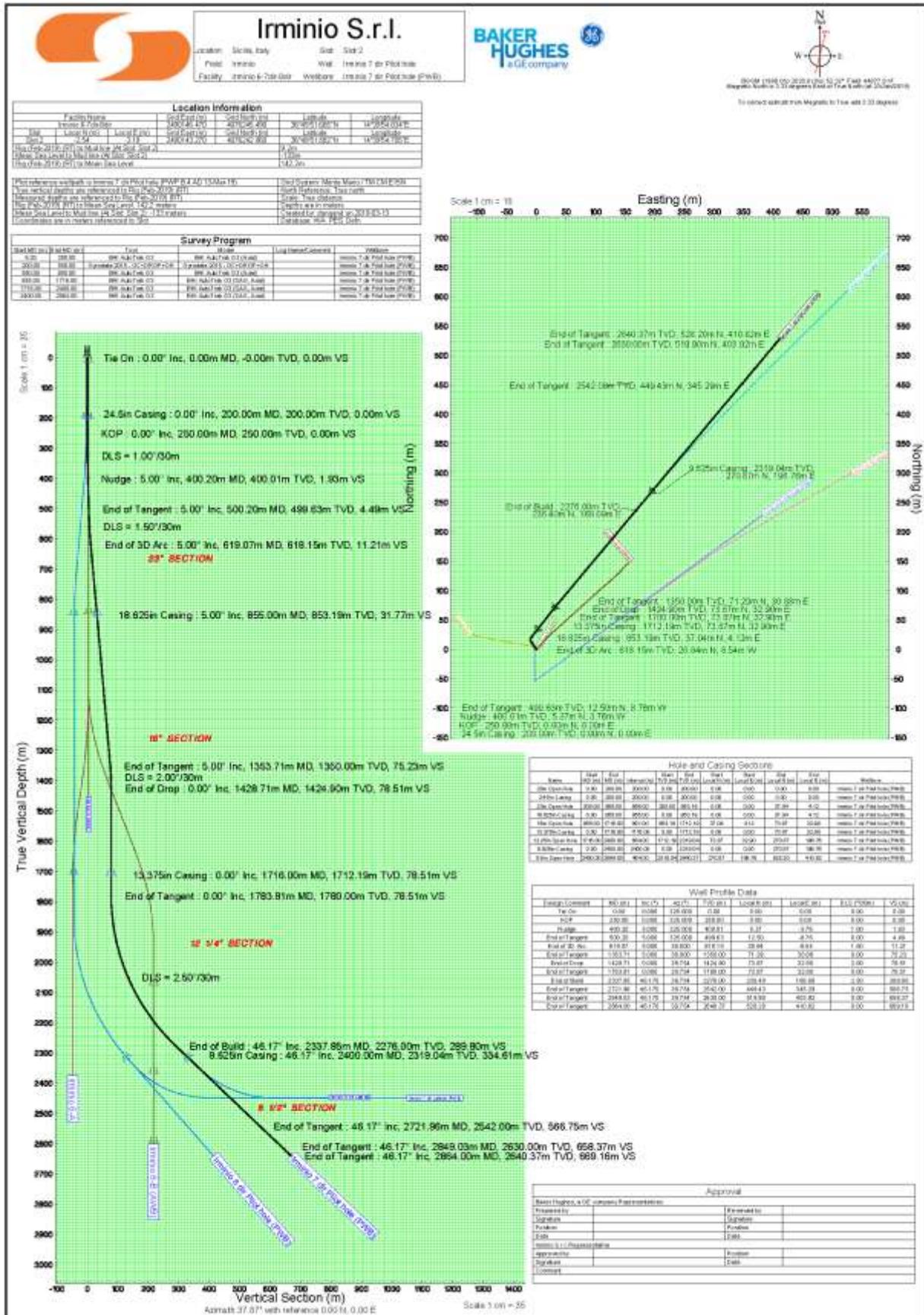
Per rispettare le procedure di “anticollision” il pozzo sarà direzionato leggermente (“nudging”) per allontanarsi dal pozzo Irminio 6. Partendo da 250 m, con DLS di 1°/30m, si raggiungerà un angolo di circa 5° in direzione 325° a 400m circa. Da tale quota si procederà mantenendo i 5° con azimuth 325° fino a circa 500m. Sempre con lo scopo di allontanarsi da Irminio 6-6A-6B si modificherà l'azimuth fino a 38° a circa 619m. Si proseguirà con un angolo di 5° ed un azimuth di 38° fino a 1350m TVD dove inizierà il rientro in verticale previsto a circa 1425m TVD. Si proseguirà in verticale fino a circa 1780m TVD.

Il KOP è previsto a circa 1780m TVD, con un DLS di 2.5° si incrementerà l'angolo fino a 46.17° con azimuth 39.754°.

La fine della curva si prevede a 2276m TVD (2337.85 m MD). Una volta raggiunta l'inclinazione finale si proseguirà con angolo costante fino alla TD prevista a 2640.37 m TVD (2864m MD).

Una volta raggiunta la TD, e determinato lo spessore e le quote di top e bottom del membro Mila, il foro verrà tappato, con tappi di cemento, fino alla scarpa da 9 5/8”. Si perforerà quindi un nuovo foro da 8 1/2” con KOP a 2410m circa, lungo circa 750m, con un tratto orizzontale di circa 450m di lunghezza con un azimuth di circa 45° (Irminio 7dir/7dir-OR), nella porzione con le migliori caratteristiche petrofisiche.

Di seguito il profilo previsto per il Pilot Hole e per il Dreno (Lateral).



Sezione 4 – Programma di Perforazione e Completamento

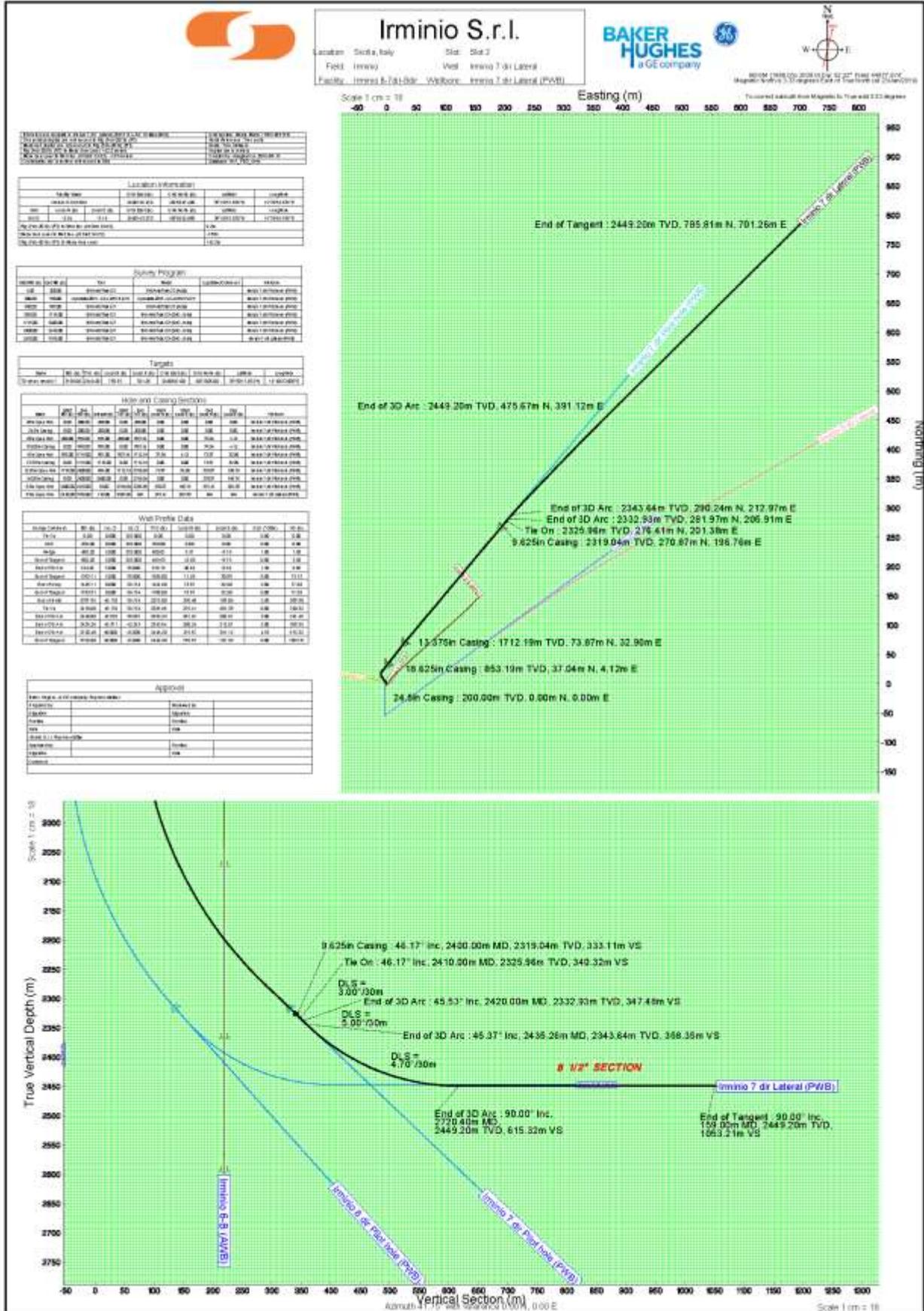


PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE
POZZO: IRMINIO 7dir / 7 Dir OR

PAG 111 DI 120

AGGIORNAMENTI:

0



Sezione 4 – Programma di Perforazione e Completamento



Planned Wellpath Report
 Irminio 7 dir Pilot hole (PWP B.4 AD 13-Mar-19)
 Page 1 of 3



REFERENCE WELLPATH IDENTIFICATION			
Operator	Irminio S.r.l.	Slot	Slot 2
Area	Sicilia, Italy	Well	Irminio 7 dir Pilot hole
Field	Irminio	Wellbore	Irminio 7 dir Pilot hole (PWB)
Facility	Irminio 6-7dir-8dir		

REPORT SETUP INFORMATION			
Projection System	Monte Mario / TM CM E15N	Software System	WellArchitect® 8.1
North Reference	True	User	Dangand
Scale	0.999611	Report Generated	13/Mar/2019 at 12:30
Convergence at slot	0.26° West	Database	WA_PES_Defn

WELLPATH LOCATION	Local coordinates		Grid coordinates		Geographic coordinates	
	North[m]	East[m]	Easting[m]	Northing[m]	Latitude	Longitude
Slot Location	-2.54	-3.19	2490143.27	4076242.96	36°49'51.582"N	14°39'54.705"E
Facility Reference Pt			2490146.47	4076245.49	36°49'51.955"N	14°39'54.834"E
Field Reference Pt			2489373.41	4075369.58	36°49'23.930"N	14°39'23.750"E

WELLPATH DATUM			
Calculation method	Minimum curvature	Rig (Feb-2019) (RT) to Facility Vertical Datum	0.00m
Horizontal Reference Pt	Slot	Rig (Feb-2019) (RT) to Mean Sea Level	142.26m
Vertical Reference Pt	Rig (Feb-2019) (RT)	Rig (Feb-2019) (RT) to Mud Line at Slot (Slot 2)	9.20m
MD Reference Pt	Rig (Feb-2019) (RT)	Section Origin	N 0.00, E 0.00 m
Field Vertical Reference	Mean Sea Level	Section Azimuth	37.87°

WELLPATH DATA (12 stations)														
MD [m]	Inclination [°]	Azimuth [°]	TVD [m]	TVSS [m]	Vert Sect [m]	North [m]	East [m]	Grid East [m]	Grid North [m]	Latitude	Longitude	DLS [°]	Toothface [m]	Comments
0.00	0.000	325.000	0.00	-142.20	0.00	0.00	0.00	2490143.27	4076242.96	36°49'51.582"N	14°39'54.705"E	0.00	0.00	See On
200.00	0.000	325.000	200.00	107.80	0.00	0.00	0.00	2490143.27	4076242.96	36°49'51.582"N	14°39'54.705"E	0.00	-35.00	KOP
400.70	5.000	325.000	400.01	257.81	1.93	5.37	-3.76	2490139.53	4076248.34	36°49'51.796"N	14°39'54.954"E	1.00	0.00	Judge
500.20	5.000	325.000	496.63	357.43	4.49	12.90	-6.76	2490134.56	4076255.49	36°49'51.888"N	14°39'54.953"E	0.00	126.40	End of Tangent
619.07	5.000	38.000	618.15	475.98	11.21	20.84	-8.54	2490134.81	4076263.82	36°49'52.258"N	14°39'54.961"E	7.50	0.00	End of 3D Arc
1303.71	5.000	38.000	1300.00	1207.80	75.23	71.29	30.86	2490174.39	4076314.12	36°49'53.895"N	14°39'55.951"E	0.00	180.00	End of Tangent
1426.71	0.000	39.754	1424.90	1292.70	78.51	73.87	32.80	2490176.41	4076316.66	36°49'53.978"N	14°39'56.033"E	3.00	0.00	End of Drop
1783.81	0.000	39.754	1780.00	1637.80	78.51	73.87	32.80	2490176.41	4076316.66	36°49'53.978"N	14°39'56.033"E	0.00	39.75	End of Tangent
2337.85	46.170	39.754	2276.00	2133.80	289.80	236.40	168.09	2490312.12	4076478.66	36°49'56.251"N	14°40'01.486"E	2.50	0.00	End of Build
2721.96	46.170	39.754	2542.00	2399.80	586.75	449.43	345.29	2490490.00	4076691.00	36°50'06.181"N	14°40'08.640"E	0.00	0.00	End of Tangent
2949.03	46.170	39.754	2830.00	2487.80	658.37	519.90	403.93	2490548.85	4076781.24	36°50'06.447"N	14°40'11.005"E	0.00	0.00	End of Tangent
2964.00	46.170	39.754	2940.37	2496.17	669.16	526.20	410.82	2490555.79	4076789.52	36°50'06.716"N	14°40'11.264"E	0.00	0.00	End of Tangent

HOLE & CASING SECTIONS - Ref Wellbore: Irminio 7 dir Pilot hole (PWB) Ref Wellpath: Irminio 7 dir Pilot hole (PWP B.4 AD 13-Mar-19)										
String/Diameter	Start MD [m]	End MD [m]	Interval [m]	Start TVD [m]	End TVD [m]	Start N/S [m]	Start E/W [m]	End N/S [m]	End E/W [m]	
05in Open Hole	0.00	200.00	200.00	0.00	200.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
24.5in Casing	0.00	200.00	200.00	0.00	200.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
23in Open Hole	200.00	855.00	655.00	200.00	853.19	0.00	0.00	37.64	4.12	4.12
18.825in Casing	0.00	855.00	855.00	0.00	853.19	0.00	0.00	37.64	4.12	4.12
16in Open Hole	855.00	1716.00	861.00	853.19	1712.19	0.00	0.00	73.87	32.90	32.90
13.375in Casing	0.00	1716.00	1716.00	0.00	1712.19	0.00	0.00	73.87	32.90	32.90
12.25in Open Hole	1716.00	2400.00	684.00	1712.19	2319.04	73.87	32.90	270.87	196.76	196.76
9.625in Casing	0.00	2400.00	2400.00	0.00	2319.04	0.00	0.00	270.87	196.76	196.76
8.5in Open Hole	2400.00	2864.00	464.00	2319.04	2540.37	270.87	196.76	526.20	410.82	410.82

TARGETS									
Name	MD [m]	TVD [m]	North [m]	East [m]	Grid East [m]	Grid North [m]	Latitude	Longitude	Shape
1) TD Pilot hole	2721.96	2542.00	449.43	345.29	2490490.00	4076691.00	36°50'06.181"N	14°40'08.640"E	point

SURVEY PROGRAM - Ref Wellbore: Irminio 7 dir Pilot hole (PWB) Ref Wellpath: Irminio 7 dir Pilot hole (PWP B.4 AD 13-Mar-19)					
Start MD [m]	End MD [m]	Positional Uncertainty Model	Log Name/Comment	Wellbore	
0.20	200.00	BHI AutoTrak G3 (Axial)		Irminio 7 dir Pilot hole (PWB)	
200.00	850.00	Gyrodatta 2015 - GC+DROF+OH		Irminio 7 dir Pilot hole (PWB)	
550.00	855.00	BHI AutoTrak G3 (Axial)		Irminio 7 dir Pilot hole (PWB)	
855.00	1716.00	BHI AutoTrak G3 (SAG, Axial)		Irminio 7 dir Pilot hole (PWB)	
1716.00	2400.00	BHI AutoTrak G3 (SAG, Axial)		Irminio 7 dir Pilot hole (PWB)	
2400.00	2864.00	BHI AutoTrak G3 (SAG, Axial)		Irminio 7 dir Pilot hole (PWB)	



Planned Wellpath Report
 Irminio 7 dir Lateral (PWP B.4 AD 13-Mar-2019)
 Page 1 of 3



REFERENCE WELLPATH IDENTIFICATION			
Operator	Irminio S.r.l.	Slot	Slot 2
Area	Sicilia, Italy	Well	Irminio 7 dir Lateral
Field	Irminio	Wellbore	Irminio 7 dir Lateral (PWB)
Facility	Irminio 6-7dir-8dir	Side-track from	Irminio 7 dir Pilot hole (PWP B.4 AD 13-Mar-19) at 2410.00 MD

REPORT SETUP INFORMATION			
Projection System	Monte Mario / TM CM E15N	Software System	WellArchitect® 5.1
North Reference	True	User	Dangand
Scale	0.999611	Report Generated	13/Mar/2019 at 12:32
Convergence at slot	0.20° West	Database	WA_PES_Defn

	Local coordinates		Grid coordinates		Geographic coordinates	
	North[m]	East[m]	Easting[m]	Northing[m]	Latitude	Longitude
Slot Location	-2.54	-3.19	2490143.27	4076242.90	36°49'51.582"N	14°39'54.705"E
Facility Reference Pt			2490146.47	4076245.49	36°49'51.665"N	14°39'54.834"E
Field Reference Pt			2486373.41	4075360.58	36°49'23.930"N	14°39'23.750"E

WELLPATH DATUM			
Calculation method	Minimum curvature	Rig (Feb-2019) (RT) to Facility Vertical Datum	0.00m
Horizontal Reference Pt	Slot	Rig (Feb-2019) (RT) to Mean Sea Level	142.20m
Vertical Reference Pt	Rig (Feb-2019) (RT)	Rig (Feb-2019) (RT) to Mud Line at Slot (Slot 2)	9.20m
MD Reference Pt	Rig (Feb-2019) (RT)	Section Origin	N 0.00, E 0.00 m
Field Vertical Reference	Mean Sea Level	Section Azimuth	41.78°

WELLPATH DATA (5 stations)														
MD [m]	Inclination [°]	Azimuth [°]	TVD [m]	TVDSS [m]	Vert Sect [m]	North [m]	East [m]	Grid East [m]	Grid North [m]	Latitude	Longitude	CLS [°/30m]	Tooface [°]	Comments
2410.00	46.170	30.754	2325.96	2183.78	340.32	278.41	201.38	2490345.53	4076518.95	36°50'00.549"N	14°40'02.832"E	0.00	-130.00	tie On
2420.00	45.533	38.881	2332.03	2190.73	347.48	281.97	205.91	2490350.06	4076524.10	36°50'00.729"N	14°40'03.015"E	3.00	94.87	End of 30 Arc
2435.28	45.371	42.243	2343.64	2201.44	358.35	290.24	212.97	2490357.17	4076532.34	36°50'00.997"N	14°40'03.299"E	5.00	3.92	End of 30 Arc
2720.40	90.000	45.000	2449.20	2307.00	615.32	475.67	391.12	2490535.90	4076717.07	36°50'07.012"N	14°40'10.489"E	4.70	0.00	End of 30 Arc
3159.00	90.000	45.000	3440.20	2307.00	1053.21	785.81	701.26	2490647.00	4077026.00	36°50'17.072"N	14°40'23.006"E	0.00		End of Tangent

HOLE & CASING SECTIONS - Ref Wellbore: Irminio 7 dir Lateral (PWB) Ref Wellpath: Irminio 7 dir Lateral (PWP B.4 AD 13-Mar-2019)										
String/Diameter	Start MD [m]	End MD [m]	Interval [m]	Start TVD [m]	End TVD [m]	Start N/S [m]	Start E/W [m]	End N/S [m]	End E/W [m]	
28in Open Hole	0.00	200.00	200.00	0.00	200.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
24 5/8in Casing	0.00	200.00	200.00	0.00	200.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
23in Open Hole	200.00	855.00	655.00	200.00	853.19	0.00	0.00	37.04	4.12	
18 62/64in Casing	0.00	855.00	855.00	0.00	853.19	0.00	0.00	37.04	4.12	
16in Open Hole	855.00	1716.00	861.00	853.19	1712.19	37.04	4.12	73.87	32.90	
13 3/8in Casing	0.00	1716.00	1716.00	0.00	1712.19	0.00	0.00	73.87	32.90	
12 25/32in Open Hole	1716.00	2400.00	684.00	1712.19	2319.04	73.87	32.90	270.87	196.76	
9 62/64in Casing	0.00	2400.00	2400.00	0.00	2319.04	0.00	0.00	270.87	196.76	
8 5/8in Open Hole	2400.00	2410.00	10.00	2319.04	2325.96	270.87	196.76	276.41	201.38	
8 5/8in Open Hole	2410.00	3159.00	749.00	2325.96	N/A	276.41	201.38	N/A	N/A	

TARGETS									
Name	MD [m]	TVD [m]	North [m]	East [m]	Grid East [m]	Grid North [m]	Latitude	Longitude	Shape
1) TD dreno Irminio 7	3159.00	2449.20	785.81	701.26	2490647.00	4077026.00	36°50'17.072"N	14°40'23.006"E	point

SURVEY PROGRAM - Ref Wellbore: Irminio 7 dir Lateral (PWB) Ref Wellpath: Irminio 7 dir Lateral (PWP B.4 AD 13-Mar-2019)						
Start MD [m]	End MD [m]	Positional Uncertainty Model	Log Name/Comment		Wellbore	
0.20	200.00	BHI AutoTrak G3 (Axial)			Irminio 7 dir Pilot hole (PWB)	
200.00	550.00	Gyrodata 2015 - GC+DROP+GH			Irminio 7 dir Pilot hole (PWB)	
550.00	855.00	BHI AutoTrak G3 (Axial)			Irminio 7 dir Pilot hole (PWB)	
855.00	1716.00	BHI AutoTrak G3 (SAG, Axial)			Irminio 7 dir Pilot hole (PWB)	
1716.00	2400.00	BHI AutoTrak G3 (SAG, Axial)			Irminio 7 dir Pilot hole (PWB)	
2400.00	2410.00	BHI AutoTrak G3 (SAG, Axial)			Irminio 7 dir Pilot hole (PWB)	
2410.00	3159.00	BHI AutoTrak G3 (SAG, Axial)			Irminio 7 dir Lateral (PWB)	

 <small>IRMINIO S.r.l.</small>	PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: IRMINIO 7dir / 7 Dir OR	PAG 114 DI 120			
		AGGIORNAMENTI:			
		0			

4.2.15. ANALISI ANTICOLLISION

L'analisi anticollision è stata eseguita sia con il pozzo Irminio 6 (fori 6 -6A-6B), perforato come primo pozzo del cluster, che con il progetto Irminio 8 dir che verrà perforato successivamente.

Non si prevedono problemi con gli altri pozzi perforati nell'area (Irminio 3 - 4 e 5 e relativi dreni). La distanza da questi fori è superiore a 800 metri (Separation Factor >40)



Anticollision Irminio 7 dir e 7 dir- OR Vs. pozzi del cluster (Irminio 6-6A-6B - Irminio 8 dir).



Clearance Report
Irminio 7 dir Pilot hole (PWP B.4 AD 13-Mar-19)
Closest Approach
Page 1 of 39



REFERENCE WELLPATH IDENTIFICATION			
Operator	Irminio S.r.l.	Slot	Slot 2
Area	Sicilia, Italy	Well	Irminio 7 dir Pilot hole
Field	Irminio	Wellbore	Irminio 7 dir Pilot hole (PWB)
Facility	Irminio 6-7dir-8dir		

REPORT SETUP INFORMATION			
Projection System	Monte Mario / TM CM E15N	Software System	WellArchitect® 5.1
North Reference	True	User	Dangand
Scale	0.999611	Report Generated	13/Mar/2019 at 12:14
Convergence at slot	0.20° West	Database	WA_PES_Defn

	Local coordinates		Grid coordinates		Geographic coordinates	
	North[m]	East[m]	Easting[m]	Northing[m]	Latitude	Longitude
Slot Location	-2.54	-3.19	2490143.27	4076242.96	36°49'51.562"N	14°39'54.705"E
Facility Reference Pt			2490146.47	4076246.49	36°49'51.665"N	14°39'54.834"E
Field Reference Pt			2489373.41	4075393.58	36°49'23.930"N	14°39'23.750"E

WELLPATH DATUM			
Calculation method	Minimum Curvature	Rig (Feb-2019) (RT) to Facility Vertical Datum	0.00m
Horizontal Reference Pt	Slot	Rig (Feb-2019) (RT) to Mean Sea Level	142.20m
Vertical Reference Pt	Rig (Feb-2019) (RT)	Rig (Feb-2019) (RT) to Mud Line at Slot (Slot 2)	9.20m
MD Reference Pt	Rig (Feb-2019) (RT)		
Field Vertical Reference	Mean Sea Level		

POSITIONAL UNCERTAINTY CALCULATION SETTINGS					
Ellipse Confidence Limit	0.00 Std Dev	Ellipse Start MD	0.20m	Surface Position Uncertainty	Included
Declination	0.33° East of TN	Dip Angle	62.32°	Mag Field Strength	44878 nT
Slot Surface Uncertainty @1SD		Horizontal	0.050m	Vertical	0.050m
Facility Surface Uncertainty @1SD		Horizontal	0.500m	Vertical	0.200m

Positional Uncertainty values in the WELLPATH DATA table are the projection of the ellipsoid of uncertainty onto the vertical and horizontal planes

ANTI-COLLISION RULE			
Rule Name	Baker Hughes Stop Drilling (offset is HSE risk)	Rule Based On	Ratio
Plane of Rule	Closest Approach	Threshold Value	1.00
Include Casing & Hole Size	yes	Apply Cone of Safety	no

HOLE & CASING SECTIONS - Ref Wellbore: Irminio 7 dir Pilot hole (PWB) Ref Wellpath: Irminio 7 dir Pilot hole (PWP B.4 AD 13-Mar-19)									
String/Diameter	Start MD [m]	End MD [m]	Interval [m]	Start TVD [m]	End TVD [m]	Start N/S [m]	Start E/W [m]	End N/S [m]	End E/W [m]
28in Open Hole	0.00	200.00	200.00	0.00	200.00	0.00	0.00	0.00	0.00
24.5in Casing	0.00	200.00	200.00	0.00	200.00	0.00	0.00	0.00	0.00
23in Open Hole	200.00	855.00	655.00	200.00	853.19	0.00	0.00	37.04	4.12
18.825in Casing	0.00	855.00	855.00	0.00	853.19	0.00	0.00	37.04	4.12
16in Open Hole	855.00	1716.00	861.00	853.19	1712.19	37.04	4.12	73.87	32.90
13.375in Casing	0.00	1716.00	1716.00	0.00	1712.19	0.00	0.00	73.87	32.90
12.25in Open Hole	1716.00	2400.00	684.00	1712.19	2319.04	73.87	32.90	270.87	196.76
9.625in Casing	0.00	2400.00	2400.00	0.00	2319.04	0.00	0.00	270.87	196.76
8.5in Open Hole	2400.00	2864.00	464.00	2319.04	2840.37	270.87	196.76	526.20	410.62

SURVEY PROGRAM - Ref Wellbore: Irminio 7 dir Pilot hole (PWB) Ref Wellpath: Irminio 7 dir Pilot hole (PWP B.4 AD 13-Mar-19)				
Start MD [m]	End MD [m]	Positional Uncertainty Model	Log Name/Comment	Wellbore
0.20	200.00	BHI AutoTrak G3 (Axial)		Irminio 7 dir Pilot hole (PWB)
200.00	550.00	Gyrodatta 2015 - GC+DROP+CH		Irminio 7 dir Pilot hole (PWB)
550.00	855.00	BHI AutoTrak G3 (Axial)		Irminio 7 dir Pilot hole (PWB)
855.00	1716.00	BHI AutoTrak G3 (SAG, Axial)		Irminio 7 dir Pilot hole (PWB)
1716.00	2400.00	BHI AutoTrak G3 (SAG, Axial)		Irminio 7 dir Pilot hole (PWB)
2400.00	2864.00	BHI AutoTrak G3 (SAG, Axial)		Irminio 7 dir Pilot hole (PWB)

CALCULATION RANGE & CUTOFF		
From: 0.00m MD	To: 2864.00m MD	C-C Cutoff: (none)

OFFSET WELL CLEARANCE SUMMARY (4 Offset Wellpaths selected) Ratios are calculated in Closest Approach plane											
Offset Facility	Offset Slot	Offset Well	Offset Wellbore	Offset Wellpath	C-C Clearance Distance			ACR Separation Ratio			
					Ref MD [m]	Min C-C Clear Dist [m]	Diverging from MD [m]	Ref MD of Min Ratio [m]	Min Ratio	Min Ratio Dvrg from [m]	ACR Status
Irminio 6-7dir-8dir	Slot 2	Irminio 7 dir Lateral	Irminio 7 dir Lateral (PWB)	Irminio 7 dir Lateral (PWP B.4 AD 13-Mar-19)	2400.00	5.18	2400.00	2400.00	0.15	2400.00	FAIL
Irminio 6-7dir-8dir	Slot 3	Irminio 8 dir Lateral	Irminio 8 dir Lateral (PWB)	Irminio 8 dir Lateral (PWP B.4 AD 13-Mar-19)	0.00	3.91	3480.00	200.00	1.78	2580.00	PASS
Irminio 6-7dir-8dir	Slot 3	Irminio 8 dir Pilot hole	Irminio 8 dir Pilot hole (PWB)	Irminio 8 dir Pilot hole (PWP B.4 AD 13-Mar-19)	0.00	3.51	1781.81	200.00	1.78	2750.00	PASS
Irminio 6-7dir-8dir	Slot 1	Irminio 6 (AWP)	Irminio 6 (AWP)	Irminio 6 (AWP)	240.00	3.77	1440.00	305.00	1.79	1470.00	PASS
Irminio 6-7dir-8dir	Slot 1	Irminio 6-A	Irminio 6-A	Irminio 6-A (AWP)	240.00	3.77	240.00	305.00	1.78	2400.00	PASS
Irminio 6-7dir-8dir	Slot 1	Irminio 6-B	Irminio 6-B (AWP)	Irminio 6-B (AWP)	240.00	3.77	2200.00	305.00	1.79	2250.00	PASS



Clearance Report
 Irminio 7 dir Lateral (PWP B.4 AD 13-Mar-2019)
 Closest Approach
 Page 1 of 25



REFERENCE WELLPATH IDENTIFICATION			
Operator	Irminio S.r.l.	Slot	Slot 2
Area	Sicilia, Italy	Well	Irminio 7 dir Lateral
Field	Irminio	Wellbore	Irminio 7 dir Lateral (PWB)
Facility	Irminio 6-7dir-8dir	Side-track from	Irminio 7 dir Pilot hole (PWP B.4 AD 13-Mar-19) at 2410.00 MD

REPORT SETUP INFORMATION			
Projection System	Monte Mario / TM CM E15N	Software System	WellArchitect® 5.1
North Reference	True	User	Dangand
Scale	0.999611	Report Generated	13/Mar/2019 at 12:16
Convergence at slot	0.20° West	Database	WA_PES_Defn

WELLPATH LOCATION						
	Local coordinates		Grid coordinates		Geographic coordinates	
	North[m]	East[m]	Easting[m]	Northing[m]	Latitude	Longitude
Slot Location	-2.54	-3.19	2490143.27	4076242.96	36°49'51.562"N	14°39'54.705"E
Facility Reference Pt			2490146.47	4076246.49	36°49'51.665"N	14°39'54.834"E
Field Reference Pt			2489373.41	4075393.56	36°49'23.930"N	14°39'23.750"E

WELLPATH DATUM			
Calculation method	Minimum Curvature	Rig (Feb-2019) (RT) to Facility Vertical Datum	0.00m
Horizontal Reference Pt	Slot	Rig (Feb-2019) (RT) to Mean Sea Level	142.20m
Vertical Reference Pt	Rig (Feb-2019) (RT)	Rig (Feb-2019) (RT) to Mud Line at Slot (Slot 2)	9.20m
MD Reference Pt	Rig (Feb-2019) (RT)		
Field Vertical Reference	Mean Sea Level		

POSITIONAL UNCERTAINTY CALCULATION SETTINGS					
Ellipse Confidence Limit	0.00 Std Dev	Ellipse Start MD	9.20m	Surface Position Uncertainty	Included
Declination	0.33° East of TN	Dip Angle	92.32°	Mag Field Strength	44878 nT
Slot Surface Uncertainty @1SD		Horizontal	0.050m	Vertical	0.050m
Facility Surface Uncertainty @1SD		Horizontal	0.500m	Vertical	0.200m

Positional Uncertainty values in the WELLPATH DATA table are the projection of the ellipsoid of uncertainty onto the vertical and horizontal planes

ANTI-COLLISION RULE			
Rule Name	Baker Hughes Stop Drilling (offset is HSE risk)	Rule Based On	Ratio
Plane of Rule	Closest Approach	Threshold Value	1.00
Include Casing & Hole Size	yes	Apply Cone of Safety	no

HOLE & CASING SECTIONS - Ref Wellbore: Irminio 7 dir Lateral (PWB) Ref Wellpath: Irminio 7 dir Lateral (PWP B.4 AD 13-Mar-2019)									
String/Diameter	Start MD [m]	End MD [m]	Interval [m]	Start TVD [m]	End TVD [m]	Start N/S [m]	Start E/W [m]	End N/S [m]	End E/W [m]
8 1/2 in Open Hole	2410.00	3159.00	749.00	2325.96	N/A	276.41	201.38	N/A	N/A

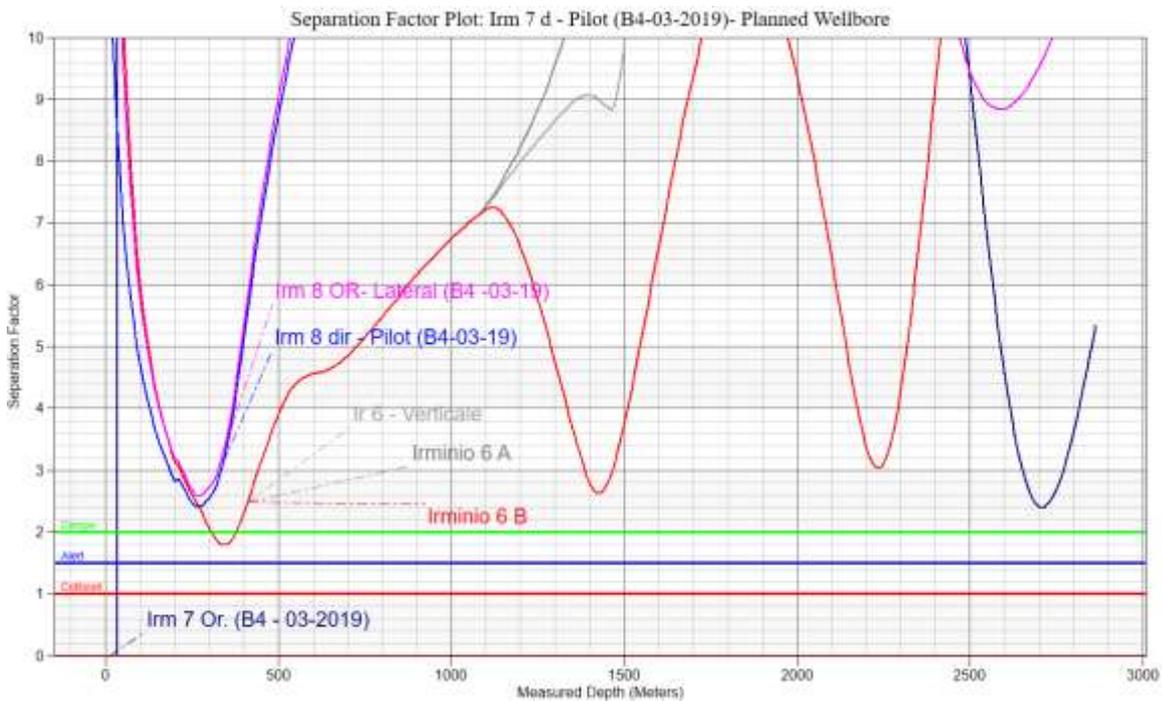
SURVEY PROGRAM - Ref Wellbore: Irminio 7 dir Lateral (PWB) Ref Wellpath: Irminio 7 dir Lateral (PWP B.4 AD 13-Mar-2019)				
Start MD [m]	End MD [m]	Positional Uncertainty Model	Log Name/Comment	Wellbore
9.20	200.00	BHI AutoTrak G3 (Axial)		Irminio 7 dir Pilot hole (PWB)
200.00	550.00	Gyrodatta 2015 - GC+DROP+CH		Irminio 7 dir Pilot hole (PWB)
550.00	655.00	BHI AutoTrak G3 (Axial)		Irminio 7 dir Pilot hole (PWB)
655.00	1716.00	BHI AutoTrak G3 (SAG, Axial)		Irminio 7 dir Pilot hole (PWB)
1716.00	2400.00	BHI AutoTrak G3 (SAG, Axial)		Irminio 7 dir Pilot hole (PWB)
2400.00	2410.00	BHI AutoTrak G3 (SAG, Axial)		Irminio 7 dir Pilot hole (PWB)
2410.00	3159.00	BHI AutoTrak G3 (SAG, Axial)		Irminio 7 dir Lateral (PWB)

CALCULATION RANGE & CUTOFF		
From: 0.00m MD	To: 3159.00m MD	C-C Cutoff: (none)

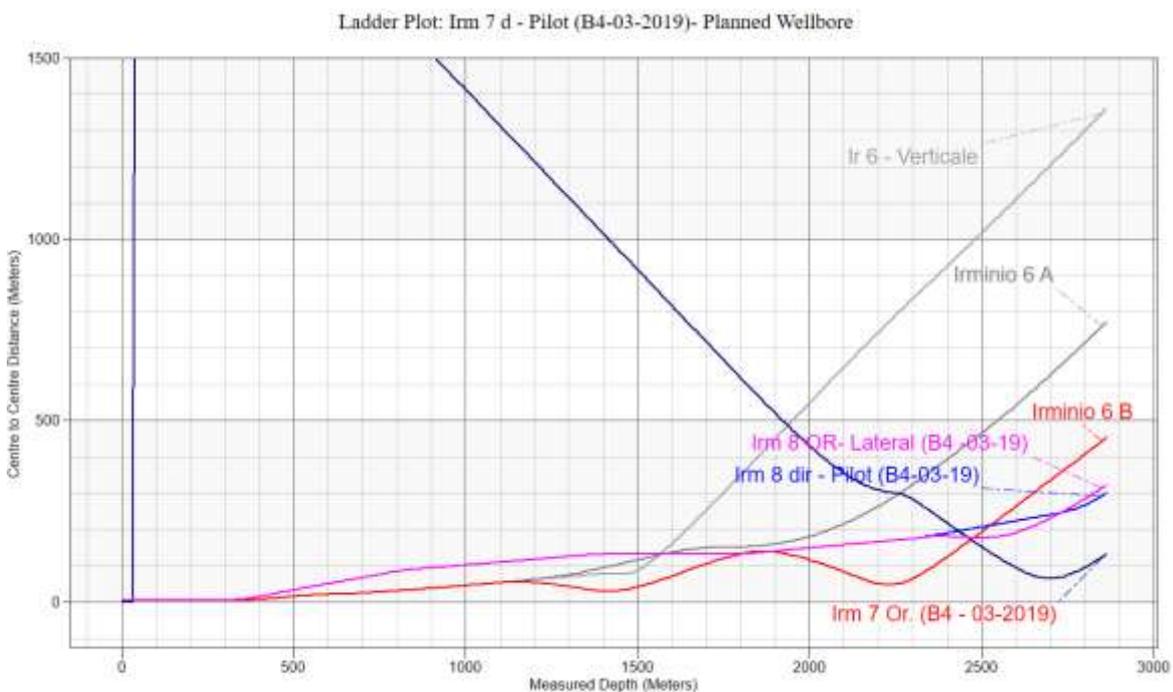
OFFSET WELL CLEARANCE SUMMARY (8 Offset Wellpaths selected) Ratios are calculated in Closest Approach plane											
Offset Facility	Offset Slot	Offset Well	Offset Wellbore	Offset Wellpath	C-C Clearance Distance			ACR Separation Ratio			
					Ref MD [m]	Min C-C Clear Dist [m]	Diverging from MD [m]	Ref MD of Min Ratio [m]	Min Ratio	Min Ratio Durg from [m]	ACR Status
Irminio 6-7dir-8dir	Slot 2	Irminio 7 dir Pilot hole	Irminio 7 dir Pilot hole (PWB)	Irminio 7 dir Pilot hole (PWP B.4 AD 13-Mar-19)	2410.00	0.00	2410.00	2410.00	3.82	2410.00	FAIL
Irminio 6-7dir-8dir	Slot 3	Irminio 8 dir Lateral	Irminio 8 dir Lateral	Irminio 8 dir Lateral (PWP B.4 AD 13-Mar-2019)	2483.00	176.13	2483.00	2016.37	5.32	2016.37	PASS
Irminio 6-7dir-8dir	Slot 1	Irminio 6-B	Irminio 6-B (AWB)	Irminio 6-B (AWP)	2410.00	131.90	2410.00	2410.00	9.47	2410.00	PASS
Irminio 6-7dir-8dir	Slot 3	Irminio 8 dir Pilot hole	Irminio 8 dir Pilot hole (PWB)	Irminio 8 dir Pilot hole (PWP B.4 AD 13-Mar-19)	2410.00	191.86	2410.00	2490.00	10.68	2490.00	PASS
Irminio 6-7dir-8dir	Slot 1	Irminio 6-A	Irminio 6-A	Irminio 6-A (AWP)	2410.00	401.00	2410.00	2410.00	25.34	2410.00	PASS
Irminio 6-7dir-8dir	Slot 1	Irminio 6	Irminio 6 (AWB)	Irminio 6 (AWP)	2410.00	935.28	2410.00	2410.00	103.71	2700.00	PASS



Separation factor Irminio 7d Vs Irminio 6 e 8dir



Distanza dai pozzi Irminio 6 e irminio 8dir





4.2.16. LISTA ACRONIMI / ABBREVIAZIONI

API	American Petroleum Institute
BG	Background gas
BHA	Bottom Hole Assembly
BHP	Bottom Hole Pressure
BHT	Bottom Hole Temperature
BJ	Blast Joint
BO	Back Off
BOP	Blow Out Preventer
BP	Bridge Plug
BPD	Barrel Per Day
BPM	Barrels Per Minute
BPV	Back Pressure Valve
BPVP	Back Pressure Valve Plug
BSW	Base Sediment & Water
CBL	Cement Bond Log
CCL	Casing Collar Locator
CET	Cement Evaluation Tool
CGR	Condensate Gas Ratio
CHP	Casing Head Pressure
CL	Control Line
CMT	Cement
CR	Cement Retainer
CRA	Corrosion Resistant Alloy
CSG	Casing
CT	Coiled Tubing
DC	Drill Collar
DHPTT	Down Hole Pressure and Temperature Transducer
DHSV	Down Hole Safety Valve
DP	Drill Pipe

DST	Drill Stem Test
ECD	Equivalent Circulation Density
ECP	External Casing Packer
EL	Electric Line
EMW	Equivalent Mud Weight
ESD	Emergency Shut-Down System
ESP	Electrical Submersible Pump
ETU	Endless Tubing Unit
EWL	Electric Wire Line
FBHP	Flowing Bottom Hole Pressure
FBHT	Flowing Bottom Hole Temperature
FC	Flow Coupling
FP	Fondo Pozzo
FPP	Fondo Pozzo Precedente
FPI	Free Point Indicator
FTHP	Flowing Tubing Head Pressure
FTHT	Flowing Tubing Head Temperature
GLR	Gas Liquid Ratio
GOC	Gas Oil Contact
GOR	Gas Oil Ratio
GP	Gravel Pack
GPM	Gallon (US) per Minute
GR	Gamma Ray
HP/HT	High Pressure - High Temperature
HW	Heavy Weight
HWDP	Hewi Wall Drill Pipe



IADC	International Drilling Contractor
ICGP	Inside Casing Gravel Packing
ID	Inside Diameter
IP	Internal Pressure
IPR	Inflow Performance Relationship
JAM	Joint Make-up Torque Analyzer
LD	Lay-Down
LN	Landing Nipple
LOT	Leak Off Test
LS	Long String
MAASP	Max Allowable Annular Surface Pressure
M/D	Martin Decker
MD	Measured Depth
MMCF	Million Cubit Feet
MMCFPD	Million Cubit Feet Per Day
MUT	Make Up Torque
MW	Mud Weight
MWD	Measurement While Drilling
NACE	National Association of Corrosion Engineers
NTU	Nephelometric Turbidity Unit
NU	Nipple-Up
OBM	Oil Base Mud
OD	Outside Diameter
OH	Open Hole
OHGP	Open Hole Gravel Packing
OWC	Oil Water Contact
PI	Productivity Index
PKR	Packer
PLT	Production Logging Tool
POOH	Pull Out Of Hole

PPB	Pounds per Barrel
PPG	Pounds per Gallon
ppm	Part Per Million
PTR	Piano Tavola Rotary
PV	Plastic Viscosity
PVT	Pressure Volume Temperature
Q	Flow Rate
RBP	Retrievable Bridge Plug
RD	Rig Down
RFT	Repeat Formation Test
RIH	Run In Hole
RJ	Ring Joint
RPM	Revolutions Per Minute
RPSP	Reduced Pump Strokes Pressure
RT	Running Tool
RT	Rotary Table
RU	Rig Up
S/N	Serial Number
SBHP	Static Bottom Hole Pressure
SBHT	Static Bottom Hole Temperature
SC	String Corta
SCSSV	Surface Controlled Subsurface Safety Valve
SF	Safety Factor
SG	Specific Gravity
SICP	Shut-in Casing Pressure
SIDPP	Shut-in Drill Pipe Pressure
SL	String Lunga
SN	Seating Nipple
SPF	Shots Per Foot
SPM	Stroke per Minute
SPV	Supervisor



SR	Separation Ratio
SRO	Surface Readout
SS	Short String
SSD	Sliding Side Door Valve
SSLV	Sub Surface Lubricator Valve
SSSV	Sub Surface Safety Valve
STD	Stand
STHP	Static Tubing Head Pressure
STHT	Static Tubing Head Temperature
TBG	Tubing
TCP	Tubing Conveyed Perforations
TD	Total Depth
TFA	Total Flow Area
TG	Trip Gas
TH	Tubing Hanger
THP	Tubing Head Pressure
THT	Tubing Head Temperature

TRSV	Tubing Retrievable Safety Valve
TTBP	Through Tubing Bridge Plug
TVD	True Vertical Depth
VDL	Variable Density Log
WBM	Water Base Mud
WC	Water Cut
WH	Well Head
WHP	Well Head Pressure
WHSIP	Well Head Shut-in Pressure
WHT	Well Head Temperature
WL	Wire Line
WL	Water Loss
WO	Workover
WP	Working Pressure
XO	Cross Over
YP	Yield Point