



# **STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE**

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

**PROGRAMMA GEOLOGICO  
E  
DI PERFORAZIONE  
POZZO:**

**Irminio 8 dir / 8 dir-OR**

Concessione "IRMINIO"

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

**Data di emissione: 12/12/2020**

**Revisione: 1**



*Data*


*Doc. N°*

**PROGRAMMA GEOLOGICO  
E  
DI PERFORAZIONE  
POZZO:  
  
IRMINIO 8 dir / 8 dir-OR**

Concessione "IRMINIO"

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

	Data: febbraio 2019	Data: dicembre 2020	Data: dicembre 2020
Programma Geologico di Perforazione e Completamento  Pozzo <b>IRMINIO 8dir/8dir- Or</b>	<i>D. Casciaro</i>	<i>D. Sgaramella</i>	<i>G. Saini</i>
	<i>L. Mattioli</i>	<i>G. Saini</i>	
	<b>Wellynx</b>	<b>Irminio S.r.l.</b>	<b>Irminio S.r.l.</b>
	PREPARATO DA	CONTROLLATO DA	APPROVATO DA

	<b>PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE</b> <b>POZZO: IRMINIO 8 dir / 8 Dir OR</b>	PAG <b>3</b> DI 122			
		AGGIORNAMENTI:			
		<b>0</b>			

## SOMMARIO

<b>SEZIONE 1.</b>	<b>INFORMAZIONI GENERALI .....</b>	<b>5</b>
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
<b>SEZIONE 2.</b>	<b>PROGRAMMA GEOLOGICO.....</b>	<b>24</b>
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 8 DIR/8 DIR-OR.....	38
2.9	ELEMENTI DEL PLAY.....	40
2.10	POZZI DI RIFERIMENTO.....	40
2.11	PREVISIONE LITOSTRATIGRAFICA .....	40
2.12	GRADIENTI DI PRESSIONE E TEMPERATURA .....	42
2.13	MANIFESTAZIONI .....	42
2.14	ASSORBIMENTI – DIFFICOLTA' DI PERFORAZIONE.....	43
<b>SEZIONE 3.</b>	<b>PROGRAMMA DI GEOLOGIA OPERATIVA.....</b>	<b>44</b>
3.1	ASSISTENZA GEOLOGICA ALLA PERFORAZIONE.....	45
3.2	CAROTAGGIO.....	47
3.3	PROGRAMMA DI LOGGING WIRELINE (MISURE MD DA T.R. = 142.2 M.S.L.M.) .....	47
3.4	PROGRAMMA DI MEASUREMENT/LOGGING WHILE DRILLING (MWD/LWD).....	48
<b>SEZIONE 4.</b>	<b>PROGRAMMA DI PERFORAZIONE E COMPLETAMENTO .....</b>	<b>49</b>
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.....	54
4.1.3.	FASE 23" PER CASING 18 5/8" A CIRCA 856 M .....	56
4.1.4.	FASE 16" PER CASING SUPERFICIALE 13 3/8" A CIRCA 1714 M (1711.5 m TVD) .....	59
4.1.5.	FASE 12 1/4" PER CASING 9 5/8" - A ~2368 M MD (2318.6 M TVD) .....	61
4.1.6.	FASE 8 1/2" PILOT HOLE A ~ 2804 m MD (2641.35 m TVD).....	63
4.1.7.	FASE CHIUSURA FORO 8 1/2" IRMINIO 8 Dir.....	65
4.1.8.	FASE 8 1/2" (LATERAL) PER SLOTTED LINER 7" A ~ 3115m MD (2447.2 m TVD).....	66
4.1.9.	COMPLETAMENTO POZZO.....	68
1.	LAVAGGIO CASING E SPIAZZAMENTO BRINE.....	68
2.	PREPARATIVI PER IL COMPLETAMENTO.....	69
3.	DISCESA COMPLETAMENTO .....	69
4.1.10.	SCHEMA DI COMPLETAMENTO PREVISTO.....	70
4.1.11.	PROGRAMMA DI CHIUSURA MINERARIA .....	71



4.2	PROGETTAZIONE DEL POZZO.....	73
4.2.1.	PREVISIONE DEI GRADIENTI DI PRESSIONE E TEMPERATURA .....	73
4.2.2.	MARGIN ANALYSIS REPORT .....	75
4.2.3.	PROBLEMI DI PERFORAZIONE.....	78
4.2.4.	SCELTA PROFONDITA' DI TUBAGGIO .....	80
4.2.5.	CASING DESIGN .....	82
4.2.5.1	PROFILO DI TUBAGGIO .....	82
4.2.5.2	SAFETY FACTORS.....	82
4.2.5.3	CALCOLI CASING DESIGN .....	83
4.2.6.	PROGRAMMA FANGO .....	91
4.2.7.	PROGRAMMA DI CEMENTAZIONE.....	93
4.2.7.1	CP 24 1/2" .....	93
4.2.7.2	CASING SUPERFICIALE 18 5/8" .....	94
4.2.7.3	CASING INTERMEDIO 13 3/8" .....	95
4.2.7.4	CASING DI PRODUZIONE 9 5/8" .....	96
4.2.7.5	Irminio 8 dir / 8 dir-OR - LINER DI PRODUZIONE 7" .....	97
4.2.8.	SCHEMA BOP .....	98
4.2.9.	SCHEMA DI COMPLETAMENTO .....	101
4.2.10.	SCHEMA TESTA POZZO .....	102
4.2.11.	PROGRAMMA IDRAULICO .....	103
4.2.12.	BATTERIE E STABILIZZAZIONE .....	108
4.2.13.	SELEZIONE SCALPELLI.....	109
4.2.14.	PROGRAMMA DI DEVIAZIONE.....	111
4.2.15.	ANALISI ANTICOLLISION.....	116
4.2.16.	LISTA ACRONIMI / ABBREVIAZIONI.....	120



**PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE**


**POZZO: IRMINIO 8 Dir / 8 Dir OR**

PAG **5** DI 122

AGGIORNAMENTI:

**0**

## **SEZIONE 1. INFORMAZIONI GENERALI**

	<b>PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE</b> <b>POZZO: IRMINIO 8 Dir / 8 Dir OR</b>	PAG <b>6</b> DI 122			
		AGGIORNAMENTI:			
		0			


## 1.1 DATI GENERALI DEL POZZO

### 1.1.1. TABELLA DATI GENERALI

VOCE	DESCRIZIONE
<b>ANAGRAFICA</b>	
Nome e sigla del pozzo	Irminio 8 dir / 8 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.
<b>OBIETTIVI</b>	
Linea sismica di riferimento Irminio 8 dir	Inline 1314 (Rilievo 3D Irminio)
Linea sismica di riferimento Irminio 8 dir/ 8 dir-OR	Inline 1364 (Rilievo 3D Irminio)
Obiettivo minerario	Olio (33°API) in calcari formazione Noto
<b>RIFERIMENTI TOPOGRAFICI</b>	
<b>Irminio 8 dir</b>	
Latitudine di Partenza (geografica) N	36° 49' 51.502"
Longitudine di Partenza (geografica) E MM	2° 12' 46.184"
Latitudine di Partenza (metrica) N	4 076 240.49
Longitudine di Partenza (metrica) E	2 490 140.24
Latitudine a TD (geografica) N	36° 49' 58.996"
Longitudine a TD (geografica) E MM	2° 13' 01.720"
Latitudine a TD (metrica) N	4 076 470.08
Longitudine a TD (metrica) E	2 490 525.92
Prof. finale prevista Irm 8 dir - TVD/MD PTR	2641.35 TVD / 2804 MD
<b>Irminio 8 dir / 8 dir-OR</b>	
Profondità KOP - TVD/MD PTR	2325.99 m TVD (2378 m MD)
Latitudine al KOP (geografica) N	36° 49' 53.502"
Longitudine al KOP (geog.) E MM	2° 12' 52.400"
Latitudine al KOP (metrica) N	4 076 301.58
Longitudine al KOP (metrica) E	2 490 294.46
Latitudine a TD (geografica) N	36° 50' 05.330"
Longitudine a TD (geografica) E MM	2° 13' 16.553"
Latitudine a TD (metrica) N	4 076 664.00
Longitudine a TD (metrica) E	2 490 894.00
Prof. finale prevista Irm 8 dir/8 dir OR-TVD/MD PTR	2447.2 TVD / 3115.3 MD



Proiezione	<b>GAUSS-BOAGA</b>
Ellissoide	<b>Hayrford Internazionale 1924</b>
Datum	<b>Roma 40</b>
Semiasse maggiore	<b>6.378.388</b>
Eccentricità al quadrato (1/F)	<b>0.00672267002 (297.00)</b>
Central meridian	<b>15° EST GREENWICH</b>
Falso Est	<b>2520000 m</b>
Falso Nord	<b>0</b>
Scale Factor	<b>0.9996</b>
Declinazione magnetica	<b>Da verificare ad inizio perforazione</b>
Foglio IGM scala 1:100 000	<b>F° 276 Ragusa</b>
Tavoletta scala 1: 25 000	<b>F° 276 III° - NE "Donnalucata"</b>
Ufficio competente	<b>U.R.I.G. Palermo</b>

 IRMINIO S.r.l.	<b>PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE</b> <b>POZZO: IRMINIO 8 Dir / 8 Dir OR</b>	PAG <b>8</b> DI 122			
		AGGIORNAMENTI:			
	0				

### 1.1.2. OBIETTIVO MINERARIO

L'obiettivo del sondaggio Irminio 8 dir/8 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 e a Sud del sondaggio Irminio 7 dir-OR. La distanza tra i fori orizzontali dei sondaggi Irminio 7 dir-OR e Irminio 8 dir-OR, a TD, sarà di circa 290 m.

Il sondaggio Irminio 8 dir si propone di perforare un dreno sub orizzontale della lunghezza di circa 450 m all'interno del membro Mila, a NE del sondaggio Irminio 6 dirB e a Sud del sondaggio Irminio 7 dir-OR, 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 8 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 450 m di lunghezza con un azimuth di circa 60° (**Irminio 8 dir-OR**) nella porzione con le migliori caratteristiche petrofisiche. Il foro orizzontale del sondaggio Irminio 8 dir-OR sarà distante circa 290 m da quello del pozzo Irminio 7 dir-OR

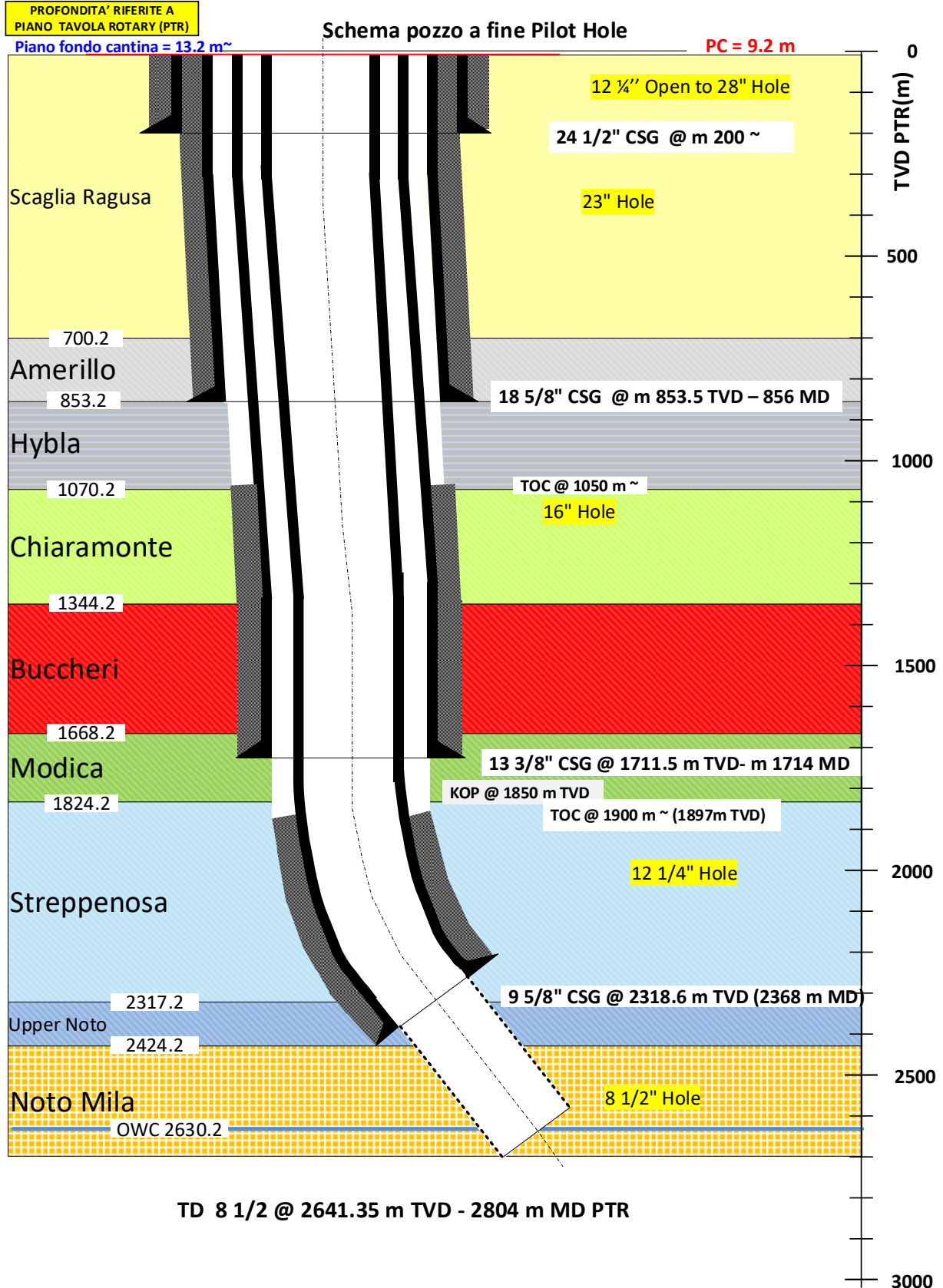
*Per i dettagli si rimanda alla "Sezione 2 – Programma Geologico"*





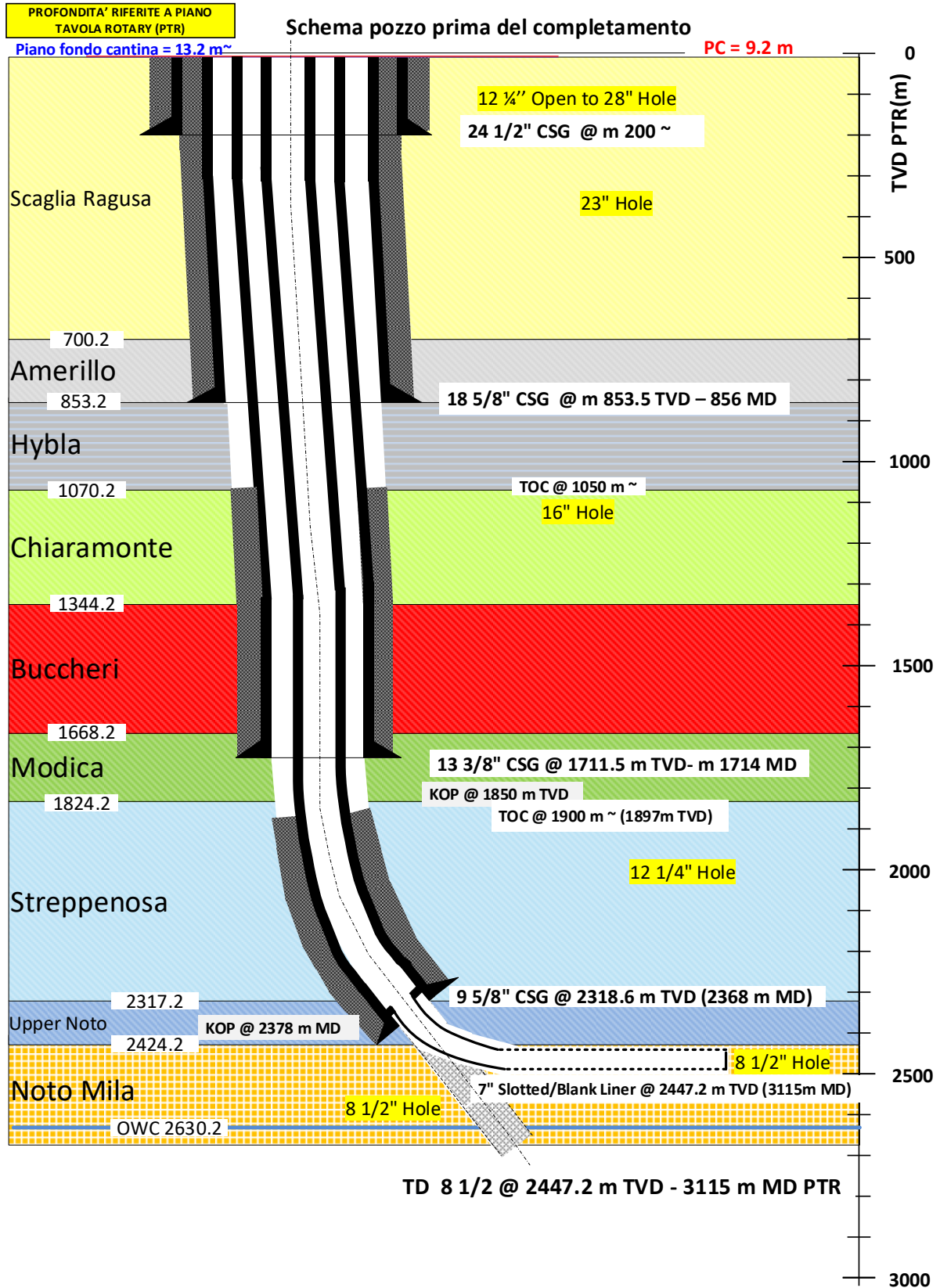
1.1.3. PROFILO POZZO


# Well : Irminio 8 dir





# Well : Irminio 8 dir / 8 dir OR



	<b>PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE</b> <b>POZZO: IRMINIO 8 Dir / 8 Dir OR</b>	PAG <b>11</b> DI 122			
		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 8 dir ed il dreno Irminio 8 dir /8 dir-OR verranno perforati dopo aver avuto le necessarie autorizzazioni.

Il pozzo Irminio 8 dir avrà un profilo "slant" a circa 42.245° con azimuth 53.744°.

Per rispettare le procedure di "anticollision" il pozzo sarà direzionato leggermente ("nudging") per allontanarsi dai pozzi Irminio 6 e 7. Partendo da 250 m, con DLS di 1.2°/30m, si raggiungerà un angolo di circa 6° in direzione 180° a 400m circa. Da tale quota si procederà, mantenendo i 6° con azimuth 180°, fino a circa 780m. Si inizierà il rientro in verticale previsto a circa 852m MD e si proseguirà in verticale fino a circa 1850m TVD.

Il KOP vero e proprio è previsto a circa 1850m TVD, con un DLS di 2.5° si incrementerà l'angolo fino a 42.245° con azimuth 53.744°.

La fine della curva si prevede a 2312.24m TVD (2359.43 m MD). Una volta raggiunta l'inclinazione finale si proseguirà con angolo costante fino alla TD prevista a 2641.35 m TVD (2804m 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 2378m circa, lungo circa 740m, con un tratto orizzontale di circa 450m di lunghezza con azimuth di circa 60.267° (**Irminio 8dir/8dir-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 reali e con il progetto del pozzo Irminio 7dir/7dir-Or perforati precedentemente. Una attenta analisi di anti-collision verrà eseguita durante la perforazione del pozzo, una volta registrato il Gyro su tutto il profilo del pozzo Irminio 7dir/7di-Or.

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

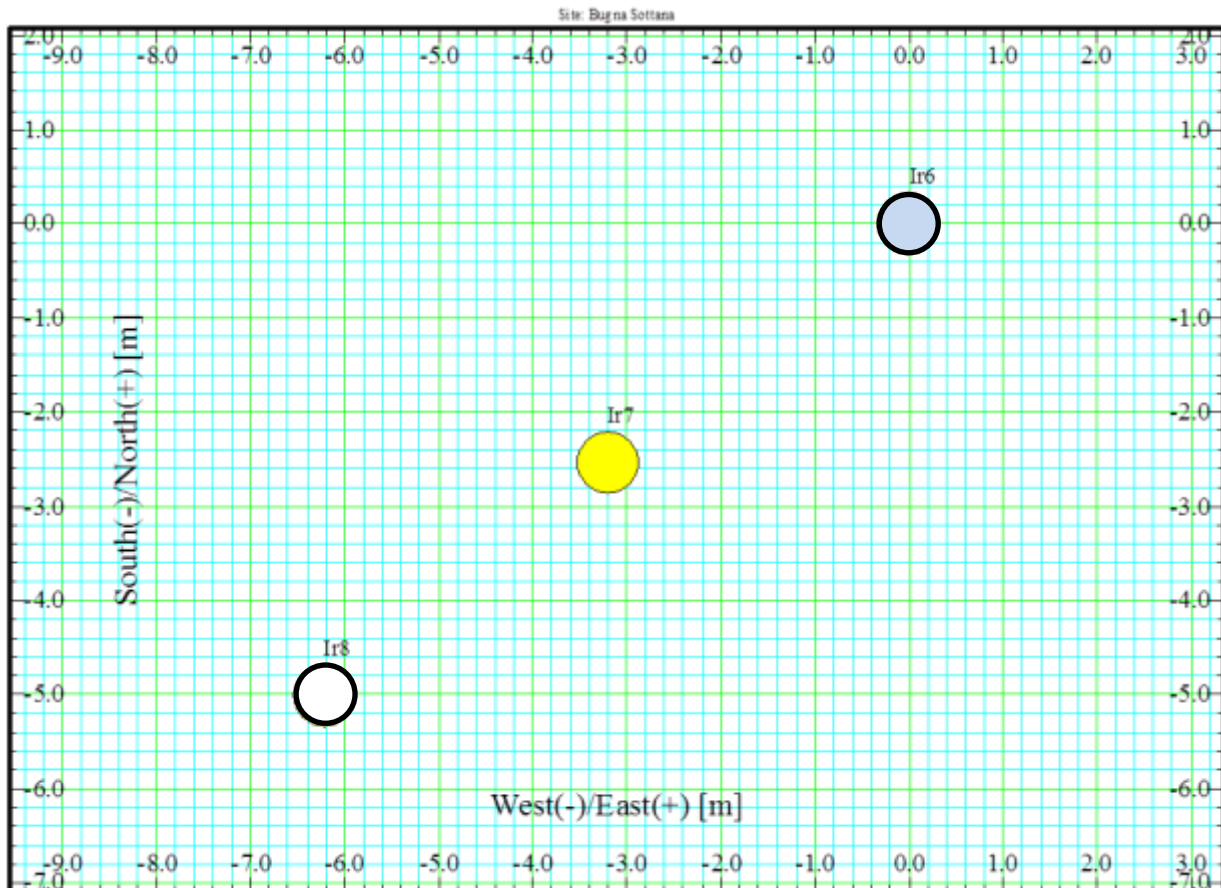


**Dati del Cluster**

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

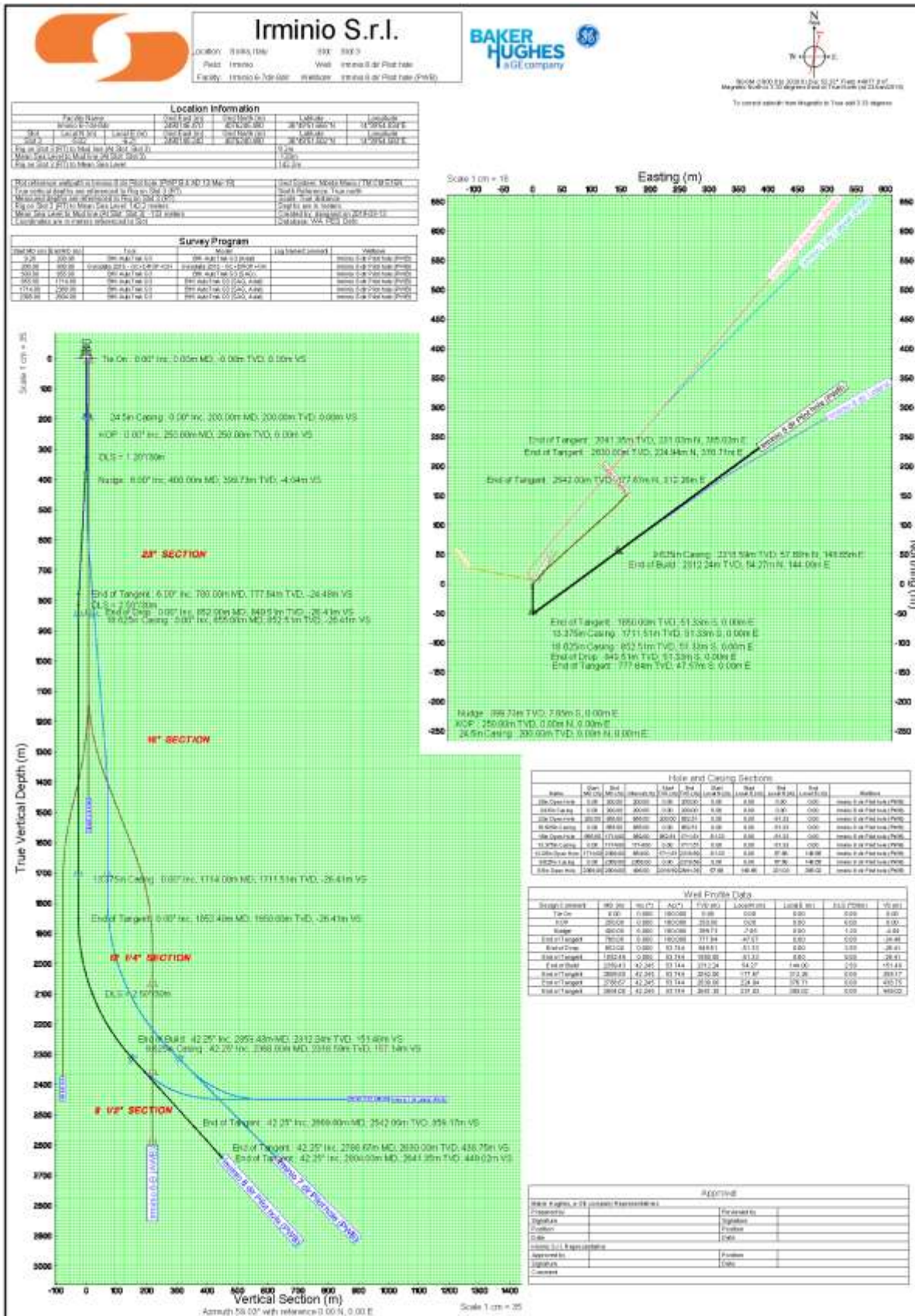
**Coordinate teste pozzo**

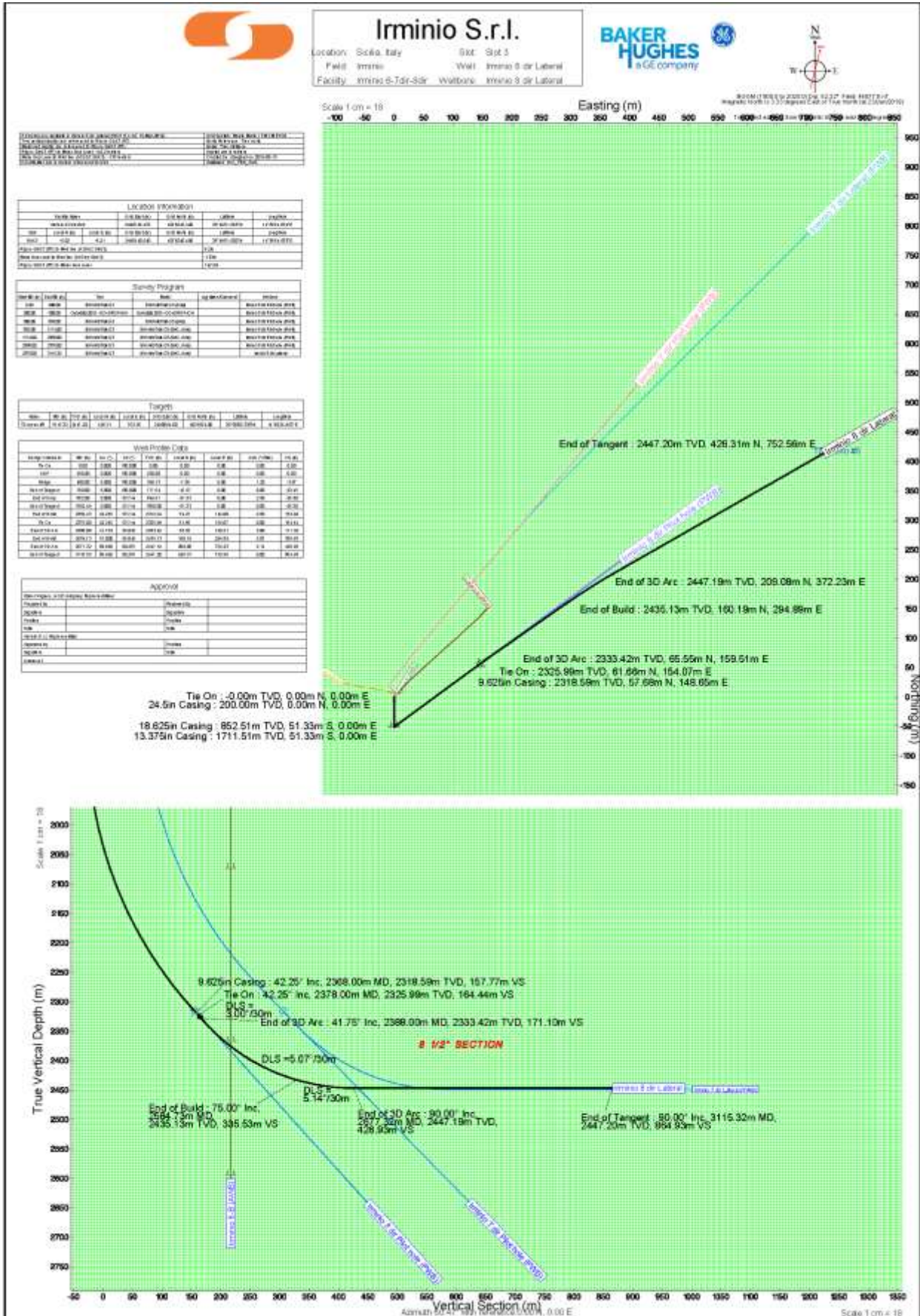
Pozzo	+N/-S	+E/-W	Northing (m)	Easting (m)
Irminio 6 – 6A -6B	0.00	0.00	4076245.49	2490146.47
Irminio 7 dir – 7Or	-2.54	-3.20	4076242.96	2490143.27
Irminio 8 dir – 8Or	-5.02	-6.21	4076240.49	2490140.25





Profilo pozzo:





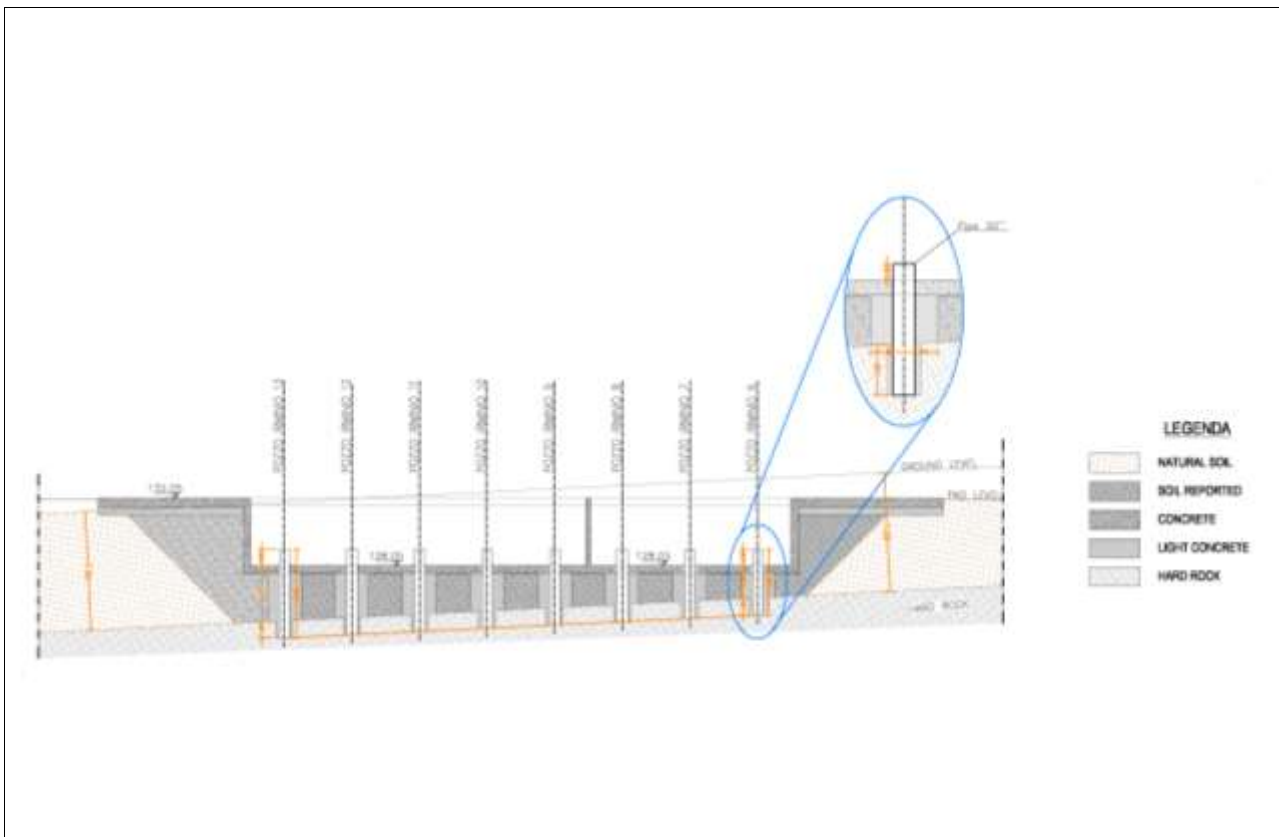
Scale 1 cm = 10'



Vertical Section (m)

Scale 1 cm = 10'

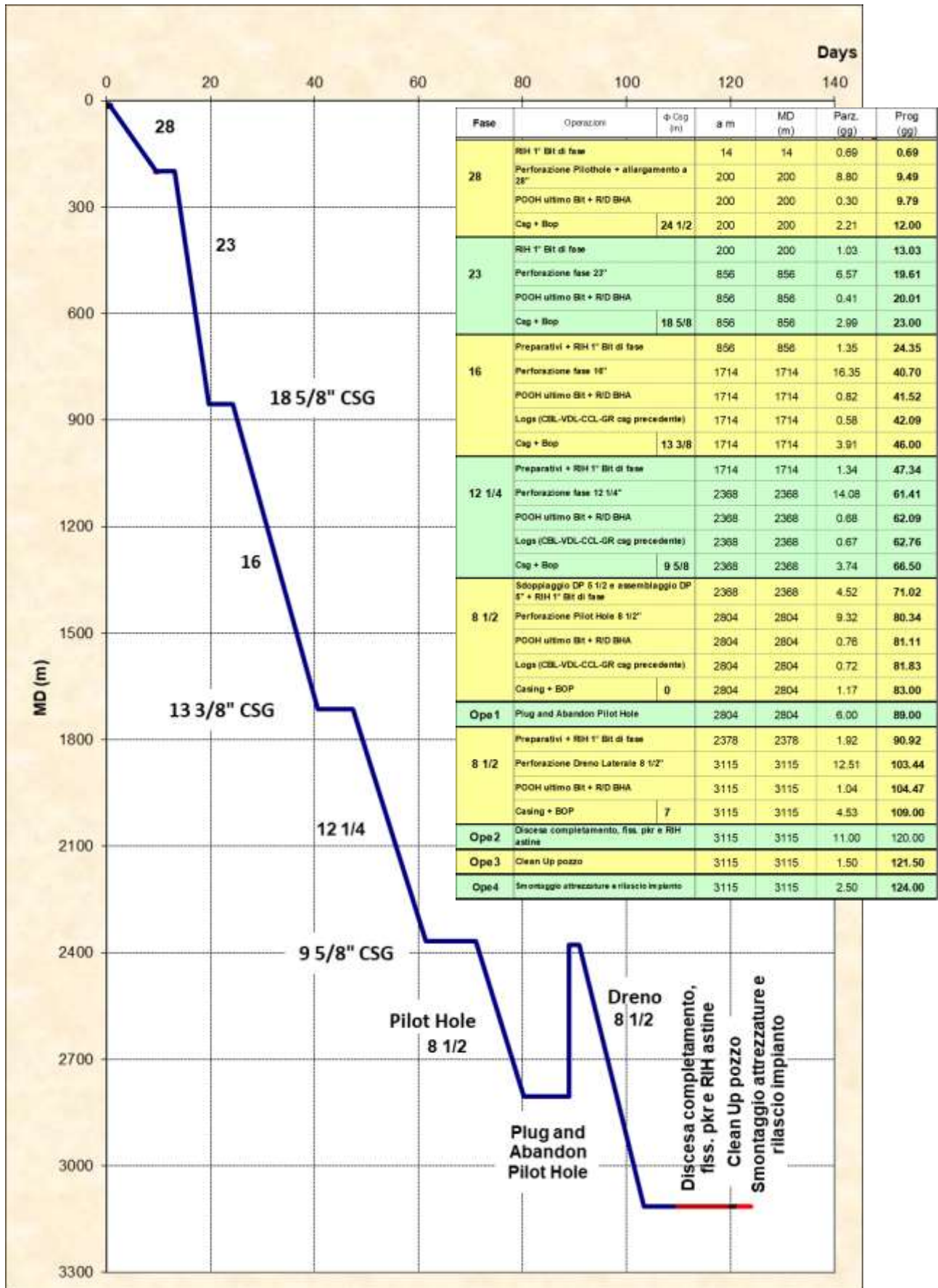
schema cantine



Profondità cantina = 4 m



1.1.5. DIAGRAMMA DI AVANZAMENTO PREVISTO







**PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE**

**POZZO: IRMINIO 8 Dir / 8 Dir OR**


PAG **17** DI 122

AGGIORNAMENTI:

**0**

## 1.2 PREVISIONI E PROGRAMMI (INFORMAZIONI GEOLOGICHE)

Geologia

	<b>PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE</b> <b>POZZO: IRMINIO 8 Dir / 8 Dir OR</b>	PAG <b>18</b> DI 122			
		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.

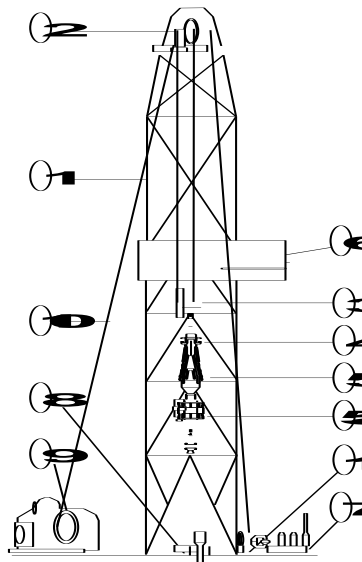


### 1.5 CARATTERISTICHE GENERALI IMPIANTO, BOP STACK E DOTAZIONI DI SICUREZZA

VOCE	DESCRIZIONE
Contrattista	<b>PERGEMINE S.p.A via Cufra 19 – PARMA</b>
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	<b>4800 Hp</b>
	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”	<b>6000 m</b>
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**



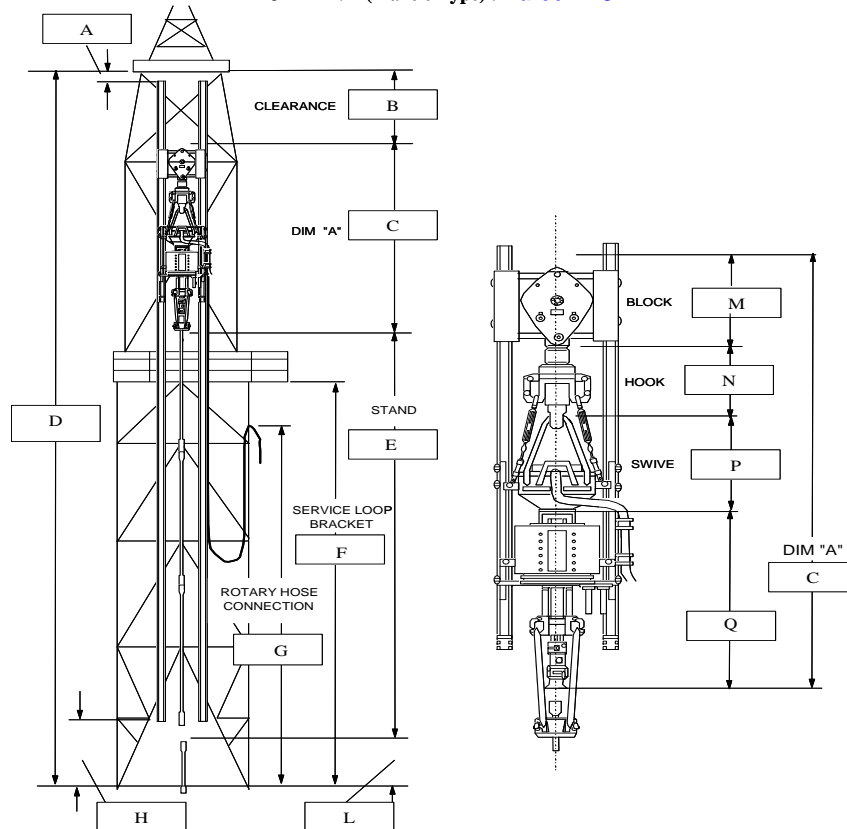
ITEM	DESCRIPTION	STATIC CAPACITY (t)	Remarks
1	MAST Gross nominal capacity	<b>603</b>	
1a	Hook load capacity	<b>454</b>	
1b	With max. number of lines	<b>12</b>	
2	CROWN BLOCK Rated load capacity	<b>580</b>	
3	TRAVELLING BLOCK Rated load capacity	<b>454</b>	Integrale con Gangio
4	HOOK BLOCK Rated load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

	<b>PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE</b> <b>POZZO: IRMINIO 8 Dir / 8 Dir OR</b>	PAG <b>22</b> DI 122			
		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**

<b>GRANDEZZA</b>	<b>UNITA' DI MISURA</b>
PROFONDITA'	m (M)
PRESSIONI	Kg/cm <sup>2</sup> - psi – atm - bar
GRADIENTI DI PRESSIONE	kg/cm <sup>2</sup> /10m
TEMPERATURE	°C
PESI SPECIFICI	kg/l oppure g/l - sg
LUNGHEZZE	m
PESI	tons - lbs
VOLUMI	m <sup>3</sup> (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 <sup>2</sup>
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 8 dir/8 dir-OR**

**Roma, febbraio 2019**

**Rev\_00**



**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.
- 7 Relazione finale perforazione e completamento pozzo Irminio 7 dir/7 dir-OR.
- 8 Rapporto geologico finale pozzo Irminio 7 dir/7 dir-OR.

## 2.1 INTRODUZIONE

Il presente documento descrive le caratteristiche geologiche e le indicazioni operative per il sondaggio Irmínio 8 dir/8 dir-OR, da realizzarsi nell'ambito del programma di sviluppo della Concessione Irmínio.

La concessione Irmínio 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 km<sup>2</sup> 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 Irmínio**

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

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

Il sondaggio Irmínio 8 dir/8 dir-OR, come il pozzo Irmínio 7 dir/7 dir-OR, intende verificare l'estensione verso NE del giacimento Irmínio, scoperto nel 1982 con la perforazione del pozzo Irmínio 1 e ubicato nella porzione settentrionale della concessione. Il sondaggio verrà perforato



**Figura 2 – Titoli minerari nella regione Sicilia**

dalla esistente postazione sonda BugliaSottana (*fig. 3*), nella quale nel 2016 è stato eseguito il sondaggio Irminio 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 Irminio 3, Irminio 4 e Irminio 5.



**Figura 3 – Immagine aerea della postazione Buglia Sottana**

La postazione Buglia Sottana, dalla quale si effettuerà la perforazione del sondaggio Irmino 8 dir/8 dir-OR, si trova sulla sponda destra del fiume Irminio, 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 8dir/8 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 8 dir/8 dir-OR:

<b>Denominazione</b>	<b>Irmínio 8 dir/8 dir-OR</b>
<b>Classificazione</b>	<b>Sviluppo</b>
<b>Obiettivo minerario principale</b>	<b>F.ne Noto – membro Mila (Retico)</b>
<b>Concessione</b>	<b>Irmínio</b>
<b>JV</b>	<b>Irmínio S.r.l. 80% (Op.); JSB Sicilia S.r.l.</b>
<b>Regione</b>	<b>Sicilia</b>
<b>Provincia</b>	<b>Ragusa</b>
<b>Comune</b>	<b>Ragusa</b>
<b>Quota p.c./T.R.</b>	<b>133,00 m / 142.2 m s.l.m.</b>
<b>Coordinate superficie X (IRM 8 dir/8 dir-OR)</b>	<b>2 490 140,240</b>
<b>Coordinate superficie Y (IRM 8 dir/8 dir-OR)</b>	<b>4 076 240,490</b>
<b>Coordinate TD X (foro pilota) (IRM 8 dir)</b>	<b>2 490 525,92</b>
<b>Coordinate TD Y (foro pilota) (IRM 8 dir)</b>	<b>4 076 470,08</b>
<b>Coordinate TD X (foro orizzontale; IRM 8 dir)</b>	<b>2 490 894,00</b>
<b>Coordinate TD Y (foro orizzontale; IRM 8 dir)</b>	<b>4 076 664,00</b>
<b>Linea sismica di riferimento (IRM 8 dir)</b>	<b>Inline 1314 (rilievo 3D Irmínio – fig. X)</b>
<b>Linea sismica di riferimento (IRM 8 dir-OR)</b>	<b>Inline 1364 (rilievo 3D Irmínio – fig. X)</b>
<b>Obiettivo minerario</b>	<b>Olio (33° API) in calcari Fm. Mila/Noto</b>
<b>TD prevista (da T.R.) (foro pilota; IRM 8 dir)</b>	<b>2641.35 m (TVD) 2 804 m (MD)</b>
<b>TD prevista (da T.R.) (foro orizzont; IRM 8 dir)</b>	<b>2447.2 m (TVD) 3 115.3 m (MD)</b>
<b>Foglio IGM scala 1:100 000</b>	<b>F° 276 Ragusa</b>
<b>Tavoletta scala 1:25 000</b>	<b>276 III° - NE "Donnalucata"</b>
<b>Ufficio competente</b>	<b>U.R.I.G. Palermo</b>



**Figura 5 – Viabilità nei pressi della postazione Buglia Sottana**

## 2.2 GENERALITÀ

L'obiettivo del sondaggio Irmio 8 dir/8 dir-OR è di testare le potenzialità produttive del settore Nord-orientale del giacimento Irmio, in un comparto posto più a NE di quello già interessato dal pozzo Irmio 6 dirB e a Sud del sondaggio Irmio 7 dir-OR. La distanza tra i fori orizzontali dei sondaggi Irmio 7 dir-OR e Irmio 8 dir-OR sarà, a TD, di circa 290 m

## 2.3 GEOLOGIA

Il giacimento Irmio 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.

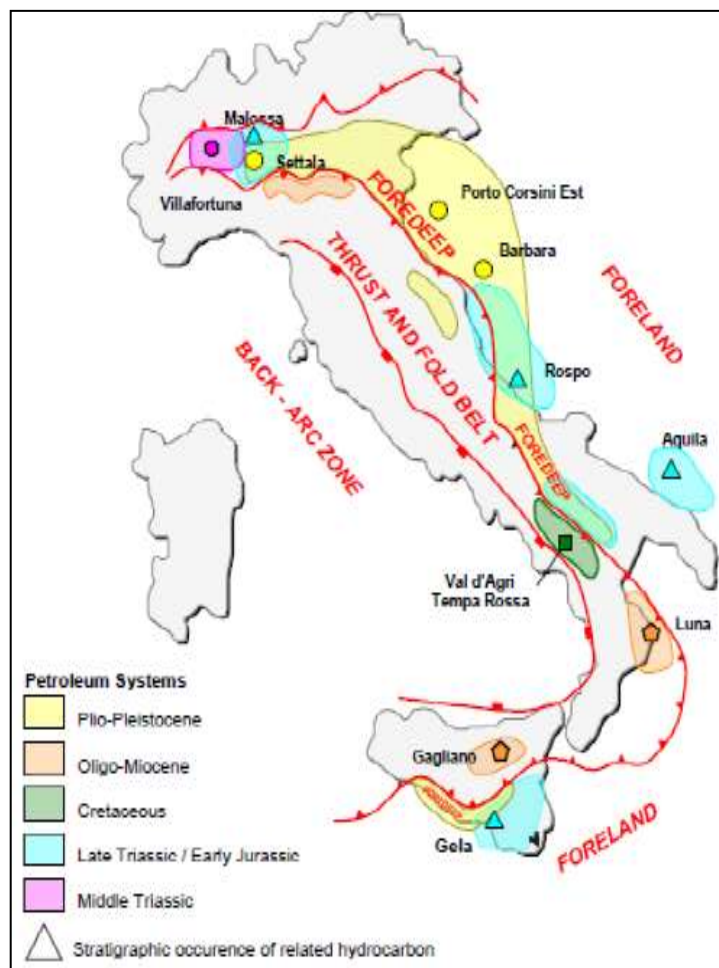


Figura 1 – ubicazione campo Irmio

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 petrolifisiche.

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 dell'area siciliana con dettaglio del settore Ibleo.

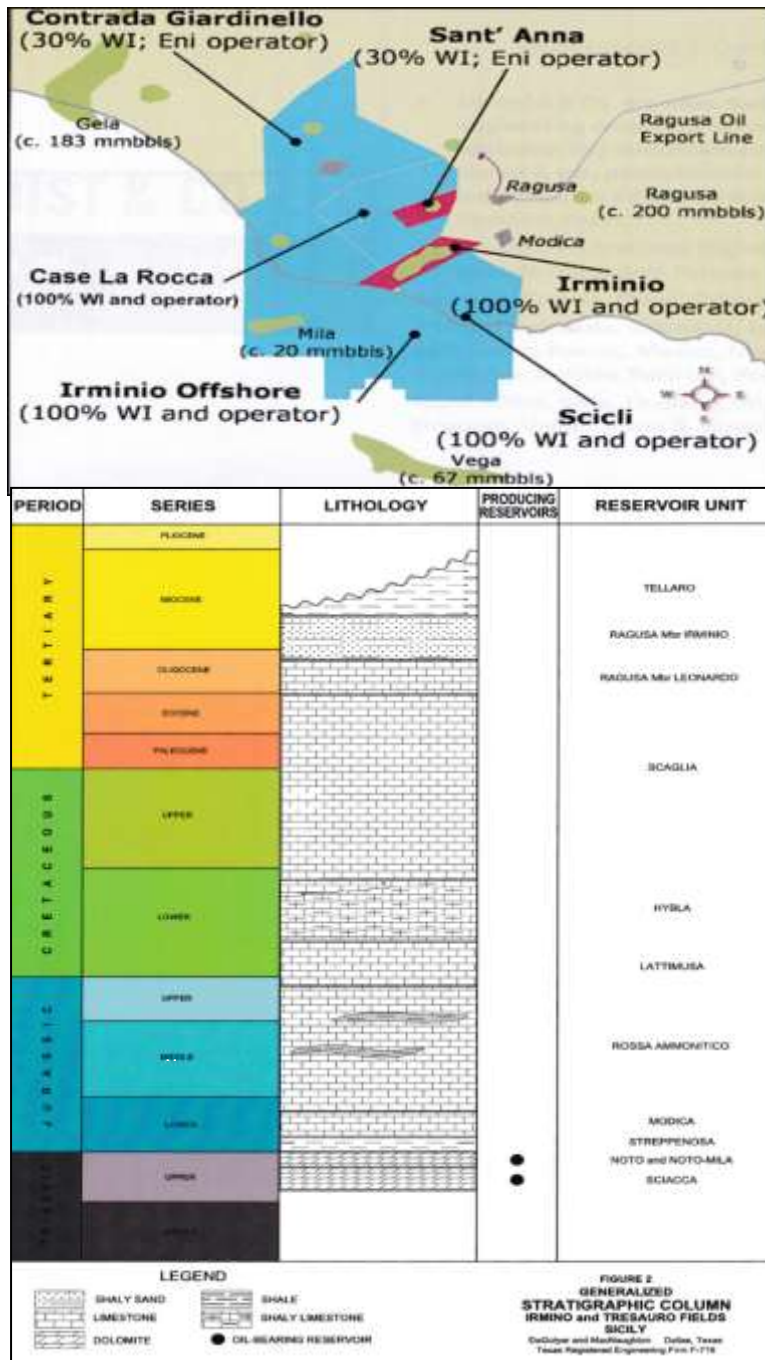


Figura 2 - Stratigrafia dell'area SE della Sicilia e relative manifestazioni di idrocarburi

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 dei sondaggi Irmínio, 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 fori laterali del sondaggio Irmínio 4) ricoperte da carbonati di piattaforma (membro Noto superiore) cui seguono le argille della Formazione Streppenosa che si deposero 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.).

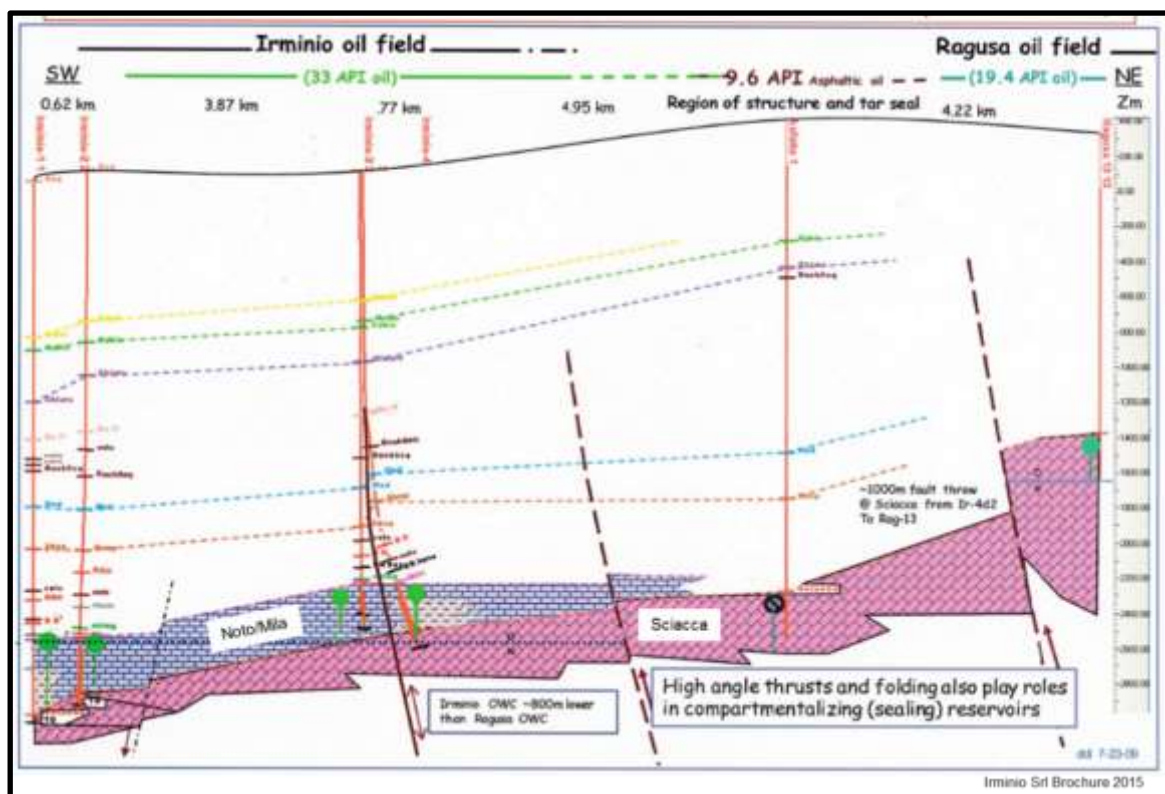
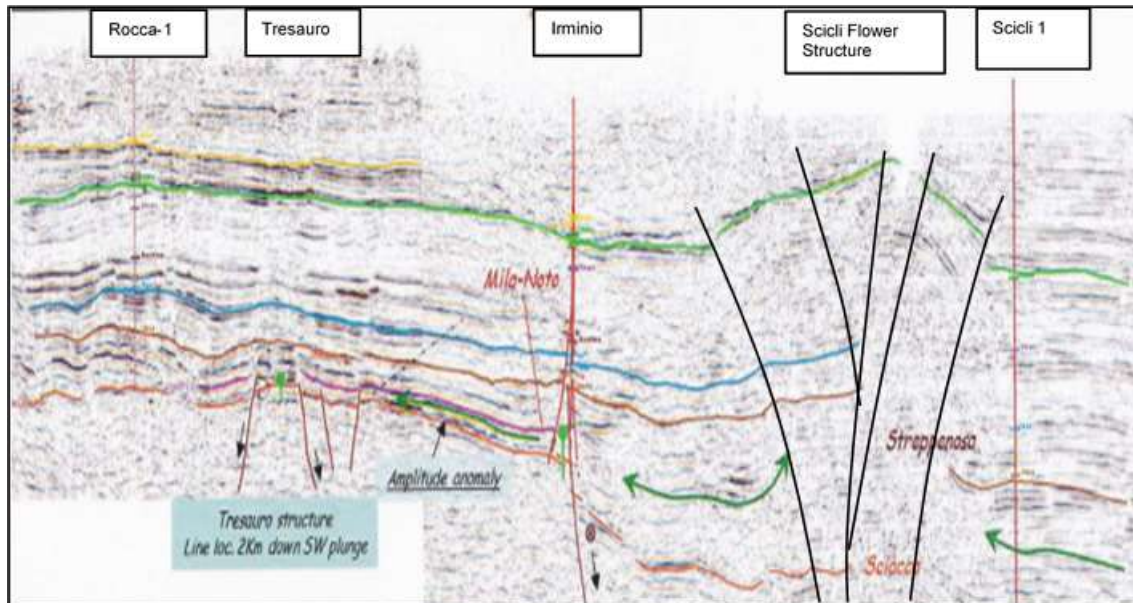


Figura 3 – schema del reservoir

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 ( figura 9).



**Figura 4 - Sezione sismica di Irmínio**

Nei vicini campi di Gela, Tresauro 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 8 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).

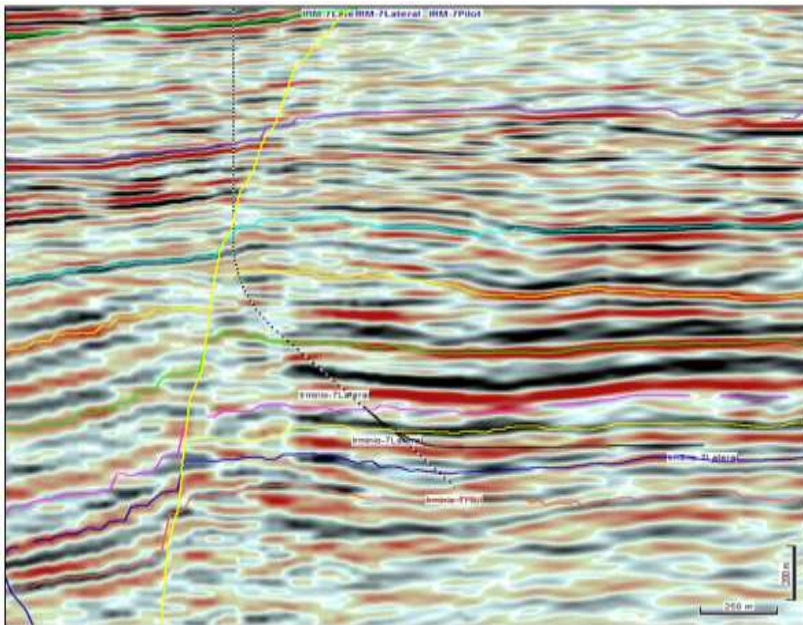


Figura 5 – schema del sondaggio

## 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 Tresauo).

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 rock* 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; 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 8dir-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) e ciò è probabilmente dovuto a fratture molto estese e piccole faglie con buone caratteristiche di permeabilità. Tuttavia, in altri casi, 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.
- E' opportuno fare 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 eseguire un foro orizzontale verso NE a una quota determinata in base ai risultati del foro pilota.
- Evitare le faglie maggiori che determinano i compartimenti principali poichè potenzialmente veicolo per venuta di acqua (faglie di orientazione variabile dovrebbero essere presenti nella struttura del giacimento Irmínio 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 Irmínio. Lo studio ha compreso l'analisi delle carote recuperate e i dati da log, in particolare gli image logs (FMI), registrati nei pozzi Irmínio.

Le immagini mostrano una direzione di stress massimo 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'analisi dell'evoluzione strutturale e del campo di fratturazione suggeriscono le seguenti considerazioni:

- 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 8 DIR/8 DIR-OR**

Il sondaggio Irmínio 8 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 e a Sud del sondaggio Irmínio 7 dir-OR, 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 km<sup>2</sup>. 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 del foro orizzontale.

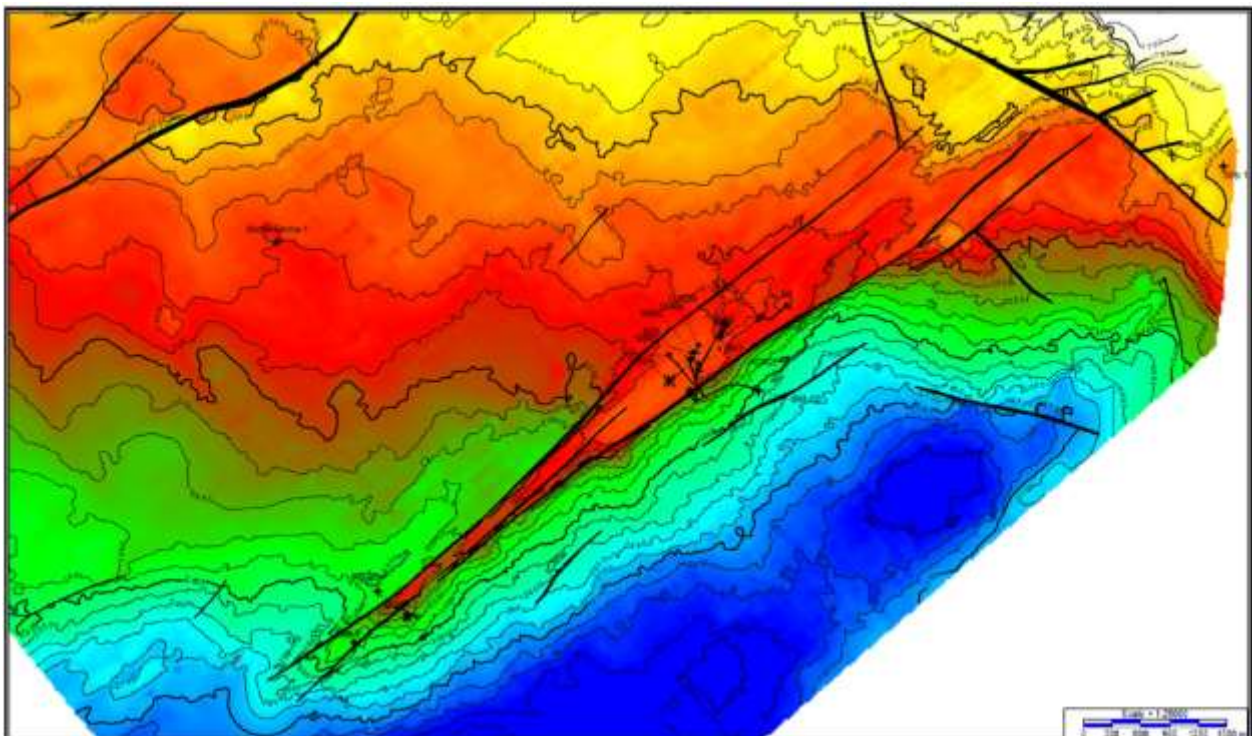
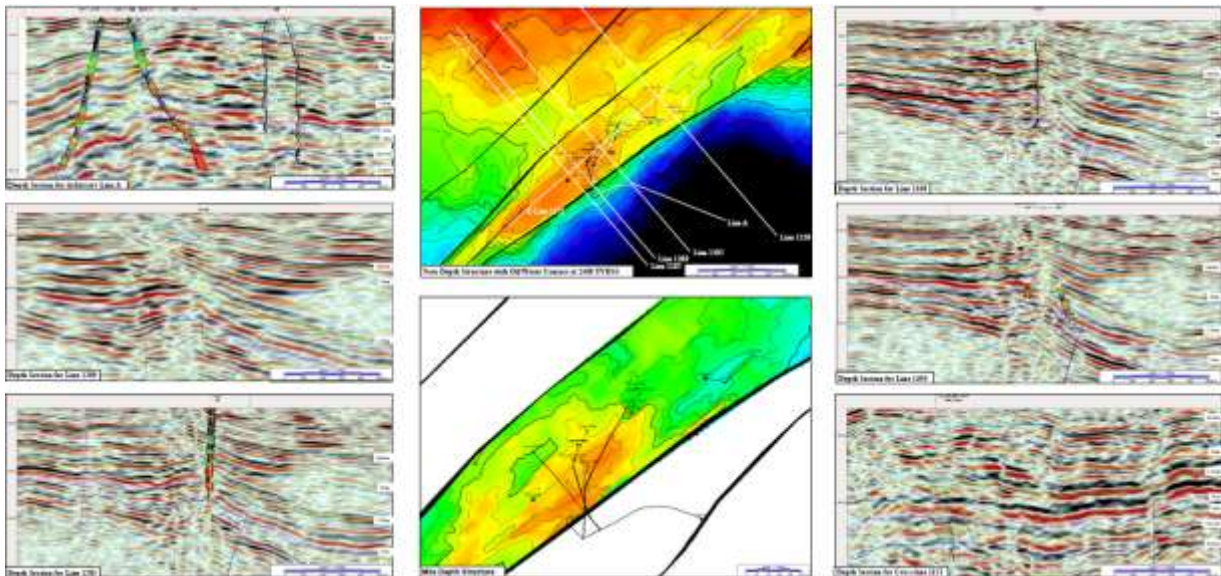


Figura 6 – mappa in profondità del Top Mila

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 2280 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 del membro Mila (figura 12).



**Figura 7** Mappe del reservoir in profondità e stralci delle linee sismiche

Sondaggi orizzontali perforati sia nel giacimento Irmínio 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 poiché l'acquifero del giacimento Irmínio 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 (**Irmínio 8 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 60° (**Irmínio 8 dir-OR**) nella porzione con le migliori caratteristiche petrofisiche. Il foro orizzontale del sondaggio Irmínio 8 dir-OR sarà distante circa 300 m da quello del pozzo Irmínio 7 dir-OR.

## 2.9 ELEMENTI DEL PLAY

- Idrocarburi: olio 33° API
- Reservoir: calcari 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 8 dir/8 dir-OR 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°).
- pozzo Irmínio 7 dir-OR, perforato dalla medesima postazione sonda Buglia Sottana.

**In particolare, i sondaggi Irmínio 6 dir B e Irmínio 7 dir-OR, perforati dalla stessa postazione sonda, costituiscono 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.)**

Calcari di tipo mudstone/wackstone variabili a luoghi fino a packstone, localmente argillosi, con fossili e noduli. Spessore 700 m.

700.2 – 853.2 m            **Formazione AMERILLO (Cretacico sup. - Eocene)**



Calcari 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. Spessore 153 m.

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. Spessore 217 m.

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. Spessore 274 m.

1344.2 -1712.2 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. Spessore 368 m.

1712.2 -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. Spessore 112 m.

1824.2 -2319.2 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. Spessore 495 m.

2319.2 – 2422.2 m      **Formazione NOTO SUPERIORE (Retico)**

Fitte alternanze di argille grigio verdastre, localmente siltose, e calcari dolomitici da marroni a grigiastri e calcari mudstones/wackstones. Spessore 103 m.

2422.2 -2544.2 m      **Formazione NOTO MILA (Retico)**

Boundstone calcarei con alghe e stromatoliti, ricristallizzati e più o meno dolomitizzati, localmente brecciati nella parte inferiore. Spessore 122 m.

2544.2-2675.2 m (TD)      **Formazione NOTO INFERIORE (Norico-Retico)**

Limestone dolomitici a grana fine con sottili spalmature argillose. Spessore 131 m.

## **2.12 GRADIENTI DI PRESSIONE E TEMPERATURA**

Si faccia riferimento anche ai dati risultanti dall'esecuzione del sondaggio Irminio 7 dir – dir OR.

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/cm<sup>2</sup>, 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/cm<sup>2</sup> a 1,2 kg/cm<sup>2</sup>).

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/cm<sup>2</sup> per poi diminuire gradualmente tornando a valori attorno a 1,03 kg/cm<sup>2</sup> a circa 2400 m (Formazione Noto/Mila).

I dati di temperatura registrati nel sondaggio Irminio 6 sono:

- $T_{max} = 86,5^{\circ} \text{ C @ } 2387 \text{ m (Irm 6 dirA)}$
- $T_{max} = 89,4^{\circ} \text{ C @ } 2466 \text{ m (Irm 6 dirB)}$

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 Irminio 8 dir si prevedono i medesimi gradienti.

## **2.13 MANIFESTAZIONI**

Durante la perforazione del sondaggio Irminio 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 Irminio 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**

*Si faccia riferimento anche ai dati risultanti dall'esecuzione del sondaggio Irminio 7 dir – dir OR.*

La perforazione del sondaggio Irminio 6 ha riscontrato numerose difficoltà, al punto da dover rendere necessaria l'esecuzione di 2 side track (Irminio 6 dirA; Irminio 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 <sup>1/4</sup>". 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 Irminio 6 dirA questi hanno causato la perdita della batteria in pozzo e la necessità di effettuare un secondo side track (sondaggio Irminio 6 dirB).

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


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

Le problematiche maggiori riscontrate durante la perforazione del sondaggio Irminio 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" <sup>1/2</sup>.
- Il programma di casing design era definito insufficientemente.
- Non è stato possibile registrare log nella fase finale (da 6").

 <b>PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE</b> <b>POZZO: IRMINIO 8 Dir / 8 Dir OR</b>	PAG <b>44</b> DI 122		
	AGGIORNAMENTI:		
<b>0</b>			

### **SEZIONE 3. PROGRAMMA DI GEOLOGIA OPERATIVA**

	<b>PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE</b> <b>POZZO: IRMINIO 8 Dir / 8 Dir OR</b>	PAG <b>45</b> DI 122			
		AGGIORNAMENTI:			
		<b>0</b>			

### 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 H<sub>2</sub>S e CO<sub>2</sub>
- 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 8 dir/8 dir-OR saranno prelevati campioni con la seguente 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.




<b>Irminio 8 dir/8 dir-OR</b>					
<b>intervalli di campionamento cutting</b>					
	<i>da l.m.</i>	<i>da T.R.</i>	<i>spessore</i>	<i>lavati</i>	<i>non lavati</i>
T.R. 142.2 m		0		2 serie ogni 15 m	2 serie ogni 15 m
Ragusa			700.2		
	558	700.2			
Amerillo			153		
	711	853.2			
Hybla			217		
	928	1070.2			
Chiaromonte			274		
	1202	1344.2			
Buccheri			368		
	1570	1712.2			
Modica			112		
	1682	1824.2			
Streppenosa			495		
	2177	2319.2			
Noto sup.			103	2 serie ogni 5 m	2 serie ogni 5 m
	2280	2422.2			
Mila			122	2 serie ogni 5 m	2 serie ogni 5 m
	2402	2544.2			
Noto inf./TD				2 serie ogni 5 m	2 serie ogni 5 m
	2533	2675.2			
Mila 8 dir-OR					

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.

	<b>PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE</b> <b>POZZO: IRMINIO 8 Dir / 8 Dir OR</b>	PAG <b>47</b> DI 122			
		AGGIORNAMENTI:			
		<b>0</b>			

### 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. = 142.2 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	856.0 m	Non previsti	
16"	856.0 m	1714 m	CBL/CCL in 18 <sup>5/8</sup>	
12 ¼	1714 m	2368 m	CBL/CCL in 13 <sup>3/8</sup>	
Pilot 8"1/2	2368 m	2804 m	CBL/CCL in 9 <sup>5/8</sup>	
Orizz. 8"1/2	2378 m	3115 m	Non previsti	

Tabella 5 - Programma logging wireline del pozzo Irminio 8 dir

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).



**PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE**  
**POZZO: IRMINIO 8 Dir / 8 Dir OR**

PAG **48** DI 122

AGGIORNAMENTI:

**0**

**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	856.0 m	GR – Res – Cal	
16"	856.0 m	1714 m	GR – Res – Cal - Acoustic	
12 ¼"	1714 m	2368 m	GR – Res – Cal - Acoustic	
Pilot 8 ½"	2368 m	2804 m	GR – Res – Cal – Neu – Den – Imaging tool	
Orizz. 8 ½"	2378 m	3115.3 m	GR - Res	

Tabella 5 - Programma logging while drilling del pozzo Irminio 8 dir





**SEZIONE 4.     PROGRAMMA DI PERFORAZIONE E**  
**COMPLETAMENTO**

	<b>PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE</b> <b>POZZO: IRMINIO 8 Dir / 8 Dir OR</b>	PAG <b>50</b> DI 122			
		AGGIORNAMENTI:			
		<b>0</b>			

## 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 **Irminio 8 dir** avrà un profilo “slant” a circa 42.245° con azimuth 53.744°.

Per rispettare le procedure di “anticollision” il pozzo sarà direzionato leggermente (“nudging”) per allontanarsi dai pozzi Irminio 6 e 7. Partendo da 250 m, con DLS di 1.2°/30m, si raggiungerà un angolo di circa 6° in direzione 180° a 400m circa. Da tale quota si procederà, mantenendo i 6° con azimuth 180°, fino a circa 780m. Si inizierà il rientro in verticale previsto a circa 852m MD e si proseguirà in verticale fino a circa 1850m TVD.

Il KOP è previsto a circa 1850m TVD, con un DLS di 2.5° si incrementerà l’angolo fino a 42.245° con azimuth 53.744°.

La fine della curva si prevede a 2312.24m TVD (2359.43 m MD). Una volta raggiunta l’inclinazione finale si proseguirà con angolo costante fino alla TD prevista a 2641.35 m TVD (2804m 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 2378m circa, lungo circa 740m, con un tratto orizzontale di circa 450m di lunghezza con azimuth di circa 60.267° (**Irminio 8dir/8dir-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 reali e con il progetto del pozzo Irminio 7dir/7dir-Or perforati precedentemente. Una attenta analisi di anti-collision verrà eseguita prima e durante la perforazione del pozzo, una volta registrato il Gyro su tutto il profilo del pozzo Irminio 7dir/7di-Or.

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



La sequenza operativa prevista per la perforazione del pozzo Irminio 8 dir/8dir-Or è la seguente:


1. Skiddaggio impianto da Irminio 7 dir/7dir-Or (oppure montaggio e collaudo impianto).
2. Perforazione pilot hole 12 ¼" ed allargamento a 28" fino a 200 m circa.
3. Discesa e cementazione Conductor Pipe 24 ½".
4. Saldatura flangia base temporanea.
5. Installazione Diverter 29 ½"
6. Perforazione fase 23", seguendo il programma di deviazione fino a 856 m circa;
7. Discesa e cementazione casing superficiale 18 5/8"
8. Installazione flangia base.
9. Smontaggio Diverter 29 ½" ed installazione BOP stack 18 ¾"\* 5000 psi
10. Perforazione fase 16", seguendo il programma di deviazione, fino a 1714 m circa
11. Registrazione CBL-VDL-CCL casing 18 5/8"
12. Discesa e cementazione casing intermedio 13 ¾"
13. Installazione 2° elemento inflangiatura.
14. Sostituzione BOP stack 18 ¾" con BOP stack 13 5/8"\*10000 psi
15. Perforazione fase 12 ¼", seguendo il programma di deviazione, fino al top della Noto Superiore previsto a circa ~2368m MD (2318.6 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 ½" fino a fondo pozzo a circa 2804 m MD – 2641.35 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 2378m) per esecuzione dreno laterale (**Irminio 8 dir / 8 dir-OR**)

 <small>IRMINIO S.p.A.</small>	<b>PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE</b> <b>POZZO: IRMINIO 8 Dir / 8 Dir OR</b>	PAG <b>52</b> DI 122			
		AGGIORNAMENTI:			
		<b>0</b>			

23. Perforazione fase 8 ½”, seguendo il programma di deviazione, fino alla TD prevista per il dreno laterale a circa 3115m MD (2447.2m 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. Rilascio impianto.

#### **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;

 <small>IRMINIO S.r.l.</small>	<b>PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE</b> <b>POZZO: IRMINIO 8 Dir / 8 Dir OR</b>	PAG <b>53</b> DI 122			
		AGGIORNAMENTI:			
		<b>0</b>			

- 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.



#### 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/cm<sup>2</sup>/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.

	<b>PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE</b> <b>POZZO: IRMINIO 8 Dir / 8 Dir OR</b>	PAG <b>55</b> DI 122			
		AGGIORNAMENTI:			
		<b>0</b>			

**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 i pozzi esistenti Irminio 6 (fori 6-6A-6B) ed Irminio 7dir.**

7. Assemblare e discendere il casing 24 ½” – 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 ½”, 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 ½”.
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 ½” ed installare la flangia base temporanea “weld flange 30” \* 300 psi x 24 ½” CSG -162# “. Test saldatura a 300 psi max. il tutto nel rispetto delle procedure di saldatura e test.
14. Montare il Diverter 29 ½” \* 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.

	<b>PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE</b> <b>POZZO: IRMINIO 8 Dir / 8 Dir OR</b>	PAG <b>56</b> DI 122			
		<b>AGGIORNAMENTI:</b>			
	<b>0</b>				

#### 4.1.3. FASE 23" PER CASING 18 5/8" A CIRCA 856 M

**Fango previsto FW-PO (Biocompatibile) a d=1.08-1.10 Kg/l. Gradiente dei pori max = 1.03 kg/cm<sup>2</sup>/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. Inserire in batteria una PBL Valve in modo da poter, eventualmente, pompare intasanti senza interessare le attrezzature in batteria (LWD).
4. 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 1.2°/30m portando il pozzo ad azimuth 180° con massimo angolo di circa 6°, previsto a circa 400m, da tale quota si continuerà la perforazione con un angolo costante di 6° in direzione 180° fino a circa 780m. Si inizierà quindi a diminuire l'angolo e si tornerà in verticale a circa 849.5m TVD appena prima del top della formazione Hybla, fine fase. 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 i pozzi esistenti Irminio 6 (fori 6-6A-6B) ed Irminio 7dir.**

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.






7. 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.
  8. Al fondo circolare almeno tutto il volume interno casing.
  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, 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 = 70 kg/cm<sup>2</sup>.
  10. Nel caso in cui non si abbia la risalita a giorno, eseguire cementazione dall'alto con due "macaroni string" da 1 1/2".
  11. 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:
  12. 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.
  13. Collaudare l'inflangiatura a 50 atm. x 15 min. (In ogni caso non superare l'80% della resistenza del casing a "collapse").
  14. Montare il BOP stack 18 3/4" \* 5000 psi.
- NOTA: Prima del montaggio il BOP Stack deve essere testato, su "test stump", a 21 kg/cm<sup>2</sup> ed alla massima pressione di esercizio di ogni elemento.*
15. 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 Rubinetti Top Drive e Choke Manifold a 210 atm.

 IRMINIO S.r.l.	<b>PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE</b> <b>POZZO: IRMINIO 8 Dir / 8 Dir OR</b>	PAG <b>58</b> DI 122			
		AGGIORNAMENTI:			
		<b>0</b>			

16. Estrarre il B.O.P. Test Plug e discendere il “20 ¾” nom Wear Bushing”.

*Ripetere il Test dei BOP, con le stesse modalità massimo ogni 21 giorni.*

	<b>PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE</b> <b>POZZO: IRMINIO 8 Dir / 8 Dir OR</b>	PAG <b>59</b> DI 122			
		AGGIORNAMENTI:			
		0			

#### 4.1.4. FASE 16” PER CASING SUPERFICIALE 13 3/8” A CIRCA 1714 M (1711.5 m TVD)

**Fango previsto FW-PO a max d= 1.45 Kg/l. Gradiente dei pori max= 1.3 kg/cm<sup>2</sup>/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 agente sulla formazione.**

1. Eseguire un Pre-Operation Meeting con il personale coinvolto nelle operazioni.
2. Assemblare le DP 5 ½” 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 in verticale, seguendo il programma di deviazione, fino a circa 1714m (1711.5m TVD) dove è previsto la discesa del casing 13 3/8”.


Rilevare la deviazione del pozzo, con MWD, max ogni 10 m e prima di ogni manovra.

Effettuare attente verifiche di anticollision con i pozzi esistenti Irminio 6 (fori 6-6A-6B) ed Irminio 7dir.

10. A quota tubaggio, circolare fino a completa pulizia foro.
11. Eseguire una manovra di controllo foro in scarpa, ridiscendere al fondo, circolare e condizionare il fango in previsione del tubaggio.



12. Estrarre BHA
  13. Registrare CBL-VDL-CCL-GR del casing 18 5/8".
  14. Estrarre Wear Bushing.
  15. Assemblare e discendere casing 13 3/8" - N-80 - 68# - Ten ER al fondo, eseguire il test di funzionalità valvole dopo 4-5 giunti.
  16. Cementare la colonna con risalita della malta a 1050 m circa (come da programma di cementazione). Pressione di test al Contatto Tappi = 140 kg/cm<sup>2</sup>.
  17. 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.
  18. Sollevare B.O.P. incuneare colonna con il peso residuo a fine cementazione, effettuare taglio provvisorio del casg 13 3/8".
  19. Rimuovere i B.O.P. 18 3/4" \* 5000 psi.
  20. 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.
  21. Eseguire il test dell'inflangiatura a **max** 125 kg/cm<sup>2</sup> (~80% della resistenza del casing a collapse)
- NOTA: Prima del montaggio il BOP Stack deve essere testato, su "test stump", a 21 kg/cm<sup>2</sup> ed alla massima pressione di esercizio di ogni elemento.*
22. 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.
  23. 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

	<b>PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE</b> <b>POZZO: IRMINIO 8 Dir / 8 Dir OR</b>	PAG <b>61</b> DI 122			
		AGGIORNAMENTI:			
		<b>0</b>			

- Linee di superficie Kill e Choke, rubinetti Top drive e choke manifold a 270 Atm x 15'.

24. 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 ~2368 M MD (2318.6 M TVD)

**Fango previsto FW-KCL-DEEPDRILL a d= 1.60 Kg/l. Gradiente dei pori previsto max = 1.4-1.43 kg/cm<sup>2</sup>/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 agente 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 2368 m MD (2318.6 m TVD) registrando i LWD (GR – Res – Cal – Acoustic) per la definizione dei top formazionali.

	<b>PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE</b> <b>POZZO: IRMINIO 8 Dir / 8 Dir OR</b>	PAG <b>62</b> DI 122			
		AGGIORNAMENTI:			
	<b>0</b>				

10. Rilevare la deviazione del pozzo con MWD ogni 30 m massimo e prima di ogni manovra. Effettuare attente verifiche di anticollision con i pozzi esistenti Irminio 6 (fori 6-6A-6B) ed Irminio 7dir.
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 (~420 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 almeno 3 giunti. Eseguire il test di funzionalità valvole dopo 4-5 giunti. Si prevede l'utilizzo di casing al Cromo per i primi 420m nella zona sotto il packer di produzione in modo da evitare gli effetti della corrosione dovuti alla probabile presenza di CO<sub>2</sub> 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/cm<sup>2</sup>.
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/cm<sup>2</sup> (~80% della resistenza del casing a collapse)



24. Rimontare BOP Stack 13 5/8" \* 10000 psi
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 ~ 2804 m MD (2641.35 m TVD)**

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

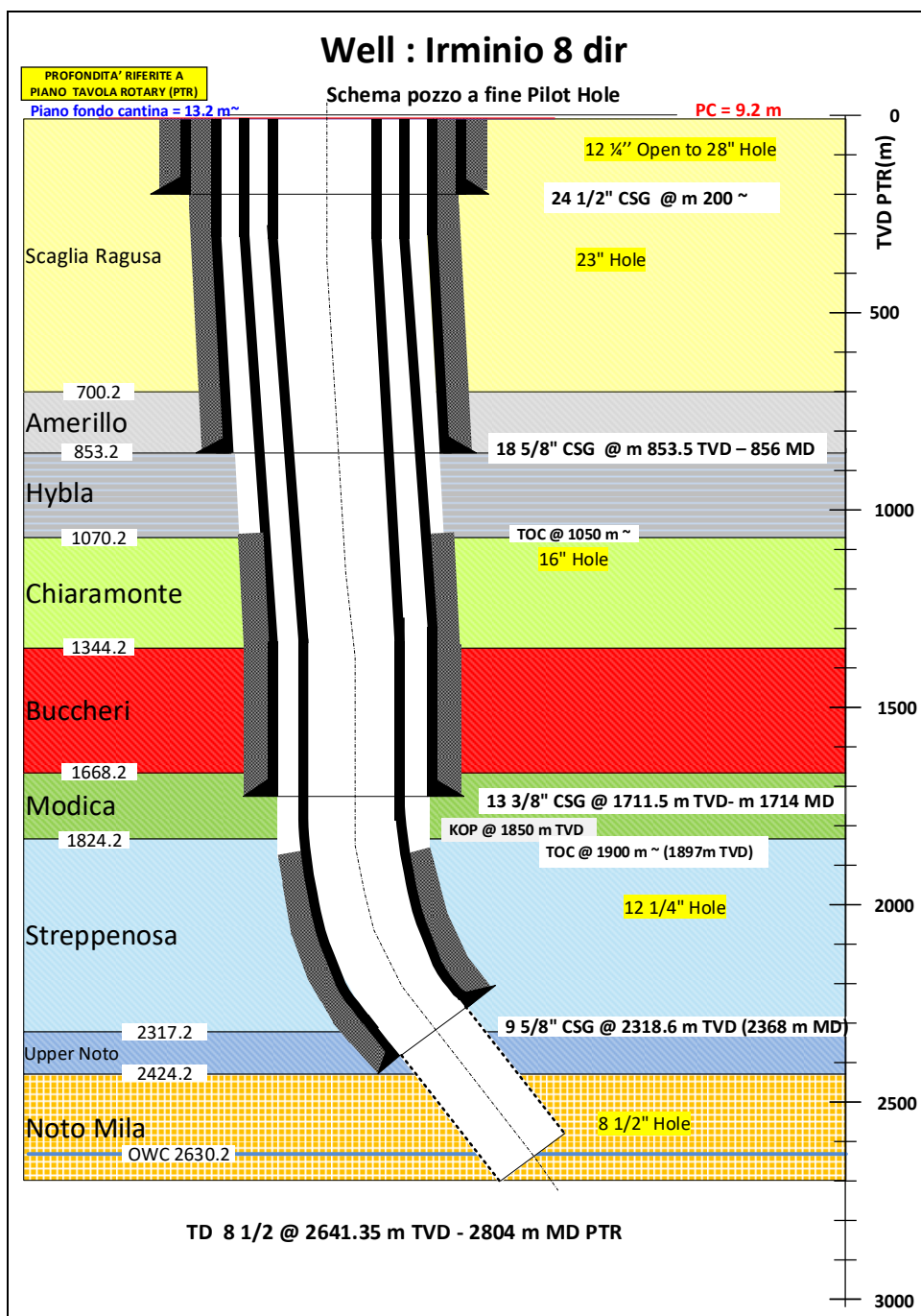
**Fango previsto FW-PO a d= 1.08-1.10 Kg/l. Gradiente dei pori max= 1.03 kg/cm<sup>2</sup>/10m.**

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

27. Eseguire un Pre-Operation Meeting con il personale coinvolto nelle operazioni.
28. Sdoppiare le DP 5 1/2" ed assemblare le DP 5" necessarie per la perforazione della fase.
29. 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".
30. Inserire in batteria una PBL Valve in modo da poter, eventualmente, pompare intasanti senza inetresare le attrezzature in batteria (LWD).
31. Eseguire il pressure test del casing a 210 atm \* 15 minuti.
32. Sostituire il fango in pozzo con fango leggero 1.08 - 1.10 Kg/l, ed uniformare.
33. Fresare cemento e scarpa e pulire rat-hole.
34. Riprendere la perforazione e, seguendo il programma di deviazione, avanzare fino alla TD del pozzo previsto a circa 2804 m MD (2641.35m TVD).



35. Rilevare la deviazione del pozzo, con MWD, ogni 30 m massimo e prima di ogni manovra. Effettuare attente verifiche di anticollision con i pozzi esistenti Irminio 6 (fori 6-6A-6B) ed Irminio 7dir.
36. Circolare fino a completa pulizia foro.
37. Registrare CBL-VDL-CCL-GR nel casing 9 5/8" fino ad almeno 300 m sopra il top reale del cemento.

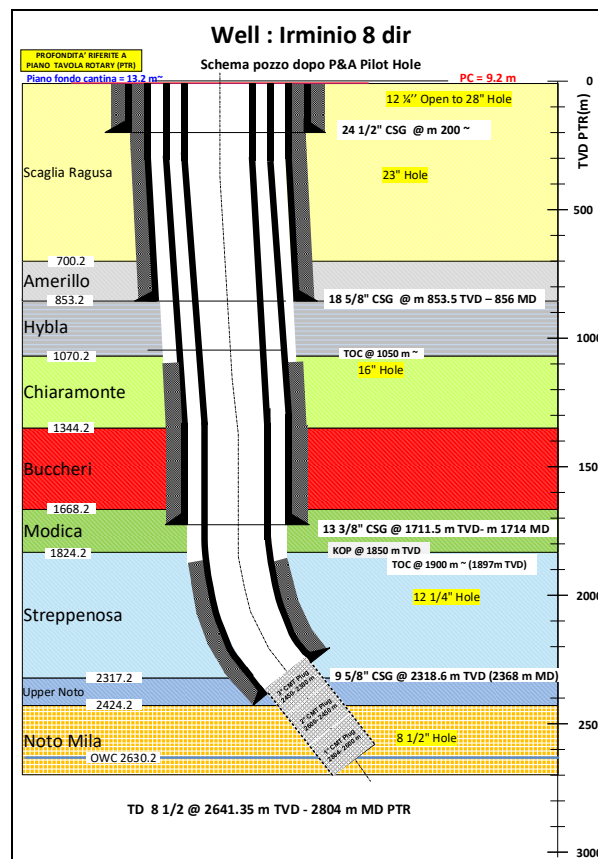







#### 4.1.7. FASE CHIUSURA FORO 8 1/2" IRMINIO 8 Dir

1. Eseguire un Pre-Operation Meeting con il personale coinvolto nelle operazioni.
2. 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 2804 a m 2600.
3. Estarre peduncolo al top tappo teorico, circolare verificando eventuale ritorno di malta.
4. Proseguire con 2° tappo di cemento da m 2600 a m 2450.
5. Estarre peduncolo al top tappo teorico, circolare verificando eventuale ritorno di malta.
6. Proseguire con 3° tappo di cemento da m 2450 a m 2300.
7. Estarre peduncolo al top tappo teorico, circolare verificando eventuale ritorno di malta.
8. Estrarre a giorno. WOC in relazione alle verifiche dei campioni in superficie.
9. Discendere bit 8"1/2 e fresare tappo di cemento fino a circa 10 m sotto scarpa da 9 5/8", (quota KOP = m 2378 MD).
10. Estarre bit a giorno.



	<b>PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE</b> <b>POZZO: IRMINIO 8 Dir / 8 Dir OR</b>	PAG <b>66</b> DI 122			
		AGGIORNAMENTI:			
	<b>0</b>				

#### 4.1.8. FASE 8 ½” (LATERAL) PER SLOTTED LINER 7” A ~ 3115m MD (2447.2 m TVD)

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

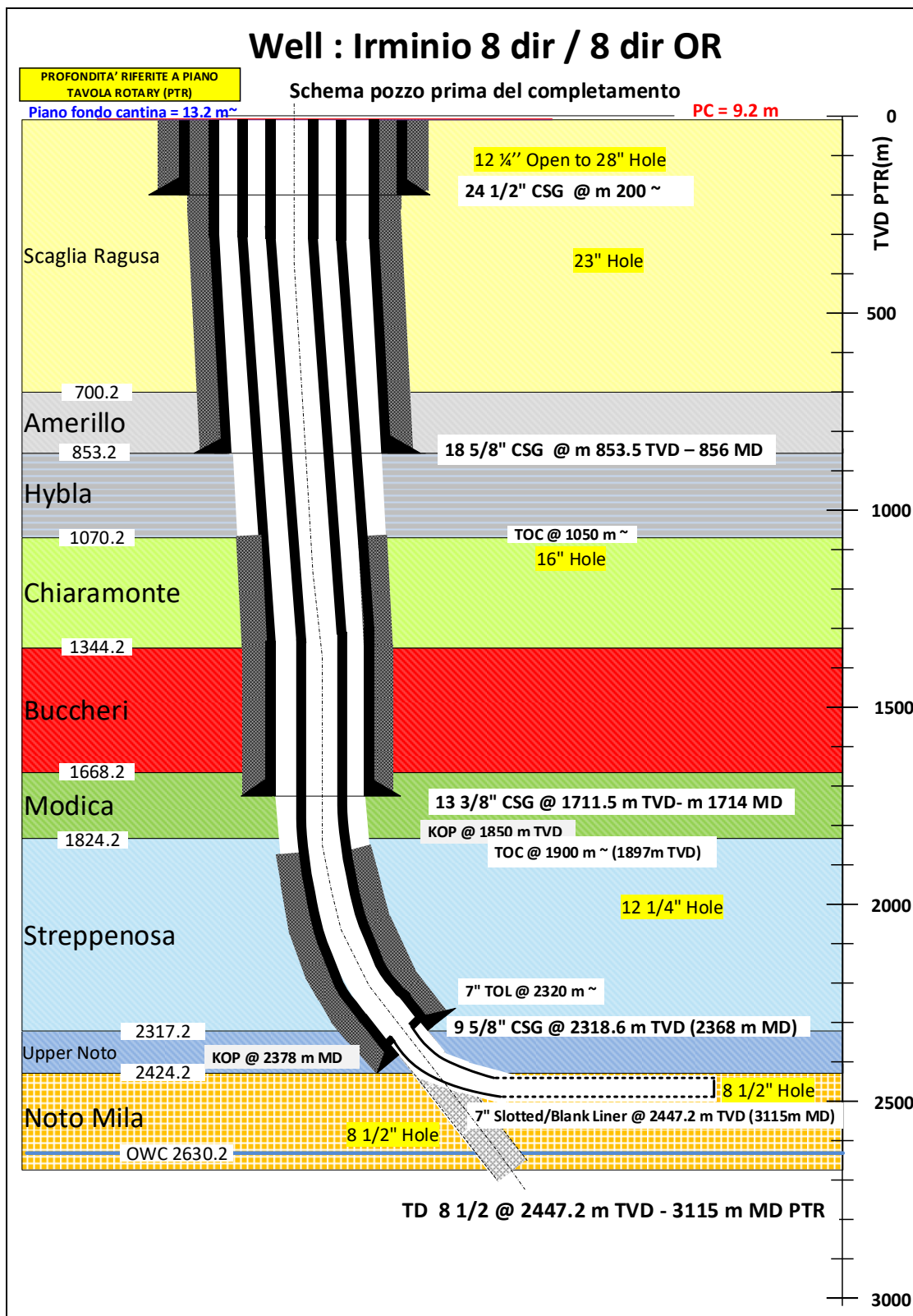
**Fango previsto FW-PO a d= 1.08-1.10 Kg/l. Gradiente dei pori max= 1.03-1.0 kg/cm<sup>2</sup>/10m.**


***Prevedere adeguate scorte di H<sub>2</sub>O, 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. Assemblare nuova BHA con Bit 8 1/2” per l’esecuzione del dreno laterale (**Irminio 8 dir / 8dir-OR**) e discendere fino al top del tappo di cemento (KOP). Inserire in batteria GR-Resistivity per log while drilling (LWD).
  3. Inserire in batteria una PBL Valve in modo da poter, eventualmente, pompare intasanti senza interessare le attrezzature in batteria (LWD).
  4. Riprendere la perforazione e, seguendo il profilo di deviazione, avanzare fino alla TD del pozzo previsto a circa 2447.2 m TVD (3115 m MD).
  5. Rilevare la deviazione del pozzo, con MWD, ogni 30 m massimo e prima di ogni manovra. Effettuare attente verifiche di anticollision con i pozzi esistenti Irminio 6 (fori 6-6A-6B) ed Irminio 7dir /7dir-Or e con il pilot-hole chiuso minerariamente (Irminio 8 dir).
  6. Circolare fino a completa pulizia foro.
  7. Eseguire una manovra di controllo foro in scarpa, ridiscendere al fondo, circolare e condizionare il fango in previsione della discesa del liner 7”.
  8. Discendere liner di produzione 7” 29# 13%Cr Tenaris Blue (slotted+blank) con DP 5” con scarpa a circa 3115 m MD (2447.2 m TVD) e liner hanger con packer a m 2320 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.**
9. Fissare il liner Hanger e settare il packer a testa liner.
  10. Estrarre a giorno setting tool.
  11. 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”).



12. Registrare Gyro su tutto il profilo del pozzo con survey ogni 30 m.




	<b>PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE</b> <b>POZZO: IRMINIO 8 Dir / 8 Dir OR</b>	PAG <b>68</b> DI 122			
		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/lt 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 lt 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.

	<b>PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE</b> <b>POZZO: IRMINIO 8 Dir / 8 Dir OR</b>	PAG <b>69</b> DI 122			
		AGGIORNAMENTI:			
		<b>0</b>			

## 2. PREPARATIVI PER IL COMPLETAMENTO

### 1. 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;

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

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

4. 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.

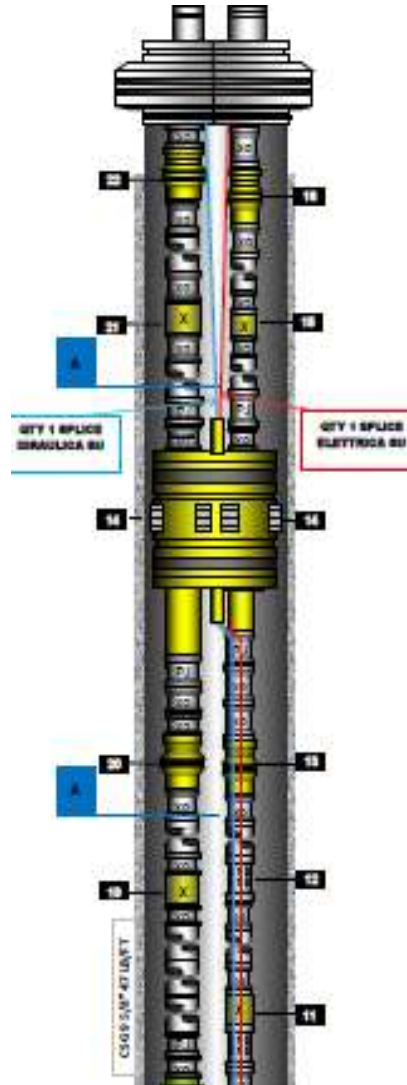
5. Predisporre la testina di circolazione/sicurezza sul piano sonda, eseguire rig up attrezzatura della service company per chiave e torque computer.

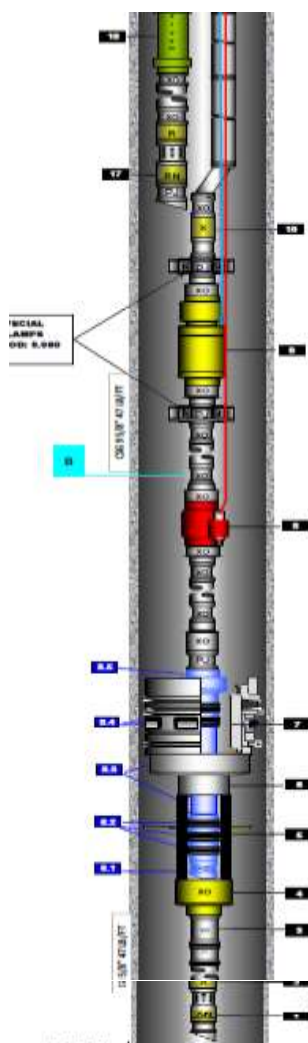
## 3. DISCESA COMPLETAMENTO

**IL PROGRAMMA DETTAGLIATO DI COMPLETAMENTO VERRA 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.

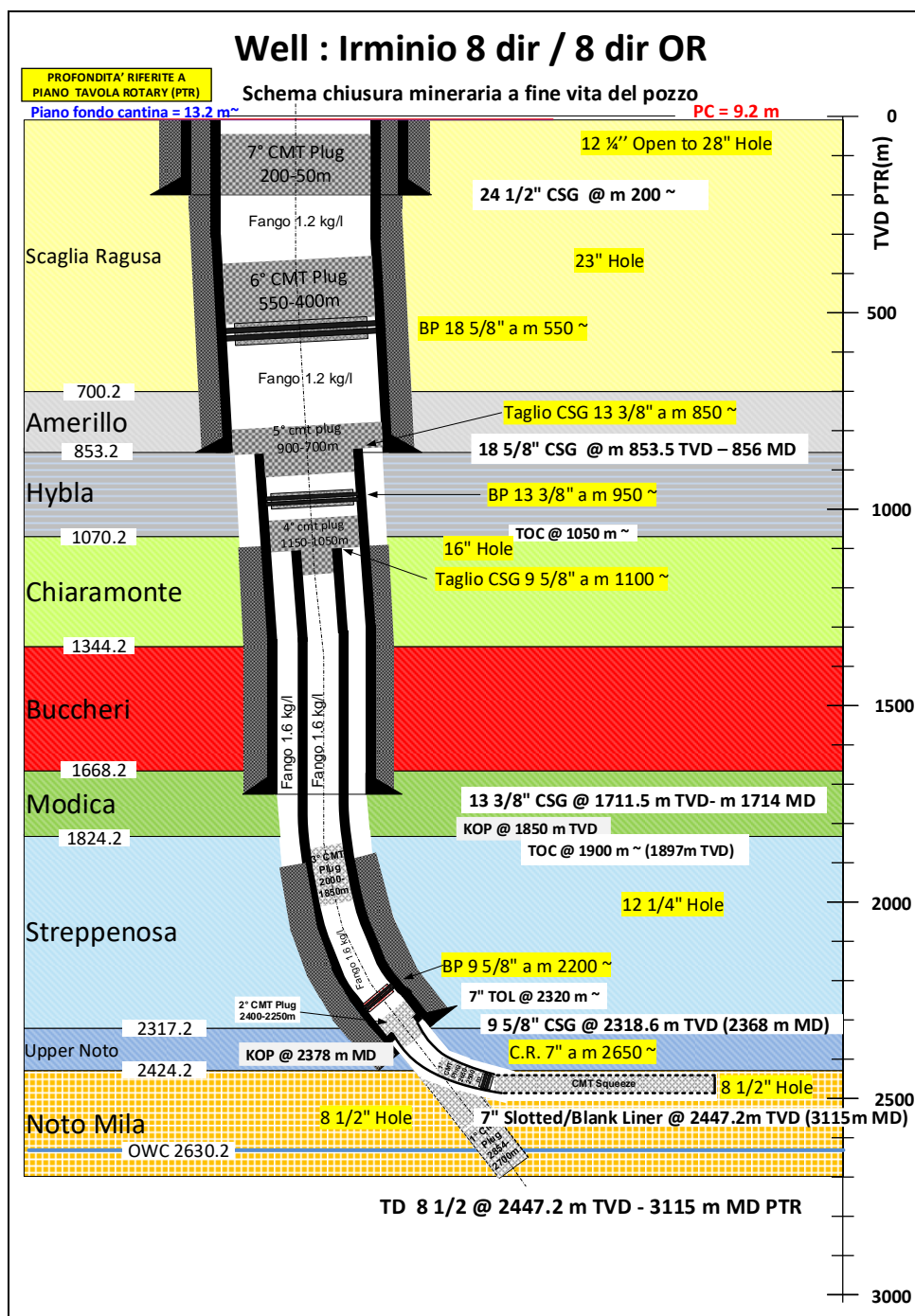
In linea di massima si prevede:

- 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, spazzare 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, spazzare 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".





## 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 verificatisi 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  $\pm$  normale;

Non si possono escludere assorbimenti e/o perdite di circolazione durante la perforazione della fase 8 1/2".

### 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**

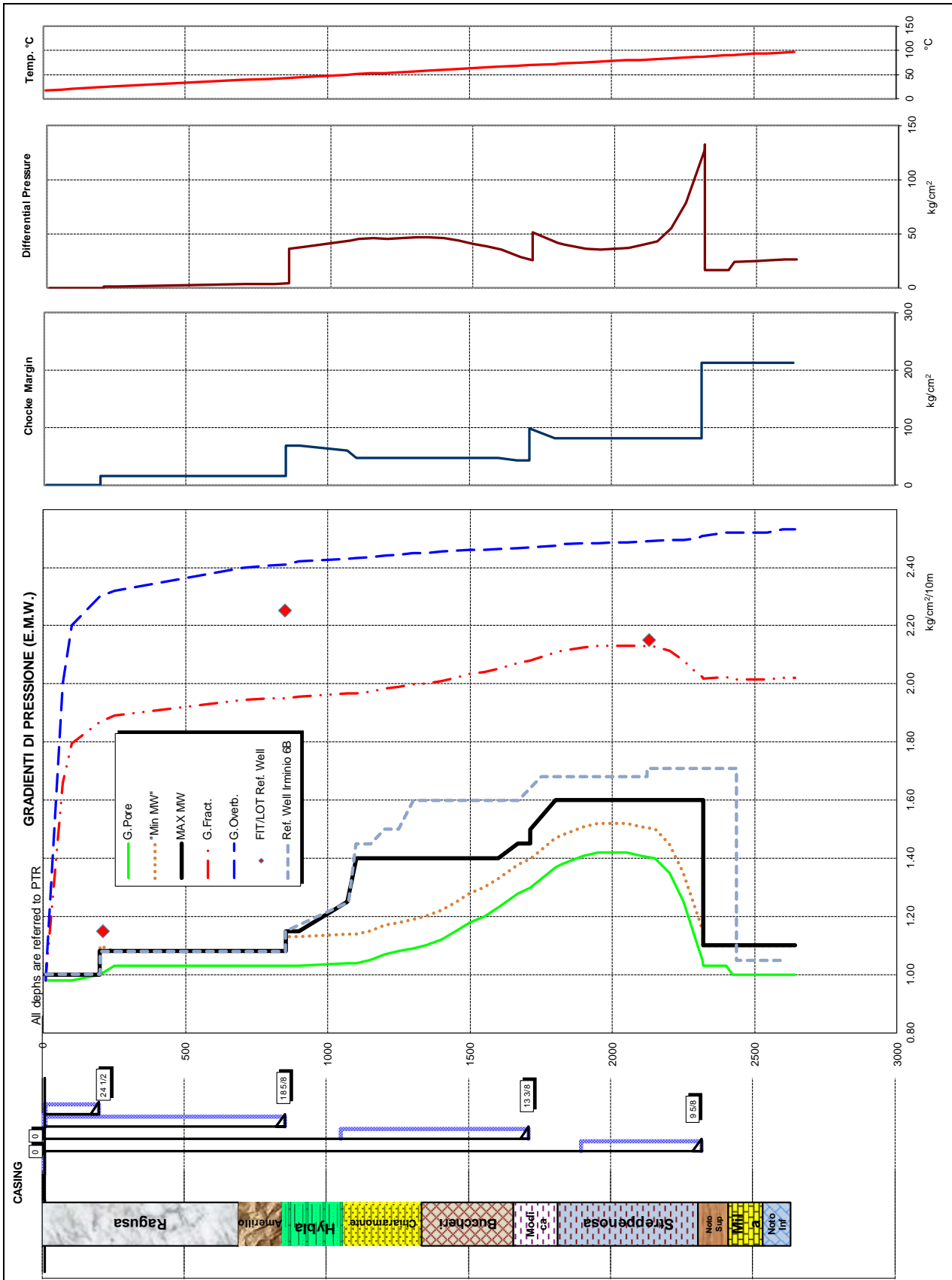
VD m (PTR)	G.Pore kg/cm <sup>2</sup> /10m	G.Mud kg/l	G.Overb kg/cm <sup>2</sup> /10m	G.Fracture kg/cm <sup>2</sup> /10m	Chocke Margin kg/cm <sup>2</sup>	Diff. Press. kg/cm <sup>2</sup>	Temp °C	VD ssl m	Livelli / Top Formazioni
9.20	0.980	1.000	0.980	0.980	0.00	0.00	18.0	-133.0	Scaglia Ragusa
70.00	0.980	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	<b>CP 24 1/2"</b>
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
853.50	1.030	1.080	2.410	1.950	15.75	4.27	43.3	711.3	<b>CSG 18 5/8"</b>
853.60	1.030	1.150	2.410	1.950	68.33	35.85	43.3	711.4	
900.00	1.030	1.150	2.420	1.957	68.33	37.80	44.7	757.8	
1070.20	1.040	1.250	2.430	1.967	59.79	43.88	49.8	928.0	Chiamonte
1100.00	1.040	1.400	2.432	1.968	46.99	45.10	50.7	957.8	
1150.00	1.050	1.400	2.435	1.974	46.99	46.00	52.2	1007.8	
1200.00	1.070	1.400	2.440	1.984	46.99	45.60	53.7	1057.8	
1250.00	1.080	1.400	2.445	1.990	46.99	46.25	55.2	1107.8	
1300.00	1.090	1.400	2.450	1.997	46.99	46.80	56.7	1157.8	
1344.20	1.100	1.400	2.450	2.000	46.99	47.05	58.1	1202.0	Buccheri
1400.00	1.120	1.400	2.455	2.010	46.99	46.20	59.7	1257.8	
1450.00	1.150	1.400	2.457	2.022	46.99	43.50	61.2	1307.8	
1500.00	1.180	1.400	2.460	2.034	46.99	40.50	62.7	1357.8	
1550.00	1.200	1.400	2.462	2.042	46.99	38.75	64.2	1407.8	
1600.00	1.230	1.400	2.464	2.053	46.99	35.20	65.7	1457.8	
1668.20	1.280	1.450	2.466	2.071	42.72	28.36	67.8	1526.0	Modica
1711.50	1.300	1.450	2.468	2.079	42.72	25.67	69.1	1569.3	<b>CSG 13 3/8"</b>
1711.60	1.300	1.500	2.468	2.079	99.11	51.35	69.1	1569.4	
1800.00	1.370	1.600	2.475	2.107	82.00	41.40	71.7	1657.8	
1824.20	1.380	1.600	2.480	2.114	82.00	40.13	72.5	1682.0	Streppenosa
1900.00	1.410	1.600	2.482	2.125	82.00	36.10	74.7	1757.8	
1950.00	1.420	1.600	2.484	2.130	82.00	35.10	76.2	1807.8	
2000.00	1.420	1.600	2.485	2.130	82.00	36.00	77.7	1857.8	
2050.00	1.420	1.600	2.487	2.132	82.00	36.90	79.2	1907.8	
2100.00	1.410	1.600	2.490	2.130	82.00	39.90	80.7	1957.8	
2150.00	1.400	1.600	2.492	2.128	82.00	43.00	82.2	2007.8	


**PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE****POZZO: IRMINIO 8 Dir / 8 Dir OR**PAG **76** DI 122

AGGIORNAMENTI:

**0**

2200.00	1.350	1.600	2.494	2.113	82.00	55.00	83.7	2057.8	
2250.00	1.250	1.600	2.495	2.080	82.00	78.75	85.2	2107.8	
2300.00	1.100	1.600	2.500	2.034	82.00	115.00	86.7	2157.8	
2317.20	1.050	1.600	2.510	2.024	82.00	127.45	87.2	2175.0	Noto Sup.
2318.60	1.030	1.600	2.510	2.017	82.00	132.16	87.3	2176.4	<b>CSG 9 5/8"</b>
2318.70	1.030	1.100	2.510	2.017	212.66	16.23	87.3	2176.5	
2400.00	1.030	1.100	2.520	2.024	212.66	16.80	89.7	2257.8	
2422.20	1.000	1.100	2.520	2.014	212.66	24.22	90.4	2280.0	Mila
2500.00	1.000	1.100	2.520	2.014	212.66	25.00	92.7	2357.8	
2544.20	1.000	1.100	2.520	2.014	212.66	25.44	94.1	2402.0	Noto Inf.
2600.00	1.000	1.100	2.530	2.021	212.66	26.00	95.7	2457.8	
2641.35	1.000	1.100	2.530	2.021	212.66	26.41	97.0	2499.2	



	<b>PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE</b> <b>POZZO: IRMINIO 8 Dir / 8 Dir OR</b>	PAG <b>78</b> DI 122			
		AGGIORNAMENTI:			
		<b>0</b>			

#### 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. Pertanto 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 agente sulla formazione
- 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".

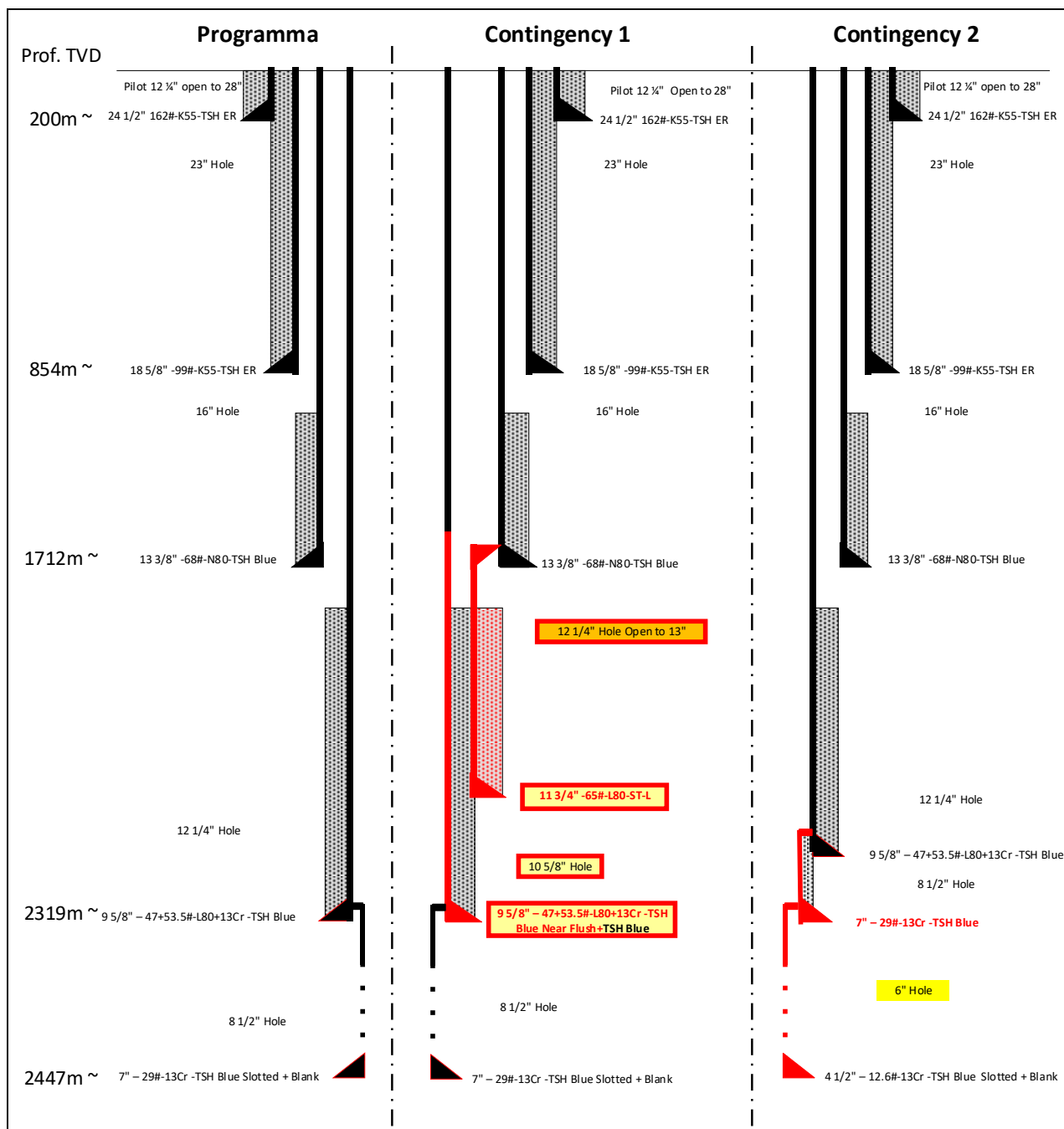
In caso di impossibilità a realizzare il "contingency" sopra menzionato, si ha a disposizione un altro "contingency". Si perforerà con bit 8 ½" fino al top della Noto ed a tale quota si scenderà il liner 7" (profondità prevista per csg 9 5/8"), proseguendo poi la perforazione il foro pilota 6" fino a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




Il foro 8 1/2" 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 (Irmínio 8dir / 8dir-Or) all'interno della formazione Mila.

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.



	<b>PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE</b> <b>POZZO: IRMINIO 8 Dir / 8 Dir OR</b>	PAG <b>80</b> DI 122			
		<b>AGGIORNAMENTI:</b>			
		<b>0</b>			

#### 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 856 mMD (853.5 mTVD)**

La scarpa del casing superficiale 18 5/8" sarà disceso appena entrati nella 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 1714 m (1711.5 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 20 3/4" \* 3000 psi - 13 5/8" \* 5000 psi) ed il BOP stack 13 5/8" \* 5/10 000 psi.

- **Foro 12 1/4" per casing 9 5/8" a circa 2368 mMD ~ (~2318.6 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/cm<sup>2</sup>/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.



 IRMINIO S.p.A.	<b>PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE</b> <b>POZZO: IRMINIO 8 Dir / 8 Dir OR</b>	PAG <b>81</b> DI 122			
		AGGIORNAMENTI:			
		<b>0</b>			

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 le fasi di 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 \* 5/10 000 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 8 dir / 8 dir - OR**

- **Foro 8 1/2" per Slotted/Blank Liner 7" a circa 3115 mMD (~2447.2 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 8 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	200.0	13.20	1.00
18 5/8"	Surface	Casing	23	9.20	856.0	13.20	1.08
13 3/8"	Intermediate	Casing	16	9.20	1714.0	1050.0	1.45
9 5/8"	Production	Casing	12.25	9.20	2368.0	1900.0	1.60

Irminio 8 dir / 8 DIR-Or

7"	Production	Liner	8.5	2320.0	3159.0		1.10
----	------------	-------	-----	--------	--------	--	------

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

##### 4.2.5.2 SAFETY FACTORS

Irminio 8 dir

CASING DATA					BURST				COLLAPSE				TENSION			
Diameter inch	Grade	Weight lb/ft	from m	to m	Stress Kg/cm2	Yield csg Kg/cm2	S.F.	S.F. request	Stress Kg/cm2	Yield csg Kg/cm2	S.F. Biax.stres.	S.F. request	Stress ton	Yield csg ton	S.F.	S.F. request
18 5/8	K 55	99	0	856	140.0	181.4	1.30	1.05	47.1	67.5	1.34	1.10	332.0	710.3	2.14	1.70
13 3/8	N 80	68	0	1714	183.2	355.2	1.94	1.10	124.3	161.3	1.25	1.10	250.3	708.7	2.83	1.70
9 5/8	N 80	47	0	1750	206.2	483.3	2.34	1.10	278.8	335.4	1.19	1.10	216.5	492.7	2.28	1.70
9 5/8	N 80	53.5	1750	1950	135.0	557.5	4.13	1.10	310.5	465.4	1.19	1.10	125.1	564.3	4.51	1.70
9 5/8	Cr13-L 80	53.5	1950	2368	107.8	557.5	5.17	1.10	369.0	465.4	1.26	1.10	117.3	564.3	4.81	1.70

**Il casing 9 5/8" è stato verificato positivamente anche alle condizioni di perforazione**

Irminio 8 dir/8 dir – Or

CASING DATA					BURST				COLLAPSE				TENSION			
Diameter inch	Grade	Weight lb/ft	from m	to m	Stress Kg/cm2	Yield csg Kg/cm2	S.F.	S.F. request	Stress Kg/cm2	Yield csg Kg/cm2	S.F. Biax.stres.	S.F. request	Stress ton	Yield csg ton	S.F.	S.F. request
7	Cr13-L 80	29	2320	3115	#N/D	577.0	#N/D	1.10	313.2	499.0	1.15	1.10	129.6	308.0	2.38	1.70



**4.2.5.3 CALCOLI CASING DESIGN**

CASING SURFACE 18 5/8 ON-SHORE

BURST

Fracture Gradient at Shoe	Kg/cm <sup>2</sup> /10m	<b>1.95</b>
Fracture Pressure at Shoe	Kg/cm <sup>2</sup>	166.4
Internal Pressure at Well Head	Kg/cm <sup>2</sup>	140.0
Internal Pressure at Shoe	Kg/cm <sup>2</sup>	166.4
External Pressure at Well Head	Kg/cm <sup>2</sup>	0.0
External Pressure at Shoe	Kg/cm <sup>2</sup>	93.9
Acting Pressure at Well Head	Kg/cm <sup>2</sup>	140.0
Acting Pressure at Shoe	Kg/cm <sup>2</sup>	72.5

COLLAPSE

Internal Casing S.G. Fluid (Air=0)	Kg/l	<b>0.00</b>
Mud Level Dropped at	m	<b>428</b>
Mud Density During Run Casing	Kg/l	<b>1.10</b>
Maximum Mud Density to Next Phase	Kg/l	<b>1.45</b>
Internal Pressure at Mud Dropped Level	Kg/cm <sup>2</sup>	0.0
Internal Pressure at Well Head	Kg/cm <sup>2</sup>	0.0
Internal Pressure at Shoe	Kg/cm <sup>2</sup>	61.7
External Pressure at Mud Dropped Level	Kg/cm <sup>2</sup>	47.1
External Pressure at Well Head	Kg/cm <sup>2</sup>	0.0
External Pressure at Shoe	Kg/cm <sup>2</sup>	93.9
Acting Pressure at Well Head	Kg/cm <sup>2</sup>	0.0
Acting Pressure at Mud Dropped Level	Kg/cm <sup>2</sup>	47.1
Acting Pressure at Shoe	Kg/cm <sup>2</sup>	32.2

TENSION

Weight in Air	ton	126.1
Buoiancy Factor		0.9
Weight in Mud	ton	108.4
Pressure at Bumping Plugs	Kg/cm <sup>2</sup>	<b>70.0</b>
Additional Tension + Bumping Plugs	ton	109.9
Well Head Tension	ton	218.3
Maximum Tension	ton	332.0

CASING DATA					BURST				COLLAPSE				TENSION			
Diameter	Grade	Weight	from	to	Stress	Yield csg	S.F.	S.F.	Stress	Yield csg	S.F.	S.F.	Stress	Yield csg	S.F.	S.F.
inch		lb/ft	m	m	Kg/cm2	Kg/cm2		request	Kg/cm2	Kg/cm2	Biax.stres.	request	ton	ton		request
18 5/8	K 55	99.0	0	856	140.0	181.4	1.30	1.05	47.1	67.5	1.34	1.10	332.0	710.3	2.14	1.70

Note:

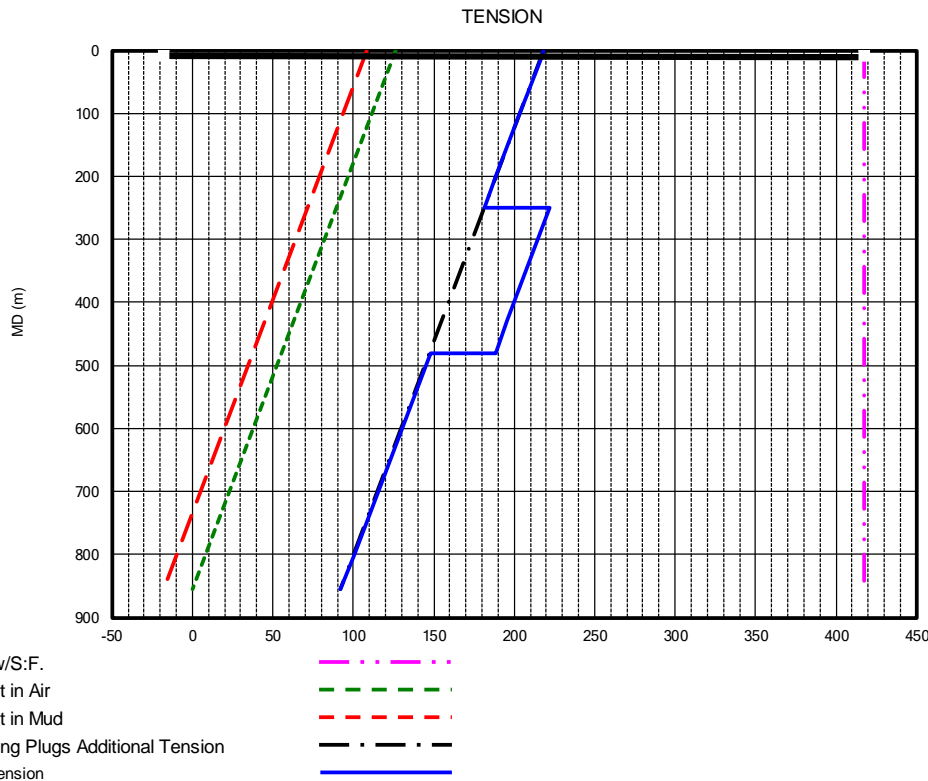
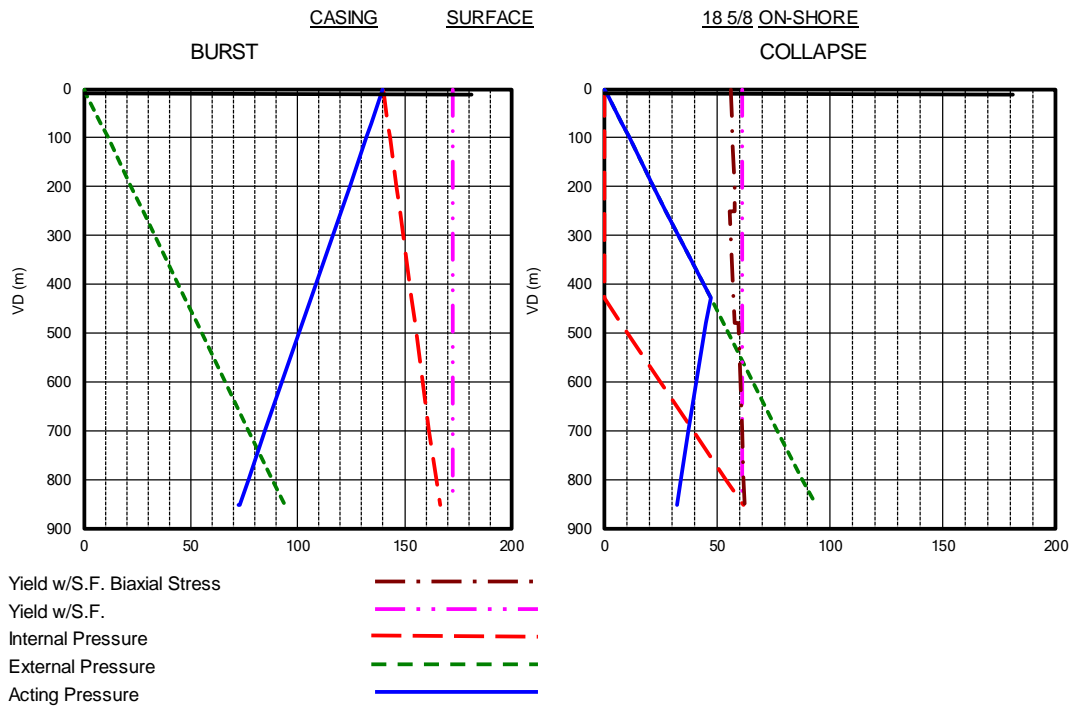


**PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE**  
**POZZO: IRMINIO 8 Dir / 8 Dir OR**

PAG **84** DI 122

AGGIORNAMENTI:

**0**



CASING DATA					BURST				COLLAPSE				TENSION			
Diameter	Grade	Weight	from	to	Stress	Yield csg	S.F.	S.F.	Stress	Yield csg	S.F.	S.F.	Stress	Yield csg	S.F.	S.F.
inch		lb/ft	m	m	Kg/cm2	Kg/cm2		request	Kg/cm2	Kg/cm2	Biax.stres.	request	ton	ton		request
18 5/8	K 55	99.0	0	856	140.0	181.4	1.30	1.05	47.1	67.5	1.34	1.10	332.0	710.3	2.14	1.70

Note:



CASING INTERMEDIATE      13 3/8      ON-SHORE

BURST

Formation Fluid Density	Kg/l	0.30
Fracture Gradient at Shoe	Kg/cm <sup>2</sup> /10m	2.08
Fracture Pressure at Shoe	Kg/cm <sup>2</sup>	355.0
Internal Pressure at Well Head	Kg/cm <sup>2</sup>	182.3
Internal Pressure at Shoe	Kg/cm <sup>2</sup>	355.0
External Pressure at Well Head	Kg/cm <sup>2</sup>	0.0
External Pressure at Shoe	Kg/cm <sup>2</sup>	247.5
Acting Pressure at Well Head	Kg/cm <sup>2</sup>	182.3
Acting Pressure at Shoe	Kg/cm <sup>2</sup>	107.5

COLLAPSE

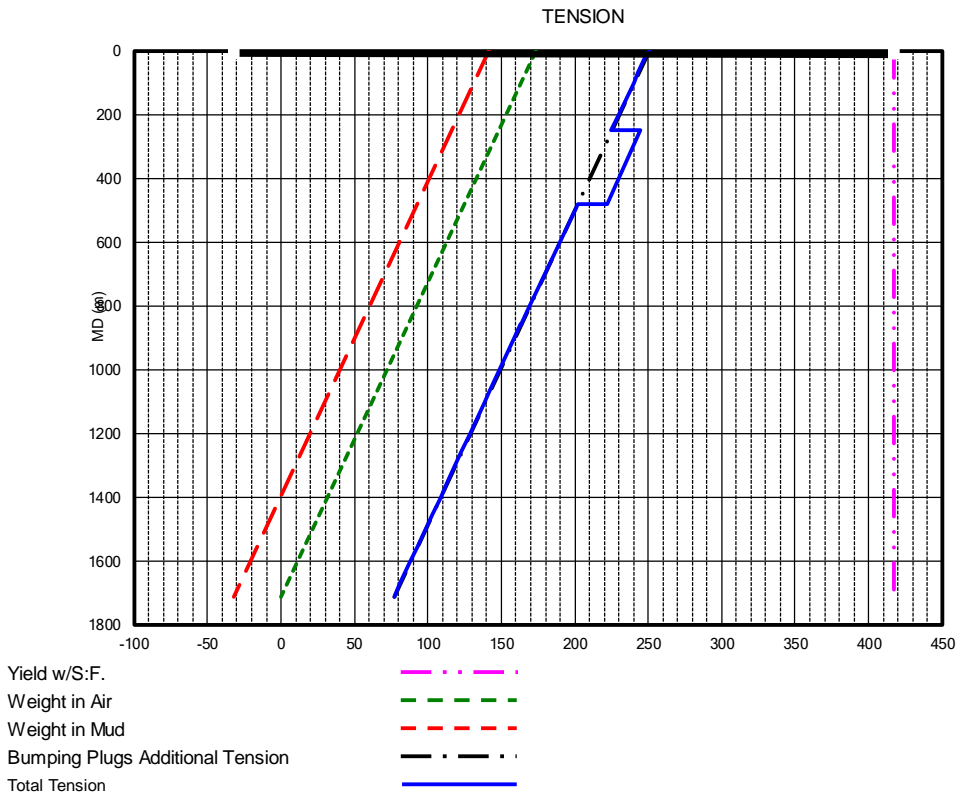
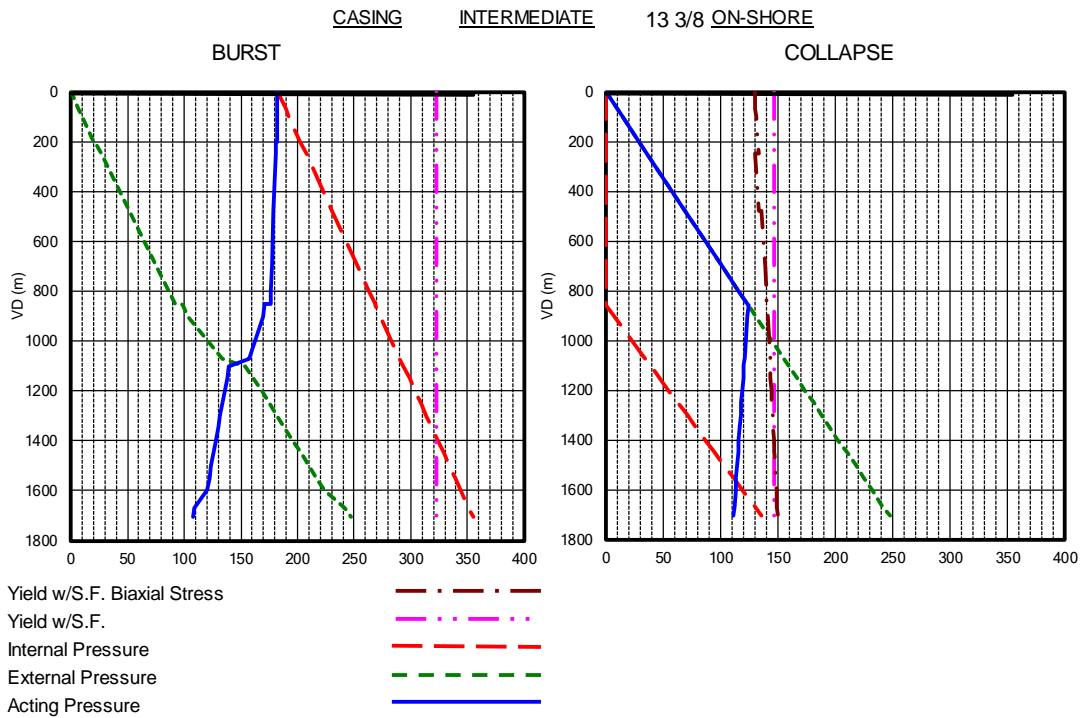
Mud Dropped Level	m	857
Mud Density During Run Casing	Kg/l	1.45
Maximum Mud Density to Next Phase	Kg/l	1.60
Internal Pressure at Well Head	Kg/cm <sup>2</sup>	0.0
Internal Pressure at Shoe	Kg/cm <sup>2</sup>	136.0
External Pressure at Mud Dropped Level	Kg/cm <sup>2</sup>	124.3
External Pressure at Well Head	Kg/cm <sup>2</sup>	0.0
External Pressure at Shoe	Kg/cm <sup>2</sup>	247.5
Acting Pressure at Well Head	Kg/cm <sup>2</sup>	0.0
Acting Pressure at Mud Dropped Level	Kg/cm <sup>2</sup>	124.3
Acting Pressure at Shoe	Kg/cm <sup>2</sup>	111.5

TENSION

Weight in Air	ton	173.5
Buoiancy Factor		0.82
Weight in Mud	ton	141.4
Pressure at Bumping Plugs	Kg/cm <sup>2</sup>	140.0
Additional Tension + Bumping Plugs	ton	108.9
Well Head Tension	ton	250.3
Maximum Tension	ton	250.3

CASING DATA					BURST				COLLAPSE				TENSION			
Diameter	Grade	Weight	from	to	Stress	Yield csg	S.F.	S.F.	Stress	Yield csg	S.F.	S.F.	Stress	Yield csg	S.F.	S.F.
inch		lb/ft	m	m	Kg/cm2	Kg/cm2		request	Kg/cm2	Kg/cm2	Biax.stres	request	ton	ton		request
13 3/8	N 80	68	0	1714	183.2	355.2	1.94	1.10	124.3	161.3	1.25	1.10	250.3	708.7	2.83	1.70

Note:



CASING DATA					BURST				COLLAPSE				TENSION			
Diameter	Grade	Weight	from	to	Stress	Yield csg	S.F.	S.F.	Stress	Yield csg	S.F.	S.F.	Stress	Yield csg	S.F.	S.F.
inch		lb/ft	m	m	Kg/cm2	Kg/cm2		request	Kg/cm2	Kg/cm2	Biax.stres	request	ton	ton		request
13 3/8	N 80	68	673	1714	183.2	355.2	1.94	1.10	124.3	109.0	1.25	1.10	250.3	708.7	2.83	1.70

Note:



CASING PRODUCTION VERIFY      9 5/8 ON-SHORE

BURST

Packer Depth	m	1980
Fluid Formation Density	Kg/l	0.30
Pore Gradient at TD	Kg/cm2/10m	1.10
Pore Pressure at TD	Kg/cm 2	290.5
Internal Pressure at Packer Depth	Kg/cm 2	217.8
Internal Pressure at Well Head	Kg/cm 2	205.1
Internal Pressure at Shoe	Kg/cm 2	#N/D
External Pressure at Well Head	Kg/cm 2	0.0
External Pressure at Shoe	Kg/cm 2	369.0
External Pressure at Packer	Kg/cm 2	316.8
Acting Pressure at Well Head	Kg/cm 2	205.1
Acting Pressure at Shoe	Kg/cm 2	#N/D
Acting Pressure at Packer Depth	Kg/cm 2	-99.0

COLLAPSE

Packer Fluid Density	Kg/l	1.10
Mud Dropped Level	m	2306
Mud Density During Run Casing	Kg/l	1.60
Well Fluid Density During Set Packer	Kg/l	1.10
Internal Pressure at Well Head	Kg/cm 2	0.0
Internal Pressure at Shoe	Kg/cm 2	0.0
External Pressure at Mud Dropped Level	Kg/cm 2	369.0
External Pressure at Well Head	Kg/cm 2	0.0
External Pressure at Shoe	Kg/cm 2	369.0
Acting Pressure at Well Head	Kg/cm 2	0.0
Acting Pressure at Mud Dropped Level	Kg/cm 2	369.0
Acting Pressure at Shoe	Kg/cm 2	369.0

TENSION

Weight in Air	ton	171.6
Buoiancy Factor		0.8
Weight in Mud	ton	136.6
Pressure at Bumping Plugs	Kg/cm 2	210.0
Additional Tension + Bumping Plugs	ton	79.9
Well Head Tension	ton	216.5
Maximum Tension	ton	216.5

CASING DATA					BURST				COLLAPSE				TENSION			
Diameter	Grade	Weight	from	to	Stress	Yield csg	S.F.	S.F.	Stress	Yield csg	S.F.	S.F.	Stress	Yield csg	S.F.	S.F.
inch		lb/ft	m	m	Kg/cm2	Kg/cm2	request	request	Kg/cm2	Kg/cm2	Biax.stres.	request	ton	ton	request	request
9 5/8	N 80	47	0	1750	206.2	483.3	2.34	1.10	278.8	335.4	1.19	1.10	216.5	492.7	2.28	1.70
9 5/8	N 80	53.5	1750	1950	135.0	557.5	4.13	1.10	310.5	465.4	1.19	1.10	125.1	564.3	4.51	1.70
9 5/8	Cr13-L 8	53.5	1950	2368	107.8	557.5	5.17	1.10	369.0	465.4	1.26	1.10	117.3	564.3	4.81	1.70

Note:

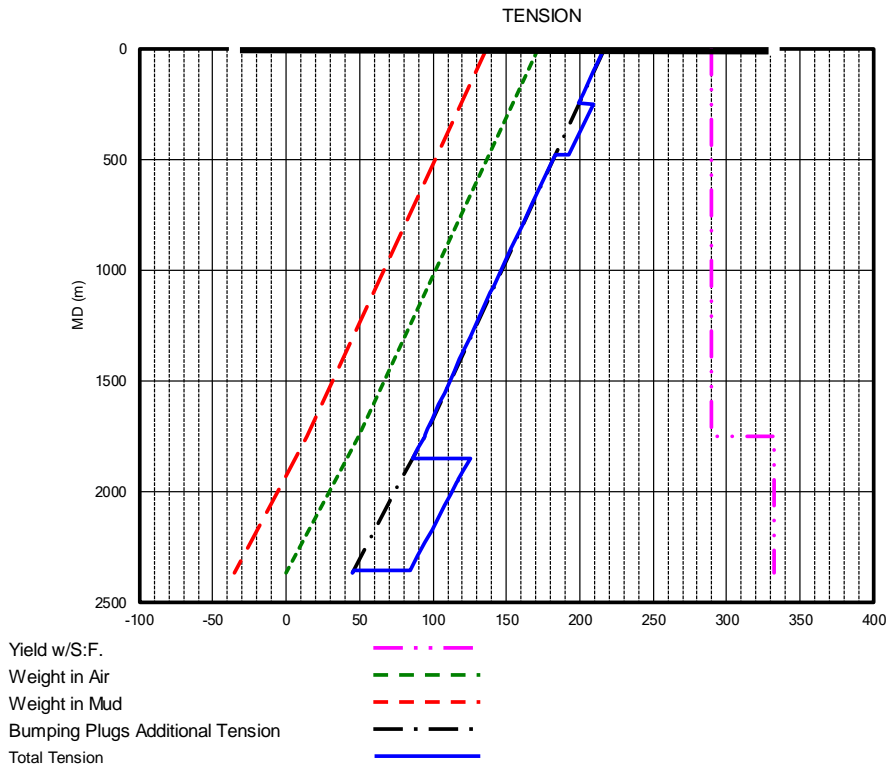
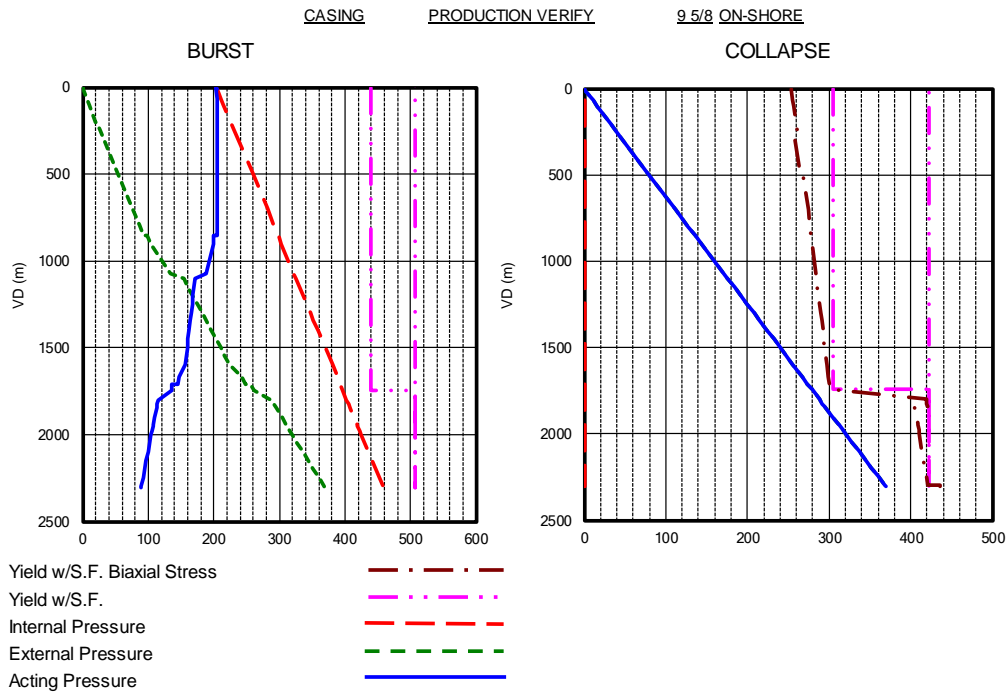


**PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE**  
**POZZO: IRMINIO 8 Dir / 8 Dir OR**

PAG **88** DI 122

AGGIORNAMENTI:

**0**



CASING DATA					BURST				COLLAPSE				TENSION			
Diameter	Grade	Weight	from	to	Stress	Yield csg	S.F.	S.F.	Stress	Yield csg	S.F.	S.F.	Stress	Yield csg	S.F.	S.F.
inch		lb/ft	m	m	Kg/cm2	Kg/cm2	request	request	Kg/cm2	Kg/cm2	Biax.stres	request	ton	ton	request	request
9 5/8	N 80	47	0	1750	206.2	483.3	2.34	1.10	278.8	335.4	1.19	1.10	216.5	492.7	2.28	1.70
9 5/8	N 80	53.5	1750	1950	135.0	557.5	4.13	1.10	310.5	465.4	1.19	1.10	125.1	564.3	4.51	1.70
9 5/8	Cr13-L 8	53.5	1950	2368	107.8	557.5	5.17	1.10	369.0	465.4	1.26	1.10	117.3	564.3	4.81	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 **For PRODUCTION 7"**

ON-SHORE

BURST

Packer Depth	m	<b>1980</b>
Fluid Formation Density	Kg/l	<b>0.3</b>
Pore Gradient at TD	Kg/cm2/10m	1.10
Pore Pressure at TD	Kg/cm 2	290.5
Internal Pressure at Packer Depth	Kg/cm 2	217.8
Internal Pressure at Well Head	Kg/cm 2	205.1
Internal Pressure at Shoe	Kg/cm 2	518.3
Internal Pressure at Top Liner	Kg/cm 2	#N/D
External Pressure at Well Head	Kg/cm 2	0.0
External Pressure at Shoe	Kg/cm 2	313.2
External Pressure at Top Liner	Kg/cm 2	363.2
External Pressure at Packer	Kg/cm 2	316.8
Acting Pressure at Well Head	Kg/cm 2	205.1
Acting Pressure at Shoe	Kg/cm 2	205.1
Acting Pressure at Top Liner	Kg/cm 2	#N/D
Acting Pressure at Packer Depth	Kg/cm 2	-99.0

COLLAPSE

Packer Fluid Density	Kg/l	<b>1.10</b>
Mud Dropped Level	m	<b>3115</b>
Mud Density During Run Casing	Kg/l	<b>1.10</b>
Well Fluid Density During Set Packer	Kg/l	<b>1.10</b>
Internal Pressure at Well Head	Kg/cm 2	0.0
Internal Pressure at Shoe	Kg/cm 2	-29.5
Internal Pressure at Top Liner	Kg/cm 2	0.0
External Pressure at Mud Dropped Level	Kg/cm 2	342.7
External Pressure at Well Head	Kg/cm 2	0.0
External Pressure at Shoe	Kg/cm 2	313.2
External Pressure at Top Liner	Kg/cm 2	249.7
Acting Pressure at Well Head	Kg/cm 2	0.0
Acting Pressure at Mud Dropped Level	Kg/cm 2	342.7
Acting Pressure at Shoe	Kg/cm 2	342.7
Acting Pressure at Top Liner	Kg/cm 2	249.7


TENSION

Weight in Air	ton	34.3
Buoiancy Factor		0.9
Weight in Mud	ton	29.5
Pressure at Bumping Plugs	Kg/cm 2	<b>0.0</b>
Additional Tension + Bumping Plugs	ton	0.0
Well Head Tension	ton	29.5
Maximum Tension	ton	129.6

CASING DATA					BURST				COLLAPSE				TENSION			
Diameter	Grade	Weight	from	to	Stress	Yield csg	S.F.	S.F.	Stress	Yield csg	S.F.	S.F.	Stress	Yield csg	S.F.	S.F.
inch		lb/ft	m	m	Kg/cm2	Kg/cm2		request	Kg/cm2	Kg/cm2	Blax.stres	request	ton	ton		request
<b>7</b>	<b>Cr13-L 8</b>	<b>29</b>	<b>2320</b>	<b>3115</b>	#N/D	<b>577.0</b>	#N/D	1.10	313.2	<b>499.0</b>	1.15	1.10	129.6	<b>308.0</b>	2.38	1.70

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



	<b>PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE</b> <b>POZZO: IRMINIO 8 Dir / 8 Dir OR</b>	PAG <b>91</b> DI <b>122</b>			
		AGGIORNAMENTI:			
		<b>0</b>			

#### 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	856	1714	2368	2804	2378	3115	3115
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		40-50	50-55	50-55	40-45	40-45	40-45	
PV cps		ALAP	22-28	28-35	ALAP	ALAP	ALAP	
YP gr/100cm2		8-12	12-16	12-16	8-10	810	8-10	
Letture a 6/3 giri		>6/>4	>11/>9	>10/>8	>6/>4	>6/>4	>6/>4	
Gel 10 sec gr/100 cm2		2-4	3-5	4-6	3-5	3-5	3-5	
Gel 10 min gr/100 cm2		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	



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



**4.2.7. PROGRAMMA DI CEMENTAZIONE**

4.2.7.1 CP 24 1/2"

**CEMENTAZIONE CP 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.
IC1	12.5	200	150	4	ton Welde	8	
IC4	50	150	13	3	ton Welde	6	
						0	
<b>TOTALE</b>				<b>7</b>		<b>14</b>	<b>0</b>

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

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

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

**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 CSG 18 5/8 a m 856 MD 853.5 VD**  
**RISALITA CEMENTO a m 13 MD 13 VD**

m 0 P.T.R.

13 C. Deck

CSG 24 1/2  
m 200

TOC malta "B"  
m 750

csg 18 5/8  
m 856



**EQUIPAGGIAMENTO CASING**

Tipo Centr.	Spacing	da m	a m	Centralizz.	Tipo	Stop Collar	Raschiat.
1C1	12.50	856	750	8	on Welde	17	
1C2	25.00	750	200	22	on Welde	44	
1C4	50.00	100	13	2	Positive	4	
<b>TOTALE</b>				<b>32</b>		<b>65</b>	<b>0</b>

**VOLUME FORO**

	esterno	interno	l/m	m	Volume m <sup>3</sup>
Intercap.	23	18 5/8	92.2	656	<b>60.5</b>
Intercap.	24 1/2	18 5/8	98.1	187	<b>18.3</b>
Shoe-collar		18 5/8	175.8	12.5	<b>2.2</b>
<b>Maggiorazione su foro scoperto</b>			<b>100</b>	%	<b>60.5</b>
<b>VOLUME TOTALE</b>					<b>141.5</b>

**VOLUME TOTALE MALTA "A" m<sup>3</sup> 122**

malta a densità =		<b>1.50</b> kg/l	Extender			
CEMENTO	Classe G	ton/m <sup>3</sup>	0.7	x m <sup>3</sup>	122.0	ton <b>86.8</b>
extender		5.0	% sul cemento		ton	<b>0.4</b>
ACQUA	FW	l/ton	1076.0	x ton	86.8	m <sup>3</sup> <b>93.4</b>
<b>CARATTERISTICHE:</b>						
Tempo di Pompabilità richiesto min			<b>BHST</b>	<b>SPACER (kg/l)</b>		
<b>300</b>			<b>50</b>	<b>1.4</b>		

**VOLUME TOTALE MALTA "B" m<sup>3</sup> 19.5**

malta a densità =		<b>1.9</b> kg/l				<b>0</b>
CEMENTO	Classe G	ton/m <sup>3</sup>	1.32	x m <sup>3</sup>	20	ton <b>26</b>
		0	0.0 % sul cemento		ton	<b>0.0</b>
ACQUA	FW	l/ton	440.0	x ton	26	m <sup>3</sup> <b>11</b>
<b>CARATTERISTICHE:</b>						
Tempo di Pompabilità richiesto min			<b>BHST</b>	<b>SPACER (kg/l)</b>		
<b>200</b>			<b>50</b>	<b>1.4</b>		

**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 CSG 13 3/8 a m 1714 MD 1711.5 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 856

TOC 13 3/8  
m 1050

TOC malta "B"  
m 1600  
csg 13 3/8  
m 1714

<b>EQUIPAGGIAMENTO CASING</b>							
Tipo Centr.	Spacing	da m	a m	Centralizz.	Tipo	Stop Collar	Raschiat.
1C1	12.50	1714	1614	8	Non Weld	16	
1C2	25.00	1614	814	32	Non Weld	64	
0		0				0	
<b>TOTALE</b>				<b>40</b>		<b>80</b>	<b>0</b>

<b>VOLUME FORO</b>					
	esterno	interno	l/m	m	Volume m <sup>3</sup>
Intercap.	16	13 3/8	38.92	664	<b>25.8</b>
Intercap.	18 5/8	13 3/8	66.6	0	<b>0.0</b>
Shoe-collar		13 3/8	78.08	25	<b>2.0</b>
<b>Maggiorazione su foro scoperto</b>			<b>50</b>	%	<b>12.9</b>
<b>VOLUME TOTALE</b>					<b>40.7</b>

<b>VOLUME TOTALE MALTA "A" m<sup>3</sup> 34</b>						
malta a densità =		<b>1.50</b> kg/l		Extender		
CEMENTO	Classe G	ton/m <sup>3</sup>	0.7	x m <sup>3</sup>	34.1	ton <b>24.3</b>
extender		5.0	% sul cemento			ton <b>0.1</b>
ACQUA	FW	l/ton	1076.0	x ton	24.3	m <sup>3</sup> <b>26.1</b>
<b>CARATTERISTICHE:</b>						
<b>Tempo di Pompabilità richiesto min</b>			<b>BHST</b>	<b>SPACER (kg/l)</b>		
<b>300</b>			<b>72</b>	<b>1.75</b>		

<b>VOLUME TOTALE MALTA "B" m<sup>3</sup> 6.7</b>						
malta a densità =		<b>1.9</b> kg/l		0		
CEMENTO	Classe G	ton/m <sup>3</sup>	1.32	x m <sup>3</sup>	7	ton <b>9</b>
		0	0.0 % sul cemento			ton <b>0.0</b>
ACQUA	FW	l/ton	440.0	x ton	9	m <sup>3</sup> <b>4</b>
<b>CARATTERISTICHE:</b>						
<b>Tempo di Pompabilità richiesto min</b>			<b>BHST</b>	<b>SPACER (kg/l)</b>		
<b>200</b>			<b>72</b>	<b>1.75</b>		

P. fratturazione	kg/cm <sup>2</sup> /10r	2.08	x m	1712	kg/cm <sup>2</sup>	<b>355.8</b>
P. idr. a fine spiaz.	somma carichi idrostatici				kg/cm <sup>2</sup>	<b>260.6</b>
P. Risultante	P.fratt. - P.idr. a fine spiaz.				kg/cm <sup>2</sup>	<b>95.2</b>
P. formazione	kg/cm <sup>2</sup> /10r	1.30	x m	1712	kg/cm <sup>2</sup>	<b>222.5</b>
P. idr. durante WOC	Somma carichi idr. con malta a 1kg/cm <sup>2</sup> /10m				kg/cm <sup>2</sup>	<b>222.8</b>

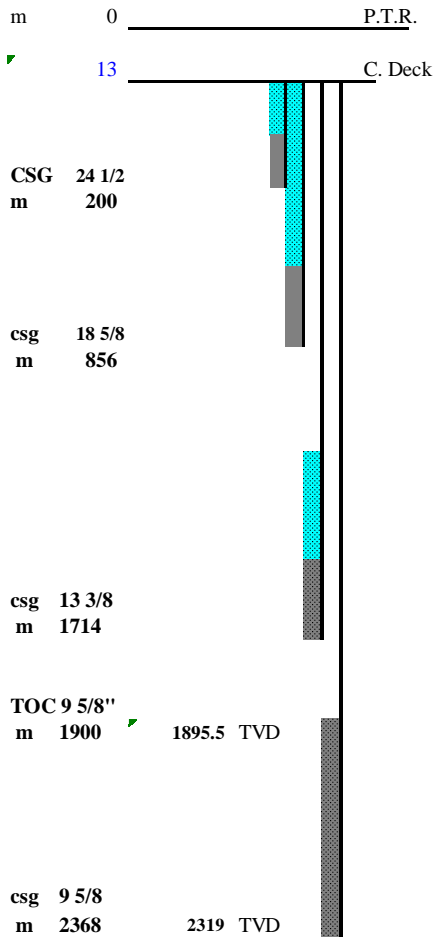
<b>Situazione di</b>		<b>OVERBALANCE di</b>		<b>0.3</b> kg/cm <sup>2</sup>	
<b>Margine alla fratturazione</b>		<b>95.2 atm al fondo</b>			
<b>Margine alla fratturazione</b>	<b>39.3 atm a m</b>	<b>856 VD - Gfr</b>	<b>1.95 atm/10m</b>		
<b>Margine alla fratturazione</b>	<b>atm a m</b>	<b>VD - Gfr</b>	<b>atm/10m</b>		
- Gradiente di fratturazione al fondo				2.08 atm/10m	
- Gradiente con malta all'annulus				1.52 atm/10m	
- Gradiente durante WOC 1^ malta in presa				1.30 atm/10m	
- Gradienti dei pori previsto				1.30 atm/10m	
- <b>Gradiente durante WOC 2^ malta in presa</b>				<b>1.32 atm/10m</b>	

**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 2368.0 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	Raschiat
1C1	12.5	2368	2268	8	SpiraGliders	16	
1C4	50	2268	1918	7	SpiraGlider	14	
					0	0	
<b>TOTALE</b>				<b>15</b>		<b>30</b>	<b>0</b>

VOLUME FORO					
	esterno	interno	l/m	m	Volume m <sup>3</sup>
Intercap.	12 1/4	9 5/8	28.94	468	<b>13.5</b>
Intercap.	13 3/8	9 5/8	30.98	0.0	<b>0.0</b>
Shoe-collar		9 5/8	38.19	38	<b>1.5</b>
<b>Maggiorazione su foro scoperto</b>			<b>30 %</b>		<b>4.1</b>
<b>VOLUME TOTALE</b>					<b>19.1</b>

VOLUME TOTALE MALTA "A" m <sup>3</sup> 19.1					
malta a densità =	1.9	kg/l			0
CEMENTO G	0	ton/m <sup>3</sup>	1.3	x m <sup>3</sup>	19.1 ton 25.2
	0	0.0	% sul cemento		ton 0.0
ACQUA FW	0	l/ton	440.0	x ton	25.2 m <sup>3</sup> 11.1
<b>CARATTERISTICHE:</b>					
<b>Tempo di Pompabilità richiesto min</b>	<b>300</b>		<b>BHST</b>	<b>92</b>	<b>SPACER (kg/l)</b>
					<b>1.7</b>


VOLUME TOTALE MALTA "B" m <sup>3</sup> 0.0					
malta a densità =	0	kg/l			0
CEMENTO	0	ton/m <sup>3</sup>	0.00	x m <sup>3</sup>	0.00 ton 0.00
	0	0.0	% sul cemento		ton 0.00
ACQUA	0	l/ton	0.0	x ton	0.00 m <sup>3</sup> 0.00
<b>CARATTERISTICHE:</b>					
<b>Tempo di Pompabilità richiesto min</b>	<b>0</b>		<b>BHST</b>	<b>92.0</b>	<b>SPACER (kg/l)</b>
					<b>1.70</b>

P. fratturazione	kg/cm <sup>2</sup> /10m	2.02	x m	2319	kg/cm <sup>2</sup>	<b>467.7</b>
P. idr. a fine spiaz.	somma carichi idrostatici				kg/cm <sup>2</sup>	<b>385.2</b>
P. Risultante	P.fratt. - P.idr. a fine spiaz.				kg/cm <sup>2</sup>	<b>82.5</b>
P. formazione	kg/cm <sup>2</sup> /10m	1.03	x m	2319	kg/cm <sup>2</sup>	<b>238.9</b>
P. idr. durante WOC	Somma carichi idr. con malta a 1kg/cm <sup>2</sup> /10m				kg/cm <sup>2</sup>	<b>347.1</b>

Situazione di <b>OVERBALANCE di 108 kg/cm<sup>2</sup></b>					
<b>Margine alla fratturazione</b>	<b>82 atm al fondo</b>				
<b>Margine alla fratturazione</b>	<b>86 atm a m</b>	<b>1714 VD - Gfr</b>		<b>2.079 atm/10m</b>	
<b>Margine alla fratturazione</b>	<b>atm a m</b>	<b>VD - Gfr</b>		<b>atm/10m</b>	
- 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				1.03 atm/10m	
				atm/10m	

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



 <b>PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE</b> <b>POZZO: IRMINIO 8 Dir / 8 Dir OR</b>	PAG <b>97</b> DI 122			
	AGGIORNAMENTI:			
	<b>0</b>			

#### 4.2.7.5 IRMINIO 8 DIR / 8 DIR-OR - LINER DI PRODUZIONE 7"

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

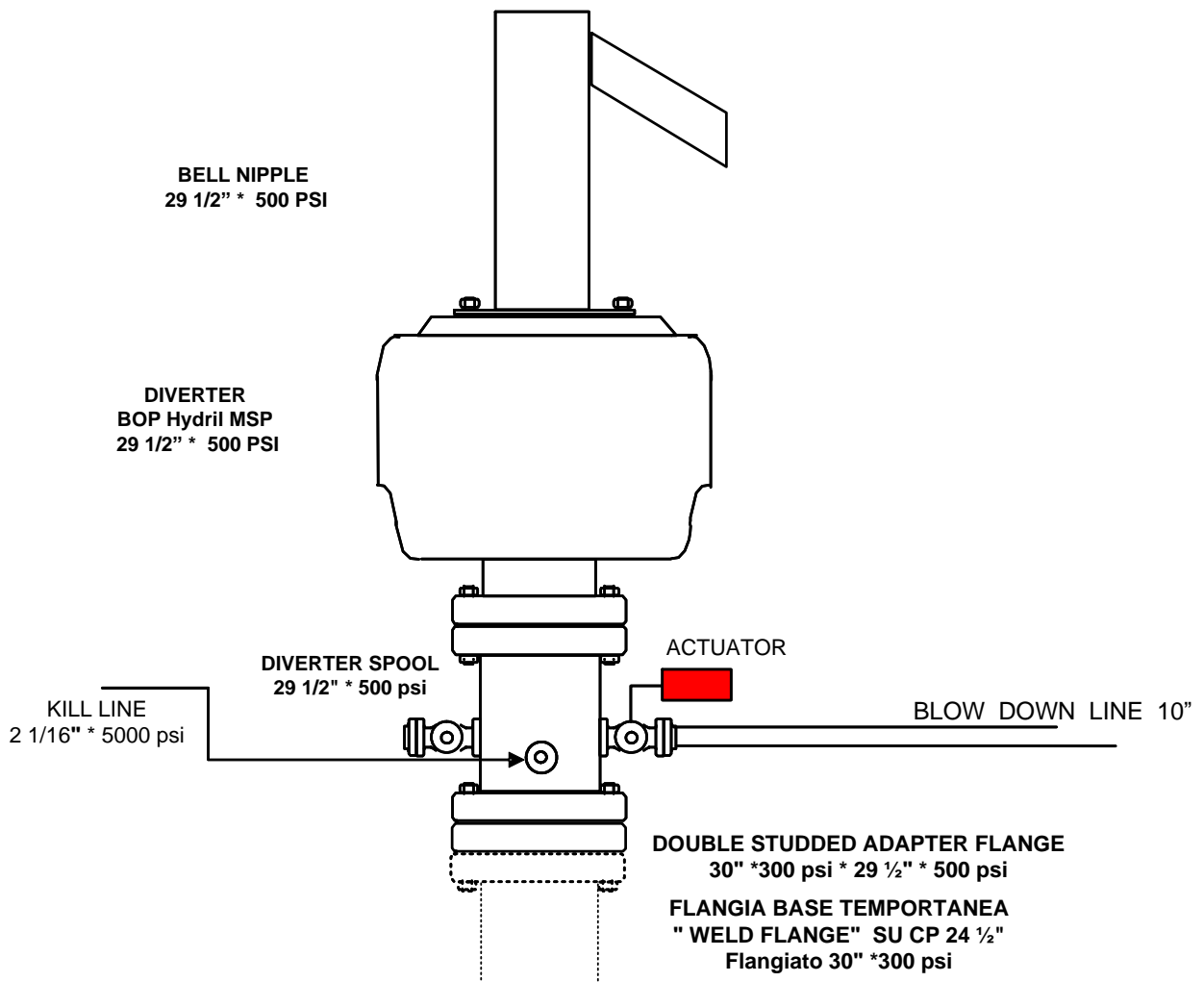
Non si esclude l'installazione di swellable packers per parzializzare le zone produttive.



#### 4.2.8. SCHEMA BOP

##### Schema diverter stack per fase 23''

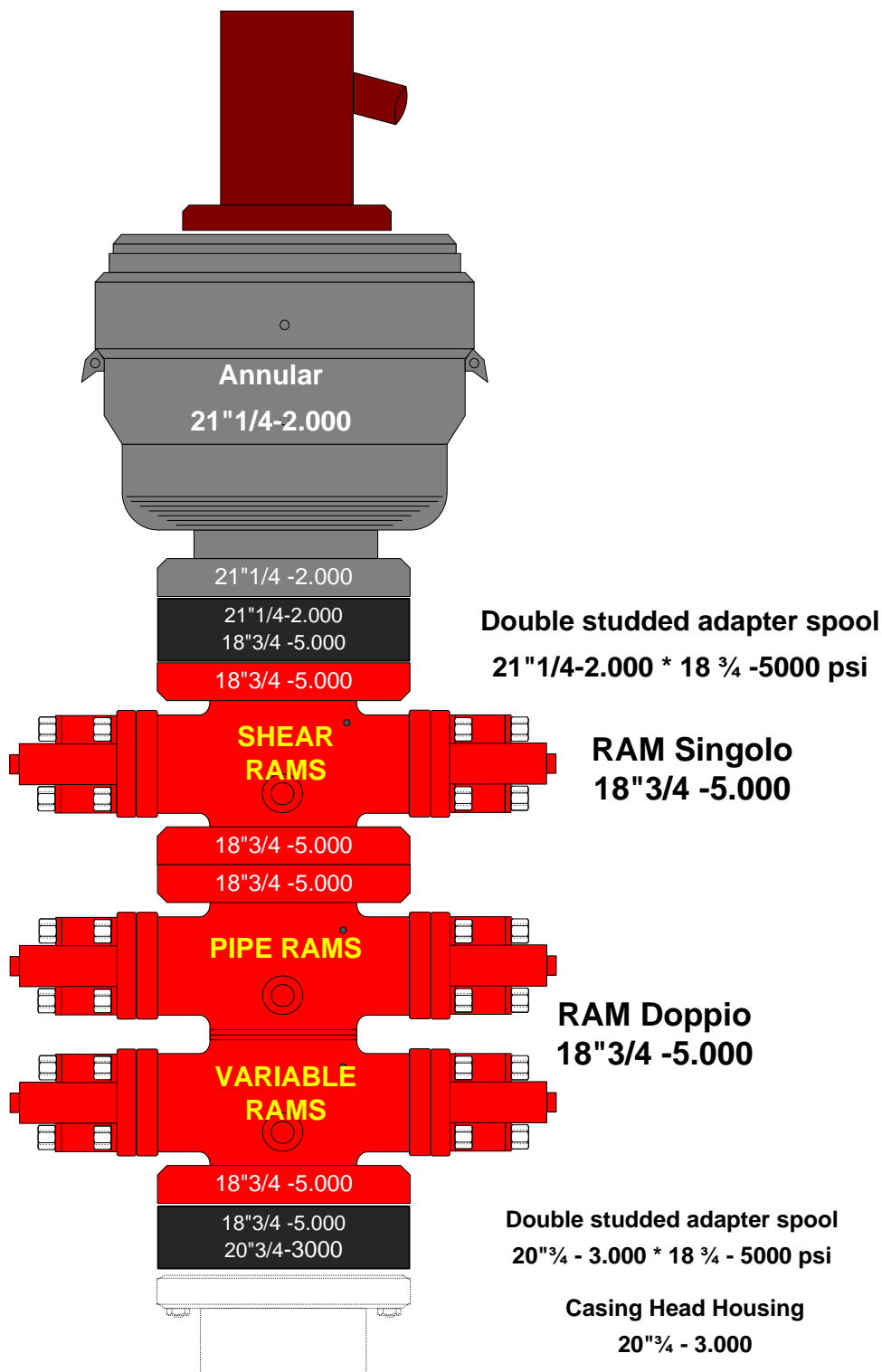
PIANO SONDA





Schema BOP stack per fase 16''

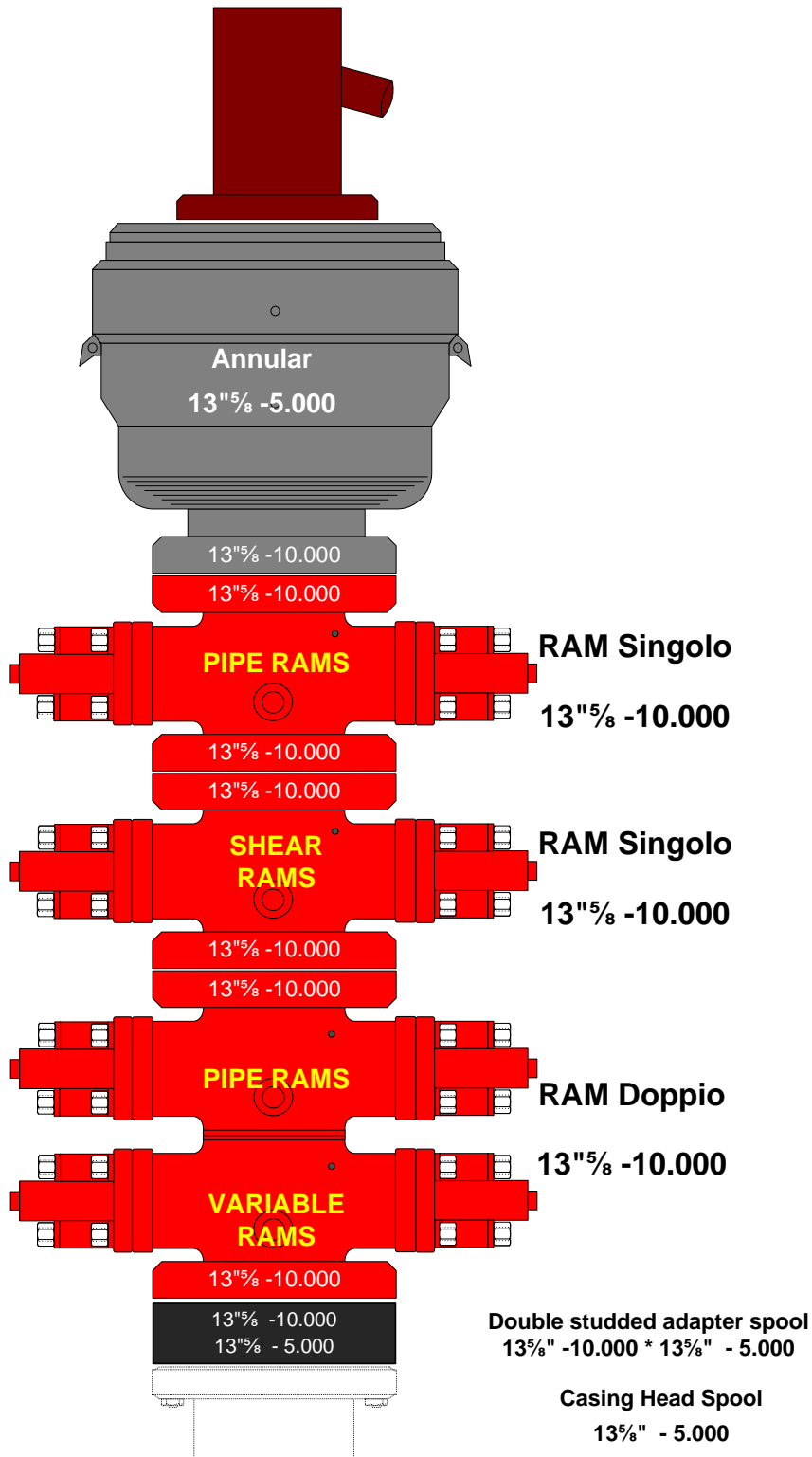
18 3/4" \* 5K BOP Stack





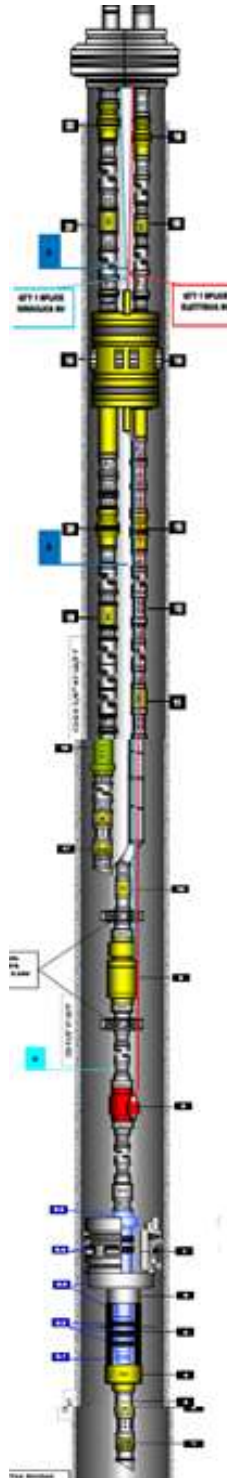
Schema BOP stack per le fasi 12 1/4" e 8 1/2"

13 5/8" \* 10K BOP Stack



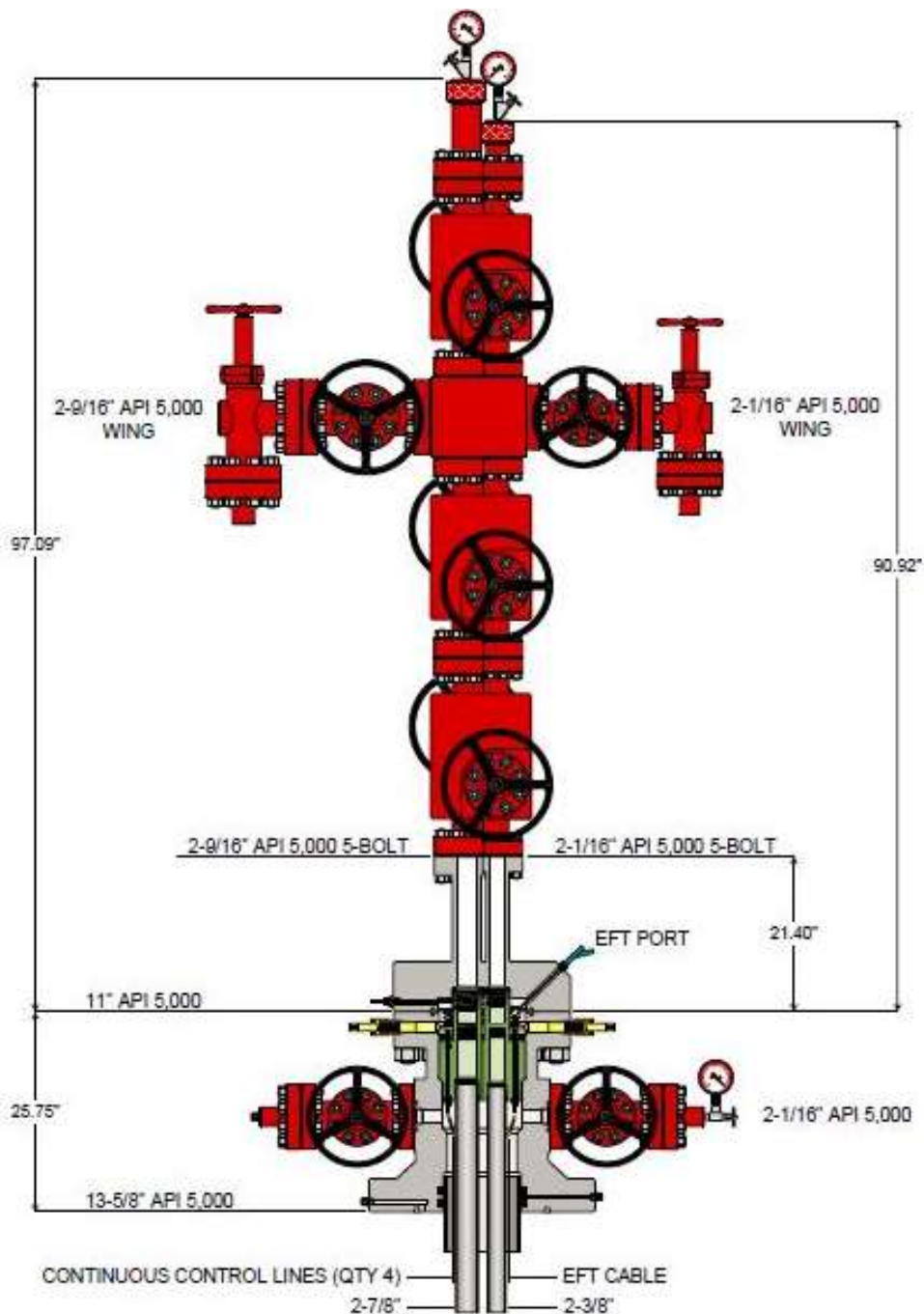


#### 4.2.9. SCHEMA DI COMPLETAMENTO





#### 4.2.10. SCHEMA TESTA POZZO





**4.2.11. PROGRAMMA IDRAULICO**

TIPO OPERAZIONE		Perforazione fase 23"					
<b>DATI FORO</b>		<b>DATI FANGO</b>			<b>DATI CSG</b>		
Φ Foro	23 in	MW	1.10 kg/l	Φ e Csg	24 1/2 in	Peso	162 lb/ft
MD	856 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 <sup>2</sup>				

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	
<b>Q</b>	<b>3400</b>		l/1'	POMPA 1 N.Colpi/1'	91	POMPA 2 N.Colpi/1'	91	POMPA 3 N.Colpi/1'		

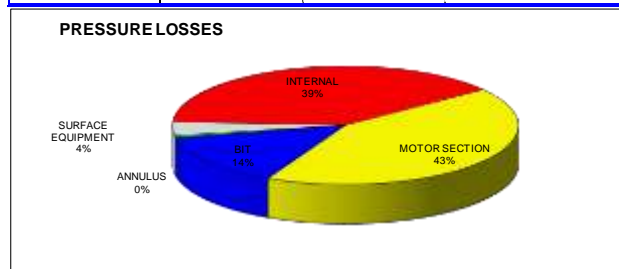
BIT	Diametro Dusi (1/32 in)				TFA	P BIT (bar)	V = 65.8 m/s	HHP = 203 hp	HHP/in <sup>2</sup> = 0.5	Impact Force = 418.4 kgf	P% = 14.2%		
	1	18	6	16								1.335	26.7
	2	18	7										
	3	18	8										
	4	16	9										
	5	16	10										

INTERNAL										
Elemento	O.D. (in)	I.D. (in)	Max O.D. (in)	Min. I.D. (in)	L (m)	V (m <sup>3</sup> )	P (bar)	Moto	VC (m/min)	V (m/min)
PDM 0°	9.625				8.50		60.0			
MWD	9.500				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
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	647.50	7.40	20.9	Turbolento	120.33	293.9
PDM 0° - MWD SECTION										
PDM 0°	9.625	RSS					60.0			
MWD							20.0			
<b>TOTALI</b>					<b>856.00</b>	<b>8.27</b>	<b>153</b>			

Dati nominali	PDM 0°	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 <sup>3</sup> )	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	9.500	6.750	9.00	2.00	0.0	Laminare	106.80	15.3	
HOLE - DC (x joints)	23.000	9.500	6.750	9.00	2.00	0.0	Laminare	106.80	15.3	
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	447.50	113.09	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	
Surf. Eq.	<b>TOTALI</b>				<b>856.00</b>	<b>217.40</b>	<b>1.1</b>	<b>ECD= 1.11 kg/l</b>		

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



HHP TOTALI 1 425 hp		
RIEPILOGO PRESSURE LOSSES	P (bar)	V (m <sup>3</sup> )
SURFACE EQUIPMENT	6.9	
INTERNAL	72.8	8.3
MOTOR SECTION	80.0	
BIT	26.7	
ANNULUS	1.1	217.4
<b>TOTALE</b>	<b>187.6</b>	<b>225.7</b>
Pari al 80.5% della Max Press. Operativa		



**PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE**

**POZZO: IRMINIO 8 Dir / 8 Dir OR**

PAG **104** DI **122**

**AGGIORNAMENTI:**

**0**

TIPO OPERAZIONE		Perforazione fase 16"					
<b>DATI FORO</b>		<b>DATI FANGO</b>			<b>DATI CSG</b>		
Φ Foro	16 in	MW	1.45 kg/l	Φ e Csg	18 5/8 in		
MD	1714 m	P.V.	26.0 cp	Peso	99 lb/ft		
VD	1711.5 m	Y. P.	16.0 g/100cm <sup>2</sup>	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	
<b>Q</b>	<b>3000</b>	l/1'		POMPA 1 N.Colpi/T	95	POMPA 2 N.Colpi/T	95	POMPA 3 N.Colpi/T		

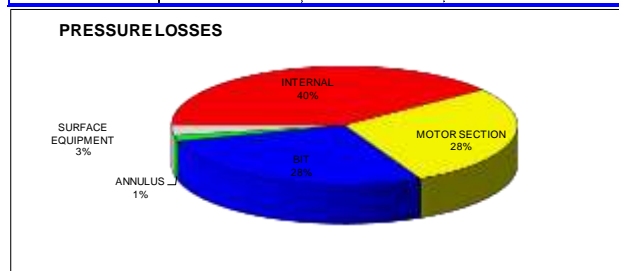
BIT	Diametro Dusi (1/32 in)				TFA	P BIT (bar)	V= 92.5 m/s	HHP= 467 hp	HHP/in <sup>2</sup> = 2.3	Impact Force = 684.3 kgf	P%= 27.9%
	1	16	6								
	2	16	7								
	3	16	8								
	4	18	9								
	5		10								
				<b>0.838</b>	<b>69.7</b>						

INTERNAL											
Elemento	O.D. (in)	I.D. (in)	Max O.D. (in)	Min. I.D. (in)	L (m)	V (m <sup>3</sup> )	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	1503.50	17.17	46.9	Turbolento	106.05	259.3	
<b>PDM - MWD SECTION</b>											
Tipo											
PDM	9.500	RSS 9 1/2"					50.0				
MWD	8.250	BHI					20.0				
<b>TOTALI</b>					<b>1714.00</b>	<b>18.05</b>	<b>170</b>				

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 <sup>3</sup> )	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	648.50	74.18	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.	<b>TOTALI</b>				<b>1714.00</b>	<b>216.83</b>	<b>3.9</b>	<b>ECD= 1.47 kg/l</b>			

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



**HHP TOTALI 1 675 hp**

RIEPILOGO PRESSURE LOSSES	P (bar)	V (m <sup>3</sup> )
SURFACE EQUIPMENT	6.7	
INTERNAL	99.6	18.0
MOTOR SECTION	70.0	
BIT	69.7	
ANNULUS	3.9	216.8
<b>TOTALE</b>	<b>249.9</b>	<b>234.9</b>

Pari al **94.0%** della Max Press. Operativa





**PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE**

**POZZO: IRMINIO 8 Dir / 8 Dir OR**

PAG **105** DI **122**

**AGGIORNAMENTI:**

**0**

TIPO OPERAZIONE		Perforazione fase 12 1/4"					
<b>DATI FORO</b>		<b>DATI FANGO</b>		<b>DATI CSG</b>			
Φ Foro	12 1/4 in	MW	1.60 kg/l	Φ e Csg	13 3/8 in	Peso	68 lb/ft
MD	2368 m	P.V.	30.0 cp	Φ i Csg	12.260 in	Φ i Csg	12.260 in
VD	2318.6 m	Y. P.	15.0 g/100cm <sup>2</sup>	Csg Shoe	1714 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	
<b>Q</b>	<b>2600</b>	l/1'		POMPA 1 N.Colpi/T	82	POMPA 2 N.Colpi/T	82	POMPA 3 N.Colpi/T		

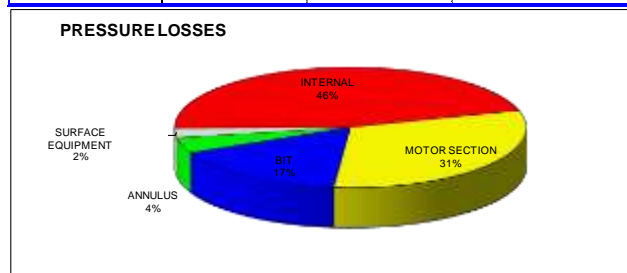
BIT	Diametro Dusi (1/32 in)				P BIT (bar)	V = 64.6 m/s	
	1	16	6	14			TFA
	2	16	7	1.040			
	3	16	8				
	4	14	9				
	5	14	10				
					HHP = 218 hp		
					HHP/in <sup>2</sup> = 1.8		
					Impact Force = 456.7 kgf		
					P% = 16.6%		

INTERNAL										
Elemento	O.D. (in)	I.D. (in)	Max.O.D. (in)	Min. I.D. (in)	L (m)	V (m <sup>3</sup> )	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	2157.50	24.65	57.9	Turbolento	98.47	224.8
<b>PDM - MWD SECTION</b>										
PDM	9.500	9 1/2" RSS					50.0			
MWD	8.250	BHI					20.0			
<b>TOTALI</b>					<b>2368.00</b>	<b>25.52</b>	<b>173</b>			

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 <sup>3</sup> )	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	443.50	26.92	1.7	Laminare	92.18	42.8	
CSG - DPS, New	12.260	5.500	3.380	1714.00	104.27	6.5	Laminare	92.16	42.7	
Surf. Eq.	<b>TOTALI</b>				<b>2368.00</b>	<b>142.97</b>	<b>9.3</b>	<b>ECD= 1.64 kg/l</b>		

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



HHP TOTALI 1 312 hp		
RIEPILOGO PRESSURE LOSSES		
	P (bar)	V (m <sup>3</sup> )
SURFACE EQUIPMENT	5.8	25.5
INTERNAL	103.3	
MOTOR SECTION	70.0	
BIT	37.4	
ANNULUS	9.3	143.0
<b>TOTALE</b>	<b>225.8</b>	<b>168.5</b>
Pari al 84.9% della Max Press. Operativa		



TIPO OPERAZIONE		Perforazione fase 8 1/2" (Pilot Hole)					
<b>DATI FORO</b>		<b>DATI FANGO</b>			<b>DATI CSG</b>		
Φ Foro	8 1/2 in	MW	1.10 kg/l	Φ e Csg	9 5/8 in	Peso	47 - 53.5 lb/ft
MD	2804 m	P.V.	15.0 cp	Φ i Csg	8.500 in	Csg Shoe	2399 m (MD)
VD	2641.35 m	Y. P.	9.0 g/100cm <sup>2</sup>				

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	
<b>Q</b>	<b>1700</b>	l/1'		POMPA 1 N.Colpi/T	107	POMPA 2 N.Colpi/T		POMPA 3 N.Colpi/T		

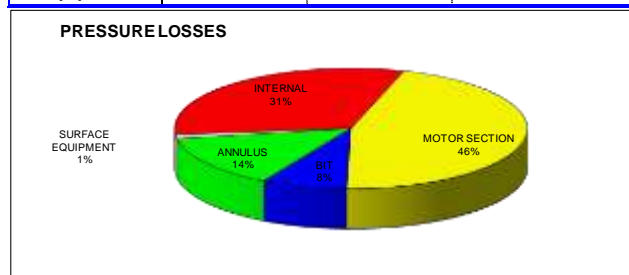
BIT	Diametro Dusi (1/32 in)				TFA	P BIT (bar)	V = 44.2 m/s	HHP = 46 hp	HHP/in <sup>2</sup> = 0.8	Impact Force = 140.4 kgf	P% = 7.8%		
	1	18	6									0.994	12.0
	2	18	7										
	3	18	8										
	4	18	9										
	5		10										

INTERNAL										
Elemento	O.D. (in)	I.D. (in)	Max.O.D. (in)	Min. I.D. (in)	L (m)	V (m <sup>3</sup> )	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	2593.50	23.81	34.0	Turbolento	90.86	183.5
<b>PDM - MWD SECTION</b>										
PDM	6.750	6 3/4" RSS					50.0			
MWD	6.750	BHI					20.0			
<b>TOTALI</b>					<b>2804.00</b>	<b>24.67</b>	<b>118</b>			

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 <sup>3</sup> )	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	194.50	4.66	1.4	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	
<b>Surf. Eq. TOTALI</b>					<b>2804.00</b>	<b>66.49</b>	<b>21.5</b>	<b>ECD= 1.18 kg/l</b>		

Surface Equipment	Caso N.	Rif. Handbook	Valore da Handbook (kpa)	P (Kpa)	P (bar)
	4	N1	93.00	173	1.7



HHP TOTALI 584 hp		
RIEPILOGO PRESSURE LOSSES	P (bar)	V (m <sup>3</sup> )
SURFACE EQUIPMENT	1.7	
INTERNAL	48.5	24.7
MOTOR SECTION	70.0	
BIT	12.0	
ANNULUS	21.5	66.5
<b>TOTALE</b>	<b>153.7</b>	<b>91.2</b>
Pari al 57.8% della Max Press. Operativa		



TIPO OPERAZIONE		Perforazione fase 8 1/2" (Lateral)					
<b>DATI FORO</b>		<b>DATI FANGO</b>			<b>DATI CSG</b>		
Φ Foro	8 1/2 in	MW	1.10	kg/l	Φ e Csg	9 5/8	in
MD	3115	P.V.	15.0	cp	Peso	47 - 53.5	lb/ft
VD	2447.2	Y. P.	9.0	g/100cm <sup>2</sup>	Φ i Csg	8.500	in
					Csg Shoe	2368	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	
<b>Q</b>	<b>1700</b>	l/1'		POMPA 1 N.Colpi/1'	107	POMPA 2 N.Colpi/1'		POMPA 3 N.Colpi/1'		

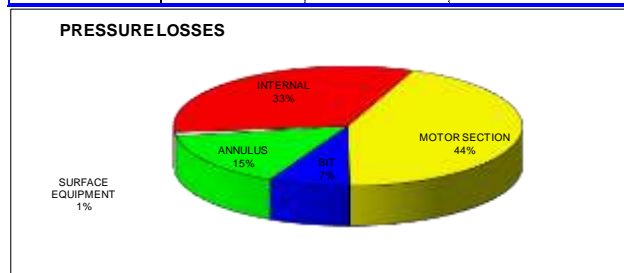
BIT	Diametro Dusi (1/32 in)				P BIT (bar)	V = 44.2 m/s HHP = 46 hp HHP/in <sup>2</sup> = 0.8 Impact Force = 140.4 kgf P% = 7.5%	
	1	18	6				0.994
	2	18	7				
	3	18	8				
	4	18	9				
	5		10				

INTERNAL										
Elemento	O.D. (in)	I.D. (in)	Max.O.D. (in)	Min. I.D. (in)	L (m)	V (m <sup>3</sup> )	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	2904.50	26.67	38.1	Turbolento	90.86	183.5
PDM - MWD SECTION		Tipo								
PDM	6.750	6 3/4" RSS		50.0						
MWD	6.750	BHI		20.0						
<b>TOTALI</b>				<b>3115.00</b>		<b>27.53</b>		<b>123</b>		

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 <sup>3</sup> )	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	536.50	12.84	3.9	Laminare	90.56	71.0	
CSG - DPS, New	8.500	5.000	1.750	2368.00	56.69	17.3	Laminare	90.56	71.0	
Surf. Eq.	<b>TOTALI</b>				<b>3115.00</b>		<b>73.93</b>		<b>23.8</b>	
							<b>ECD=</b>		<b>1.20</b> 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 608 hp**

RIEPILOGO PRESSURE LOSSES	P (bar)	V (m <sup>3</sup> )
<b>SURFACE EQUIPMENT</b>	<b>1.7</b>	
<b>INTERNAL</b>	<b>52.5</b>	<b>27.5</b>
<b>MOTOR SECTION</b>	<b>70.0</b>	
<b>BIT</b>	<b>12.0</b>	
<b>ANNULUS</b>	<b>23.8</b>	<b>73.9</b>
<b>TOTALE</b>	<b>160.1</b>	<b>101.5</b>

Pari al **60.2%** della Max Press. Operativa

	<b>PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE</b> <b>POZZO: IRMINIO 8 Dir / 8 Dir OR</b>	PAG <b>108</b> DI 122			
		<b>AGGIORNAMENTI:</b>			
	<b>0</b>				

#### 4.2.12. BATTERIE E STABILIZZAZIONE

##### FASE 28"

Vista la vicinanza dei pozzi Irminio 6 e 7, 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" + MWD/LWD + Modular STAB + 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" + MWD/LWD + Modular STAB + 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

##### FASE 8"1/2 (Pilot e Lateral)

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

	<b>PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE</b> <b>POZZO: IRMINIO 8 Dir / 8 Dir OR</b>	PAG <b>109</b> DI 122			
		AGGIORNAMENTI:			
			<b>0</b>		

BIT + RSS 6 3/4" + MWD/LWD + Modular STAB + 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.	50-120
FLOW RATE	1000-3000 lpm

##### **Fase 23" a m 856**

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 1714**

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 2368**


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 2804**

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 8dir / 8dir - Or****Fase 8 1/2" da m 2378 a m 3115**

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

 <small>IRMINIO S.p.A.</small>	<b>PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE</b> <b>POZZO: IRMINIO 8 Dir / 8 Dir OR</b>	PAG <b>111</b> DI <b>122</b>			
		AGGIORNAMENTI:			
		<b>0</b>			

#### 4.2.14. PROGRAMMA DI DEVIAZIONE

Per rispettare le procedure di “anticollision” il pozzo sarà direzionato leggermente (“nudging”) per allontanarsi dai pozzi Irminio 6 e 7. Partendo da 250 m, con DLS di 1.2°/30m, si raggiungerà un angolo di circa 6° in direzione 180° a 400m circa. Da tale quota si procederà mantenendo i 6° con azimuth 180° fino a circa 780m. Si inizierà il rientro in verticale previsto a circa 852m MD e si proseguirà in verticale fino a circa 1850m TVD.

Il KOP è previsto a circa 1850m TVD, con un DLS di 2.5° si incrementerà l'angolo fino a 42.245° con azimuth 53.744°.

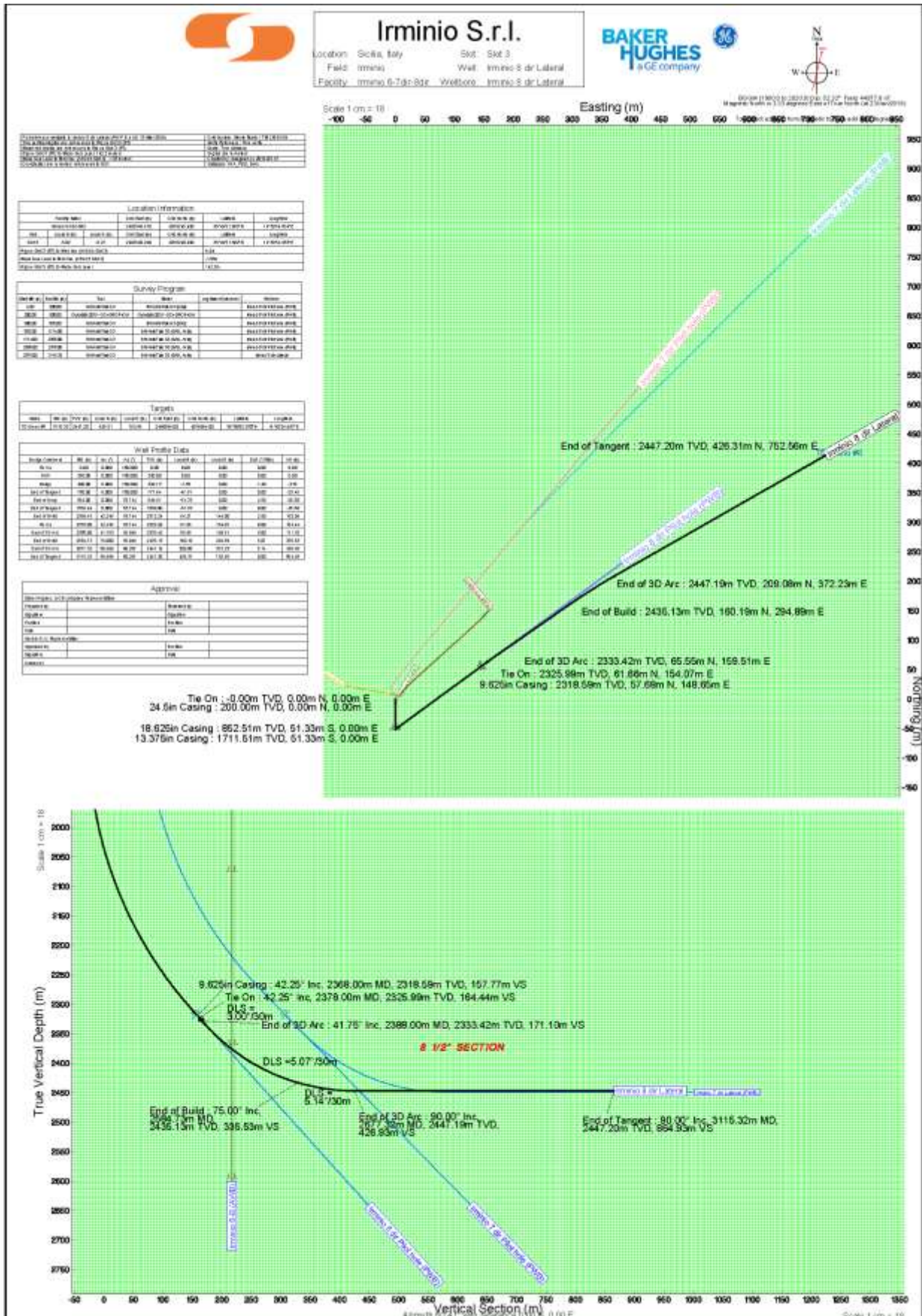
La fine della curva si prevede a 2312.24m TVD (2359.43 m MD). Una volta raggiunta l'inclinazione finale si proseguirà con angolo costante fino alla TD prevista a 2641.35 m TVD (2804m MD).

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 2378m circa, lungo circa 740m, con un tratto orizzontale di circa 450m di lunghezza con un azimuth di circa 60.267° (Irminio 8dir/8dir-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 8 Dir / 8 Dir OR**

AGGIORNAMENTI:

0



**Planned Wellpath Report**  
Irmínio 8 dir Pilot hole (PWP B.4 AD 13-Mar-19)  
Page 1 of 3



REFERENCE WELLPATH IDENTIFICATION			
Operator	Irmínio S.r.l.	Slot	Slot 3
Area	Sicilia, Italy	Well	Irmínio 8 dir Pilot hole
Field	Irmínio	Wellbore	Irmínio 8 dir Pilot hole (PWB)
Facility	Irmínio 8-7dir-8dir		

REPORT SETUP INFORMATION			
Projection System	Monte Mario / TM CM E15N	Software System	WellArchitect® 5.1
North Reference	True	User	Dangand
Scale	0.999811	Report Generated	08/Apr/2019 at 17:12
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	-5.02	-6.21	2490140.24	4076240.49	36°49'51.502"N	14°39'54.583"E
Facility Reference Pt			2490146.47	4076245.49	36°49'51.865"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 on Slot 3 (RT) to Facility Vertical Datum	0.00m
Horizontal Reference Pt	Slot	Rig on Slot 3 (RT) to Mean Sea Level	142.20m
Vertical Reference Pt	Rig on Slot 3 (RT)	Rig on Slot 3 (RT) to Mud Line at Slot (Slot 3)	9.20m
MD Reference Pt	Rig on Slot 3 (RT)	Section Origin	N 0.00, E 0.00 m
Field Vertical Reference	Mean Sea Level	Section Azimuth	59.03°

WELLPATH DATA (10 stations)														
MD [m]	Inclusion [ft]	Azimuth [°]	TVD [m]	TVDSS [m]	Vert Sect [m]	North [m]	East [m]	Grid East [m]	Grid North [m]	Latitude	Longitude	DBS [m]	Toolface [°]	Comments
0.00	0.000	180.000	0.00	-14.20	0.00	0.00	0.00	2490140.24	4076240.49	36°49'51.502"N	14°39'54.583"E	0.00	0.00	File On
250.00	0.000	180.000	250.00	187.80	0.00	0.00	0.00	2490140.24	4076240.49	36°49'51.502"N	14°39'54.583"E	0.00	180.00	WCP
400.00	6.000	180.000	389.73	257.53	-4.04	-7.85	0.00	2490140.21	4076232.65	36°49'51.347"N	14°39'54.583"E	1.20	0.00	Nudge
780.00	6.000	180.000	777.54	635.44	-24.48	-47.57	0.00	2490140.07	4076192.94	36°49'49.659"N	14°39'54.583"E	0.00	180.00	End of Tangent
852.00	0.000	53.744	849.51	707.31	-26.41	-51.33	0.00	2490140.06	4076189.16	36°49'49.836"N	14°39'54.583"E	2.50	0.00	End of Drop
1852.49	0.000	53.744	1850.00	1707.80	-26.41	-51.33	0.00	2490140.06	4076189.16	36°49'49.836"N	14°39'54.583"E	0.00	53.74	End of Tangent
2359.43	42.245	53.744	2312.24	2170.04	151.40	54.27	144.00	2490284.37	4076294.24	36°49'53.262"N	14°40'00.364"E	2.50	0.00	End of Build
2989.80	42.245	53.744	2942.00	2369.80	359.17	177.67	312.29	2490453.00	4076417.00	36°49'57.389"N	14°40'07.184"E	0.00	0.00	End of Tangent
3785.67	42.245	53.744	3630.00	2487.80	438.75	234.94	376.71	2490517.59	4076494.02	36°49'58.799"N	14°40'09.789"E	0.00	0.00	End of Tangent
3904.00	42.245	53.744	2641.35	2498.15	448.02	231.03	385.02	2490525.82	4076470.08	36°49'58.999"N	14°40'10.120"E	0.00	0.00	End of Tangent

HOLE & CASING SECTIONS - Ref Wellbore: Irmínio 8 dir Pilot hole (PWB) Ref Wellpath: Irmínio 8 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]	
35in Open Hole		0.00	200.00	200.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
24.5in Casing		0.00	200.00	200.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
23in Open Hole		200.00	855.00	855.00	200.00	852.51	0.00	0.00	-51.33	0.00
18.825in Casing		0.00	855.00	855.00	0.00	852.51	0.00	0.00	-51.33	0.00
16in Open Hole		855.00	1714.00	859.00	852.51	1711.51	-51.33	0.00	-51.33	0.00
13.375in Casing		0.00	1714.00	1714.00	0.00	1711.51	0.00	0.00	-51.33	0.00
12.25in Open Hole		1714.00	2368.00	854.00	1711.51	2318.58	-51.33	0.00	57.68	148.65
9.825in Casing		0.00	2368.00	2368.00	0.00	2318.58	0.00	0.00	57.68	148.65
8.5in Open Hole		2368.00	2904.00	436.00	2318.58	2841.35	57.68	148.65	231.03	385.02

TARGETS										
Name	MD [m]	TVD [m]	North [m]	East [m]	Grid East [m]	Grid North [m]	Latitude	Longitude	Shape	
1) TD Pilot hole #0		2641.35	231.03	385.02	2490525.82	4076470.08	36°49'58.999"N	14°40'10.120"E	point	

SURVEY PROGRAM - Ref Wellbore: Irmínio 8 dir Pilot hole (PWB) Ref Wellpath: Irmínio 8 dir Pilot hole (PWP B.4 AD 13-Mar-19)					
Start MD [m]	End MD [m]	Positional Uncertainty Model	Log Name/Comment	Wellbore	
0.00	200.00	BHI AutoTrak G3 (Axial)		Irmínio 8 dir Pilot hole (PWB)	
200.00	500.00	Gyrodata 3D15 - GC+DROP+OH		Irmínio 8 dir Pilot hole (PWB)	
500.00	855.00	BHI AutoTrak G3 (SAG)		Irmínio 8 dir Pilot hole (PWB)	
855.00	1714.00	BHI AutoTrak G3 (SAG, Axial)		Irmínio 8 dir Pilot hole (PWB)	
1714.00	2368.00	BHI AutoTrak G3 (SAG, Axial)		Irmínio 8 dir Pilot hole (PWB)	
2368.00	2904.00	BHI AutoTrak G3 (SAG, Axial)		Irmínio 8 dir Pilot hole (PWB)	



**Planned Wellpath Report**  
Irmínio 8 dir Lateral (PWP B.4 AD 13-Mar-2019)  
Page 1 of 3



REFERENCE WELLPATH IDENTIFICATION			
Operator	Irmínio S.r.l.	Slot	Slot 3
Area	Sicilia, Italy	Well	Irmínio 8 dir Lateral
Field	Irmínio	Wellbore	Irmínio 8 dir Lateral
Facility	Irmínio 8-7dir-8dir	Sidetrack from	Irmínio 8 dir Pilot hole (PWP B.4 AD 13-Mar-19) at 2378.00 MD

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 12:36
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	-5.02	-6.21	2490140.24	4076240.49	39°49'51.502"N	14°39'54.563"E
Facility Reference Pt			2490146.47	4076245.49	39°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 on Slot 3 (RT) to Facility Vertical Datum	0.09m
Horizontal Reference Pt	Slot	Rig on Slot 3 (RT) to Mean Sea Level	142.20m
Vertical Reference Pt	Rig on Slot 3 (RT)	Rig on Slot 3 (RT) to Mud Line at Slot (Slot 3)	9.20m
MD Reference Pt	Rig on Slot 3 (RT)	Section Origin	N 0.00, E 0.00 m
Field Vertical Reference	Mean Sea Level	Section Azimuth	60.47°

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	DLB [°30m]
2378.00	42.249	53.744	2325.95	2183.79	164.44	81.55	154.07	2490094.46	4076301.28	39°49'53.802"N	14°40'00.800"E	0.00
2388.00	41.753	55.049	2333.42	2191.22	171.10	85.55	159.51	2490099.51	4076305.46	39°49'53.828"N	14°40'01.000"E	3.00
2584.73	75.000	55.049	2425.13	2292.93	335.03	160.19	294.89	2490435.57	4076399.08	39°49'56.698"N	14°40'06.493"E	5.07
2677.32	89.666	60.257	2447.19	2304.99	428.93	209.08	372.23	2490513.06	4076448.19	39°49'58.284"N	14°40'09.604"E	5.14
3115.32	89.666	60.257	2447.20	2305.00	884.93	428.31	752.59	2490894.00	4076664.00	39°50'05.330"N	14°40'24.953"E	0.00

HOLE & CASING SECTIONS - Ref Wellbore: Irmínio 8 dir Lateral Ref Wellpath: Irmínio 8 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]	
25in 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	852.51	0.00	0.00	-51.33	0.00	0.00
18.625in Casing	0.00	855.00	855.00	0.00	852.51	0.00	0.00	-51.33	0.00	0.00
16in Open Hole	855.00	1714.00	859.00	852.51	1711.51	-51.33	0.00	-51.33	0.00	0.00
13.375in Casing	0.00	1714.00	1714.00	0.00	1711.51	0.00	0.00	-51.33	0.00	0.00
12.25in Open Hole	1714.00	2368.00	654.00	1711.51	2318.58	-51.33	0.00	57.68	148.65	148.65
8.625in Casing	0.00	2368.00	2368.00	0.00	2318.58	0.00	0.00	57.68	148.65	148.65
8.5in Open Hole	2368.00	2370.00	2.00	2318.59	2320.07	57.68	148.65	58.48	149.73	149.73
8.5in Open Hole	2370.00	3115.32	745.32	2320.07	N/A	58.48	149.73	N/A	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 drano #8	3115.32	2447.20	428.31	752.59	2490894.00	4076664.00	39°50'05.330"N	14°40'24.953"E	point	

SURVEY PROGRAM - Ref Wellbore: Irmínio 8 dir Lateral Ref Wellpath: Irmínio 8 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)		Irmínio 8 dir Pilot hole (PWB)	
200.00	500.00	Cyrodatta 2015 - GC+DROP+OH		Irmínio 8 dir Pilot hole (PWB)	
500.00	855.00	BHI AutoTrak G3 (SAG)		Irmínio 8 dir Pilot hole (PWB)	
855.00	1714.00	BHI AutoTrak G3 (SAG, Axial)		Irmínio 8 dir Pilot hole (PWB)	
1714.00	2368.00	BHI AutoTrak G3 (SAG, Axial)		Irmínio 8 dir Pilot hole (PWB)	
2368.00	2378.00	BHI AutoTrak G3 (SAG, Axial)		Irmínio 8 dir Pilot hole (PWB)	
2378.00	3115.32	BHI AutoTrak G3 (SAG, Axial)		Irmínio 8 dir Lateral	

 <small>IRMINIO S.p.A.</small>	<b>PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE</b> <b>POZZO: IRMINIO 8 Dir / 8 Dir OR</b>	PAG <b>116</b> DI 122			
		AGGIORNAMENTI:			
		<b>0</b>			

#### 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 7 dir (Pilot) e 7dir-OR (Lateral) che verranno perforati 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 700 metri (Separation Factor >35)



**PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE**  
**POZZO: IRMINIO 8 Dir / 8 Dir OR**

AGGIORNAMENTI:

0

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



**Clearance Report**  
 Irminio 8 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 3
Area	Sicilia, Italy	Well	Irminio 8 dir Pilot hole
Field	Irminio	Wellbore	Irminio 8 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 12:18
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	-5.02	-6.21	2490140.24	4076240.49	38°49'51.502"N	14°39'54.583"E
Facility Reference Pt			2490146.47	4076245.48	38°49'51.665"N	14°39'54.834"E
Field Reference Pt			2489373.41	4075393.58	38°49'23.930"N	14°39'23.750"E

WELLPATH DATUM			
Calculation method	Minimum Curvature	Rig on Slot 3 (RT) to Facility Vertical Datum	0.00m
Horizontal Reference Pt	Slot	Rig on Slot 3 (RT) to Mean Sea Level	142.20m
Vertical Reference Pt	Rig on Slot 3 (RT)	Rig on Slot 3 (RT) to Mud Line at Slot (Slot 3)	9.20m
MD Reference Pt	Rig on Slot 3 (RT)		
Field Vertical Reference	Mean Sea Level		

POSITIONAL UNCERTAINTY CALCULATION SETTINGS					
Ellipse Confidence Limit	3.00 Std Dev	Ellipse Start MD	5.20m	Surface Position Uncertainty	Included
Declination	3.33° East of TN	Dip Angle	52.32°	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 ellipse 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 8 dir Pilot hole (PWB) Ref Wellpath: Irminio 8 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	852.51	0.00	0.00	-51.33	0.00
18.625in Casing	0.00	855.00	855.00	0.00	852.51	0.00	0.00	-51.33	0.00
16in Open Hole	855.00	1714.00	859.00	852.51	1711.51	-51.33	0.00	-51.33	0.00
13.375in Casing	0.00	1714.00	1714.00	0.00	1711.51	0.00	0.00	-51.33	0.00
12.25in Open Hole	1714.00	2368.00	654.00	1711.51	2318.59	-51.33	0.00	57.68	148.65
9.625in Casing	0.00	2368.00	2368.00	0.00	2318.59	0.00	0.00	57.68	148.65
8.5in Open Hole	2368.00	2804.00	436.00	2318.59	2641.35	57.68	148.65	231.03	385.02

SURVEY PROGRAM - Ref Wellbore: Irminio 8 dir Pilot hole (PWB) Ref Wellpath: Irminio 8 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 (Azial)		Irminio 8 dir Pilot hole (PWB)
200.00	500.00	Gyrdate 2015 - GC+DRCP+CH		Irminio 8 dir Pilot hole (PWB)
500.00	855.00	BHI AutoTrak G3 (SAG)		Irminio 8 dir Pilot hole (PWB)
855.00	1714.00	BHI AutoTrak G3 (SAG, Azial)		Irminio 8 dir Pilot hole (PWB)
1714.00	2368.00	BHI AutoTrak G3 (SAG, Azial)		Irminio 8 dir Pilot hole (PWB)
2368.00	2804.00	BHI AutoTrak G3 (SAG, Azial)		Irminio 8 dir Pilot hole (PWB)

CALCULATION RANGE & CUTOFF		
From: 0.00m MD	To: 2804.00m MD	C-C Cutoff: (none)

OFFSET WELL CLEARANCE SUMMARY (6 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 Dmg from [m]	ACR Status
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)	240.00	5.21	240.00	240.00	0.99	240.00	FAIL
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-2019)	0.00	3.31	1776.00	200.00	1.12	2982.00	PASS
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)	0.00	3.31	1776.00	200.00	1.12	2982.00	PASS
Irminio 6-7dir-8dir	Slot 1	Irminio 6	Irminio 6 (AWP)	Irminio 6 (AWP)	240.00	7.55	1440.00	270.00	4.30	1440.00	PASS
Irminio 6-7dir-8dir	Slot 1	Irminio 6-A	Irminio 6-A	Irminio 6-A (AWP)	240.00	7.55	1440.00	270.00	4.30	1370.00	PASS
Irminio 6-7dir-8dir	Slot 1	Irminio 6-B	Irminio 6-B (AWP)	Irminio 6-B (AWP)	240.00	7.55	240.00	270.00	4.30	240.00	PASS



**Clearance Report**  
 Irminio 8 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 3
Area	Sicilia, Italy	Well	Irminio 8 dir Lateral
Field	Irminio	Wellbore	Irminio 8 dir Lateral
Facility	Irminio 6-7dir-8dir	Sideback from	Irminio 8 dir Pilot hole (PWP B.4 AD 13-Mar-19) at 2378.00 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 12:21
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	-5.02	-5.21	2490140.24	4076240.49	36°49'51.502"N	14°39'54.583"E
Facility Reference Pt			2490148.47	4076245.49	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 on Slot 3 (RT) to Facility Vertical Datum	0.00m
Horizontal Reference Pt	Slot	Rig on Slot 3 (RT) to Mean Sea Level	142.20m
Vertical Reference Pt	Rig on Slot 3 (RT)	Rig on Slot 3 (RT) to Mud Line at Slot (Slot 3)	9.20m
MD Reference Pt	Rig on Slot 3 (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	82.32°	Mag Field Strength	44878 nT
Slot Surface Uncertainty @1SD		Horizontal	0.050m	Vertical	0.050m
Facility Surface Uncertainty @1SD		Horizontal	0.300m	Vertical	0.200m

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 8 dir Lateral Ref Wellpath: Irminio 8 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]
8.5in Open Hole	3370.00	3115.32	746.30	2320.07	N/A	58.48	148.73	N/A	N/A

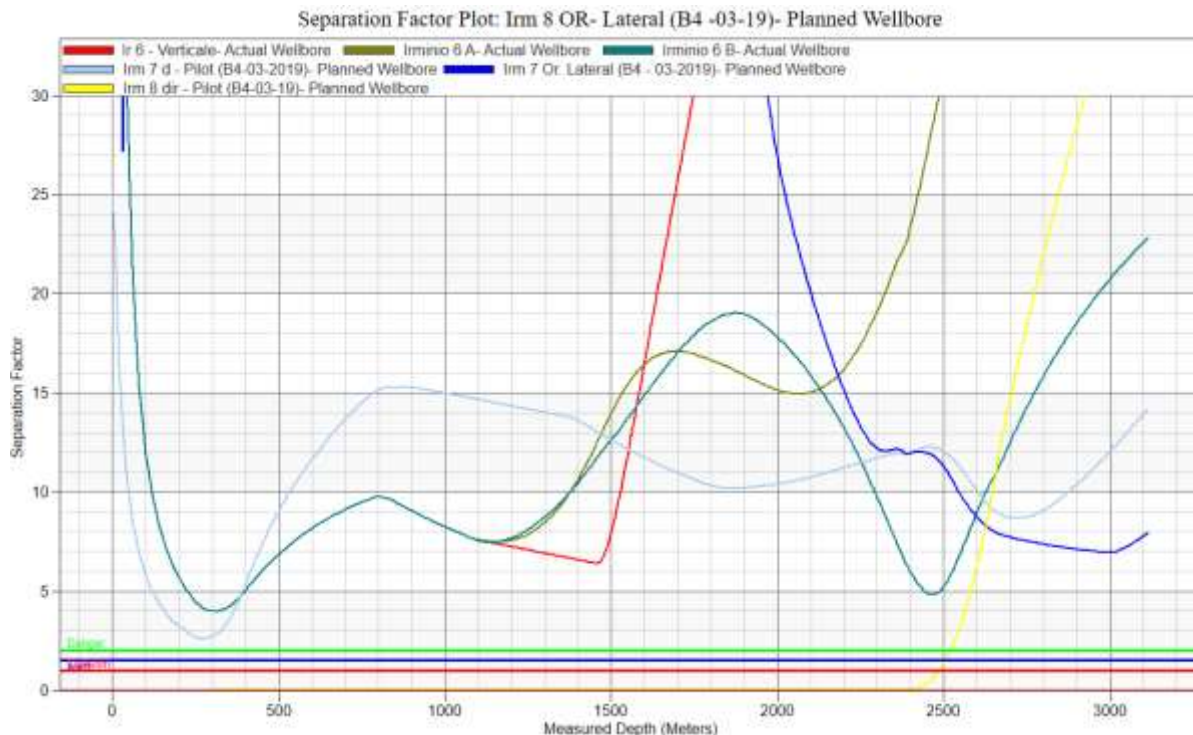
SURVEY PROGRAM - Ref Wellbore: Irminio 8 dir Lateral Ref Wellpath: Irminio 8 dir Lateral (PWP B.4 AD 13-Mar-2019)				
Start MD [m]	End MD [m]	Positional Uncertainty Model	Log Name/Comment	Wellbore
9.20	200.00	BHI AutoTrack G3 (Axial)		Irminio 8 dir Pilot hole (PWB)
200.00	500.00	Gyrodala 2015 - GC+DRCP+OH		Irminio 8 dir Pilot hole (PWB)
500.00	895.00	BHI AutoTrack G3 (SAG)		Irminio 8 dir Pilot hole (PWB)
895.00	1714.00	BHI AutoTrack G3 (SAG, Axial)		Irminio 8 dir Pilot hole (PWB)
1714.00	2368.00	BHI AutoTrack G3 (SAG, Axial)		Irminio 8 dir Pilot hole (PWB)
2368.00	2378.00	BHI AutoTrack G3 (SAG, Axial)		Irminio 8 dir Pilot hole (PWB)
2378.00	3115.32	BHI AutoTrack G3 (SAG, Axial)		Irminio 8 dir Lateral

CALCULATION RANGE & CUTOFF		
From: 0.00m MD	To: 3115.32m MD	C-C Cutoff: (none)

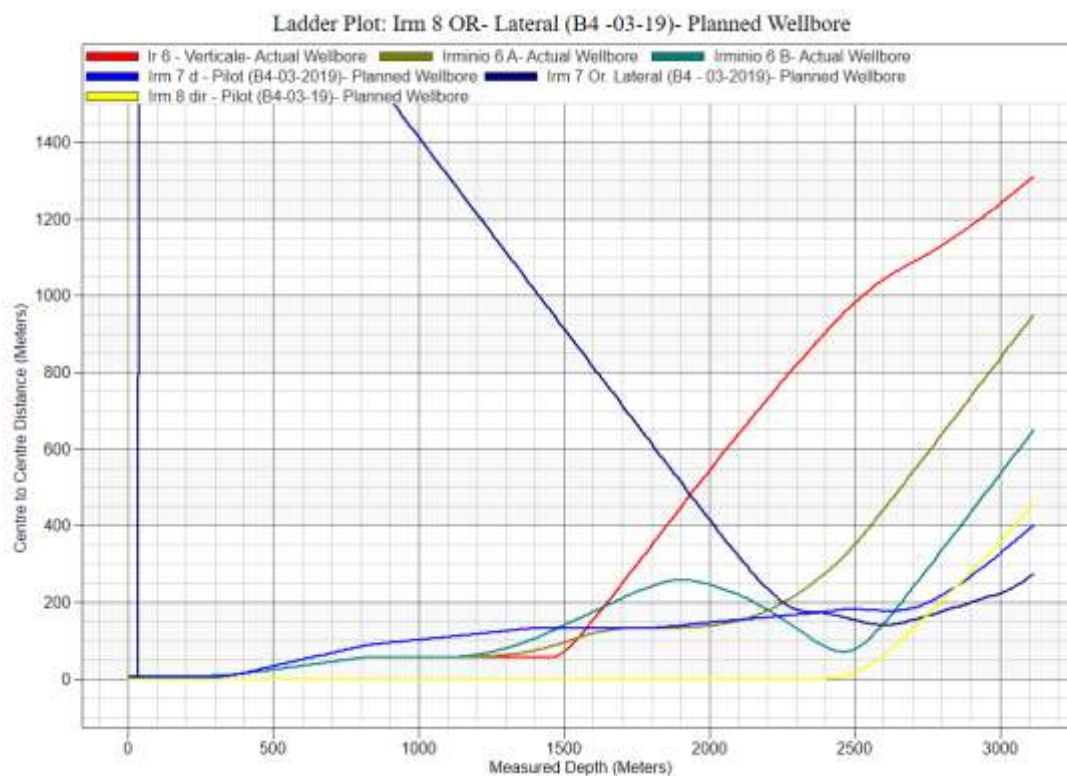
OFFSET WELL CLEARANCE SUMMARY (8 Offset Wellpaths selected) Ratios are calculated in Closest Approach plane											
Offset Facility	Offset Slot	Offset Well	Offset Wellbore	Offset Wellpath	G-C Clearance Distance			ACR Separation Ratio			
					Ref MD [m]	Min C-C Clear Dist [m]	Diverging from MD [m]	Ref MD of Min Ratio [m]	Min Ratio	Min Ratio Dvg from [m]	ACR Status
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)	2378.00	0.00	2378.00	2378.00	0.00	2378.00	FAIL
Irminio 6-7dir-8dir	Slot 1	Irminio 6-B	Irminio 6-B (AWB)	Irminio 6-B (ANP)	2460.00	70.62	2480.00	2462.40	4.30	2462.40	PASS
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-2019)	2378.00	173.04	2618.00	3115.32	6.34	3115.32	PASS
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)	2378.00	173.04	2618.00	2730.00	6.34	2730.00	PASS
Irminio 6-7dir-8dir	Slot 1	Irminio 6-A	Irminio 6-A (AWB)	Irminio 6-A (ANP)	2378.00	163.74	2770.00	2378.00	17.30	2378.00	PASS
Irminio 6-7dir-8dir	Slot 1	Irminio 6	Irminio 6 (AWB)	Irminio 6 (ANP)	2378.00	888.30	2378.00	2378.00	102.40	2670.00	PASS



Separation factor Irminio 8 dir Vs Irminio 6 (6-6A-6B) e Irminio 7dir /7dir-OR



Distanza dai pozzi Irminio 6 (6-6A-6B) e Irminio 7dir /7dir-OR





**4.2.16. LISTA ACRONIMI / ABBREVIAZIONI**

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

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





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

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



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

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