



Eni SpA

enimed



000505_DV_EX_TCN_ENI_UMG_5001




**CONCESSIONE DI COLTIVAZIONE IDROCARBURI G.C1.AG
PROGETTO CASSIOPEA**

**CASSIOPEA 2 DIR
PROGRAMMA DI PERFORAZIONE E COMPLETAMENTO**

LOCALITÀ GELA (CL)

Giugno 2022

	Company Document ID		Sheet of Sheets 2 / 3	
	000505_DV_EX_TCN_ENI_UMG_5001		Validity Status	Revision Number
			EX-DE	00


CONCESSIONE DI COLTIVAZIONE IDROCARBURI G.C1.AG

PROGETTO CASSIOPEA

000505_DV_EX_TCN_ENI_UMG_5001


CASSIOPEA 2 DIR

PROGRAMMA DI PERFORAZIONE E COMPLETAMENTO

EX-DE	00	06/2022	EMISSIONE PER ENTI	<i>AB</i> Project team	<i>AB</i> Project Team	<i>OPEN</i> Alberto Boccardi
Validity Status	Revision Number	Date	Description	Prepared	Checked	Approved
Revision Index						
Company logo and business name 				Company Document ID 000505_DV_EX_TCN_ENI_UMG_5001 Job N.		
Facility and Sub Facility Name			Project name	Scale	Sheet of Sheets	
0821-00 GENERAL			CASSIOPEA	-	-	
Document Title CASSIOPEA 2 DIR PROGRAMMA DI PERFORAZIONE E COMPLETAMENTO				Supersedes N.		
				Superseded by N.		
				Plant Area	Plant Unit	
				n.a.	n.a.	

Software: Microsoft Word

File Name:000505_DV_EX_TCN_ENI_UMG_5001.docx

	Company Document ID 000505_DV_EX_TCN_ENI_UMG_5001	Sheet of Sheets 3 / 3	
		Validity Status	Revision Number
		EX-DE	00

INDICE DELLE SEZIONI

SEZIONE 1: INFORMAZIONI GENERALI

SEZIONE 2: PROGRAMMA GEOLOGICO

SEZIONE 3: PROGRAMMA DI GEOLOGIA OPERATIVA

SEZIONE 4: PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

SEZIONE 5: PROGRAMMA DI COMPLETAMENTO



eni Natural Resources - Upstream

**PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE
POZZO: CASSIOPEA 2 Dir**

SEZ. 1 INFORMAZIONI GENERALI

PAG 1

DI 14

**PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE
POZZO CASSIOPEA 2 Dir
INFORMAZIONI GENERALI**

Emissione: Giugno 2022

Prepared by:	Drilling Engineer – TEPE/INGP	E. M. Cavanna	
	Drilling Engineer – TEPE/INGP	S. Pinello	<i>Silvia Pinello</i>
	WBS Specialist – TEPE/INGP	S. Haiz	<i>Silvia Haiz</i>
	Fluid Engineer – TEPE/FLUP	C. Govetosa	<i>Caroline Govetosa</i>
Checked by:	Drilling Engineer Coordinator– TEPE/INGP	L. Bianchini	<i>L. Bianchini</i>
	Fluid Engineer Coordinator – TEPE/FLUP	F. Parozza	<i>F. Parozza</i>
	Operation Coordinator– COAP/SUB	S. Borra	<i>Simone Borra</i>
Approved by:	INGP Manager – Eni	E. Pollini	<i>E. Pollini</i>
	FLUP Manager – Eni	L. Bertoldi	<i>L. Bertoldi</i>
	TEPE Manager – Eni	R. Lorefice	<i>R. Lorefice</i>
	COAP/SU Manager – Eni	G. Leo	<i>G. Leo</i>
	ARPO Manager – EniMed	S. Baretta	<i>S. Baretta</i> ARPO Il Responsabile S. Baretta

SEZIONE N° 1 – Informazioni Generali

The present document is CONFIDENTIAL and it is the property of ENI
It shall not be shown to third parties nor shall it be used for reasons different from those owing to which it was given.



eni Natural Resources - Upstream

**PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE
POZZO: CASSIOPEA 2 Dir**

PAG. 1

DI 14

SEZ. 1 INFORMAZIONI GENERALI

**PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE
POZZO CASSIOPEA 2 Dir
INFORMAZIONI GENERALI**

Emissione: Giugno 2022

Prepared by:	Drilling Engineer – TEPE/INGP	E. M. Cavanna	
	Drilling Engineer – TEPE/INGP	S. Pinello	
	WBS Specialist – TEPE/INGP	S. Haiz	
	Fluid Engineer – TEPE/FLUP	C. Govetosa	
Checked by:	Drilling Engineer Coordinator– TEPE/INGP	L. Bianchini	
	Fluid Engineer Coordinator – TEPE/FLUP	F. Parrozza	
	Operation Coordinator– COAP/SUB	S. Borra	
Approved by:	INGP Manager – Eni	E. Pollini	
	FLUP Manager – Eni	L. Bertoldi	
	TEPE Manager – Eni	R. Lorefice	
	COAP/SU Manager – Eni	G. Leo	
	ARPO Manager – EniMed	S. Baretta	

SEZIONE N° 1 – Informazioni Generali

The present document is CONFIDENTIAL and it is the property of ENI
It shall not be shown to third parties nor shall it be used for reasons different from those owing to which it was given.



eni Natural Resources - Upstream

**PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE
POZZO: CASSIOPEA 2 Dir**

SEZ. 1 INFORMAZIONI GENERALI

PAG. **2**

DI **14**

INDICE

1	INFORMAZIONI GENERALI	3
1.1	DATI GENERALI DEL POZZO	5
1.1.1	TABELLA DATI GENERALI	5
1.1.2	PROFILO POZZO	6
1.1.3	DIAGRAMMA DI AVANZAMENTO	7
1.1.4	PREVISIONI E PROGRAMMI DI ACQUISIZIONE INFORMAZIONI GEOLOGICHE	11
1.2	OBIETTIVO MINERARIO	12
1.3	RACCOMANDAZIONI GENERALI	12
1.4	CARATTERISTICHE GENERALI IMPIANTO, BOP STACK E DOTAZIONI DI SICUREZZA	12
1.5	ELENCO PRINCIPALI CONTRATTISTE	12
1.6	CONTATTI IN CASO DI EMERGENZA	13
1.7	REQUISITI HSE	13
1.8	MANUALI DI RIFERIMENTO	13
1.9	UNITÀ DI MISURA	14



PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: CASSIOPEA 2 Dir

PAG. 3

DI 14

eni Natural Resources - Upstream

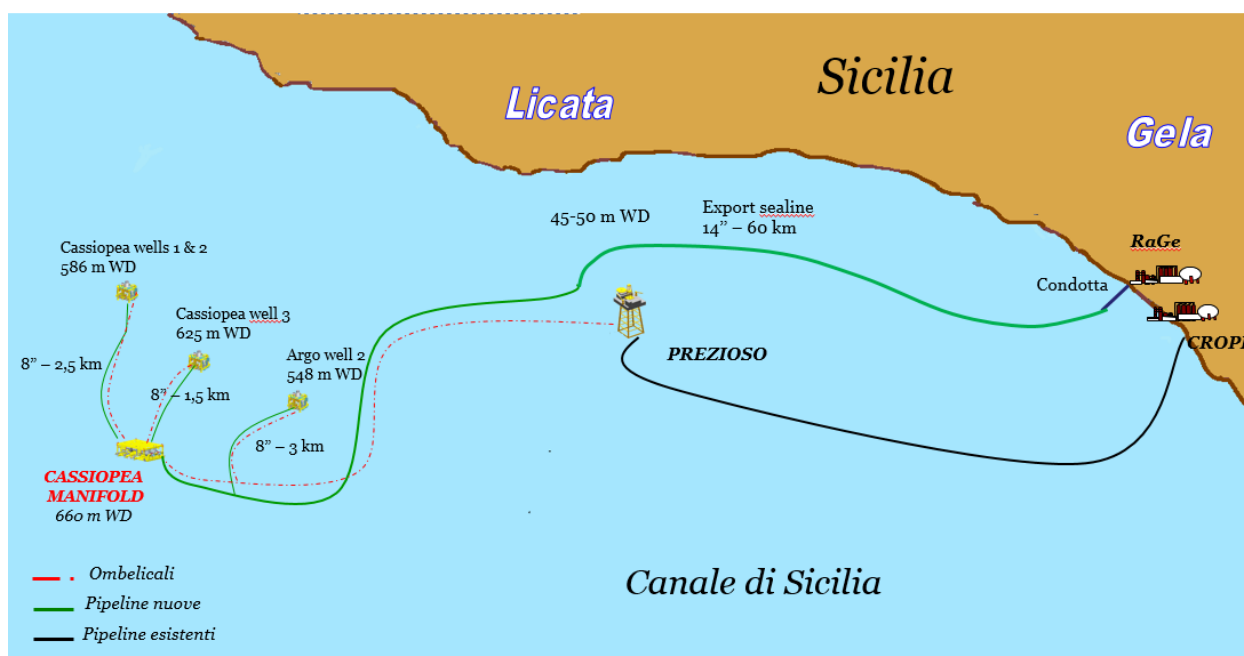
SEZ. 1 INFORMAZIONI GENERALI

1 INFORMAZIONI GENERALI

Il giacimento di Cassiopea si trova all'interno delle concessioni G.R13.AG e G.R14.AG dove opera la J.V. eni 60 % (Operatore) - ENERGEAN 40 % , con un fondale marino profondo dai 500 ai 625 m circa.

I campi di Argo e Cassiopea sono due campi a gas localizzati nel canale di Sicilia, approssimativamente a 30 km a sud-ovest di Licata (AG)

Il campo è stato scoperto dal pozzo Cassiopea 1 dir (giugno 2008) trovando livelli mineralizzati a gas secco. Nel campo di Cassiopea è stato perforato il solo pozzo di scoperta.



Discovery e appraisal wells dei due Campi menzionati sono elencati di seguito:

Argo 1 Pozzo Esplorativo - Aprile 2006 - temporaneamente abbandonato

Cassiopea 1 dir Pozzo Esplorativo - Giugno 2008 – temporaneamente abbandonato, verrà completato come producer

Argo 2 Agosto 2008 – temporaneamente abbandonato, verrà completato come producer

Il campo è di tipo multilayer, costituito da una fitta alternanza di sabbie ed argille F.ne Argo (ex F.ne Ribera - Membro Narbone), con i livelli a gas intercalati da livelli ad acqua ("thin layers"). Il campo non è ad oggi in produzione, né ha mai prodotto.

Il pozzo Cassiopea 2 Dir ha un location scelta in modo da ottimizzare i tempi di perforazione, la WH location si trova 100 m dal pozzo esistente Cassiopea 1 in modo da ridurre il target displacement ed in modo da avere una deviazione minore.



eni Natural Resources - Upstream

**PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE
POZZO: CASSIOPEA 2 Dir**

SEZ. 1 INFORMAZIONI GENERALI

PAG. **4**

DI **14**

Lo sviluppo del progetto include la perforazione ed il completamento di quattro pozzi subsea produttori di gas ubicati nei campi di Argo e Cassiopea a loro volta localizzati nel canale di Sicilia, approssimativamente 30 km al largo di Licata ad una profondità d'acqua compresa tra 550-650 m.

Due pozzi esistenti verranno ripresi e completati (Argo 2 e Cassiopea 1 Dir) mentre due nuovi pozzi verranno perforati: Cassiopea 2 Dir e Cassiopea 3.

Il gas prodotto verrà inviato tramite una pipeline da 14" sottomarina, lunga 60 km, a un nuovo sito di stoccaggio e compressione ubicato a Gela centro Olio. I pozzi subsea verranno controllati attraverso un sistema di ombelicali dalla piattaforma di produzione di Prezioso.



eni Natural Resources - Upstream

**PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE
POZZO: CASSIOPEA 2 Dir**PAG. **5**DI **14****SEZ. 1 INFORMAZIONI GENERALI****1.1 DATI GENERALI DEL POZZO****1.1.1 TABELLA DATI GENERALI**

Distretto geograficamente responsabile	EniMed
Nome e sigla del pozzo	CASSIOPEA 2 Dir
Commessa Perf. / Acc. Min.	Da definire
Classificazione iniziale	NFW (New Field Wildcat)
Profondita' finale prevista	1725 m TVDSS / 1748 m TVD RKB
Concessione	G.R13.AG
Operatore	ENI Spa Div. E & P
Quote di titolarità	ENI 60% – ENERGEAN 40%
Capitaneria di porto	LICATA
Distanza base operativa	29 km (Licata)
Zona (pozzi off shore)	"G"
Distanza dalla Costa (pozzi off shore)	27 Km
Fondale (pozzi off shore)	586 m
OBIETTIVI	
Linea sismica di riferimento	I.L. 1938 – X.L.1648 del 3D "PANDA"
Litologia obiettivo principale	Sabbia - Strati da sottili a metrici
Formazione obiettivo principale	F.ne Argo (già RIBERA M.bro Narbone)
Profondità top obiettivo principale	1497,50 m TVDSS / 1519,50 m TVD RKB
RIFERIMENTI TOPOGRAFICI	
Latitudine di partenza (geografica) N	36° 56' 12.903" N
Longitudine di partenza (geografica) E	13° 43' 53.547" E
Latitudine di partenza (metrica) N	4088692,562N
Longitudine di partenza (metrica) E	2407036,70 E
Latitudine a TD (geografica) N	36°, 56', 16.501" N
Longitudine a TD (geografica) E	13°, 43', 34.696" E
Latitudine a TD (metrica) N	4088809,66 N
Longitudine a TD (metrica) E	2406571,85 E
Ellissoide / Geo Datum	HAYFORD INTERNATIONAL 1924 / ROMA MM 1940
Tipo di proiezione	GAUSS – BOAGA
Semiassse maggiore	6378388
Eccentricità al quadrato (1/F)	0.00672267002 (297)
Central meridian	15° Est Greenwich
Falso Est	2520000 m
Falso Nord	0
Scale Factor	0.99975719
Declinazione Magnetica	2.05° 17 Aprile 2009



PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: CASSIOPEA 2 Dir

PAG. **6**

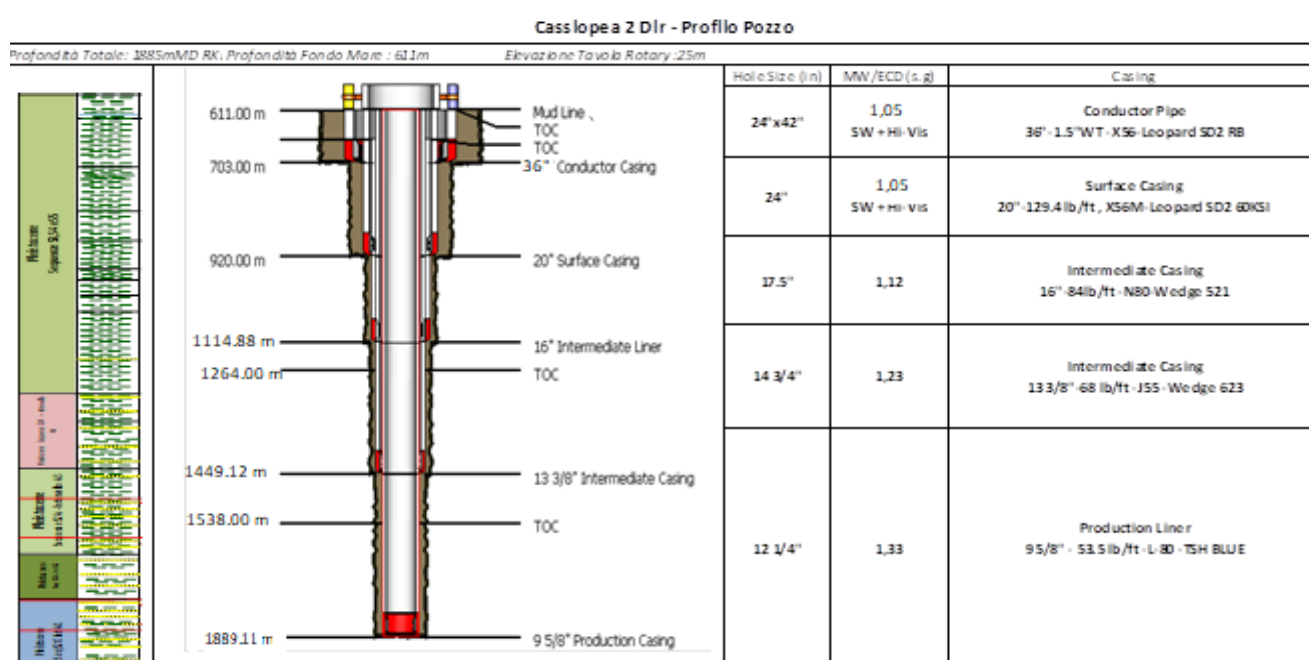
DI **14**

eni Natural Resources - Upstream

SEZ. 1 INFORMAZIONI GENERALI

1.1.2 PROFILO POZZO

Si riporta qui di seguito lo schema del pozzo Cassiopea 2 Dir a fine perforazione, con il profilo di tubaggio previsto in caso di esito positivo dell'accertamento minerario dopo la registrazione dei log.





**PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE
POZZO: CASSIOPEA 2 Dir**

PAG. 7

DI 14

eni Natural Resources - Upstream

SEZ. 1 INFORMAZIONI GENERALI

1.1.3 DIAGRAMMA DI AVANZAMENTO

Si riporta di seguito il diagramma di avanzamento previsto per il pozzo CASSIOPEA 2Dir. Per la stima dei tempi è stato preso in considerazione un impianto di tipo DP con un'altezza della tavola rotary di 22m da livello mare. La fase riserless verrà effettuata in batch con Cassiopea3. Per la definizione dei tempi calcolati con metodo probabilistico si è utilizzato il software aziendale AWAREtm applicato al sistema Well Cost.

P10			P50			P90			DEPTH RKB m	PHASE SUMMARY
PLAN h	CUMUL h	CUMUL Day	PLAN h	CUMUL h	CUMUL Day	PLAN h	CUMUL h	CUMUL Day		
11.5	11.5	0.5	12.8	12.8	0.5	16.8	16.8	0.7	0	MOVE IN
2.1	13.6	0.6	2.6	15.4	0.6	3.3	20.0	0.8	0	DRILL CONDUCTOR HOLE
6.7	20.3	0.8	8.3	23.7	1.0	10.5	30.5	1.3	0	DRILL CONDUCTOR HOLE
6.2	26.5	1.1	7.2	30.9	1.3	9.3	39.8	1.7	0	DRILL CONDUCTOR HOLE
5.3	31.8	1.3	6.0	36.9	1.5	7.4	47.2	2.0	0	DRILL CONDUCTOR HOLE
2.7	34.5	1.4	3.1	40.1	1.7	3.7	50.9	2.1	0	RUN/CEMENT CONDUCTOR CASING
5.8	40.3	1.7	7.0	47.1	2.0	8.5	59.3	2.5	0	RUN/CEMENT CONDUCTOR CASING
32.5	72.8	3.0	35.6	82.6	3.4	42.6	102.0	4.2	0	RUN/CEMENT CONDUCTOR CASING
2.1	74.8	3.1	2.6	85.2	3.6	3.3	105.3	4.4	0	RUN/CEMENT CONDUCTOR CASING
2.1	77.0	3.2	2.8	88.0	3.7	3.7	109.0	4.5	0	DRILL SURFACE HOLE
3.2	80.2	3.3	3.5	91.6	3.8	4.2	113.1	4.7	0	DRILL SURFACE HOLE
2.0	82.1	3.4	2.4	94.0	3.9	3.2	116.3	4.8	0	DRILL SURFACE HOLE
12.8	94.9	4.0	15.6	109.6	4.6	21.1	137.5	5.7	920	DRILL SURFACE HOLE
4.9	99.9	4.2	5.6	115.2	4.8	6.7	144.2	6.0	920	DRILL SURFACE HOLE
3.7	103.6	4.3	4.2	119.4	5.0	5.0	149.2	6.2	920	DRILL SURFACE HOLE
8.4	112.0	4.7	9.5	129.0	5.4	11.4	160.7	6.7	920	DRILL SURFACE HOLE
2.7	114.7	4.8	3.1	132.1	5.5	3.9	164.5	6.9	920	RUN/CEMENT SURFACE CASING
5.9	120.6	5.0	6.9	139.0	5.8	8.7	173.2	7.2	920	RUN/CEMENT SURFACE CASING
10.4	131.0	5.5	13.1	152.1	6.3	19.5	192.7	8.0	920	RUN/CEMENT SURFACE CASING
7.9	138.9	5.8	9.9	162.0	6.7	15.8	208.5	8.7	920	RUN/CEMENT SURFACE CASING
2.1	141.0	5.9	2.6	164.6	6.9	3.4	211.9	8.8	920	RUN/CEMENT SURFACE CASING
34.3	175.3	7.3	37.2	201.8	8.4	42.3	254.2	10.6	920	DRILL 1ST INTERMEDIATE ZONE
1.9	177.3	7.4	2.4	204.2	8.5	3.0	257.3	10.7	920	DRILL 1ST INTERMEDIATE ZONE
2.2	179.4	7.5	2.4	206.6	8.6	2.8	260.0	10.8	920	DRILL 1ST INTERMEDIATE ZONE
3.1	182.5	7.6	3.5	210.1	8.8	4.1	264.1	11.0	920	DRILL 1ST INTERMEDIATE ZONE
5.4	187.9	7.8	6.3	216.3	9.0	7.3	271.4	11.3	920	DRILL 1ST INTERMEDIATE ZONE
1.2	189.0	7.9	1.6	217.9	9.1	2.1	273.5	11.4	920	DRILL 1ST INTERMEDIATE ZONE
11.4	200.5	8.4	16.0	233.9	9.7	25.3	298.8	12.4	1115	DRILL 1ST INTERMEDIATE ZONE
2.1	202.6	8.4	2.6	236.5	9.9	3.3	302.0	12.6	1115	DRILL 1ST INTERMEDIATE ZONE
3.8	206.3	8.6	4.2	240.7	10.0	4.8	306.9	12.8	1115	DRILL 1ST INTERMEDIATE ZONE
5.1	211.4	8.8	5.5	246.2	10.3	6.3	313.1	13.0	1115	DRILL 1ST INTERMEDIATE ZONE
5.7	217.1	9.0	6.5	252.8	10.5	7.5	320.6	13.4	1115	RUN/CEMENT 1ST INTERMEDIATE CASING
2.7	219.8	9.2	3.3	256.0	10.7	3.9	324.5	13.5	1115	RUN/CEMENT 1ST INTERMEDIATE CASING
3.9	223.7	9.3	4.6	260.6	10.9	5.5	330.0	13.7	1115	RUN/CEMENT 1ST INTERMEDIATE CASING
8.5	232.2	9.7	10.7	271.3	11.3	15.8	345.8	14.4	1115	RUN/CEMENT 1ST INTERMEDIATE CASING
5.4	237.6	9.9	7.8	279.1	11.6	12.3	358.0	14.9	1115	RUN/CEMENT 1ST INTERMEDIATE CASING
4.3	241.9	10.1	5.1	284.2	11.8	6.1	364.1	15.2	1115	RUN/CEMENT 1ST INTERMEDIATE CASING
5.1	246.9	10.3	5.7	290.0	12.1	6.6	370.7	15.4	#N/D	RUN/CEMENT 1ST INTERMEDIATE CASING
3.7	250.7	10.4	4.3	294.3	12.3	5.1	375.8	15.7	#N/D	RUN/CEMENT 1ST INTERMEDIATE CASING



**PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE
POZZO: CASSIOPEA 2 Dir**

PAG. **8**

DI **14**

eni Natural Resources - Upstream

SEZ. 1 INFORMAZIONI GENERALI

1.0	251.7	10.5	1.1	295.4	12.3	1.2	377.0	15.7	#/D	DRILL 2ND INTERMEDIATE ZONE
2.6	254.3	10.6	3.0	298.3	12.4	3.4	380.4	15.8	#/D	DRILL 2ND INTERMEDIATE ZONE
5.5	259.7	10.8	6.3	304.7	12.7	7.5	387.9	16.2	#/D	DRILL 2ND INTERMEDIATE ZONE
2.7	262.5	10.9	3.2	307.9	12.8	3.8	391.7	16.3	#/D	DRILL 2ND INTERMEDIATE ZONE
19.2	281.7	11.7	30.3	338.2	14.1	60.3	452.0	18.8	1450	DRILL 2ND INTERMEDIATE ZONE
2.1	283.8	11.8	2.6	340.8	14.2	3.4	455.4	19.0	1450	DRILL 2ND INTERMEDIATE ZONE
3.7	287.5	12.0	4.2	345.1	14.4	4.9	460.3	19.2	1450	DRILL 2ND INTERMEDIATE ZONE
5.0	292.5	12.2	5.6	350.7	14.6	6.3	466.6	19.4	1450	DRILL 2ND INTERMEDIATE ZONE
5.7	298.3	12.4	6.4	357.0	14.9	7.6	474.3	19.8	1450	RUN/CEMENT 2ND INTERMEDIATE CASING
2.7	301.0	12.5	3.2	360.2	15.0	3.9	478.2	19.9	1450	RUN/CEMENT 2ND INTERMEDIATE CASING
8.4	309.4	12.9	9.9	370.1	15.4	12.5	490.7	20.4	1450	RUN/CEMENT 2ND INTERMEDIATE CASING
9.7	319.1	13.3	12.3	382.4	15.9	17.8	508.5	21.2	1450	RUN/CEMENT 2ND INTERMEDIATE CASING
5.4	324.6	13.5	7.1	389.4	16.2	12.1	520.6	21.7	1450	RUN/CEMENT 2ND INTERMEDIATE CASING
2.7	327.3	13.6	3.2	392.6	16.4	4.0	524.6	21.9	1450	RUN/CEMENT 2ND INTERMEDIATE CASING
6.6	333.9	13.9	7.3	399.9	16.7	8.8	533.4	22.2	#/D	RUN/CEMENT 2ND INTERMEDIATE CASING
3.7	337.6	14.1	4.2	404.2	16.8	5.2	538.7	22.4	#/D	RUN/CEMENT 2ND INTERMEDIATE CASING
1.0	338.6	14.1	1.0	405.2	16.9	1.1	539.7	22.5	#/D	DRILL TO PRODUCTION ZONE 1
3.4	342.0	14.3	3.9	409.1	17.0	4.3	544.1	22.7	#/D	DRILL TO PRODUCTION ZONE 1
5.5	347.5	14.5	6.2	415.3	17.3	7.2	551.2	23.0	#/D	DRILL TO PRODUCTION ZONE 1
2.7	350.2	14.6	3.1	418.4	17.4	3.6	554.8	23.1	#/D	DRILL TO PRODUCTION ZONE 1
24.1	374.3	15.6	34.5	452.9	18.9	60.9	615.8	25.7	1885	DRILL TO PRODUCTION ZONE 1
3.3	377.6	15.7	3.8	456.8	19.0	4.4	620.1	25.8	1885	DRILL TO PRODUCTION ZONE 1
6.1	383.7	16.0	7.2	463.9	19.3	8.1	628.2	26.2	1885	DRILL TO PRODUCTION ZONE 1
8.6	392.3	16.3	9.4	473.4	19.7	10.3	638.6	26.6	1885	DRILL TO PRODUCTION ZONE 1
33.5	425.8	17.7	38.3	511.7	21.3	43.5	682.1	28.4	1885	DRILL TO PRODUCTION ZONE 1
5.7	431.6	18.0	6.4	518.0	21.6	7.1	689.2	28.7	1885	RUN/CEMENT PRODUCTION CASING 1
2.7	434.3	18.1	3.2	521.2	21.7	3.7	692.9	28.9	1885	RUN/CEMENT PRODUCTION CASING 1
10.2	444.4	18.5	11.8	533.0	22.2	13.3	706.2	29.4	1885	RUN/CEMENT PRODUCTION CASING 1
3.6	448.0	18.7	5.9	539.0	22.5	9.4	715.6	29.8	1885	RUN/CEMENT PRODUCTION CASING 1
7.5	455.6	19.0	9.3	548.3	22.8	14.2	729.8	30.4	1885	RUN/CEMENT PRODUCTION CASING 1
2.7	458.3	19.1	3.2	551.5	23.0	3.7	733.5	30.6	1885	RUN/CEMENT PRODUCTION CASING 1
8.6	466.9	19.5	9.7	561.2	23.4	10.7	744.2	31.0	#/D	RUN/CEMENT PRODUCTION CASING 1
10.2	477.1	19.9	12.1	573.3	23.9	14.1	758.3	31.6	#/D	RUN/CEMENT PRODUCTION CASING 1
8.0	485.1	20.2	8.5	581.8	24.2	9.1	767.4	32.0	#/D	RUN/CEMENT PRODUCTION CASING 1
17.2	502.2	20.9	19.4	601.2	25.1	23.5	790.9	33.0	#/D	RUN COMPLETION 1
16.3	518.6	21.6	18.5	619.7	25.8	23.2	814.2	33.9	#/D	RUN COMPLETION 1
10.0	528.6	22.0	11.2	630.9	26.3	14.0	828.1	34.5	#/D	RUN COMPLETION 1
20.7	549.3	22.9	23.4	654.3	27.3	28.8	856.9	35.7	#/D	RUN COMPLETION 1
16.3	565.6	23.6	17.8	672.1	28.0	21.7	878.7	36.6	#/D	RUN COMPLETION 1
7.9	573.5	23.9	8.5	680.6	28.4	10.4	889.1	37.0	#/D	RUN COMPLETION 1
34.9	608.4	25.4	36.9	717.6	29.9	43.8	932.9	38.9	#/D	RUN COMPLETION 1
22.6	631.0	26.3	24.6	742.2	30.9	30.0	962.9	40.1	#/D	RUN COMPLETION 1
21.1	652.1	27.2	23.2	765.3	31.9	28.6	991.5	41.3	#/D	RUN COMPLETION 1
23.4	675.5	28.1	25.4	790.7	32.9	30.8	1022.3	42.6	#/D	RUN COMPLETION 1
35.4	710.9	29.6	37.6	828.4	34.5	44.5	1066.9	44.5	#/D	RUN COMPLETION 1



**PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE
POZZO: CASSIOPEA 2 Dir**

PAG. **9**

DI **14**

eni Natural Resources - Upstream

SEZ. 1 INFORMAZIONI GENERALI

0.0	710.9	29.6	0.0	828.4	34.5	0.0	1066.9	44.5	#N/D	RUN COMPLETION 1
0.0	710.9	29.6	0.0	828.4	34.5	0.0	1066.9	44.5	#N/D	RUN COMPLETION 1
0.0	710.9	29.6	0.0	828.4	34.5	0.0	1066.9	44.5	#N/D	RUN COMPLETION 1
7.4	718.4	29.9	8.2	836.5	34.9	9.1	1076.0	44.8	#N/D	WELL ABANDON 1
5.4	723.8	30.2	6.1	842.6	35.1	7.0	1083.0	45.1	#N/D	WELL ABANDON 1
22.3	746.1	31.1	25.4	868.0	36.2	30.5	1113.5	46.4	#N/D	WELL ABANDON 1
10.9	757.0	31.5	12.4	880.4	36.7	13.9	1127.5	47.0	#N/D	WELL ABANDON 1
15.0	772.0	32.2	17.4	897.8	37.4	21.7	1149.1	47.9	#N/D	WELL ABANDON 1
22.9	794.9	33.1	24.5	922.3	38.4	26.9	1176.0	49.0	#N/D	WELL ABANDON 1
37.5	832.4	34.7	38.2	960.5	40.0	40.4	1216.4	50.7	#N/D	RE-ENTRY
19.0	851.4	35.5	21.0	981.5	40.9	25.7	1242.1	51.8	#N/D	RE-ENTRY
7.9	859.2	35.8	8.8	990.3	41.3	9.8	1251.9	52.2	#N/D	RUN COMPLETION 2
78.4	937.6	39.1	82.8	1073.1	44.7	88.6	1340.5	55.9	#N/D	RUN COMPLETION 2
24.5	962.1	40.1	27.1	1100.2	45.8	30.1	1370.6	57.1	#N/D	RUN COMPLETION 2
10.6	972.7	40.5	12.1	1112.3	46.3	13.7	1384.3	57.7	#N/D	RUN COMPLETION 2
10.7	983.4	41.0	11.8	1124.1	46.8	13.1	1397.5	58.2	#N/D	RUN COMPLETION 2
4.3	987.6	41.2	4.8	1128.9	47.0	5.2	1402.7	58.4	#N/D	RUN COMPLETION 2
7.5	995.1	41.5	8.1	1137.0	47.4	8.8	1411.5	58.8	#N/D	RUN COMPLETION 2
11.5	1006.6	41.9	14.9	1151.9	48.0	28.7	1440.2	60.0	#N/D	RUN COMPLETION 2
48.5	1055.1	44.0	55.9	1207.8	50.3	65.0	1505.2	62.7	#N/D	CLEAN UP 1
9.2	1064.3	44.3	10.1	1217.8	50.7	10.8	1516.0	63.2	#N/D	WELL ABANDON 2
8.3	1072.5	44.7	11.5	1229.4	51.2	17.8	1533.8	63.9	#N/D	WELL ABANDON 2
22.0	1094.6	45.6	24.7	1254.0	52.3	27.1	1561.0	65.0	#N/D	WELL ABANDON 2
21.5	1116.1	46.5	22.2	1276.2	53.2	23.7	1584.7	66.0	#N/D	MOVE OUT



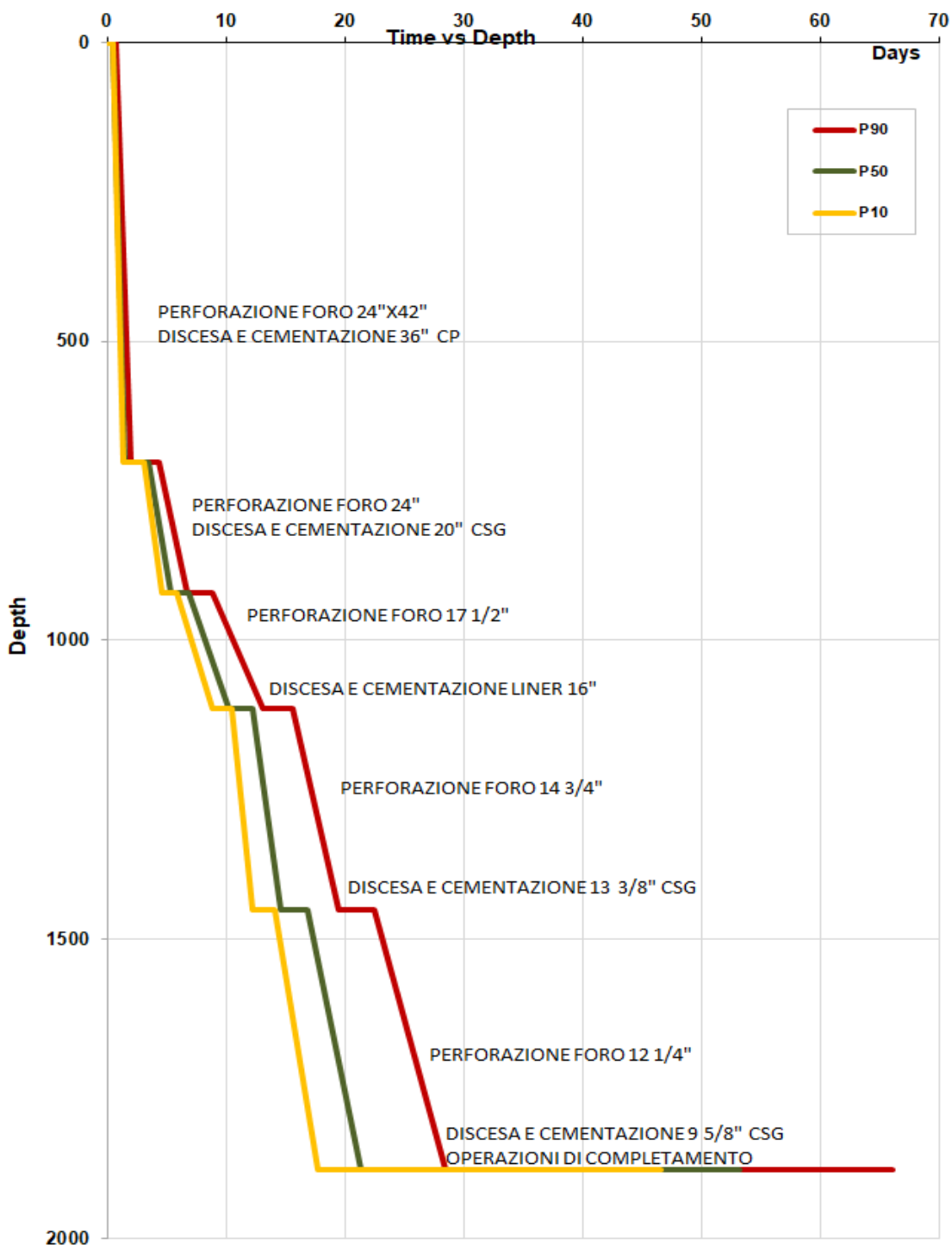
PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: CASSIOPEA 2 Dir

PAG. 10

DI 14

eni Natural Resources - Upstream

SEZ. 1 INFORMAZIONI GENERALI





PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: CASSIOPEA 2 Dir

PAG. **11**

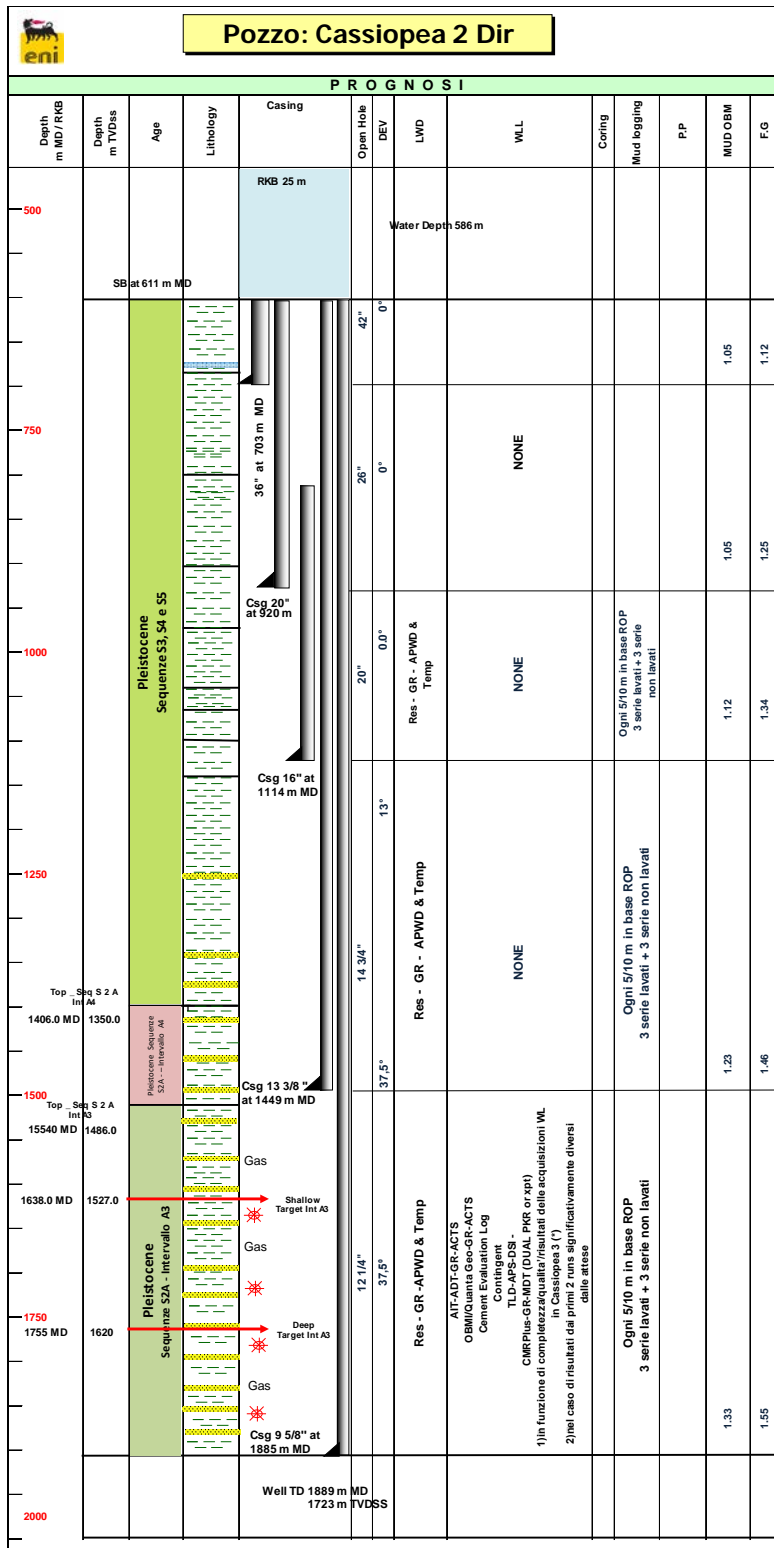
DI **14**

SEZ. 1 INFORMAZIONI GENERALI

eni Natural Resources - Upstream

1.1.4 PREVISIONI E PROGRAMMI DI ACQUISIZIONE INFORMAZIONI GEOLOGICHE

Per i dettagli vedasi programma di geologia operativa.





eni Natural Resources - Upstream

PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: CASSIOPEA 2 Dir

SEZ. 1 INFORMAZIONI GENERALI

PAG. 12

DI 14

1.2 OBIETTIVO MINERARIO

Nello specifico, durante la perforazione del pozzo Cassiopea 2 dir si prevede di incontrare livelli porosi con una significativa presenza di gas a partire dalla profondità di 1350 m TVDSS (Top Intervallo A4).

L'obiettivo superficiale (in zona A3) è atteso alla profondità di 1487 m TVDSS, all'interno della sequenza stratigrafica S2A; si prevede di attraversarlo fino alla TD del pozzo, per uno spessore complessivo di circa 240m. Questo intervallo è interessato solo marginalmente dalle faglie che strutturano ad horst gli intervalli sottostanti e la chiusura è ottenuta principalmente per drappaggio.

La perforazione si dovrà concludere all'interno della F.ne Ribera M.bro Narbone alla profondità di 1723m TVDSS.

Per ulteriori specifiche si faccia riferimento alla Sez.2 - Programma Geologico.

1.3 RACCOMANDAZIONI GENERALI

Durante l'attraversamento delle zone obiettivo, mantenere una velocità di avanzamento tale da permettere un corretto monitoraggio delle manifestazioni di idrocarburi e creare una condizione di foro ottimale per l'acquisizione dei log di valutazione mineraria.

In caso di risultato positivo del pozzo, per facilitare la correlazione con il log CCL durante le operazioni di sparo per l'apertura degli intervalli da completare, inserire uno o più spezzoni di casing con lunghezze diverse dalla media, da posizionare in corrispondenza dei livelli mineralizzati. Inoltre verrà valutata l'opportunità di introdurre nei collari dei casing/liner, uno o più "marker" radioattivi da posizionare circa 50 metri al di sopra dei livelli da completare.

1.4 CARATTERISTICHE GENERALI IMPIANTO, BOP STACK E DOTAZIONI DI SICUREZZA

L'impianto da utilizzare per la perforazione del pozzo Cassiopea 2Dir sarà IL Saipem 10000.

1.5 ELENCO PRINCIPALI CONTRATTISTE

Tutti i vari servizi sono da definire.



eni Natural Resources - Upstream

PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: CASSIOPEA 2 Dir

SEZ. 1 INFORMAZIONI GENERALI

PAG. 13

DI 14

1.6 CONTATTI IN CASO DI EMERGENZA

Per i contatti di emergenza e per l'organizzazione relativa alle situazioni di emergenza si dovrà fare riferimento unicamente al "PIANO GENERALE DI EMERGENZA" del distretto di riferimento. Lo stesso sarà disponibile sull'impianto dall'inizio delle operazioni. Fare riferimento alla versione più aggiornata.

1.7 REQUISITI HSE

I documenti HSE di riferimento per l'attività prevista sono i seguenti:

- Strategia per la risposta alle emergenza enimed (pro-sg-hse-035-enimed_r03)
- Esercitazione di Emergenza HSE (opi-sg-hse-003-enimed_r03)
- Piano Generale di Emergenza Eni Mediterranea Idrocarburi (pro-sg-hse-030-enimed_r10)

1.8 MANUALI DI RIFERIMENTO

La manualistica base di riferimento è la seguente:

Per quanto riguarda l'ingegneria di pozzo:

- P-1-MG-2800 Rev 01 (Best Practices for Well Operations)
- P-1-M-26536 Rev. 01 (Drilling Design Procedure)
- P-1-M-26534 Rev. 02 (Casing Design Procedure)
- Completion Design Procedure (STAP-P-1-M-26543 rev.2)

Le operazioni saranno condotte in ottemperanza con le disposizioni contenute nel Documento Sicurezza e Salute Coordinato (DSSC). Lo stesso sarà disponibile sull'impianto dall'inizio delle operazioni.

Le operazioni di perforazione e completamento saranno espletate in accordo con le disposizioni contenute nei seguenti manuali:

- Drilling Rig Contractor Well Control Policy
- P-1-MG-26524 Rev. 2 (Well Control Procedures) adjusted through the Bridging Document "Well Control Response Plan" with Drilling Contractor Well Control Policy
- P-1-M-26535 Rev.04 (Directional Control & Surveying Procedures)
- P-1-M-26532 Rev. 02 (Advanced Drilling Technologies and Related Procedures)
- P-1-M-26537 Rev. 02 (Drilling Procedures Manual)
- G-1-MG-26427 Rev.02 (Well Operations Management Manual)



eni Natural Resources - Upstream

PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: CASSIOPEA 2 Dir

PAG. 14

DI 14

SEZ. 1 INFORMAZIONI GENERALI

- Completion Operations Procedures (STAP-P-1-M-26544 rev.2)
- General Wire Line Procedures Manual (STAP-P-1-M-26553 rev.1)
- Well Test Procedures (STAP-P-1-M-26547 rev.2)
- Completion Fluids Operations Procedures (STAP-P-1-M-26548 rev.1)
- Subsea Completion Operations Procedures (STAP-P-1-M-27680 rev.2)
- Well Control Procedures (STAP-P-1-MG-26524 rev.2)
- Well Abandonment Procedure and Relevant Costs Management (STAP-P-1-MG-26521; Rev.3)

Ogni modifica al programma deve essere formalizzata per iscritto, seguendo il processo di MOC (management of change).

1.9 UNITÀ DI MISURA

GRANDEZZA	UNITA' DI MISURA
PROFONDITA'	m
PRESSIONI	atm oppure psi oppure kg/cm ²
GRADIENTI DI PRESSIONE	atm/10m oppure kg/cm ² /10m
TEMPERATURE	°C
PESI SPECIFICI	kg/l oppure g/l
LUNGHEZZE	m
PESI	t
VOLUMI	m ³ oppure l
DIAMETRI BIT & CASING	inch
PESO MATERIALE TUBOLARE	lb/ft oppure kg/m
VOLUME DI GAS	Sm ³
PLASTIC VISCOSITY	cP
YIELD & GEL	g/100cm ²
SALINITA'	ppm oppure g/l di NaCl



eni e&p – DIME

**PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE
POZZO: CASSIOPEA 2 Dir**




PAG. 1

DI 16

SEZ. 2 PROGRAMMA GEOLOGICO

SEZIONE 2 – PROGRAMMA GEOLOGICO

Emissione: Giugno 2022

		Roberta Chiarelli (ISEA/D)	Salvatore Davide Russo (ISEA/D)	Afrim Hysi (ISEA/D)
				
REV.		PREPARATO	CONTROLLATO	APPROVATO

SEZIONE N° 2 – Programma geologico

The present document is CONFIDENTIAL and it is the property of ENI
It shall not be shown to third parties nor shall it be used for reasons different from those owing to which it was given.



eni e&p – DIME

**PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE
POZZO: CASSIOPEA 2 Dir**

SEZ. 2 PROGRAMMA GEOLOGICO

PAG. **2**

DI **16**

INDICE

2	PROGRAMMA GEOLOGICO	3
	2.1 INTRODUZIONE E UBICAZIONE GEOGRAFICA DEL CAMPO	3
	2.2 INQUADRAMENTO GEOLOGICO	3
	2.3 INTERPRETAZIONE SISMICA	6
	2.4 OBIETTIVO DEL POZZO	9
	2.5 PROFILO LITOSTRATIGRAFICO PREVISTO	9
	2.6 POZZI DI RIFERIMENTO	10



eni e&p – DIME

PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: CASSIOPEA 2 Dir

SEZ. 2 PROGRAMMA GEOLOGICO

PAG. 3

DI 16

2 PROGRAMMA GEOLOGICO

2.1 INTRODUZIONE E UBICAZIONE GEOGRAFICA DEL CAMPO

Il pozzo Cassiopea 2dir è un pozzo di sviluppo ubicato nell'offshore del Canale di Sicilia (Figura 1) e ha come obiettivo la messa in produzione del gas biogenico presente nei livelli porosi intercalati nelle serie argilloso-sabbiose del Pleistocene medio (Fm. Ribera), scoperto dal pozzo Cassiopea 1dir nel 2008.

Il campo è di tipo multilayer, costituito da una fitta alternanza di sabbie ed argille (F.ne Ribera - Membro Narbone), con i livelli a gas intercalati da livelli ad acqua ("thin layers").

Il campo di CASSIOPEA è localizzato nel Permesso G.R14.AG, dove è presente la J.V. ENI 60 % (Operatore) – Energean 40 %.

2.2 INQUADRAMENTO GEOLOGICO

Dal punto di vista geologico l'area ricade nel settore centro orientale del Bacino di Avanfossa plio-pleistocenico che si estende sia nell'offshore del Canale di Sicilia che nell'onshore da Gela fino a Catania. Il substrato del bacino è costituito dalle serie stratigrafiche messiniane e pre-messiniane appartenenti alle F.ni Gessoso Solfifera e Tellaro.

In Figura 2 è riportato uno schema strutturale regionale relativo alla Sicilia ed alle aree limitrofe, in cui sono visibili i principali bacini pleistocenici di avanfossa ed i loro rapporti con le aree di catena.

Nella parte settentrionale del permesso è presente la falda alloctona denominata "Falda di Gela" che coinvolge successioni appartenenti al Miocene e al Plio-Pleistocene.

La successione stratigrafica del bacino è data da una serie di sequenze stratigrafiche i cui limiti sono definiti da discontinuità regionali tarate alla sismica e ai pozzi.

L'area in esame è caratterizzata dalla sequenza litostratigrafica schematizzata nella Figura 3. Dal Triassico superiore fino al Retico p.p. si è avuta la deposizione, in ambiente da subtidale a sopratidale, delle dolomie della F.ne Sciacca passanti a calcari ed argille della F.ne Noto. Durante il Retico p.p. - Hettangiano il rifting, legato all'apertura della Tetide, produce uno smembramento della piattaforma norica con la formazione di un bacino euxinico rapidamente subsidente in cui si depositano potenti coltri di argille nere e calcari con livelli basaltici della F.ne Streppenosa.

La deposizione di questa formazione si arresta alla fine dell'Hettangiano quando una brusca regressione provoca il prograding della piattaforma della F.ne Inici sulle zone meno profonde del bacino.

Il margine occidentale del bacino della F.ne Streppenosa non è ben conosciuto per mancanza



eni e&p – DIME

**PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE
POZZO: CASSIOPEA 2 Dir**

SEZ. 2 PROGRAMMA GEOLOGICO

PAG. **4**

DI **16**

di pozzi. Interpretazioni sismiche regionali individuano l'esistenza del bacino nel permesso G.R13.AG, mentre si ritiene che il margine più occidentale sia ubicato nella parte orientale del permesso G.R14.AG. Più ad Ovest, durante il Trias superiore – Hettangiano, si sono avute solo condizioni di piattaforma permanente.

Nel Lias - Dogger la piattaforma liassica subisce un generale smembramento con successivo annegamento a causa di una intensa fase tettonica distensiva con orientamento NO - SE e NE – SO. Nella zona si instaurano condizioni di mare profondo con la deposizione di calcari e marne appartenenti alla F.ne Rosso Ammonitico.

La batimetria si uniforma durante il Malm ed il Cretaceo inf. con la deposizione di sedimenti carbonatici di ambiente marino profondo appartenenti alle F.ni Lattimusa ed Hybla. Gli elementi paleogeografici creatisi durante il Cretaceo inferiore persistono anche nel Cretaceo superiore – Eocene, con la sedimentazione dei calcari con selce della F.ne Scaglia.

La serie oligo-miocenica, che inizia con la deposizione della F.ne Ragusa, poggia in discordanza sulla serie carbonatica sottostante; l'ambiente di deposizione è meno profondo di quello della Scaglia. Durante il Tortoniano avviene la deposizione della F.ne Tellaro.

Nel Messiniano l'area subisce una profonda variazione paleogeografica con la deposizione delle evaporiti della F.ne Gessoso Solfifera. Durante il Pliocene inferiore-medio si verifica una ingressione marina che porta alla deposizione di sedimenti marnosi, argillosi della F.ne Ribera M.bro Trubi. Successivamente, in seguito all'avanzamento verso Sud della Falda neogenica, al passaggio Plio-Pleistocene si instaura un ambiente torbido formato dalle argille e dalle sabbie del M.bro Narbone.

I reservoir del bacino di avanfossa sono inquadrati nell'ambito delle sequenze deposizionali che dal basso stratigrafico verso l'alto sono:

La **sequenza S1**, che comprende il M.bro Trubi della F.ne Ribera, costituita da marne e marne argillose, che rappresentano una serie trasgressiva condensata.

Va segnalato che i Trubi si trovano localmente in discordanza anche sopra la Falda alloctona, indicando che questa era già formata ed attiva a partire dal Messiniano post-evaporitico.

Questa sequenza è divisa in due parti. La parte inferiore corrisponde ad una fase d'emersione dell'avampaese e si prolunga dal Messiniano post evaporitico fino alla parte bassa del Pliocene inferiore. La parte più recente (Pliocene medio) corrisponde ad una fase di sedimentazione generalizzata di argille e marne marine in un bacino poco profondo.

Successivamente alla deposizione del M.bro Trubi compaiono le sequenze stratigrafiche appartenenti alla F.ne Ribera M.bro Narbone.

La **sequenza S2** comprende le argille condensate di avampaese. Il limite basale è legato probabilmente ad una fase tettonica di sovrascorrimento della Falda.

La **sequenza S2X** corrisponde alla fase deformativa di maggior entità, del Plio-Pleistocene, che porta all'individuazione del bacino di avanfossa ibleo. L'evento deformativo è concomitante ad una importante fase di traslazione della Falda alloctona verso l'avampaese. La successione è estesamente interessata da un'intensa attività tettonica sindeposizionale.



eni e&p – DIME

PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: CASSIOPEA 2 Dir

SEZ. 2 PROGRAMMA GEOLOGICO

PAG. 5

DI 16

L'attività deformativa compressiva e transpressiva è testimoniata dalla presenza di diverse discordanze angolari e da fault-bend fold e faglie transtensive ad alto angolo.

Le geometrie deposizionali sono quelle tipiche dei cunei torbiditici di avanfossa con geometrie di progressivo riempimento per aggradazione con orizzonti sismici piano paralleli.

Al margine interno dell'avanfossa gli orizzonti s'interrompono prevalentemente contro la base delle Falde neogeniche, mentre al margine esterno l'interruzione è per onlap contro la rampa d'avampaese.

La parte inferiore della sequenza è prevalentemente argillosa, l'avampaese e la rampa sono interessati da una fase di non deposizione che si prolunga dal Pliocene medio fino a buona parte del Pliocene superiore. La sedimentazione riprende alla fine del Pliocene superiore con la deposizione di una successione condensata a cui segue un'importante fase di sedimentazione torbiditica sabbiosa corrispondente all'unità Sabbie di Irene, ultima fase di deposizione della sequenza S2X. La durata di deposizione è di circa 800.000 anni.

Le Sabbie di Irene hanno facies di lobo nell'area perforata dai pozzi Irene 1 e Penelope 1 e di piana bacinale confinata in quella dei pozzi Palma 1 e Panda; ad Ovest di Panda una sella morfologica ne limita la deposizione.

La distribuzione delle facies torbiditiche, desunta dai dati di pozzo disponibili, è compatibile con un entry-point torbiditico principale collocato lungo il margine interno del bacino, nell'area di Penelope-Irene oppure nella parte onshore, con paleocorrenti longitudinali da NE (Figura 4). In questa sequenza sono presenti le principali mineralizzazioni a gas riscontrate nei pozzi Panda 1 e Panda W1.

Il limite della **sequenza S2A** corrisponde ad una fase di intensa deformazione compressiva che interessa la successione torbiditica delle Sabbie di Irene (Sequenza S2X) con importanti implicazioni di tipo minerario in tutta l'area di studio.

Nell'area di studio è riconoscibile anche una deformazione probabilmente di tipo transtensivo legata alla riattivazione di faglie ad alto angolo dei sottostanti carbonati. Il trend ha direzione NW-SE.

La deposizione della successione di avanfossa è seguita dalla migrazione, progressiva, della Falda neogenica e da una strutturazione della successione di avanfossa. La subsidenza tettonica crea un nuovo depocentro del bacino di avanfossa in posizione più esterna. Le mappe isopache prodotte per le sequenze bacinali confermano il progressivo spostamento dei depocentri verso SSE. Si può ipotizzare, per la sequenza S2A e per la successiva S3, che il contenuto di sabbia sia maggiore nelle aree di deposizione più depocentrali. Questo modello è stato di recente verificato dalla perforazione dei pozzi Argo1 e Cassiopea 1dir, che hanno effettivamente riscontrato, in questa sequenza stratigrafica in posizione prossima al depocentro, la presenza di fitte alternanze sabbia-argilla di origine torbiditica, con intervalli a sabbia fine centimetrico-decimetrici e raramente metrici, mentre la stessa sequenza è risultata più argillosa in posizione marginale, in corrispondenza dei pozzi Panda 1 e Panda W1.

In questa sequenza sono presenti le principali mineralizzazioni a gas riscontrate nei pozzi Argo



eni e&p – DIME

**PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE
POZZO: CASSIOPEA 2 Dir**

SEZ. 2 PROGRAMMA GEOLOGICO

PAG. **6**

DI **16**

1, Argo 2 e Cassiopea 1dir.

Nella sequenza S2A sono presenti anche corpi più o meno caotici argilloso-sabbiosi, probabilmente depositi in massa, ad opera di processi gravitativi provenienti dalla Falda.

La **sequenza S3** comprende il primo cuneo sedimentario in on-lap sulla Falda che chiude l'ultima significativa fase deformativa.

Questa sequenza presenta intervalli tabulari a strati sottili sviluppati nelle aree distali – depocentrali e intervalli prevalentemente argillosi e caotici posti in prossimità della Falda.

In prossimità o in on-lap sull'alloctono è anche possibile ipotizzare la presenza di corpi sabbiosi relativamente più spessi e probabilmente canalizzati.

La **sequenza S4** si sviluppa nella parte finale del Pleistocene. Le facies sono prevalentemente rappresentate da sedimenti argilloso-siltosi spesso caoticizzati. I livelli caotici sono molto frequenti in tutta l'area. Si tratta di depositi della sequenza S4 e della precedente sequenza S3 depositati sul fronte della Falda e nelle adiacenti aree bacinali che sono stati interessati in ambiente sottomarino da imponenti fenomeni di scivolamento gravitativo verso le aree bacinali. Particolarmente imponente risulta la frana sottomarina attraversata dai pozzi Panda la cui lunghezza è di oltre 13 km.

La **sequenza S5** registra l'ultimo evento deposizionale della successione, costituito dalla progressiva progradazione dei sistemi marginali interni.

L'obiettivo minerario principale nell'area è il tema a gas biogenico nelle sequenze stratigrafiche clastiche del Pleistocene. L'interesse minerario è dato dai livelli porosi e dai livelli sottili presenti nelle sequenze sedimentarie plio-pleistoceniche descritte. Al momento attuale rivestono maggior interesse le sequenze S2X, S2A e S3 in quanto sede dei miglior reservoir conosciuti. Tali reservoir sono stati attraversati dai pozzi presenti nel bacino di avanfossa, si possono citare come pozzi di riferimento Cassiopea 1dir, Panda 1 e PandaW1, Argo 1, Argo 2, Irene 1, Penelope 1, Gela 110 Dir e in parte Palma 1. Anche i pozzi Patty Est 1, Genziana 1 hanno attraversato nel "sotto falda" le sequenze bacinali più profonde del bacino.

La presenza di gas biogenico è stata confermata nel campo dal pozzo Cassiopea 1dir e, nei vicini campi, dai pozzi Panda 1, Panda W1, Argo 1, Argo 2 e dai sondaggi dei Campi di Gela nel settore off-shore orientale del bacino e da Zagara 1 e Pina 1 in quello occidentale.

2.3 INTERPRETAZIONE SISMICA

L'interpretazione è stata eseguita sul volume sismico 3D acquisito nel 2003/2004, con un'estensione di circa 800 kmq, ubicato a circa 20 km dalla costa, nell'offshore di Licata.

Il dato sismico, che presenta un bin di dimensioni 12.5 m in direzione In-line e 18.75 m in direzione Cross-line, con copertura 4000%, si è rivelato di ottima qualità. Una fase successiva di migrazione del dato nel corso del 2012, ha reso disponibile anche una versione in dominio depth.



eni e&p – DIME

**PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE
POZZO: CASSIOPEA 2 Dir**

SEZ. 2 PROGRAMMA GEOLOGICO

PAG 7

DI 16

L'analisi dei dati è stata rivolta soprattutto alle sequenze stratigrafiche plio-pleistoceniche presenti nel bacino di avanfossa già descritte precedentemente, ed in particolare è stata mirata alla individuazione e valutazione delle anomalie di ampiezza sismiche, ponendo come obiettivo esplorativo primario la ricerca di accumuli di gas biogenico all'interno della serie di avanfossa.

A partire dal modello geologico regionale e dai pozzi disponibili, nel 2004 sono stati interpretati dodici orizzonti in dominio tempo, con lo scopo di definire le anomalie di ampiezza sismiche in termini di top e bottom, entità dell'anomalia, struttura interna, presenza di chiusure strutturali. Inizialmente sono stati interpretati gli orizzonti Fondomare, Top F.ne Gessoso Solfifera e Top F.ne Ribera M.bro Trubi per definire i limiti superiore ed inferiore del bacino di avanfossa. Successivamente sono stati considerati otto orizzonti all'interno della serie pleistocenica, quasi tutti ricadenti nell'intervallo stratigrafico S2A, in corrispondenza del quale sono state individuate la maggior parte delle anomalie di ampiezza e al quale appartengono i livelli a gas rinvenuti nel pozzo Argo 1.

E' stato inoltre interpretato l'orizzonte Near-Top sabbie di Irene, che corrisponde al top della sequenza S2X, alla quale appartengono i reservoir a gas rinvenuti nei pozzi Panda 1 e Panda W1.

Si è passati quindi alla messa in profondità di questi orizzonti utilizzando dati provenienti dai pozzi e dalle analisi di velocità di dettaglio utilizzate per la fase di Pre-stack time migration del volume 3D. Infine, sono state ricavate le mappe isopache dei principali intervalli stratigrafici.

Tra febbraio-marzo 2022, in vista della chiusura del programma di pozzo, è stata eseguita una revisione degli orizzonti principali direttamente in dominio depth, utilizzando il volume sismico migrato nel 2012 (*psdmk_panda3d*).

Un esercizio di well-to-seismic tie ai pozzi Cassiopea 1dir, Argo 1 e Argo 2 ha evidenziato come il modello di velocità applicato per la depth migration del dato sismico 3D, sia stato ottimale nella messa in profondità. Senza applicare alcuno shift o stretch alla curva velocità pozzo Cassiopea 1dir (pozzo più vicino a Cassiopea 2dir), si ottiene un elevato grado di correlazione tra sismica depth e sintetico al pozzo. Si evidenziano al massimo 5-6 metri di differenza tra le due misure depth. Tale valore risulta inferiore alla risoluzione sismica e quindi non implica una calibrazione della PSDM o variazioni delle quote degli orizzonti interpretati in dominio depth.

Nella seguente tabella vengono elencati gli orizzonti principali oggetto di revisione che identificano i top delle sequenze Pleistoceniche di avanfossa, da fondomare a circa 2000 metri di profondità.

Ulteriori orizzonti intermedi sono stati interpretati all'interno di questi intervalli di sequenza ma utilizzati specificatamente per l'individuazione dei target lungo le traiettorie di ciascun singolo pozzo.



**PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE
POZZO: CASSIOPEA 2 Dir**

PAG. **8**

DI **16**

SEZ. 2 PROGRAMMA GEOLOGICO

eni e&p – DIME

CRS	Survey	Dato sismico	Dominio	Polarity	SEQUENZA	Livello	NOME ORIZZONTE	+/-/zero crossing	CONFIDENZA
Monte Mario/Italy	Panda_3d	Psdmk	DEPTH	European	SEQ S4-S5 (int A5)	A5	A5TOP	-	Medium
					SEQ S2A (int A4)	A4	A4TOP	-	High
					SEQ S2A (int A3)	H_TOP	A3TOP	+	High
					SEQ S2A (int A2)	I_TOP	A2TOP	-	High
					SEQ S2X (int A1)	J_TOP	A1TOP	-	High

Nella Figura 5 è mostrata una sezione relativa al bacino di avanfossa, estratta dal volume sismico depth interpretato e passante per la location del pozzo Cassiopea 2dir. Sono riportati gli orizzonti sismici (revisione 2022) corrispondenti ai principali target del pozzo.

Lo studio iniziale ha portato ad individuare un certo numero di anomalie significative. La successiva analisi di dettaglio delle caratteristiche geofisiche e geologiche delle anomalie e la stima dei valori di GOIP hanno condotto alla definizione del prospect CASSIOPEA, in cui la presenza del gas biogenico è stato poi confermato con la perforazione del pozzo Cassiopea 1dir. Gli obiettivi sono costituiti dai livelli porosi appartenenti alla F.ne Ribera M.bro Narbone e alle Sabbie di Irene.

La parte più profonda, denominata A1, è caratterizzata dalla presenza di un articolato trend di faglie che genera un horst allungato in direzione NO-SE, suddiviso in quattro blocchi. Il reservoir è costituito principalmente dalle sabbie dell'unità Sabbie di Irene, che formano il reservoir incontrato dal pozzo Cassiopea 1dir e dai pozzetti Panda 1 e Panda W1.

La parte soprastante, denominata A2, presenta lo stesso assetto strutturale della parte sottostante, ma il reservoir è costituito da alternanze sabbie-argille della F.ne Ribera M.bro Narbone, appartenenti alla sequenza stratigrafica S2A. Queste alternanze sono state attraversate in posizione depocentrale dai pozzi Argo 1 e Cassiopea 1dir, che hanno verificato la presenza di livelli sabbiosi da centimetrici a metrici, composti da sabbie quarzose da fini a finissime.

L'obiettivo A3, il più importante in termini minerari, è meno interessato dalle faglie che attraversano gli intervalli profondi, e la chiusura è generata principalmente dal drappeggio sull'horst sottostante. Anche queste alternanze sono state attraversate dai pozzi Cassiopea 1dir e Argo 1.

L'obiettivo superiore, denominato A4, è costituito dalla parte alta della sequenza stratigrafica



eni e&p – DIME

PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: CASSIOPEA 2 Dir

SEZ. 2 PROGRAMMA GEOLOGICO

PAG. 9

DI 16

S2A, già attraversata anch'essa da Cassiopea 1dir, Argo 1e Argo 2.

2.4 OBIETTIVO DEL POZZO

Lo scopo principale del pozzo Cassiopea 2dir è quello di aprire allo sviluppo i livelli del Pleistocene medio in cui la presenza di gas è stata confermata dal pozzo di scoperta Cassiopea 1dir.

Lo sviluppo del campo è previsto, oltre che per mezzo del pozzo Cassiopea 2Dir, anche da un secondo pozzo di sviluppo, Cassiopea 3 e dal re-entry all'interno del pozzo Cassiopea 1dir. L'ubicazione dei pozzi di sviluppo (Figura 6) è stata proposta per ottimizzare la messa in produzione dell'intera sequenza S2A.

In particolare l'obiettivo del pozzo Cassiopea 2Dir è rappresentato da livelli all'interno dell'intervallo A3 (livelli H), che si prevede di sviluppare mediante due intervalli aperti alla produzione: un target più superficiale (intervalli H2-H5) e uno più profondo (intervalli H8), che sono stati rinvenuti mineralizzati a gas nel pozzo Cassiopea 1dir, (Figura 7).

L'ubicazione della testa pozzo, mostrata in Figura 5, è molto vicina al pozzo Cassiopea 1dir (101m), in un punto con profondità d'acqua di circa 586m.

Cassiopea 2dir è un pozzo deviato. Allo scopo di consentire di attraversare gli obiettivi A3 in una zona prossima al loro culmine strutturale, si prevede un profilo di deviazione con uno scostamento complessivo di circa 440 m in direzione WNW, con un azimuth di 284°. Dopo un tratto verticale di circa 920m, il pozzo devia raggiungendo una inclinazione massima di 37,5°. La TD del pozzo è prevista a 1723m msl.

Il profilo litostatigrafico previsto, verticalizzato, è riportato in Figura 8.

L'obiettivo principale (A3) è atteso alla profondità di 1487 m TVDSS, all'interno della sequenza stratigrafica S2A, e si prevede di attraversarlo fino alla TD del pozzo, per uno spessore complessivo di circa 240m. Questo intervallo è interessato solo marginalmente dalle faglie che strutturano ad horst gli intervalli sottostanti e la chiusura è ottenuta principalmente per drappeggio.

La perforazione si dovrà concludere all'interno della F.ne Ribera M.bro Narbone alla profondità di 1723m TVDSS.

2.5 PROFILO LITOSTRATIGRAFICO PREVISTO

Sulla base dei dati geologici disponibili, delle analisi di velocità e delle informazioni estrapolabili dai pozzi dell'area, si prevede la seguente successione stratigrafica (Figura 8):

Il datum di riferimento è il livello mare - Le quote sono verticalizzate (m TVDSS)



eni e&p – DIME

PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: CASSIOPEA 2 Dir

SEZ. 2 PROGRAMMA GEOLOGICO

PAG. 10

DI 16

da 582 m (f.m.) a 1310 m: F.ne RIBERA - M.bro NARBONE
Sequenze S3, S4 e S5 (Pleistocene)
Argilla grigia siltosa con sottili intercalazioni di sabbia fine

da 1310 m a 1487 m: F.ne RIBERA - M.bro NARBONE
Sequenze S2A - (Pleistocene) – Intervallo A4
Argilla grigia siltosa con livelli di sabbia quarzosa fine

da 1487 m a 1723 m: F.ne RIBERA - M.bro NARBONE
Sequenze S2A - (Pleistocene) – Intervallo A3 e parziale intervallo
A2: Argilla grigia siltosa con frequenti intercalazioni di livelli di
sabbia fine quarzosa da centimetrici a decimetrici.

2.6 POZZI DI RIFERIMENTO

Il principale pozzo di riferimento per la serie plio-pleistocenica che sarà attraversata dal pozzo Cassiopea 2DIR è il pozzo Cassiopea 1dir (Figura 7), che ha attraversato tutta la serie fino alla sequenza più profonda S2X (sabbie di Irene).

Anche i pozzi Argo 1 e Argo 2, ubicati circa 8 km ad Est, sono mineralizzati a gas all'interno della sequenza S2A, ed i pozzi Panda 1 e Panda W1, ubicati circa 12 km ad Ovest, che hanno rinvenuto un giacimento a gas all'interno della F.ne Sabbie di Irene.

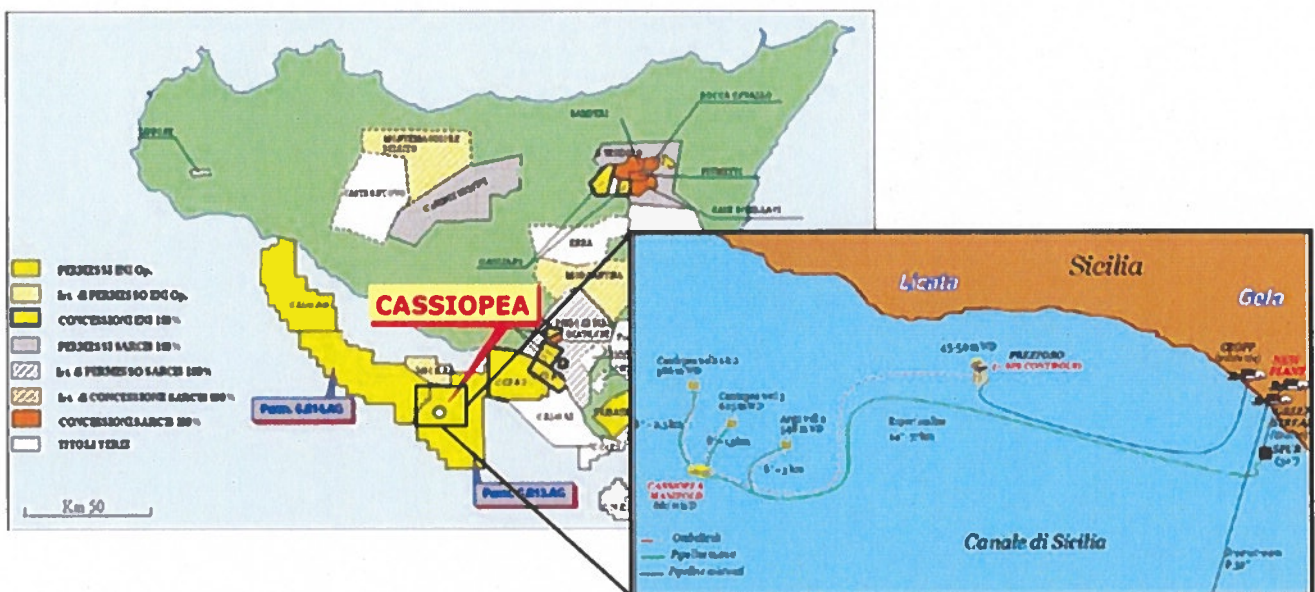


Figura 1: Ubicazione del campo di Cassiopea



eni e&p – DIME

PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: CASSIOPEA 2 Dir

PAG. 11

DI 16

SEZ. 2 PROGRAMMA GEOLOGICO

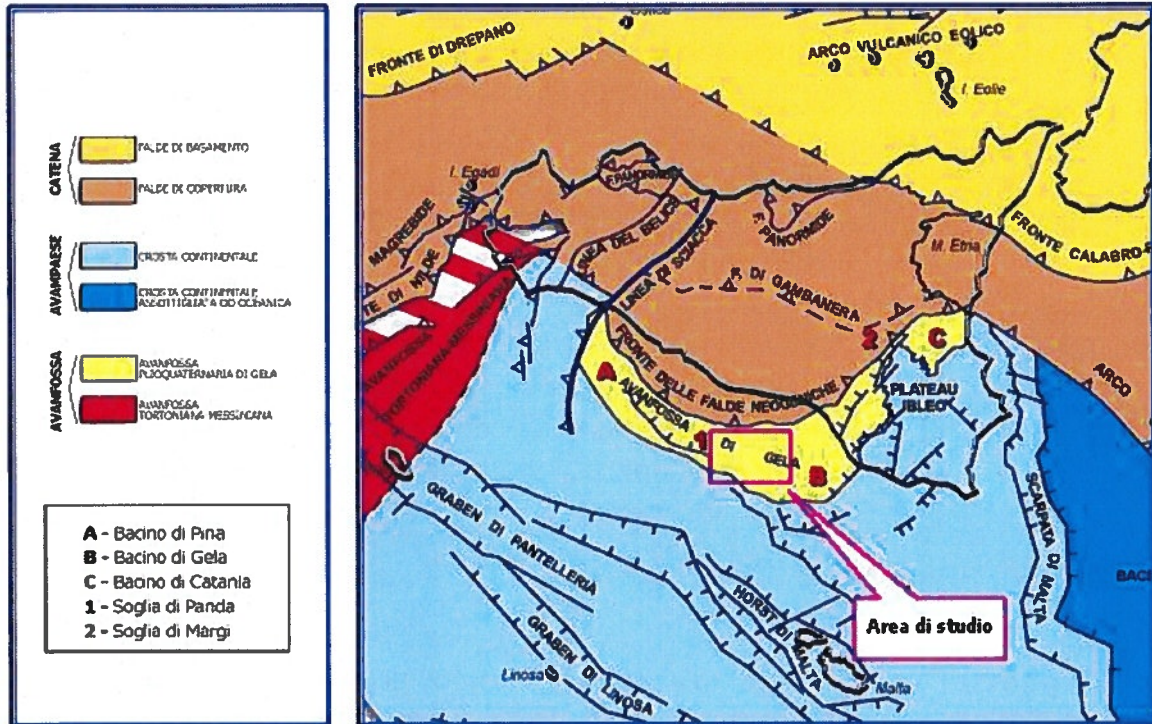


Figura 2: Modello strutturale regionale



PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE
POZZO: CASSIOPEA 2 Dir

PAG. 12

DI 16

eni e&p – DIME

SEZ. 2 PROGRAMMA GEOLOGICO

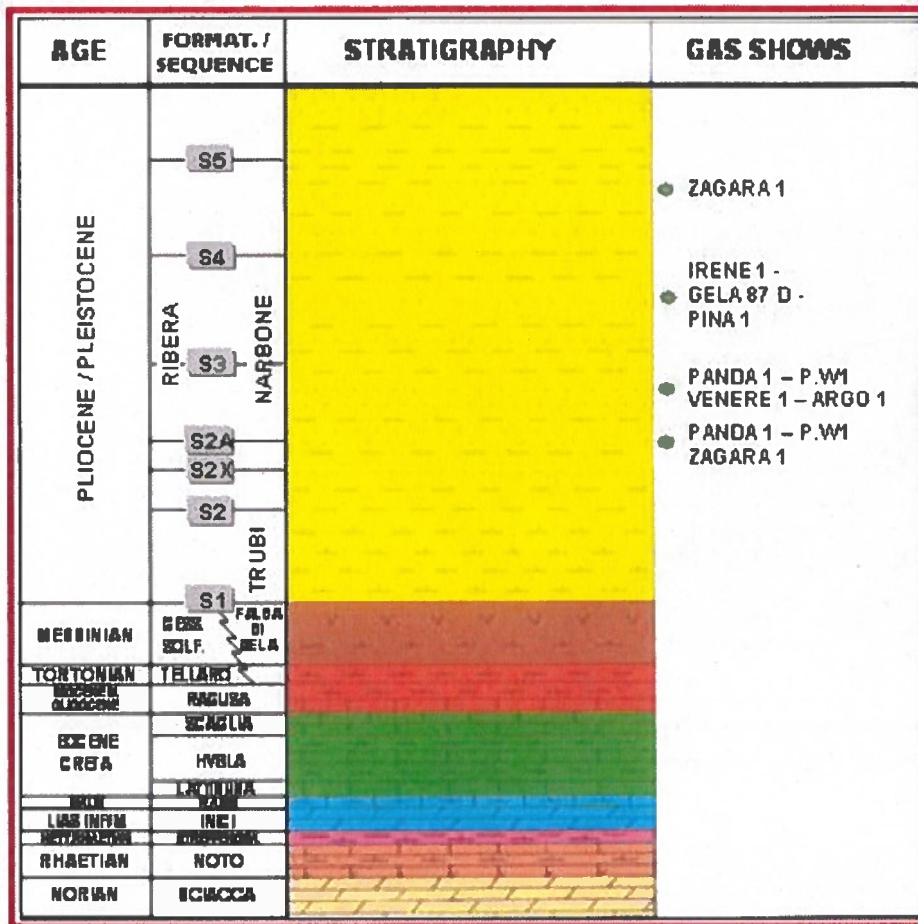


Figura 3: Sequenza litostratigrafica



PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: CASSIOPEA 2 Dir

PAG. 13

DI 16

eni e&p – DIME

SEZ. 2 PROGRAMMA GEOLOGICO

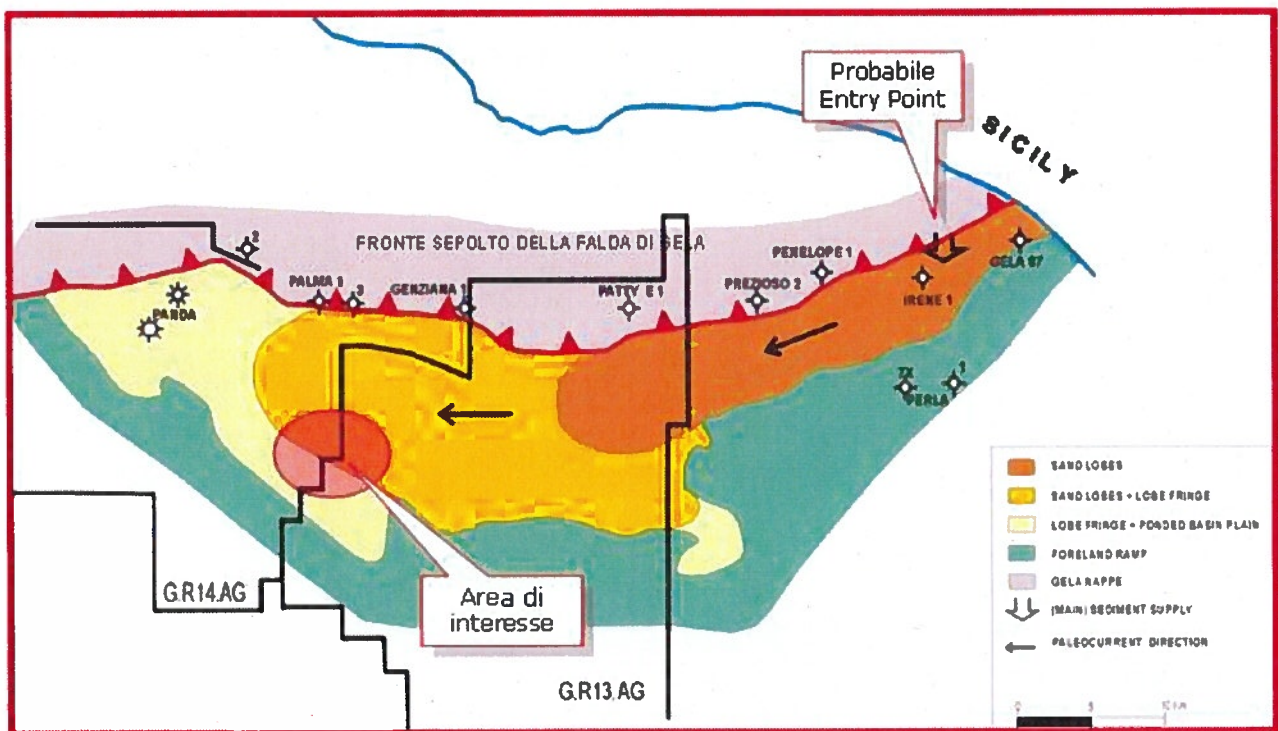


Figura 4: Distribuzione facies sedimentarie pleistoceniche nel bacino di avanfossa

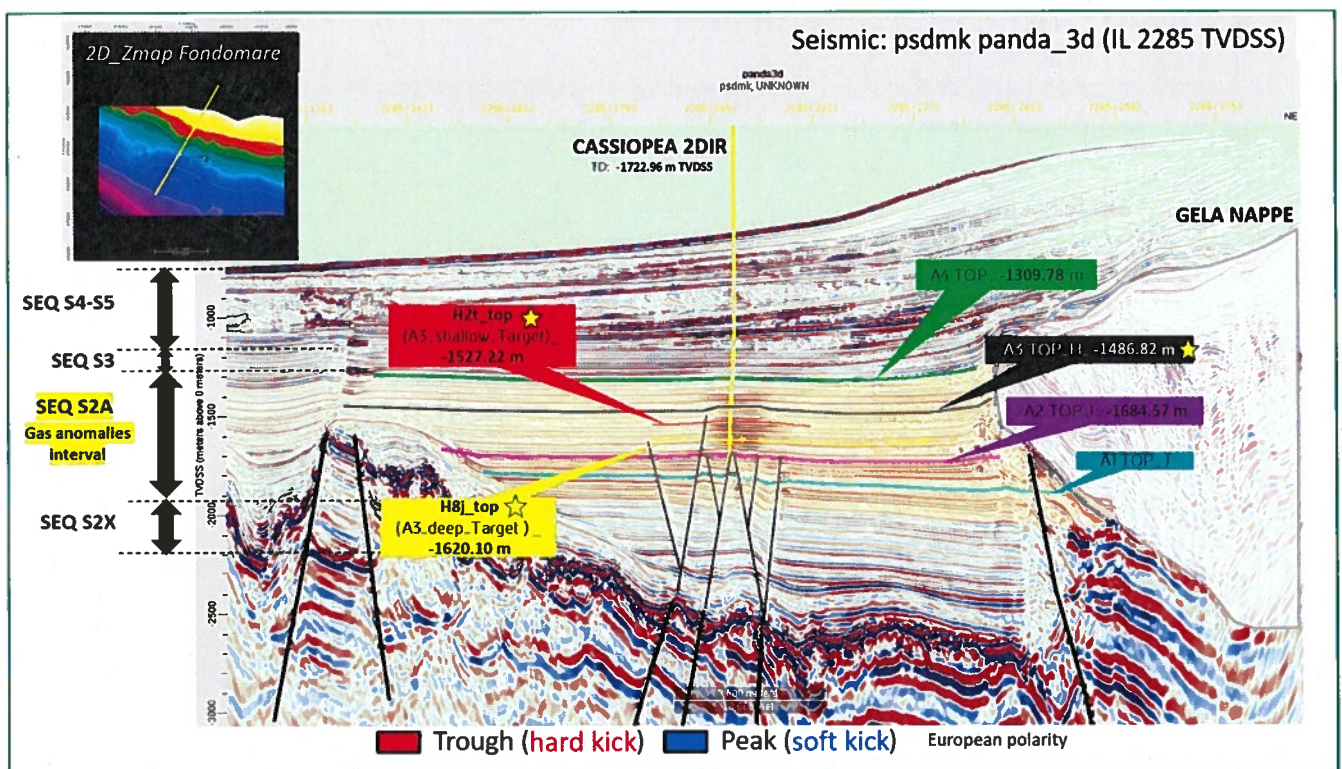


Figura 5: Sezione sismica nel Bacino di avanfossa alla location del pozzo Cassiopea 2dir



PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE
POZZO: CASSIOPEA 2 Dir

PAG 14

DI 16

eni e&p – DIME

SEZ. 2 PROGRAMMA GEOLOGICO

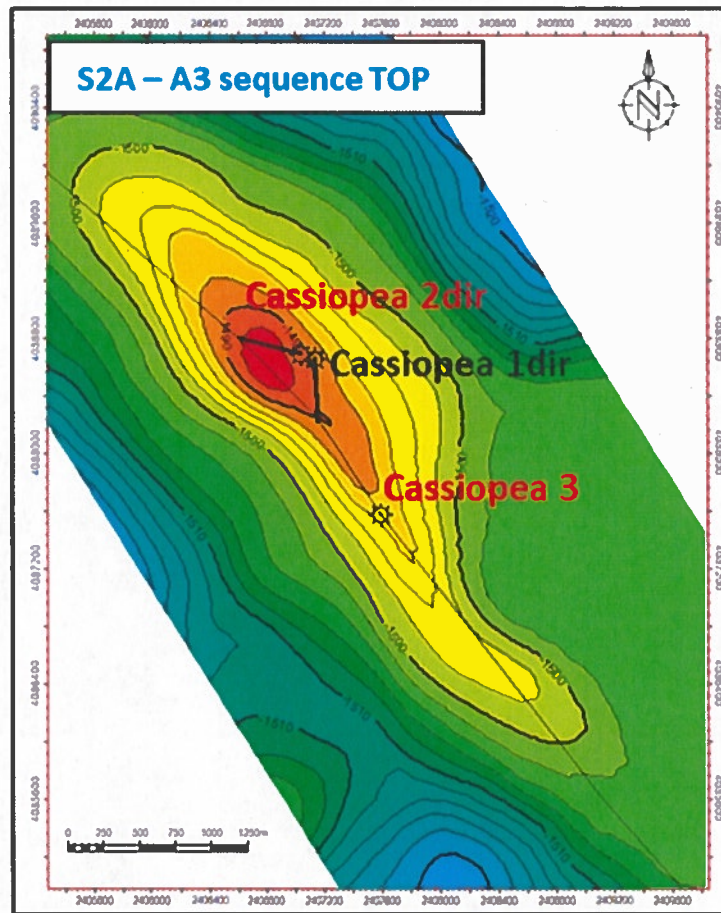


Figura 6: Collocazione dei pozzi del campo Cassiopea sulla mappa strutturale del Top sequenza A3 (livelli H)



PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: CASSIOPEA 2 Dir

PAG. 15

DI 16

eni e&p – DIME

SEZ. 2 PROGRAMMA GEOLOGICO

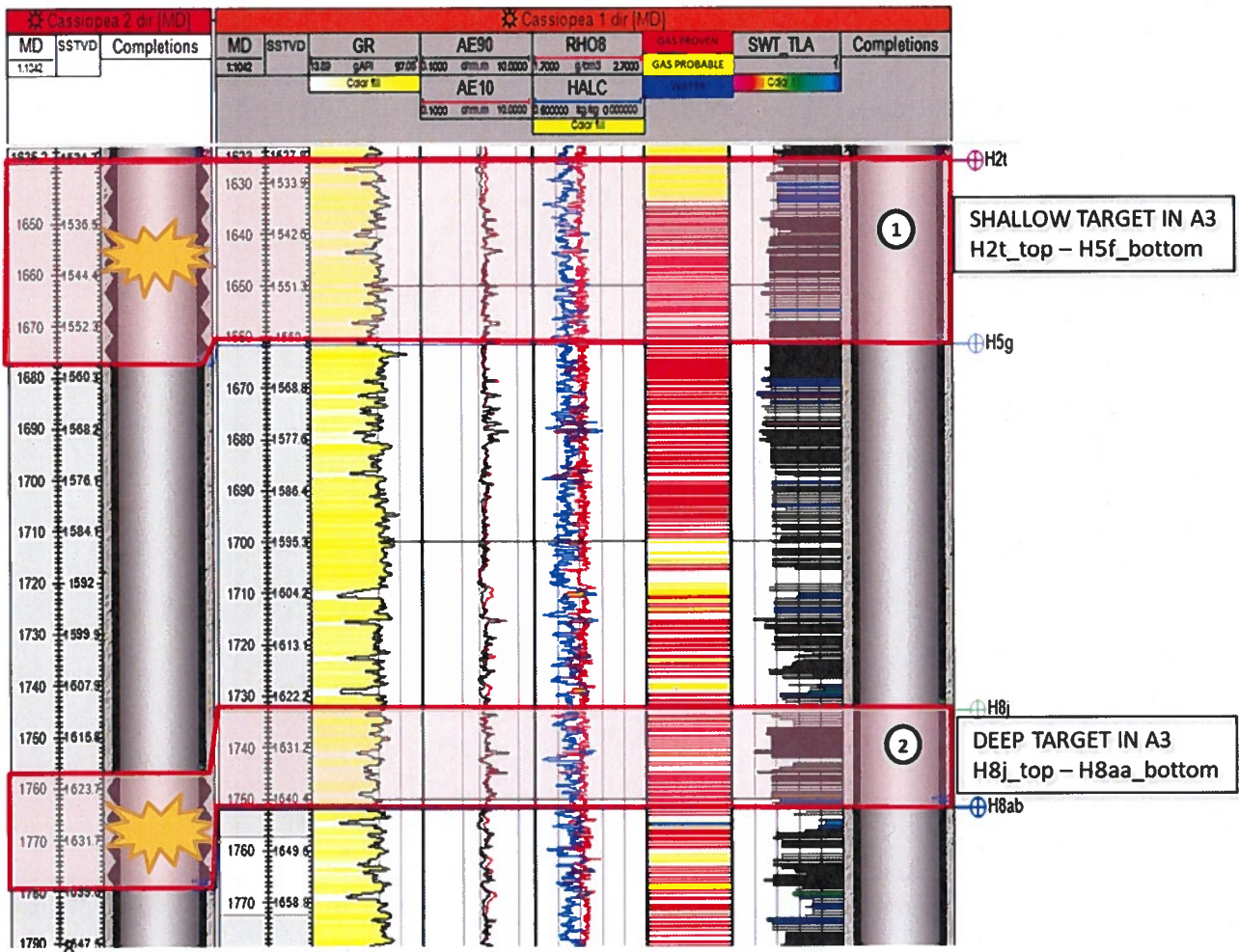


Figura 7: I target del pozzo Cassiopea 2dir, individuati sul pozzo di riferimento, Cassiopea 1dir.



PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE
POZZO: CASSIOPEA 2 Dir

PAG. 16

DI 16

eni e&p - DIME

SEZ. 2 PROGRAMMA GEOLOGICO

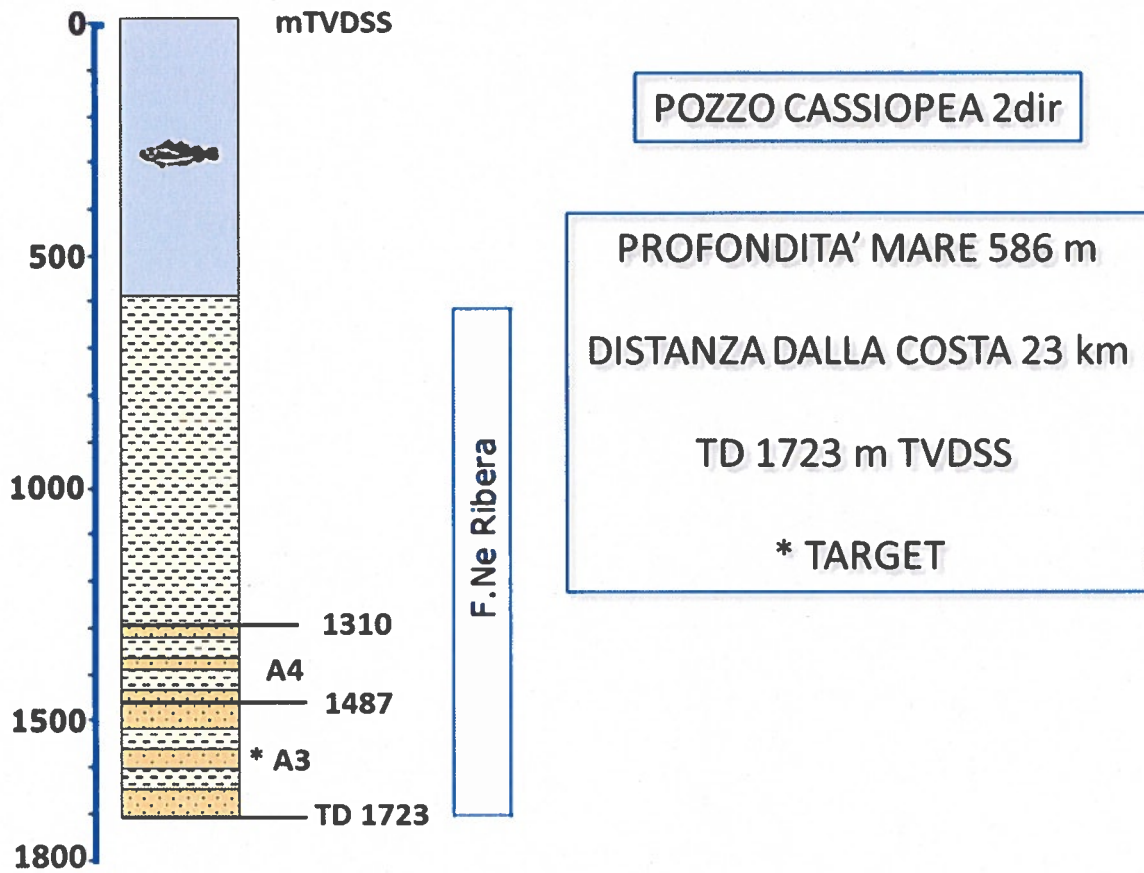


Figura 8: Colonna litologica del pozzo Cassiopea 2dir.



Eni S.p.A

Upstream and
Technical Services

SEZ. 3: Programma Geologia Operativa

Pozzo: Cassiopea 2 Dir

PAG. **1**


DI **18**

SEZIONE 3 - PROGRAMMA DI GEOLOGIA OPERATIVA

Pozzo: Cassiopea 2 Dir


Data di emissione: Giugno 2022

		GEOP S. Di Martino	GEOP M. Medaglia	GEOP A. Crottini
		<i>Stefano Di Martino</i>	<i>M. Medaglia</i>	GEOP Il Responsabile Ada Crottini <i>A. Crottini</i>
©	Emissione			
		Preparato da	Controllato da	Il Responsabile

 Eni S.p.A Upstream and Technical Services	Programma Geologia Operativa Pozzo: Cassiopea 2 Dir	PAG 2 DI 18			
		AGGIORNAMENTI:			
		0			

SEZIONE 3 - PROGRAMMA DI GEOLOGIA OPERATIVA.....	1
.....	2
3.1 SURFACE LOGGING	3
3.2 CAMPIONAMENTI	5
3.2.1 <i>Cutting</i>	5
3.2.2 <i>Carote di Fondo</i>	7
3.2.3 <i>Carote di Parete</i>	7
3.2.4 <i>Fluidi</i>	7
3.3 ACQUISIZIONE LOG ELETTRICI	8
3.3.1 <i>Logging While Drilling</i>	8
3.3.2 <i>Wireline logging</i>	9
3.3.1 <i>Acquisizione sismica di pozzo</i>	11
3.4 WIRELINE TESTING	11
3.5 TESTING	11
3.6 STUDI ED ELABORATI	11
3.7 GRADIENTI DI PRESSIONE E TEMPERATURA	13
3.8 PREVISIONI E PROGRAMMA DI ACQUISIZIONE	18

N.B.: Tutte le profondità indicate di seguito saranno riferite ad una PTR di 25 m se non diversamente specificato

 Eni S.p.A Upstream and Technical Services	Programma Geologia Operativa Pozzo: Cassiopea 2 Dir	PAG 3 DI 18			
		AGGIORNAMENTI:			
		0			

3.1 SURFACE LOGGING

Compagnia di servizio: **Geolog**

E' previsto l'inizio del servizio Mud Logging a partire della fase 42" (- 668 mssl / 688 m MD fondo mare) e sono richiesti i servizi come di seguito riportato:

- **"Operating Service"** con squadra al completo (4 operatori) durante le fasi di perforazione;
- **"Reduced Service"** con squadra al completo (4 operatori) durante le fasi di completamento/testing.

Mud Heater e cromatografo ad alta risoluzione (C1-C5) sono richiesti nel servizio base (in perforazione dal primo ritorno ai Vagli fino a TD); altri optional potrebbero essere richiesti in seguito.

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

L'unità dovrà essere conforme alle specifiche tecniche eni **STAP A-1-SS-1722 Rev. 9 - TECHNICAL SPECIFICATION FOR SURFACE LOGGING SERVICE** (in possesso della Compagnia di Servizio) e dovrà assicurare l'esecuzione di tutte le operazioni previste dal contratto.

Particolare cura dovrà essere posta all'installazione, calibrazione e manutenzione della strumentazione di detezione delle manifestazioni gassose (portata di aspirazione costante, pulizia frequente della gas trap, controllo giornaliero delle linee gas, etc.) essendo questo un valido strumento di valutazione degli intervalli mineralizzati.


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

Il personale operante in cantiere dovrà essere in regola con le specifiche contrattuali e con quanto dichiarato nel D.S.S. / D.S.S.C.

Al termine del Rig up dell'unità' mudlogging, dovrà essere presentato il Rig Up Unit Report contenente una copia compilata del Surface Logging Unit Data Sheet ed una copia del Parameter/Equipment Data Sheet per ciascuno strumento installato.

Tale documento dovrà contenere la procedura di testing adottata, il risultato di funzionalità con i dati del test o di calibrazione. Si richiede di segnalare e mettere in evidenza eventuali discrepanze e/o non conformità tra parametri/attrezzature installate e quanto previsto da Contratto.

All'interno dell'unità dovrà sempre essere presente ed aggiornato il Calibration Log Book con gli ultimi test/calibrazioni, l'indicazione della data del prossimo test delle

 Eni S.p.A Upstream and Technical Services	Programma Geologia Operativa Pozzo: Cassiopea 2 Dir		PAG 4 DI 18			
			AGGIORNAMENTI:			
			0			


attrezzature/sensori che devono essere chiaramente individuabili dal serial number.

Alla fine del Rig up, il rappresentante Eni, potrà richiedere ulteriori test per la verifica dell'efficienza e funzionalità delle attrezzature.

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

- il rapporto geologico giornaliero deve comprendere le operazioni ed i dati salienti raccolti dalle 00:00 alle 24:00 del giorno precedente, con un flash su quanto accaduto dalla mezzanotte alle 07:00 del mattino. Il rapporto deve essere consegnato all'Assistente Geologico o, in sua assenza, al responsabile ARPO/ME ed inviato giornalmente tramite "WellView" - Peloton (o via Fax, in caso di mancanza del collegamento) al Distretto Operativo.
- il Master Log, aggiornato il più spesso possibile, deve essere allegato giornalmente come File.pdf in "FTP_Cantieri " (o inviato via Fax al Distretto operativo, in caso di mancanza del collegamento di rete). Una copia aggiornata dovrà essere disponibile in qualsiasi momento, sulla base delle esigenze operative (individuazione di passaggi formazionali, casing point, logs elettrici, ecc.). A fine pozzo dovranno essere consegnate n. 4 copie complete.
- E' inoltre richiesto l'inserimento giornaliero in "FTP_Cantieri " dei Files.zip dei dati su base profondità (frequenza ogni 0,2 m) e su base tempo (frequenza ogni 5 sec).
I file dovranno essere denominati nel modo seguente:
Dati Depth: CASSIOPEA _2 Dir_d_(top)_(bottom).
Dati Time: CASSIOPEA _2 Dir_t_(aaaammgg).
- i dati "Well PC" per DBC vanno inseriti quanto prima, compatibilmente con le esigenze di lavoro, e in ogni caso con un ritardo di massimo 6 ore.
- A fine pozzo dovranno essere inviate al Distretto Operativo quattro copie complete del Rapporto Finale del pozzo, con gli allegati e il CD-ROM con tutti i file relativi a diagrammi, elaborati e dati su base "Time" e "Depth".

Il controllo del servizio di Surface logging dovrà essere effettuato dall'Assistente Geologico mediante verifiche periodiche sulla qualità dei dati forniti, sulle caratteristiche del personale, sulla modalità di svolgimento delle operazioni e su quant'altro sia stato richiesto o segnalato nelle specifiche contrattuali.

 Eni S.p.A Upstream and Technical Services	Programma Geologia Operativa Pozzo: Cassiopea 2 Dir	PAG 5 DI 18			
		AGGIORNAMENTI:			
		0			

3.2 CAMPIONAMENTI

3.2.1 Cutting

È previsto il campionamento dal primo ritorno del fango ai vibrovagli.

Cutting lavati ed asciugati

Prelevare **n°3 serie** (di cui **1 per Energean**) di cutting da conservare in bustine di plastica, su cui dovrà essere riportato il nome del pozzo, la profondità e il tipo di campione.

Due serie sono destinate a **GEOLAB** presso i laboratori di Milano.

La terza serie dovrà essere inviata al partner **Energean**.

La frequenza di campionamento dipenderà dalla velocità d'avanzamento, ma in linea di massima dovrà essere la seguente:

Dal primo ritorno ai vagli, fino a TD ogni 5 - 20 metri (in base ROP). La quantità di cutting da raccogliere ai vibrovagli non dovrà essere inferiore a 100 gr per serie. Particolare attenzione dovrà essere posta alle dimensioni delle maglie dei vagli, considerata la granulometria fine delle sabbie dei livelli obiettivi.

Campioni lavati con H₂O₂


Non sono richiesti campioni di **cutting lavati** con "**acqua ossigenata**": il servizio è contingent a specifica richiesta di stratigrafi (se presenti).

Non lavati / non asciugati (Source rock)

Richieste **n° 3 serie** (di cui **1 per Energean**).

Questi campioni non lavati (previa eliminazione del fango in eccesso) dovranno essere esposti all'aria per circa 10 minuti e quindi conservati in buste di plastica chiuse ermeticamente.

Specificare, oltre al nome del pozzo e alla profondità, anche il tipo di campione: "Source Rock". Il campionamento inizierà a partire **dal primo ritorno ai vagli, fino a TD** con la stessa frequenza dei cutting "Lavati e asciugati" cioè **ogni 5-20 metri** (in base all'interesse della fase). su tutto l'intervallo perforato.

 Eni S.p.A Upstream and Technical Services	Programma Geologia Operativa Pozzo: Cassiopea 2 Dir		PAG 6 DI 18	
			AGGIORNAMENTI:	
	0			

Campioni di tipo Head Space Analysis

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

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

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

E' previsto il prelievo con un campionamento da concordare con i laboratori preposti

Recommended Levels for Correct HEAD SPACE SAMPLING



Vial 20 ml Head Space


Campioni di tipo "Vacuum"

I campioni di gas dovranno essere prelevati direttamente dalla linea collegata alla "Gas trap", utilizzando le apposite provette sottovuoto ("Vacutainer test tube") che saranno fornite direttamente dalla Committente. Il campionamento dovrà essere eseguito in corrispondenza degli head space, ed in corrispondenza di **manifestazione di gas rilevanti** (valori maggiori di almeno tre volte il background gas). Su ogni campione dovrà essere riportato: il n° campione, la profondità e i valori del gas letti al "Gas Detector" e al "Cromatografo". E' buona norma segnalare i punti di prelievo sul Masterlog. Questi campioni andranno inviati ai laboratori GEOLAB Bolgiano - San Donato Milanese assieme ai campioni HSA.

Se ritenuto necessario, l'Assistente Geologico eni potrà tuttavia variare la frequenza e le modalità di campionamento di cuttings e gas, in base a specifiche esigenze operative (cambi litologici, drilling break o in presenza di indizi minerari).

Tutti i campioni dovranno essere disposti in ordine di prelievo in cassette apposite, corredate di dati generali ed indirizzo del destinatario.

I campioni di pertinenza Eni, dovranno essere spediti all'attenzione di:

 Eni S.p.A Upstream and Technical Services	Programma Geologia Operativa Pozzo: Cassiopea 2 Dir	PAG 7 DI 18			
		AGGIORNAMENTI:			
		0			

Sig. Flavio Riboni
eni S.p.A. Servizi GEOLAB
Laboratori eni di BOLGIANO
Chiostrina Z
Via Maritano, 26
20097 SAN DONATO Milanese (MI)

I campioni per Energean dovranno essere spediti all'indirizzo indicato dal partner nel periodo immediatamente antecedente la perforazione del pozzo.

3.2.2 Carote di Fondo

Non è previsto il prelievo di carote di fondo.

3.2.3 Carote di Parete

Non è previsto il prelievo di carote di parete.


3.2.4 Fluidi

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

I campioni, accompagnati dal relativo rapporto e dalla richiesta d'analisi, dovranno essere inviati al Distretto che provvederà a spedirli ai laboratori, dopo aver formulato eventuali altre richieste.

A tal proposito, si ricorda di inviare anche i campioni di fango di perforazione e dell'acqua di confezionamento.

Dovranno inoltre essere campionati tutti i fluidi di strato recuperati durante eventuali test di produzione.

 Eni S.p.A Upstream and Technical Services	Programma Geologia Operativa Pozzo: Cassiopea 2 Dir	PAG 8 DI 18			
		AGGIORNAMENTI:			
		0			

3.3 ACQUISIZIONE LOG ELETTRICI

3.3.1 Logging While Drilling

È prevista l'acquisizione di un set di log "while drilling" (in real time-memory) di tipo **Resistività Propagation (Phase-Attenuation) - GR - APWD & Temperatura** lungo tutto il profilo del pozzo (a partire dalla fase da 17 ½" a TD) a scopo minerario, litologico e di correlazione.

Verrà valutata la possibilità di acquisire un log specifico per l'individuazione di eventuali zone in sovrappressione. (*Sonic*)

Si fa presente che la registrazione del log di resistività acquisito in modalità while drilling può portare un notevole valore aggiunto in quanto meno affetto da eventuali processi di invasione e/o scavamento del foro. Inoltre può consentire una prima valutazione mineraria della sequenza perforata oltre ad avere funzione di "insurance log".

Inizio del servizio: a partire dalla fase da 17 ½".

Nei limiti del possibile, è preferibile una configurazione della BHA di perforazione con una distanza fra i punti di lettura (offset) quanto più ravvicinata possibile al bit.

La contrattista dovrà fornire giornalmente (mattina ore 06:00 e pomeriggio ore 14:00) copia dei LWD sia in MD che verticalizzati (TVD) in formato PDF e se richiesto anche in copia cartacea.

Resta inteso che tale programma log potrebbe essere modificato successivamente, in seguito a situazioni inattese operative e/o geologiche che potrebbero emergere durante la perforazione.

Si raccomanda la registrazione di un opportuno intervallo di overlap delle curve tra le diverse Run di perforazione e le tra le varie fasi.


Per il controllo di qualità dei log e il tipo di presentazione si faccia riferimento al "Log Quality Control Reference Manual".

Per ogni registrazione, a fine fase, la Compagnia di servizio dovrà fornire:

- n. 1 Copia su carta (copie provvisorie);
- Files "real time" in formato PDF (1:1000 & 1:200 m) & LAS
- Files "memory" in formato PDF (1:1000 & 1:200 m) & LAS.

Al termine del lavoro (**)

- n. 3 Copie su carta (copie definitive);
- 3 CD-ROM con tutti i dati in formato DLIS\LIS, LAS e PDF;
- n. 3 Relazioni finali.

 Eni S.p.A Upstream and Technical Services	Programma Geologia Operativa Pozzo: Cassiopea 2 Dir		PAG 9 DI 18			
			AGGIORNAMENTI:			
			0			

3.3.2 Wireline logging

Per la caratterizzazione petrofisica di queste formazioni a strati sottili è necessario acquisire sia log wireline standard che log wireline ad alta risoluzione. Il responso dei log classici (gamma ray, resistività, density, neutron, risonanza magnetica e sonico) fornisce una caratterizzazione delle proprietà della formazione che sono tanto più mediate quanto più lo spessore dei livelli è inferiore alla risoluzione degli strumenti. In tale contesto, un'analisi quantitativa finalizzata alla valutazione della saturazione in gas, e quindi del pay, porterebbe ad una sottostima dell'idrocarburo in posto.

Al contrario, log d'immagine e log dielettrici di ultima generazione sono dotati di risoluzione verticale sufficiente ad investigare adeguatamente anche i livelli più sottili (centimetrici), caratterizzandoli sia dal punto di vista petrofisico (VSH, PHIE, SWE, K, Net, N/G) che di reservoir (Thin Facies). Puntualizziamo inoltre che la scarsa risoluzione verticale e la disponibilità più limitata di tipologie di tools, escludono la possibilità di utilizzare log acquisiti while drilling per eseguire la caratterizzazione petrofisica quantitativa dei reservoir a strati sottili.


Per eliminare dal fango di perforazione eventuali residui ferrosi che possono inficiare i responsi del tool di risonanza magnetica, predisporre all'uscita del fango il ditch magnet.

Non è prevista l'acquisizione di log wireline per la fase da 26", 17 1/2" e 14 3/4".

Programma log da registrare in open hole nella Fase 12" 1/4 (1450-1885mMD)

L'obiettivo minerario principale del pozzo è costituito da una fitta sequenza di livelli prevalentemente sottili di sabbie/silt e argille (da pochi cm a qualche dm); si prevede per il pozzo una deviazione di circa 45 gradi.

In un'ottica di ottimizzazione costi acquisizione log, si è deciso di utilizzare Cassiopea 2 dir come pozzo di correlazione per la caratterizzazione petrofisica, considerando l'acquisizione di alcuni tools ad alta tecnologia (TLD-APS-DSI-CMRPlus) e l'eventuale acquisizione di misure MDT come contingent ai risultati del pozzo Cassiopea 3 (*). In questo contesto, per la caratterizzazione petrofisica quantitativa è richiesto un set ridotto di log da acquisire in modalità wireline con la massima risoluzione verticale possibile. Programma log da acquisire wireline in open hole, preparato con il supporto delle Unità competenti (WECA-WEPM):

 Eni S.p.A Upstream and Technical Services	Programma Geologia Operativa Pozzo: Cassiopea 2 Dir	PAG 10 DI 18			
		AGGIORNAMENTI:			
		0			

• **AIT - ADT (Dielectric Scanner - Dielectric Dispersion Tool) (*) - GR - ACTS**

Resistività, dielettrico multifrequenza, GR. Poiche' lo scopo principale dell'acquisizione e' per correlazione, in un'ottica di cost saving per il Dielettrico sara' sufficiente un'acquisizione in modalita' EATT. Tuttavia, nel caso i risultati ottenuti dal tool ADT nel pozzo Cassiopea 3 fossero ritenuti non soddisfacenti / incompleti, allora nel Cassiopea 2 Dir sara' possibile (CONTINGENT) una richiesta di acquisizione ADT "full" con processing completo (vedi programma di Cassiopea 3 per dettagli).

• **Quanta geo - GR - ACTS**

Immaginea di micro-resistività (oil base mud), GR

• **TLD - APS - DSI - SGR (CONTINGENT)***

Density-neutron, sonico, Spectral GR (Thorium, Uranium, Potassium)


• **GR - CMRPlus - MDT SINGLE PROBE / XPT (CONTINGENT)***

In sede di pre-job meeting con trattatista, anche in base ai risultati dei precedenti runs e condizioni foro, da decidere convenienza di avere insieme nella stessa string CMR (pad device + bowspring) e misure di pressione, modalita' di acquisizione del CMRPlus e possibile alternativa MDT Dual packer / XPT single probe

CONTINGENT:

- 1) in funzione di completezza/qualita'/risultati delle acquisizioni WL in Cassiopea 3 (*)
- 2) nel caso di risultati dai primi 2 runs significativamente diversi dalle attese

Il programma sopra presentato potrebbe subire modifiche (sequenza acquisizioni / logging tools / composizione logging strings) in funzione di condizioni pozzo, operazioni di pulizia foro (wiper trips), discussioni con la trattatista, etc.

 Eni S.p.A Upstream and Technical Services	Programma Geologia Operativa Pozzo: Cassiopea 2 Dir	PAG 11 DI 18			
		AGGIORNAMENTI:			
		0			

Log in foro tubato da acquisire:

USIT / IBC IS - CBL - VDL - GR - CCL

Scelta finale tra USIT oppure IBC Isolation Scanner (utilizzato nel liner 7" di Cassiopea 1 Dir) da eseguire in prossimità delle operazioni, in funzione di tipo/densità cemento - fango e altre variabili.

Formato dati:

Per ogni registrazione, la Compagnia di servizio dovrà fornire:

- Log plots scale 1:200m e 1:1000m formato PDS/PDF
- Dati digitali in formato .LAS e files completi finali formato .DLIS
- Numero 3 copie dei log in formato cartaceo alla scala 1:200/1000 e 3 CD-ROM contenenti i file pdf dei log e i file .LAS e .DLIS delle acquisizioni.

(*) Nella stesura del programma log si è assunto che il pozzo Cassiopea 2 Dir verrà perforato dopo il Cassiopea 3, così come previsto dai programmi di perforazione attuali.

3.3.1 ACQUISIZIONE SISMICA DI POZZO

Non è prevista l'acquisizione di sismica di pozzo.

3.4 WIRELINE TESTING

L'acquisizione di misure di pressione in corrispondenza dei livelli siltoso-sabbiosi della F.ne obiettivo al fine di determinare, oltre ai regimi di pressione, anche eventuali trend a gas o acqua di strato, è da considerarsi Contingent (vedi paragrafo 3.3.2).

3.5 TESTING

È previsto il completamento del pozzo sui quattro livelli obiettivo, con tubing singolo e gravel pack sand control e la possibilità di aprire selettivamente o il gruppo dei tre livelli più bassi (zona 1), o il livello superiore (zona 2) o entrambe le 2 zone.


Per i dettagli si rimanda al programma di completamento.

Le modalità delle prove di produzione saranno oggetto di un programma dedicato.

3.6 STUDI ED ELABORATI

Sono richiesti i seguenti studi dei servizi tecnici di Distretto, Sede e Laboratori:

- Diplog Processing (MSDIP in cantiere) ed eventuale studio strutturale;

 Eni S.p.A Upstream and Technical Services	Programma Geologia Operativa Pozzo: Cassiopea 2 Dir	PAG 12 DI 18			
		AGGIORNAMENTI:			
		0			

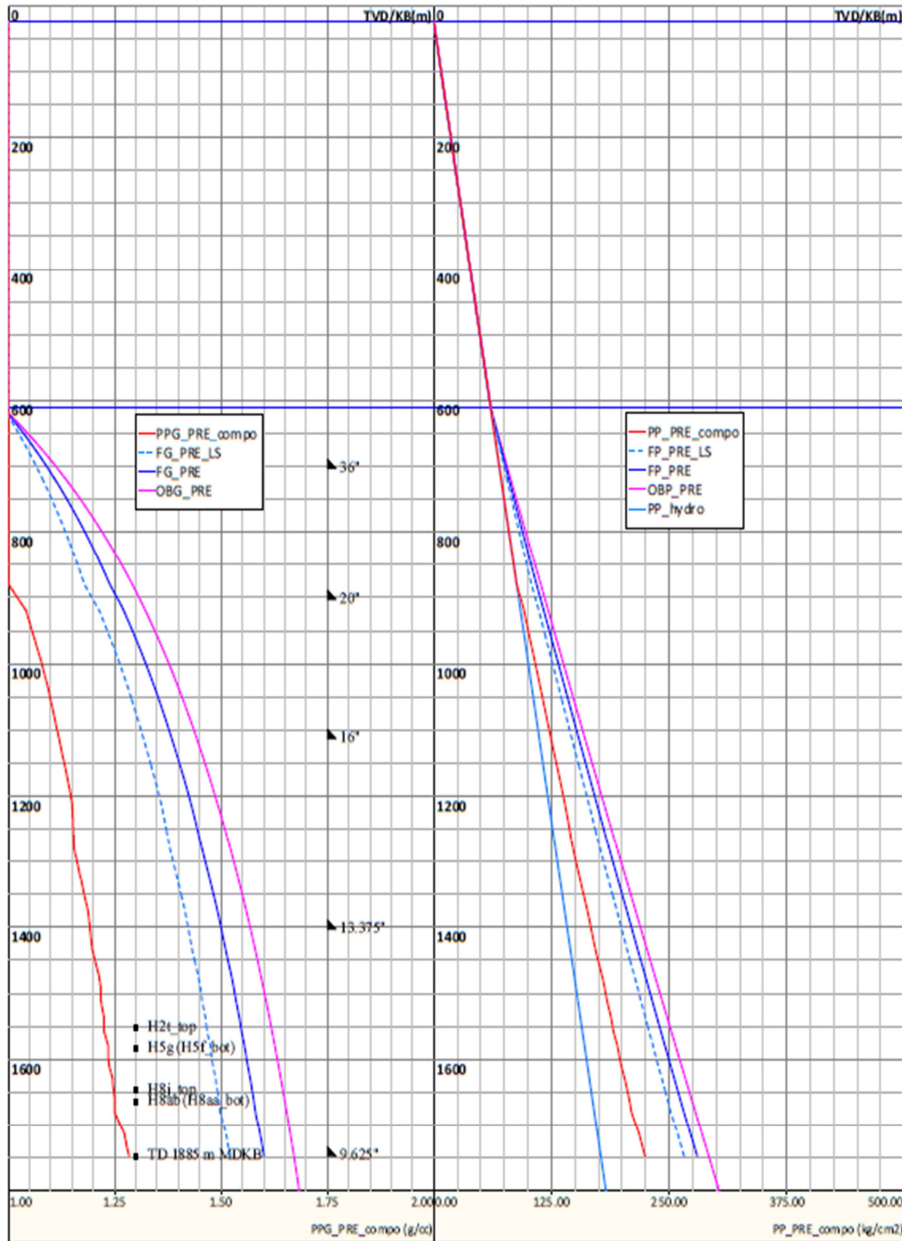
- “Quicklook Evaluation” dei log di valutazione mineraria ed eventuale CPI;
- Thin Layer analysis
- Analisi dei dati gas durante la perforazione con metodologia “Gas while drilling”;
- Studio geochimico dei cuttings, HSA e Vacutainer, in caso di esito positivo del pozzo;
- Studio petrografico-stratigrafico delle sequenze attraversate dal sondaggio;
- Studio di eventuali prove di produzione per valutare i parametri erogativi del reservoir;

NB: in funzione dei dati effettivamente acquisiti (vedi “CONTINGENT”), anche i conseguenti studi ed elaborati sopra riportati potrebbero essere modificati / incrementati (TLA semplificata con EATT-Quanta Geo di buona qualita’, oppure da ADT full processing, etc.) .

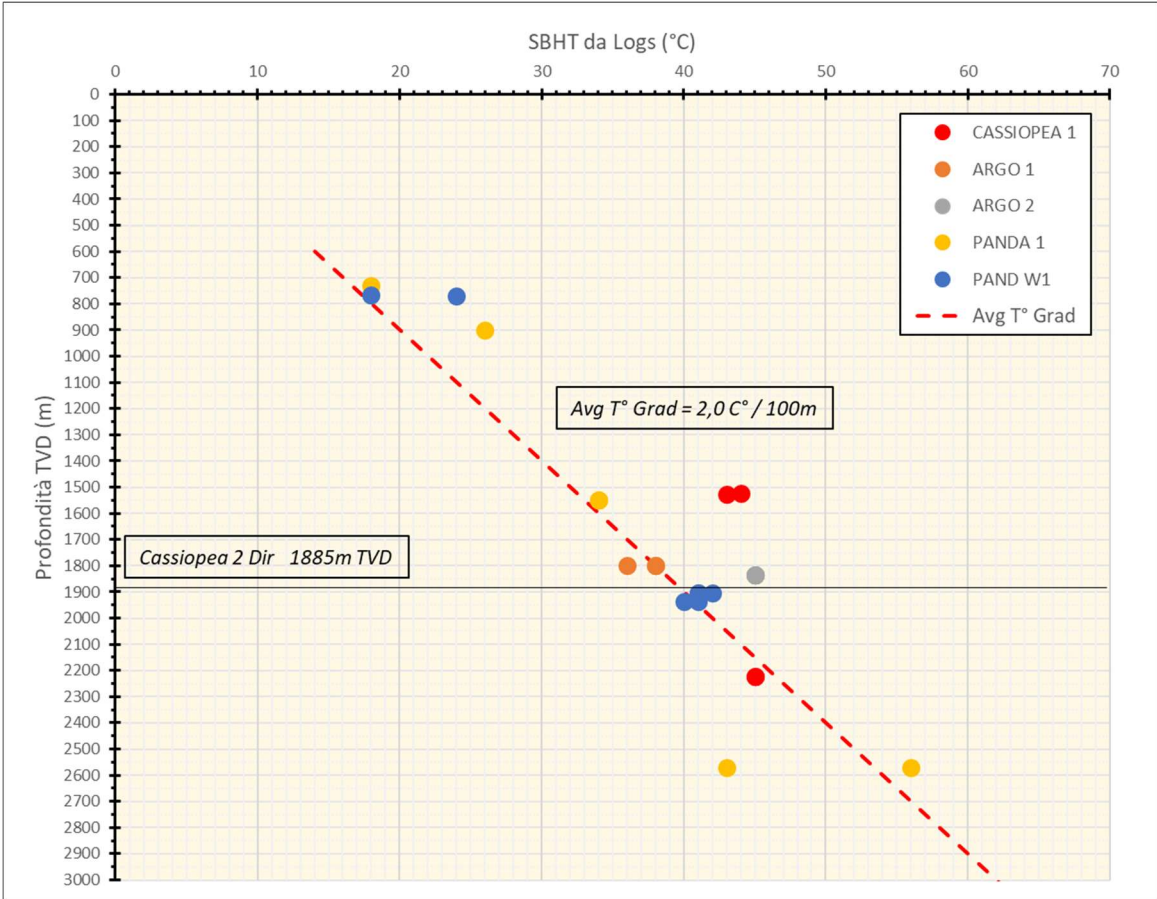
3.7 GRADIENTI DI PRESSIONE E TEMPERATURA

Si prevede uno sviluppo graduale della pressione dei pori a partire da circa 880m TVD fino alla TD del pozzo.

I valori del gradiente dei pori sono stimati in circa 1,22 Kg/cm²/10m in corrispondenza del primo obiettivo e raggiungono uno sviluppo massimo di circa 1,28 Kg/cm²/10m a TD.



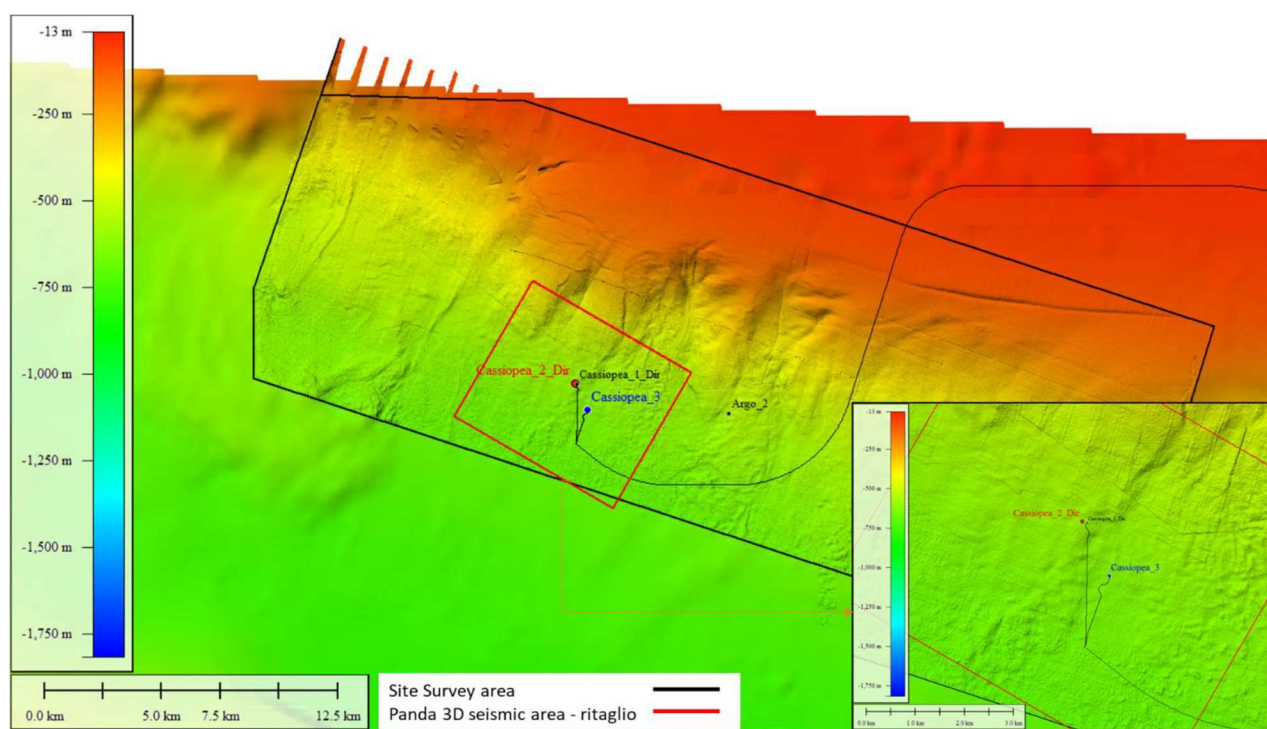
Sulla base delle temperature registrate nei pozzi di riferimento è possibile stimare un gradiente medio di temperatura di circa 2,0°C/100m. La temperatura a TD dovrebbe raggiungere un valore di circa 40-45°C.



3.8 GEOHAZARD & SHALLOW HAZARD STUDY

Questo paragrafo è redatto ad integrazione dei due studi effettuati nel 2006 e nel 2017 rispettivamente da G.A.S. Srl e CNR-ISMAR e si focalizza sul sito designato per il pozzo Cassiopea 2 dir. In particolar modo lo studio CNR-ISMAR risponde alle prescrizioni del Ministero dei Beni e delle Attività Culturali e del Turismo (D.M. 149 del 27/05/2014 ALLEGATO 1 prescrizioni A.3 e A.7).

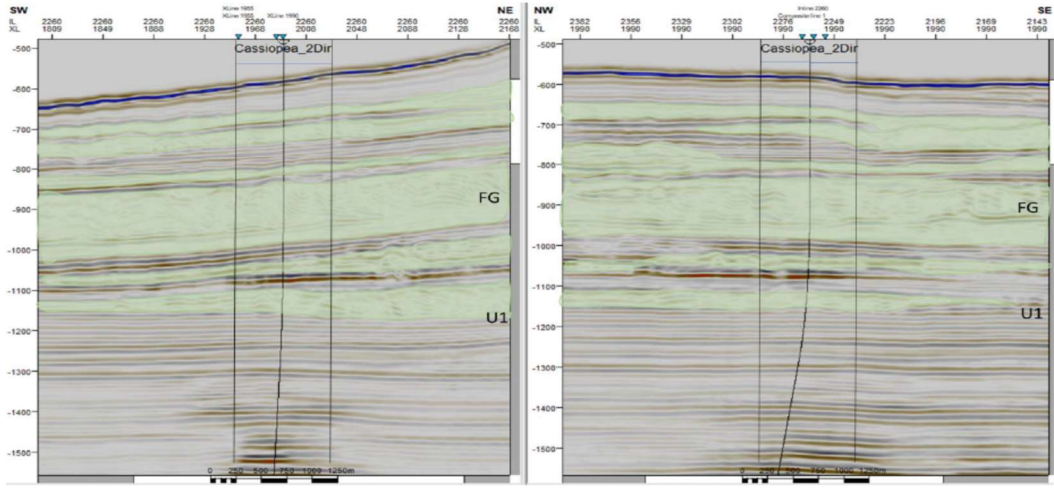
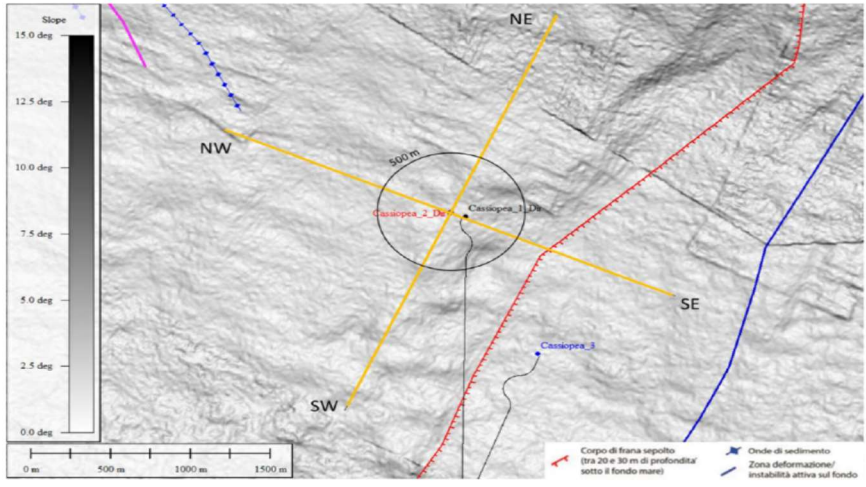
Latitudine N	Longitudine E	Water Depth	RT Elevation	
Cassiopea 2Dir	4088692.56 m	2407036.71 m	- 586 m	25 m



Batimetria dell'area di studio

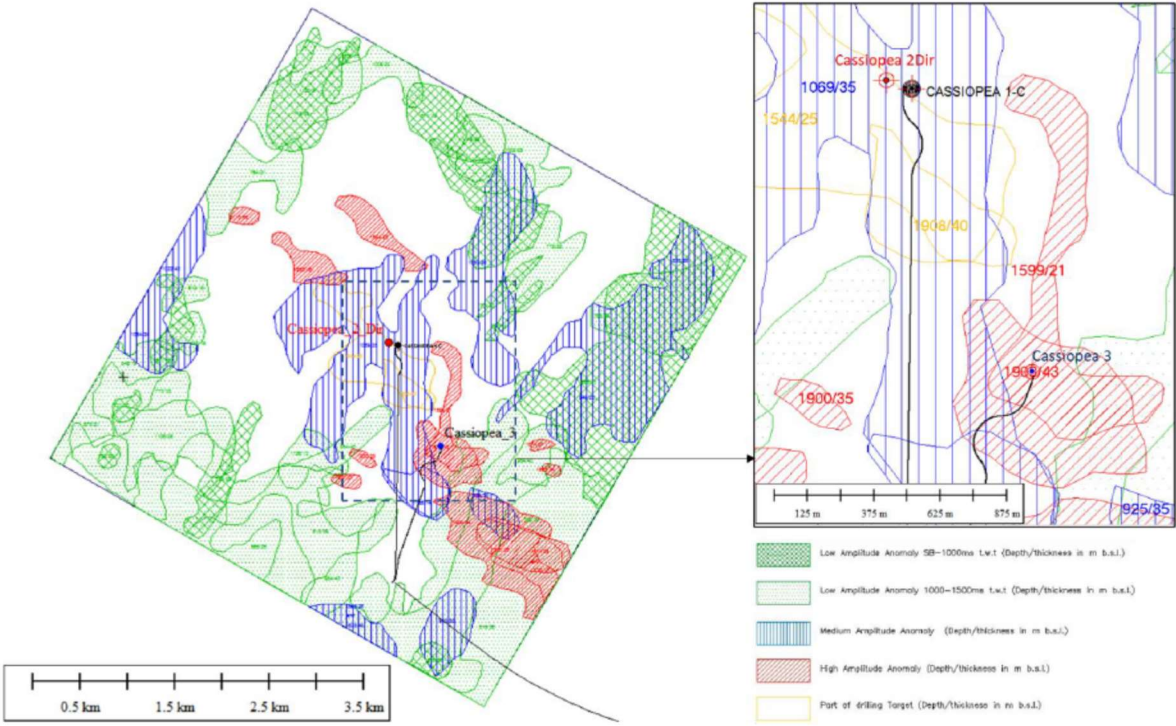
Il sito designato per il pozzo Cassiopea 2Dir si trova a circa 100 m WNW rispetto al pozzo Cassiopea 1 Dir ad una profondità d'acqua di -586 m bmsl. La pendenza del fondo mare in corrispondenza del punto è di 1.85° con una direzione di inclinazione di 207° SW.

L'area di Cassiopea 2 Dir registra meno eventi di instabilità gravitativa, anche a fondo mare, ma mostra evidenze di fattori predisponenti al franamento come le faglie sul ciglio della piattaforma ed una nicchia di distacco che, assieme ad ondulazioni dei sedimenti, potrebbero costituire livelli di debolezza per instabilità future.



Sezioni sismiche SW-NE ed NW-SE lungo la traiettoria del pozzo Cassiopea 2Dir. In poligoni verdi indicato i fenomeni di instabilità gravitativa lungo la traiettoria pozzo.

Per quanto riguarda i possibili rischi relativi ad accumuli superficiali di gas/fluidi nell'area di interesse, dallo studio condotto dalla G.A.S. Srl non sono stati riscontrate anomalie sismiche nei primi 400 / 500 m dal fondo mare e uno studio approfondito di maggior dettaglio è attualmente in corso.



Anomalie di ampiezza individuate nell'area (da report G.A.S. Srl, 2006)



eni Natural Resources - Upstream

**PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE
POZZO: CASSIOPEA 2 Dir**

PAG 1

SEZ. 4 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

Di 117

**PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE
POZZO CASSIOPEA 2 Dir
PROGRAMMA DI PERFORAZIONE**

Emissione: Giugno 2022

Prepared by:	Drilling Engineer – TEPE/INGP	E. M. Cavanna	
	Drilling Engineer – TEPE/INGP	S. Pinello	<i>Stefano Pinello</i>
	WBS Specialist – TEPE/INGP	S. Haiz	<i>S. Haiz</i>
	Fluid Engineer – TEPE/FLUP	C. Govetosa	<i>Carmine Govetosa</i>
Checked by:	Drilling Engineer Coordinator– TEPE/INGP	L. Bianchini	<i>L. Bianchini</i>
	Fluid Engineer Coordinator – TEPE/FLUP	F. Parrozza	<i>F. Parrozza</i>
	Operation Coordinator– COAP/SUB	S. Borra	<i>Simone Borra</i>
Approved by:	INGP Manager – Eni	E. Pollini	<i>E. Pollini</i>
	FLUP Manager – Eni	L. Bertoldi	<i>L. Bertoldi</i>
	TEPE Manager – Eni	R. Lorefice	<i>R. Lorefice</i>
	COAP/SU Manager – Eni	G. Leo	<i>G. Leo</i>
	ARPO Manager – EniMed	S. Baretta	<i>S. Baretta</i> ARPO Il Responsabile S. Baretta

SEZIONE N° 4 – PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

The present document is CONFIDENTIAL and it is the property of ENI
It shall not be shown to third parties nor shall it be used for reasons different from those owing to which it was given.



eni Natural Resources - Upstream

**PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE
POZZO: CASSIOPEA 2 Dir**

SEZ. 4 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

PAG. 1

DI 117

**PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE
POZZO CASSIOPEA 2 Dir
PROGRAMMA DI PERFORAZIONE**

Emissione: Giugno 2022

Prepared by:	Drilling Engineer – TEPE/INGP	E. M. Cavanna	
	Drilling Engineer – TEPE/INGP	S. Pinello	
	WBS Specialist – TEPE/INGP	S. Haiz	
	Fluid Engineer – TEPE/FLUP	C. Govetosa	
Checked by:	Drilling Engineer Coordinator– TEPE/INGP	L. Bianchini	
	Fluid Engineer Coordinator – TEPE/FLUP	F. Parrozza	
	Operation Coordinator– COAP/SUB	S. Borra	
Approved by:	INGP Manager – Eni	E. Pollini	
	FLUP Manager – Eni	L. Bertoldi	
	TEPE Manager – Eni	R. Lorefice	
	COAP/SU Manager – Eni	G. Leo	
	ARPO Manager – EniMed	S. Baretta	

SEZIONE N° 4 – PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

The present document is CONFIDENTIAL and it is the property of ENI
It shall not be shown to third parties nor shall it be used for reasons different from those owing to which it was given.



eni Natural Resources - Upstream

**PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE
POZZO: CASSIOPEA 2 Dir**

PAG. 2

DI 117

SEZ. 4 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

INDICE

1	PROGRAMMA DI PERFORAZIONE	5
1.1	INTRODUZIONE	5
1.2	PROFILO POZZO	7
1.3	SCelta DEL CASING POINT (FONDO MARE A 611 M PTR)	8
1.4	STIMA TEMPI	9
1.5	SEQUENZA OPERATIVA - SOMMARIO	13
1.6	RISCHI DI PERFORAZIONE	14
1.6.1	LESSON LEARNT PERFORAZIONE POZZI DI RIFERIMENTO	14
1.6.2	SHALLOW HAZARD (RIF. STUDIO GEO HAZARD GEOM-2022037-ST-RAT-01)	16
1.7	BATIMETRIA	17
1.8	STIMA DEI GRADIENTI DI PRESIONE E TEMPERATURA	18
1.8.1	TABELLA GRADIENTI DI PRESSIONE	18
1.8.2	GRAFICO GRADIENTE DI PRESSIONE	20
1.8.3	GRAFICO GRADIENTE DI TEMPERATURA	21
1.9	STUDIO DI STABILITA' FORO	22
1.9.1	CASSIOPEA 1 DIR – ANALISI POST-DRILL	24
1.9.2	ANALISI DI CASSIOPEA 2	25
2	SEQUENZA OPERATIVA	26
2.1	INFORMAZIONI PRELIMINARI	26
2.2	PREPARATIVI ED OPERAZIONI PRELIMINARI	26
2.3	PERFORAZIONE FORO 24"X42"	27
2.4	DISCESA E CEMENTAZIONE 36" CP	28
2.5	PERFORAZIONE FORO 24"	29
2.6	DISCESA E CEMENTAZIONE 20" CASING.	30
2.7	DISCESA E CONNESSIONE BOP	31
2.8	FASE DA 17 1/2" PER LINER INTERMEDIO 16" @ 1113 M TVD /1115 MD RKB	31
2.9	FASE 14 3/4 PER CASING INTERMEDIO 13 3/8" @ 1403 M TVD / 1450 MD RKB	33
2.10	FASE DA 12 1/4" PER CASING PRODUZIONE 9 5/8" @ 1748 M TVD, 1889,11 M MD RKB	34
2.11	KICK TOLERANCE E CHOKE MARGIN	36
2.12	CAROTE	36
2.13	WELL TESTING	36
2.14	ABBANDONO POZZO	36



eni Natural Resources - Upstream

PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: CASSIOPEA 2 Dir

PAG. 3

DI 117

SEZ. 4 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

3	CONFIGURAZIONE TESTA POZZO E BOP	37
3.1	SCHEMA TESTA POZZO	37
3.2	CONFIGURAZIONE BOP	38
3.2.1	SAIPEM 10000 – CONFIGURAZIONE BOP STACK 18 3/4" X 150000 PSI	38
3.2.2	SAIPEM 10000 – INVENTARIO RISER – RUNNING STRING GENERICA	39
3.2.3	SAIPEM 10000 – H4 CONNECTOR	40
3.2.4	SAIPEM 10000 –BOP STACK 18 3/4" X 150000 PSI SPACE OUT	41
3.2.5	BOP PRESSURE TEST	42
3.2.6	CASING TEST	44
4	CASING DESIGN	45
4.1	SOMMARIO COLONNE DI TUBAGGIO E RELATIVI SF	45
4.2	RISULTATI CASING DESIGN	45
4.2.1	CASING SUPERFICIALE 20"	46
4.2.2	LINER INTERMEDIO 16"	47
4.2.3	CASING INTERMEDIO 13 3/8"	48
4.2.4	CASING DI PRODUZIONE 9 5/8"	49
5	PROGRAMMA FANGO	50
5.1	FORO DA 42" PER CP DA 36" A 703 M	50
5.2	FORO DA 24" PER CASING 20" 920 M	52
5.3	FORO DA 17 1/2" PER LINER DA 16" A 1113 M TVD RKB	52
5.4	FORO DA 14 3/4" PER CASING DA 13 3/8" A 1403 M TVD RKB	57
5.5	FORO DA 12 1/4" PER LINER DA 9 5/8" A 1748 M TVD RKB	61
5.6	MINIMA QUANTITÀ DI PRODOTTI DA MANTENERE IN CANTIERE (REF. STAP P-1-M-26524 REV2):	65
6	TRATTAMENTO REFLUI	66
7	PROGRAMMA DI CEMENTAZIONE	67
7.1	36" CP E 20" CSG	68
7.2	16" LINER	72
7.3	13 3/8" CASING	75
7.4	9 5/8" CASING	78
8	WELL BARRIER	81
8.1	20" CASING DISCESO E SETTATO	81



eni Natural Resources - Upstream

**PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE
POZZO: CASSIOPEA 2 Dir**

PAG. **4**

DI **117**

SEZ. 4 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

8.2	PERFORAZIONE FORO 17 1/2"	82
8.3	DISCESA LINER 16"	83
8.4	PERFORAZIONE FORO 14 3/4"	84
8.5	DISCESA CASING 13 3/8"	85
8.6	PERFORAZIONE FORO 12 1/4"	86
8.7	DISCESA CASING DI PRODUZIONE 9 5/8"	87
9	PROGRAMMA DI DEVIAZIONE	88
9.1	ANTICOLLISION	89
10	BATTERIE E IDRAULICA	90
10.1	FASE DA 24"X42"	90
10.2	FASE DA 24"	90
10.3	FASE DA 17 1/2"	90
10.4	FASE DA 14 3/4"	91
10.5	FASE DA 12 1/4"	91
11	TORQUE AND DRAG	92
12	SCALPELLI	92
13	ALLEGATO A: SPECIFICHE IMPIANTO DI PERFORAZIONE	93
14	ALLEGATO B: PROCEDURA ESECUZIONE LEAK-OFF TEST	102
15	ALLEGATO C: CARRATERISTICHE CASINGS	106
15.1	CASING 36"	106
15.2	CASING 20"	106
15.3	LINER 16"	107
15.4	CASING 13 3/8"	108
15.5	CASING DI PRODUZIONE 9 5/8"	109
15.6	ATTREZZATURA SUBMUDLINE	111
	15.6.1 SUBMUDLINE RECEPTACLE	111
	15.6.2 SUBMUDLINE CASING HANGER 16"	113
16	ALLEGATO D: PROCEDURA JETTING 36" CP E PERFORAZIONE FORO 24"	115



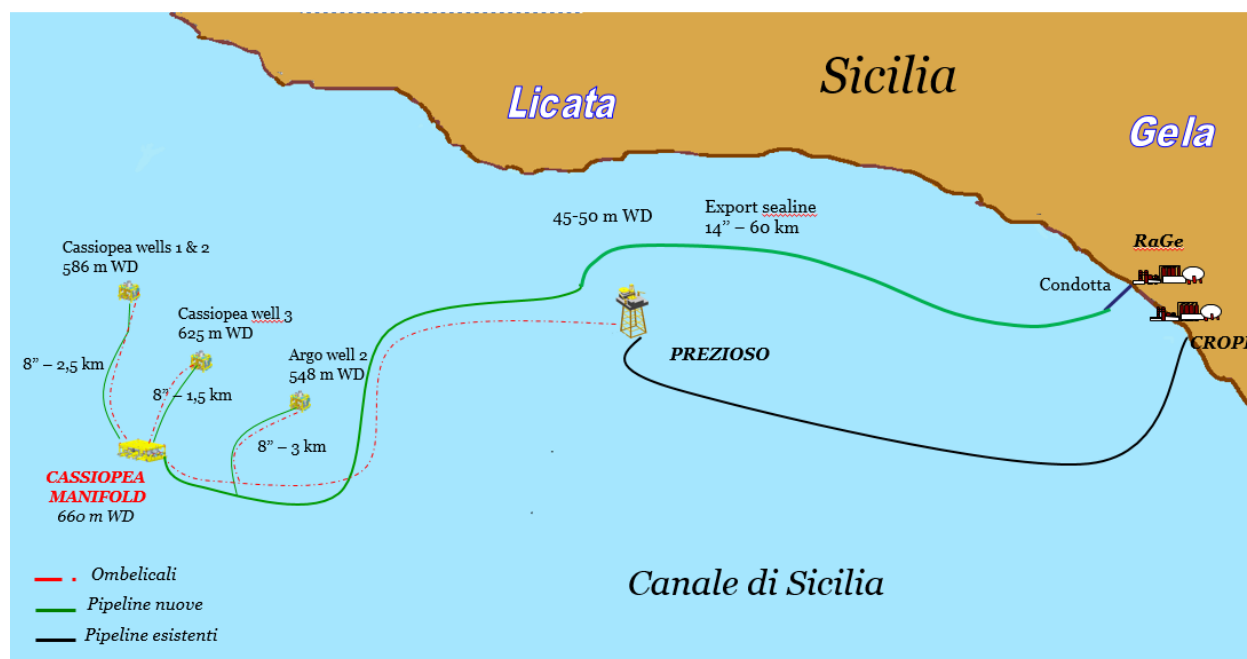
1 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

1.1 INTRODUZIONE

Lo sviluppo del progetto include la perforazione ed il completamento di quattro pozzi subsea produttori di gas ubicati nei campi di Argo e Cassiopea a loro volta localizzati nel canale di Sicilia, approssimativamente 30 km al largo di Licata ad una profondità d'acqua compresa tra 550-650 m.

Due pozzi esistenti verranno ripresi e completati (Argo 2 e Cassiopea 1 Dir) mentre due nuovi pozzi verranno perforati: Cassiopea 2 Dir e Cassiopea 3.

Il gas prodotto verrà inviato tramite una pipeline da 14" sottomarina, lunga 60 km, a un nuovo sito di stoccaggio e compressione ubicato a Gela centro Olio. I pozzi subsea verranno controllati attraverso un sistema di ombelicali dalla piattaforma di produzione di Prezioso.



Il giacimento di Cassiopea si trova all'interno delle concessioni G.R13.AG e G.R14.AG dove opera la J.V. eni 60 % (Operatore) - ENERGEAN 40 %, con un fondale marino profondo dai 500 ai 625 m circa. I campi di Argo e Cassiopea sono due campi a gas localizzati nel canale di Sicilia, approssimativamente a 30 km a sud-ovest di Licata (AG)

Il campo è stato scoperto dal pozzo Cassiopea 1 dir (giugno 2008) trovando livelli mineralizzati a gas secco. Nel campo di Cassiopea è stato perforato il solo pozzo di scoperta.

Discovery e appraisal wells dei due Campi menzionati sono elencati di seguito:

Argo 1 Pozzo Esplorativo - Aprile 2006 - temporaneamente abbandonato

Cassiopea 1 dir Pozzo Esplorativo - Giugno 2008 – temporaneamente abbandonato, verrà completato come producer

Argo 2 Agosto 2008 – temporaneamente abbandonato, verrà completato come producer

Il campo è di tipo multilayer, costituito da una fitta alternanza di sabbie ed argille F.ne Argo (ex F.ne



eni Natural Resources - Upstream

**PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE
POZZO: CASSIOPEA 2 Dir**

SEZ. 4 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

PAG. **6**

DI **117**

Ribera - Membro Narbone), con i livelli a gas intercalati da livelli ad acqua (*"thin layers"*).
Il campo non è ad oggi in produzione, né ha mai prodotto.

Il pozzo Cassiopea 2Dir è uno dei quattro pozzi con cui si intende sviluppare i campi di Argo-Cassiopea.
Il pozzo si presenta con profilo deviato.



PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: CASSIOPEA 2 Dir

PAG. 7

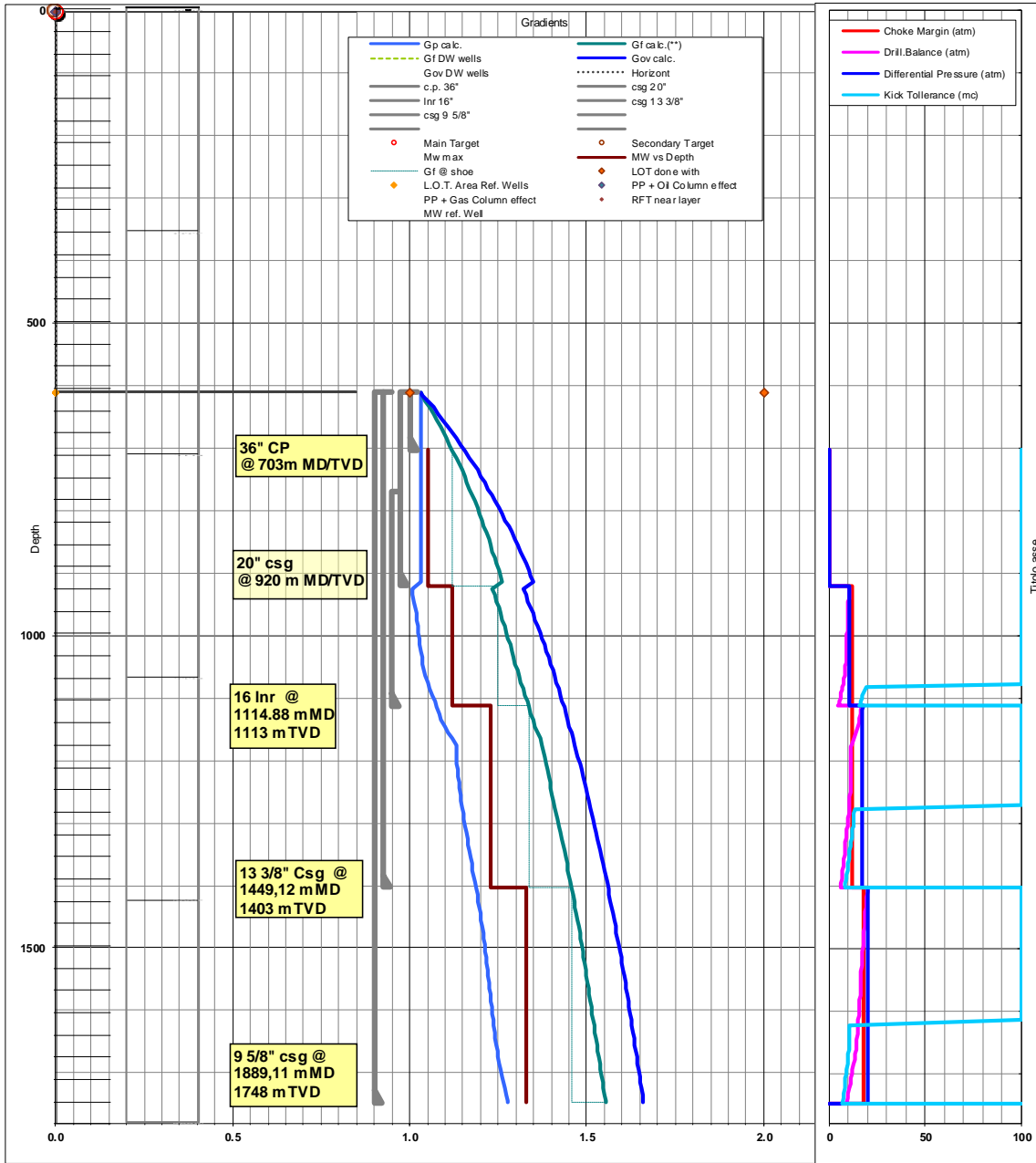
DI 117

SEZ. 4 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

eni Natural Resources - Upstream

1.2 PROFILO POZZO

Well name :	Cassiopea 2 Dir	Subsea Wellhead	yes
Water depth :	586.0 m	Rotary Table	25.0 m
		Used Gov deep water Ref.	no



n°	CSG	Type	TVD	TVD	Open Holes	Riser less	Max. MW	Max. Gp	@ Depth	Drill. Bal.	Min. Gp	@ Depth	Diff. Pres	Gf @ Shoe	Choke Marg.	DP	BHA DC	Ln	Gi (°)	Kick Tol.
			msl	RKB																
1	36"	c.p.	678	703	42	YES	1.030	1.03	625	-	1.03	615	-	1.12	-	5 1/2	9 1/2	80	-	-
2	20"	csg	895	920	24	YES	1.050	1.03	915	-	1.02	920	-	1.25	-	5 1/2	9 1/2	80	-	-
3	16"	Inr	1088	1113	17 1/2	NO	1.120	1.08	1113	5	1.01	925	11	1.34	11.8	5 1/2	8 1/4	100	1.131	15.8
4	13 3/8"	csg	1378	1403	14 3/4	NO	1.230	1.19	1403	6	1.08	1113	17	1.46	11.8	5 1/2	8 1/4	100	1.242	8.4
5	9 5/8"	csg	1723	1748	12 1/4	NO	1.330	1.28	1747	9	1.19	1403	20	1.55	17.8	5 1/2	8 1/4	100	1.343	7.2

* kick tolerance has been calculated using a pore pressure greater than MW of 1.0%

** If the "Gov deep water ref." is used the Gf is recalculated using parameter K ==> 0.53

NOTE: For choke margin calculation, the friction losses in choke and kill line are not considered.



**PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE
POZZO: CASSIOPEA 2 Dir**

PAG. **8**

DI **117**

SEZ. 4 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

eni Natural Resources - Upstream

1.3 SCELTA DEL CASING POINT (FONDO MARE A 611 M PTR)

Conductor Pipe 36" – 1.5" wt – X56 a 703 m MD/TVD PTR

Con il C.P. 36" sarà disceso il Conductor Housing che costituirà il sostegno principale della testa pozzo in quanto accoglierà la Well Head Housing 18 3/4" 15000 psi sulla quale verrà connesso il BOP Stack e il Riser. Infissione finale Cp 36" 92m.

Casing superficiale 20" – 129.4 lb/ft (wt 0.625) – X-56M a 920 m MD/TVD PTR

Il casing 20" sarà disceso a 920 m (309 m di infissione effettiva) al top delle sovrappressioni, in modo da garantire un choke margin sufficiente per la perforazione della fase successiva, FG alla scarpa: 1,25sg. Consentirà l'installazione del BOP Stack e del riser. Infatti, con questa colonna sarà discesa la Well Head Housing 18 3/4" 15000 psi. La colonna verrà cementata con risalita a fondo mare.

Liner Intermedio 16" – 84 lb/ft – N80Q a m 1113 TVD PTR, m 1114,88 MD

Il liner da 16" sarà disceso a 1113 m, in modo da garantire un choke margin sufficiente per perforare la fase successiva, FG alla scarpa: 1,34sg. Cementato con risalita della malta fino a testa liner. Il liner da 16" verrà settato con l'ausilio di un "Sub mud line hanger" da posizionare nell'apposito receptacle che verrà installato in un giunto del casing da 20". La quota di fissaggio prevista per il Liner da 16" è 820 mMD/TVD.

Il submudline receptacle ha un ID interno di 17.562", mentre il submudline casing hanger da 16" ha un ID interno da 14.832".

Casing intermedio 13 3/8" – 68 lb/ft – J55 a m 1403 TVD PTR, m 1449,12 MD

Il casing 13 3/8" sarà disceso a 1403 m, in modo da isolare tutte le formazioni al di sopra del target A3 e garantire un choke margin sufficiente per perforare la fase successiva, FG alla scarpa: 1,46sg. Cementato in singolo stadio con risalita della malta a 149 m al di sotto della scarpa da 16". Particolare attenzione va posta nel posizionamento della scarpa in un setto argilloso, dato che a quella profondità iniziano le intercalazioni di sabbia e argilla. Un accurato casing point con l'ausilio dei log while drilling che saranno registrati sarà necessario per il posizionamento della scarpa.

Casing di produzione 9 5/8" – 53.5 lb/ft – L80/L80 13Cr a 1748 m TVD PTR, m 1889,11 MD

Il casing 9 5/8" sarà disceso, in caso di accertamento minerario positivo (target A3), per coprire le zone mineralizzate di interesse e permettere l'esecuzione di prove di produzione in foro tubato di tali livelli. I giunti al di sotto del packer devono essere 13 Cr come da risultati ottenuti nello studio di corrosione (077.TEMM.REL.0 "Offshore Ibleo Project - Corrosion Analysis and Material Selection for Subsea Well Completion").

Verrà cementato con risalita della malta di circa 88 m al di sotto della scarpa da 13 3/8".



PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: CASSIOPEA 2 Dir

PAG. 9

DI 117

SEZ. 4 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

eni Natural Resources - Upstream

1.4 STIMA TEMPI





**PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE
POZZO: CASSIOPEA 2 Dir**

PAG. 10

DI 117

SEZ. 4 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

eni Natural Resources - Upstream

P10			P50			P90			DEPTH RKB m	PHASE SUMMARY
PLAN h	CUMUL h	CUMUL Day	PLAN h	CUMUL h	CUMUL Day	PLAN h	CUMUL h	CUMUL Day		
11.5	11.5	0.5	12.8	12.8	0.5	16.8	16.8	0.7	0	MOVE IN
2.1	13.6	0.6	2.6	15.4	0.6	3.3	20.0	0.8	0	DRILL CONDUCTOR HOLE
6.7	20.3	0.8	8.3	23.7	1.0	10.5	30.5	1.3	0	DRILL CONDUCTOR HOLE
6.2	26.5	1.1	7.2	30.9	1.3	9.3	39.8	1.7	0	DRILL CONDUCTOR HOLE
5.3	31.8	1.3	6.0	36.9	1.5	7.4	47.2	2.0	0	DRILL CONDUCTOR HOLE
2.7	34.5	1.4	3.1	40.1	1.7	3.7	50.9	2.1	0	RUN/CEMENT CONDUCTOR CASING
5.8	40.3	1.7	7.0	47.1	2.0	8.5	59.3	2.5	0	RUN/CEMENT CONDUCTOR CASING
32.5	72.8	3.0	35.6	82.6	3.4	42.6	102.0	4.2	0	RUN/CEMENT CONDUCTOR CASING
2.1	74.8	3.1	2.6	85.2	3.6	3.3	105.3	4.4	0	RUN/CEMENT CONDUCTOR CASING
2.1	77.0	3.2	2.8	88.0	3.7	3.7	109.0	4.5	0	DRILL SURFACE HOLE
3.2	80.2	3.3	3.5	91.6	3.8	4.2	113.1	4.7	0	DRILL SURFACE HOLE
2.0	82.1	3.4	2.4	94.0	3.9	3.2	116.3	4.8	0	DRILL SURFACE HOLE
12.8	94.9	4.0	15.6	109.6	4.6	21.1	137.5	5.7	920	DRILL SURFACE HOLE
4.9	99.9	4.2	5.6	115.2	4.8	6.7	144.2	6.0	920	DRILL SURFACE HOLE
3.7	103.6	4.3	4.2	119.4	5.0	5.0	149.2	6.2	920	DRILL SURFACE HOLE
8.4	112.0	4.7	9.5	129.0	5.4	11.4	160.7	6.7	920	DRILL SURFACE HOLE
2.7	114.7	4.8	3.1	132.1	5.5	3.9	164.5	6.9	920	RUN/CEMENT SURFACE CASING
5.9	120.6	5.0	6.9	139.0	5.8	8.7	173.2	7.2	920	RUN/CEMENT SURFACE CASING
10.4	131.0	5.5	13.1	152.1	6.3	19.5	192.7	8.0	920	RUN/CEMENT SURFACE CASING
7.9	138.9	5.8	9.9	162.0	6.7	15.8	208.5	8.7	920	RUN/CEMENT SURFACE CASING
2.1	141.0	5.9	2.6	164.6	6.9	3.4	211.9	8.8	920	RUN/CEMENT SURFACE CASING
34.3	175.3	7.3	37.2	201.8	8.4	42.3	254.2	10.6	920	DRILL 1ST INTERMEDIATE ZONE
1.9	177.3	7.4	2.4	204.2	8.5	3.0	257.3	10.7	920	DRILL 1ST INTERMEDIATE ZONE
2.2	179.4	7.5	2.4	206.6	8.6	2.8	260.0	10.8	920	DRILL 1ST INTERMEDIATE ZONE
3.1	182.5	7.6	3.5	210.1	8.8	4.1	264.1	11.0	920	DRILL 1ST INTERMEDIATE ZONE
5.4	187.9	7.8	6.3	216.3	9.0	7.3	271.4	11.3	920	DRILL 1ST INTERMEDIATE ZONE
1.2	189.0	7.9	1.6	217.9	9.1	2.1	273.5	11.4	920	DRILL 1ST INTERMEDIATE ZONE
11.4	200.5	8.4	16.0	233.9	9.7	25.3	298.8	12.4	1115	DRILL 1ST INTERMEDIATE ZONE
2.1	202.6	8.4	2.6	236.5	9.9	3.3	302.0	12.6	1115	DRILL 1ST INTERMEDIATE ZONE
3.8	206.3	8.6	4.2	240.7	10.0	4.8	306.9	12.8	1115	DRILL 1ST INTERMEDIATE ZONE
5.1	211.4	8.8	5.5	246.2	10.3	6.3	313.1	13.0	1115	DRILL 1ST INTERMEDIATE ZONE
5.7	217.1	9.0	6.5	252.8	10.5	7.5	320.6	13.4	1115	RUN/CEMENT 1ST INTERMEDIATE CASING
2.7	219.8	9.2	3.3	256.0	10.7	3.9	324.5	13.5	1115	RUN/CEMENT 1ST INTERMEDIATE CASING
3.9	223.7	9.3	4.6	260.6	10.9	5.5	330.0	13.7	1115	RUN/CEMENT 1ST INTERMEDIATE CASING
8.5	232.2	9.7	10.7	271.3	11.3	15.8	345.8	14.4	1115	RUN/CEMENT 1ST INTERMEDIATE CASING
5.4	237.6	9.9	7.8	279.1	11.6	12.3	358.0	14.9	1115	RUN/CEMENT 1ST INTERMEDIATE CASING
4.3	241.9	10.1	5.1	284.2	11.8	6.1	364.1	15.2	1115	RUN/CEMENT 1ST INTERMEDIATE CASING
5.1	246.9	10.3	5.7	290.0	12.1	6.6	370.7	15.4	#N/D	RUN/CEMENT 1ST INTERMEDIATE CASING
3.7	250.7	10.4	4.3	294.3	12.3	5.1	375.8	15.7	#N/D	RUN/CEMENT 1ST INTERMEDIATE CASING



**PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE
POZZO: CASSIOPEA 2 Dir**

PAG. 11

DI 117

SEZ. 4 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

eni Natural Resources - Upstream

1.0	251.7	10.5	1.1	295.4	12.3	1.2	377.0	15.7	#N/D	DRILL 2ND INTERMEDIATE ZONE
2.6	254.3	10.6	3.0	298.3	12.4	3.4	380.4	15.8	#N/D	DRILL 2ND INTERMEDIATE ZONE
5.5	259.7	10.8	6.3	304.7	12.7	7.5	387.9	16.2	#N/D	DRILL 2ND INTERMEDIATE ZONE
2.7	262.5	10.9	3.2	307.9	12.8	3.8	391.7	16.3	#N/D	DRILL 2ND INTERMEDIATE ZONE
19.2	281.7	11.7	30.3	338.2	14.1	60.3	452.0	18.8	1450	DRILL 2ND INTERMEDIATE ZONE
2.1	283.8	11.8	2.6	340.8	14.2	3.4	455.4	19.0	1450	DRILL 2ND INTERMEDIATE ZONE
3.7	287.5	12.0	4.2	345.1	14.4	4.9	460.3	19.2	1450	DRILL 2ND INTERMEDIATE ZONE
5.0	292.5	12.2	5.6	350.7	14.6	6.3	466.6	19.4	1450	DRILL 2ND INTERMEDIATE ZONE
5.7	298.3	12.4	6.4	357.0	14.9	7.6	474.3	19.8	1450	RUN/CEMENT 2ND INTERMEDIATE CASING
2.7	301.0	12.5	3.2	360.2	15.0	3.9	478.2	19.9	1450	RUN/CEMENT 2ND INTERMEDIATE CASING
8.4	309.4	12.9	9.9	370.1	15.4	12.5	490.7	20.4	1450	RUN/CEMENT 2ND INTERMEDIATE CASING
9.7	319.1	13.3	12.3	382.4	15.9	17.8	508.5	21.2	1450	RUN/CEMENT 2ND INTERMEDIATE CASING
5.4	324.6	13.5	7.1	389.4	16.2	12.1	520.6	21.7	1450	RUN/CEMENT 2ND INTERMEDIATE CASING
2.7	327.3	13.6	3.2	392.6	16.4	4.0	524.6	21.9	1450	RUN/CEMENT 2ND INTERMEDIATE CASING
6.6	333.9	13.9	7.3	399.9	16.7	8.8	533.4	22.2	#N/D	RUN/CEMENT 2ND INTERMEDIATE CASING
3.7	337.6	14.1	4.2	404.2	16.8	5.2	538.7	22.4	#N/D	RUN/CEMENT 2ND INTERMEDIATE CASING
1.0	338.6	14.1	1.0	405.2	16.9	1.1	539.7	22.5	#N/D	DRILL TO PRODUCTION ZONE 1
3.4	342.0	14.3	3.9	409.1	17.0	4.3	544.1	22.7	#N/D	DRILL TO PRODUCTION ZONE 1
5.5	347.5	14.5	6.2	415.3	17.3	7.2	551.2	23.0	#N/D	DRILL TO PRODUCTION ZONE 1
2.7	350.2	14.6	3.1	418.4	17.4	3.6	554.8	23.1	#N/D	DRILL TO PRODUCTION ZONE 1
24.1	374.3	15.6	34.5	452.9	18.9	60.9	615.8	25.7	1885	DRILL TO PRODUCTION ZONE 1
3.3	377.6	15.7	3.8	456.8	19.0	4.4	620.1	25.8	1885	DRILL TO PRODUCTION ZONE 1
6.1	383.7	16.0	7.2	463.9	19.3	8.1	628.2	26.2	1885	DRILL TO PRODUCTION ZONE 1
8.6	392.3	16.3	9.4	473.4	19.7	10.3	638.6	26.6	1885	DRILL TO PRODUCTION ZONE 1
33.5	425.8	17.7	38.3	511.7	21.3	43.5	682.1	28.4	1885	DRILL TO PRODUCTION ZONE 1
5.7	431.6	18.0	6.4	518.0	21.6	7.1	689.2	28.7	1885	RUN/CEMENT PRODUCTION CASING 1
2.7	434.3	18.1	3.2	521.2	21.7	3.7	692.9	28.9	1885	RUN/CEMENT PRODUCTION CASING 1
10.2	444.4	18.5	11.8	533.0	22.2	13.3	706.2	29.4	1885	RUN/CEMENT PRODUCTION CASING 1
3.6	448.0	18.7	5.9	539.0	22.5	9.4	715.6	29.8	1885	RUN/CEMENT PRODUCTION CASING 1
7.5	455.6	19.0	9.3	548.3	22.8	14.2	729.8	30.4	1885	RUN/CEMENT PRODUCTION CASING 1
2.7	458.3	19.1	3.2	551.5	23.0	3.7	733.5	30.6	1885	RUN/CEMENT PRODUCTION CASING 1
8.6	466.9	19.5	9.7	561.2	23.4	10.7	744.2	31.0	#N/D	RUN/CEMENT PRODUCTION CASING 1
10.2	477.1	19.9	12.1	573.3	23.9	14.1	758.3	31.6	#N/D	RUN/CEMENT PRODUCTION CASING 1
8.0	485.1	20.2	8.5	581.8	24.2	9.1	767.4	32.0	#N/D	RUN/CEMENT PRODUCTION CASING 1
17.2	502.2	20.9	19.4	601.2	25.1	23.5	790.9	33.0	#N/D	RUN COMPLETION 1
16.3	518.6	21.6	18.5	619.7	25.8	23.2	814.2	33.9	#N/D	RUN COMPLETION 1
10.0	528.6	22.0	11.2	630.9	26.3	14.0	828.1	34.5	#N/D	RUN COMPLETION 1
20.7	549.3	22.9	23.4	654.3	27.3	28.8	856.9	35.7	#N/D	RUN COMPLETION 1
16.3	565.6	23.6	17.8	672.1	28.0	21.7	878.7	36.6	#N/D	RUN COMPLETION 1
7.9	573.5	23.9	8.5	680.6	28.4	10.4	889.1	37.0	#N/D	RUN COMPLETION 1
34.9	608.4	25.4	36.9	717.6	29.9	43.8	932.9	38.9	#N/D	RUN COMPLETION 1
22.6	631.0	26.3	24.6	742.2	30.9	30.0	962.9	40.1	#N/D	RUN COMPLETION 1
21.1	652.1	27.2	23.2	765.3	31.9	28.6	991.5	41.3	#N/D	RUN COMPLETION 1
23.4	675.5	28.1	25.4	790.7	32.9	30.8	1022.3	42.6	#N/D	RUN COMPLETION 1
35.4	710.9	29.6	37.6	828.4	34.5	44.5	1066.9	44.5	#N/D	RUN COMPLETION 1



**PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE
POZZO: CASSIOPEA 2 Dir**

PAG. 12

DI 117

SEZ. 4 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

eni Natural Resources - Upstream

0.0	710.9	29.6	0.0	828.4	34.5	0.0	1066.9	44.5	#N/D	RUN COMPLETION 1
0.0	710.9	29.6	0.0	828.4	34.5	0.0	1066.9	44.5	#N/D	RUN COMPLETION 1
0.0	710.9	29.6	0.0	828.4	34.5	0.0	1066.9	44.5	#N/D	RUN COMPLETION 1
7.4	718.4	29.9	8.2	836.5	34.9	9.1	1076.0	44.8	#N/D	WELL ABANDON 1
5.4	723.8	30.2	6.1	842.6	35.1	7.0	1083.0	45.1	#N/D	WELL ABANDON 1
22.3	746.1	31.1	25.4	868.0	36.2	30.5	1113.5	46.4	#N/D	WELL ABANDON 1
10.9	757.0	31.5	12.4	880.4	36.7	13.9	1127.5	47.0	#N/D	WELL ABANDON 1
15.0	772.0	32.2	17.4	897.8	37.4	21.7	1149.1	47.9	#N/D	WELL ABANDON 1
22.9	794.9	33.1	24.5	922.3	38.4	26.9	1176.0	49.0	#N/D	WELL ABANDON 1
37.5	832.4	34.7	38.2	960.5	40.0	40.4	1216.4	50.7	#N/D	RE-ENTRY
19.0	851.4	35.5	21.0	981.5	40.9	25.7	1242.1	51.8	#N/D	RE-ENTRY
7.9	859.2	35.8	8.8	990.3	41.3	9.8	1251.9	52.2	#N/D	RUN COMPLETION 2
78.4	937.6	39.1	82.8	1073.1	44.7	88.6	1340.5	55.9	#N/D	RUN COMPLETION 2
24.5	962.1	40.1	27.1	1100.2	45.8	30.1	1370.6	57.1	#N/D	RUN COMPLETION 2
10.6	972.7	40.5	12.1	1112.3	46.3	13.7	1384.3	57.7	#N/D	RUN COMPLETION 2
10.7	983.4	41.0	11.8	1124.1	46.8	13.1	1397.5	58.2	#N/D	RUN COMPLETION 2
4.3	987.6	41.2	4.8	1128.9	47.0	5.2	1402.7	58.4	#N/D	RUN COMPLETION 2
7.5	995.1	41.5	8.1	1137.0	47.4	8.8	1411.5	58.8	#N/D	RUN COMPLETION 2
11.5	1006.6	41.9	14.9	1151.9	48.0	28.7	1440.2	60.0	#N/D	RUN COMPLETION 2
48.5	1055.1	44.0	55.9	1207.8	50.3	65.0	1505.2	62.7	#N/D	CLEAN UP 1
9.2	1064.3	44.3	10.1	1217.8	50.7	10.8	1516.0	63.2	#N/D	WELL ABANDON 2
8.3	1072.5	44.7	11.5	1229.4	51.2	17.8	1533.8	63.9	#N/D	WELL ABANDON 2
22.0	1094.6	45.6	24.7	1254.0	52.3	27.1	1561.0	65.0	#N/D	WELL ABANDON 2
21.5	1116.1	46.5	22.2	1276.2	53.2	23.7	1584.7	66.0	#N/D	MOVE OUT



eni Natural Resources - Upstream

PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: CASSIOPEA 2 Dir

PAG. 13

DI 117

SEZ. 4 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

1.5 SEQUENZA OPERATIVA - SOMMARIO

Il giacimento di Cassiopea è ubicato nel Canale di Sicilia, a circa 30 Km dalla costa, nei concessioni G.R13.AG e G.R14.AG dove è presente la J.V. eni 60 % (Operatore) - ENERGEAN 40 % , con un fondale marino profondo dai 500 ai 600 m (figura 1).

Il campo è stato scoperto dal pozzo Cassiopea 1 dir (giugno 2008) trovando livelli mineralizzati a gas secco. Nel campo di Cassiopea è stato perforato il solo pozzo di scoperta.

Il campo è di tipo multilayer, costituito da una fitta alternanza di sabbie ed argille F.ne Argo (ex F.ne Ribera - Membro Narbone), con i livelli a gas intercalati da livelli ad acqua ("thin layers").

Il campo non è ad oggi in produzione, né ha mai prodotto.

La litologia presente in corrispondenza delle aree pozzo Panda, Argo e Cassiopea è costituita da intercalazioni sabbiose ed argillose appartenenti alla Formazione Ribera – Membro Nambrone (Pleistocene). I reservoir di gas sono localizzati in corrispondenza degli strati porosi di sabbia di questa formazione intercalate alle serie argillo-sabbiose del Pleistocene Medio.

L'obiettivo minerario principale del pozzo è costituito da una fitta sequenza di livelli perlopiù sottili di sabbie/silt e argille (da pochi cm a qualche dm); si prevede per il pozzo una deviazione di circa 45 gradi. Il pozzo Cassiopea 2 Dir sarà un pozzo di correlazione per la caratterizzazione petrofisica.

Il sondaggio verrà realizzato perforando un pozzo con profilo slant, max inclinazione 38,3°, TD prevista a 1889,11 m (MD PTR, 1748m TVD PTR). Tutte le profondità indicate nel programma di perforazione, se non diversamente specificato, sono riferite ad una misura di 25 m del Piano Tavola Rotary (PTR) dal livello mare. La profondità d'acqua prevista in loco è 586 m (ssl).

La sequenza operativa prevista per la perforazione del pozzo Cassiopea 2 Dir è la seguente:

- Perforazione foro da 42" x 24"
- Discesa e cementazione 36" CP a 703m TVD, infissione di 92m (stick up di circa 1 m).
- Perforazione foro da 24", discesa e cementazione della colonna da 20" a 920m TVD, infissione di 307(stick updi circa 2 m).
- Installazione del corrosion cup e moving impianto su Cassiopea 3.
- Re entry Cassiopea 2 Dir.
- Discesa BOP stack & latch BOP su 20" Wellhead Housing;
- Pressure test Choke, Kill line, H4 connector e test funzionalità BOP;
- Con batteria di perforazione da 17 1/2" fresaggio cemento e scarpa Casing 20" ed



eni Natural Resources - Upstream

PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: CASSIOPEA 2 Dir

PAG. 14

DI 117

SEZ. 4 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

esecuzione LOT;

- Perforazione fase 17 1/2" per liner 16" @ 1113 m TVD;
- Discesa e cementazione liner 16", settaggio sub-mudline casing hanger e test;
- Pressure test BOP;
- Con batteria di perforazione da 14 3/4" fresaggio cemento e scarpa liner 16" ed esecuzione LOT;
- Perforazione fase 14 3/4" per Casing di Intermedio 13 3/8" @ 1403 m TVD;
- Discesa e cementazione casing intermedio 13 3/8", pressure test;
- Con batteria di perforazione da 12 1/4" fresaggio cemento e scarpa Casing 13 3/8" ed esecuzione LOT;
- Perforazione fase 12 1/4" per casing 9 5/8" @ 1748 m TVD;
- Registrazione Log;
- Discesa e cementazione casing 9 5/8", pressure test.
- Discesa completamente.

1.6 RISCHI DI PERFORAZIONE

La litologia presente in corrispondenza delle aree pozzo Panda, Argo e Cassiopea è costituita da intercalazioni sabbiose ed argillose appartenenti alla Formazione Ribera – Membro Nambrone (Pleistocene). I reservoir di gas sono localizzati in corrispondenza degli strati porosi di sabbia di questa formazione intercalate alle serie argillo-sabbiose del Pleistocene Medio.

I principali pozzi di riferimento per la serie plio-pleistocenica che sarà attraversata dal pozzo Cassiopea 2 Dir sono il pozzo Cassiopea 1 Dir, ubicato circa 65 m a Sud-Est, mineralizzato a gas, i pozzi Argo 1 e Argo 2.

1.6.1 LESSON LEARNT PERFORAZIONE POZZI DI RIFERIMENTO

Si riportano di seguito alcuni eventi avvenuti durante la perforazione dei pozzi Cassiopea 1 e Argo 2 dai quali si raccomanda una buona pulizia del foro durante tutte le fasi di perforazione.

CASSIOPEA 1 DIR

Fase da 12 1/4"

Durante la perforazione della fase da 12 1/4", fatta con fango a base acqua, si sono riscontrati principi di pack-off e parziali assorbimenti (quantificabili in circa 10 m³). A TD, durante la circolazione per pulizia foro (avvenuta dopo la manovra di controllo foro) sono stati riscontrati fenomeni di scavamento del foro, con elevata presenza di cuttings a giorno. Le operazioni di circolazione e pulizia del foro hanno richiesto particolare attenzione e sono durati più del previsto. Lo scalpello estratto a giorno si presentava imballato da argilla.



eni Natural Resources - Upstream

**PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE
POZZO: CASSIOPEA 2 Dir**

SEZ. 4 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

PAG. 15

DI 117

Fase da 8 1/2"

Con la perforazione del foro da 8 1/2" era previsto un rientro in verticale del profilo di deviazione. Vi sono state alcune difficoltà a seguire il piano di deviazione a causa di washout della formazione. Dopo alcune correzioni, a TD il target finale pianificato è stato raggiunto.

Durante la manovra di estrazione si sono verificati alcuni forzamenti. Sono poi stati registrati dei log wireline, durante i quali si è verificata la presa della batteria di logging, richiedendone il pescaggio con le aste di perforazione. I log sono poi stati completati in modalità TLC (while fishing).

ARGO 2

Fase da 17 1/2"

La fase da 17 1/2" è stata perforata senza particolari problemi. Durante l'estrazione della batteria si sono verificati leggeri forzamenti durante tutta l'estrazione. Anche nella conseguente discesa del liner da 16" si sono verificati continui appoggi, risolti strumentando il liner in discesa. Particolare attenzione va posta nella pulizia del foro durante queste fasi.

Fase da 12 1/4"

La fase da 12 1/4" è stata perforata senza particolari problemi. Si sono tuttavia verificati continui forzamenti durante l'estrazione della batteria, che ha richiesto backreaming. Durante l'estrazione in backreaming, si sono inoltre verificati overtorque e tentativi di pack-off con parziale perdita di circolazione. Le condizioni del foro hanno quindi richiesto l'esecuzione di vari ripassi. Si è inoltre cercato di ristabilire un'adeguata circolazione per massimizzare la pulizia foro.

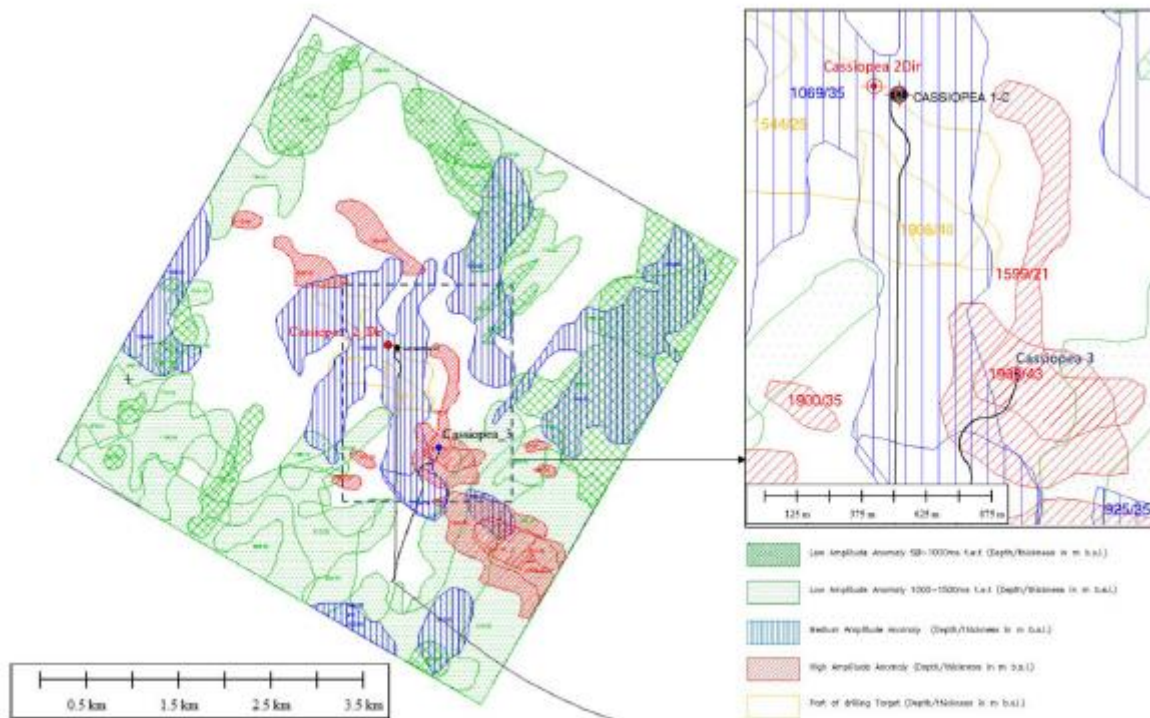
Una volta estratta la batteria, sono stati registrati Log wireline, con alcune difficoltà, causa continui appoggi e forzamenti. Alcune batterie si sono prese, richiedendo il pescaggio con aste di perforazione. A valle di questi problemi, è stata eseguita una manovra di controllo foro.



1.6.2 SHALLOW HAZARD (RIF. STUDIO GEO HAZARD GEOM-2022037-ST-RAT-01)

Per quanto riguarda i possibili rischi relativi ad accumuli superficiali di gas/fluidi nell'area di interesse, dallo studio condotto dalla G.A.S. Srl non sono state riscontrate anomalie sismiche nei primi 400 / 500 m dal fondo mare.

In ogni caso è in corso un nuovo studio di dettaglio per valutare eventuali rischi superficiali non evidenziati in questo lavoro.



Anomalie di ampiezza individuate nell'area (da report G.A.S. Srl, 2006).



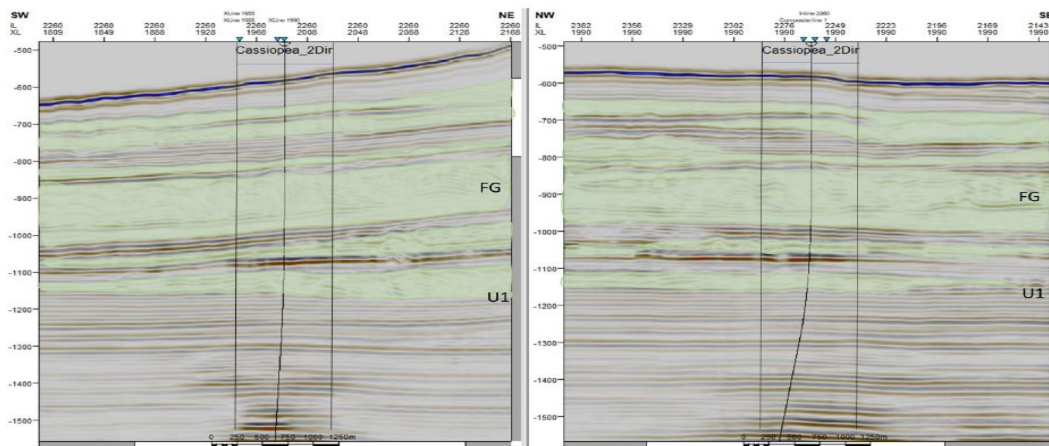
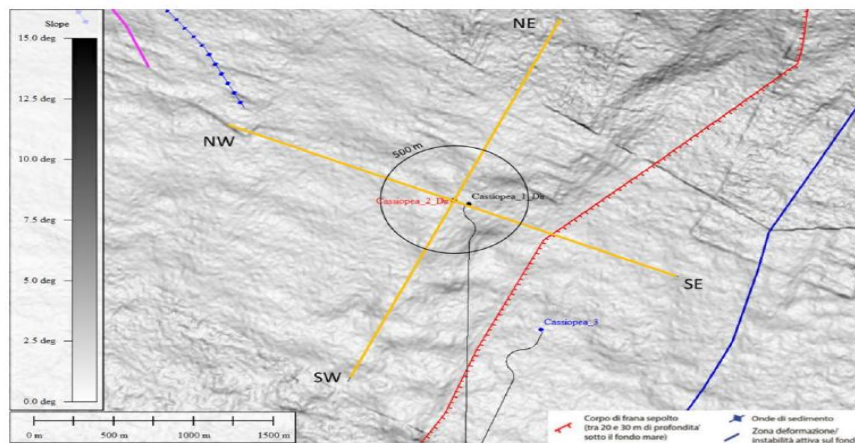
1.7 BATIMETRIA

L'area del fondo mare di interesse per la perforazione del pozzo Cassiopea 2dir è stata analizzata mediante lo studio di Geo Hazard condotto dalle unità di sede GEOM (Doc. N°GEOM-2022037-ST-RAT-01 del 26/04/2022).

Si riporta di seguito un estratto dall'executive summary inerente alla location di Cassiopea 2dir.

Il sito designato per il pozzo Cassiopea 2Dir si trova a circa 100 m WNW rispetto al pozzo Cassiopea 1 Dir ad una profondità d'acqua di -586 m bmsl. La pendenza del fondo mare in corrispondenza del punto è di 1.85° con una direzione di inclinazione di 207°SW.

L'area di Cassiopea 2 Dir registra meno eventi di instabilità gravitativa, anche a fondo mare, ma mostra evidenze di fattori predisponenti al franamento come le faglie sul ciglio della piattaforma ed una nicchia di distacco che, assieme ad ondulazioni dei sedimenti, potrebbero costituire livelli di debolezza per instabilità future.



Sezioni sismiche SW-NE ed NW-SE lungo la traiettoria del pozzo Cassiopea 2Dir. In poligoni verdi indicato i fenomeni di instabilità gravitativa lungo la traiettoria pozzo.



**PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE
POZZO: CASSIOPEA 2 Dir**

PAG. 18

DI 117

SEZ. 4 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

eni Natural Resources - Upstream

1.8 STIMA DEI GRADIENTI DI PRESIONE E TEMPERATURA

Lo studio del gradiente dei pori è stato eseguito dall'unità GEOPR, presso Headquarter, sulla base dei dati sismici e dei dati dei pozzi di riferimento.

Il regime di pressione dei pori è idrostatico fino ad una profondità di circa 900 m, profondità alla quale si prevede lo sviluppo delle sovrappressioni con un incremento graduale fino a 1,28 kg/cm²/10 m a TD (1748 mTVD PTR).

1.8.1 TABELLA GRADIENTI DI PRESSIONE

Depth (TVD RKB)	Gradiente dei Sedimenti	Gradiente dei Pori	Gradiente Fratturazione
611	1.03	1.03	1.03
615	1.04	1.03	1.03
625	1.05	1.03	1.05
635	1.07	1.03	1.06
645	1.08	1.03	1.07
655	1.09	1.03	1.08
665	1.11	1.03	1.09
675	1.12	1.03	1.10
685	1.13	1.03	1.10
695	1.15	1.03	1.11
705	1.16	1.03	1.12
715	1.17	1.03	1.13
725	1.18	1.03	1.14
735	1.19	1.03	1.15
745	1.20	1.03	1.15
755	1.21	1.03	1.16
765	1.22	1.03	1.17
775	1.23	1.03	1.18
785	1.24	1.03	1.18
795	1.25	1.03	1.19
805	1.26	1.03	1.20
815	1.27	1.03	1.20
825	1.28	1.03	1.21
835	1.29	1.03	1.22
845	1.30	1.03	1.22
855	1.30	1.03	1.23
865	1.31	1.03	1.23
875	1.32	1.03	1.24
885	1.33	1.03	1.25
895	1.34	1.03	1.25
905	1.34	1.03	1.26
915	1.35	1.03	1.26
925	1.32	1.01	1.23
935	1.33	1.01	1.24
945	1.33	1.01	1.25

Depth (TVD RKB)	Gradiente dei Sedimenti	Gradiente dei Pori	Gradiente Fratturazione
955	1.34	1.02	1.25
965	1.35	1.02	1.26
975	1.36	1.02	1.26
985	1.36	1.02	1.27
995	1.37	1.02	1.27
1005	1.37	1.03	1.28
1015	1.38	1.03	1.28
1025	1.39	1.03	1.29
1035	1.39	1.03	1.29
1045	1.40	1.04	1.30
1055	1.40	1.04	1.30
1065	1.41	1.04	1.31
1075	1.42	1.05	1.31
1085	1.42	1.06	1.32
1095	1.43	1.06	1.33
1105	1.43	1.07	1.33
1115	1.44	1.08	1.34
1125	1.44	1.08	1.34
1135	1.45	1.09	1.35
1145	1.45	1.10	1.35
1155	1.46	1.11	1.36
1165	1.46	1.12	1.37
1175	1.47	1.13	1.37
1185	1.47	1.13	1.38
1195	1.48	1.13	1.38
1205	1.48	1.13	1.38
1215	1.48	1.14	1.39
1225	1.49	1.14	1.39
1235	1.49	1.14	1.40
1245	1.50	1.14	1.40
1255	1.50	1.14	1.40
1265	1.51	1.15	1.41
1275	1.51	1.15	1.41
1285	1.52	1.15	1.41
1295	1.52	1.15	1.42



eni Natural Resources - Upstream

**PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE
POZZO: CASSIOPEA 2 Dir**

SEZ. 4 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

PAG. 19

DI 117

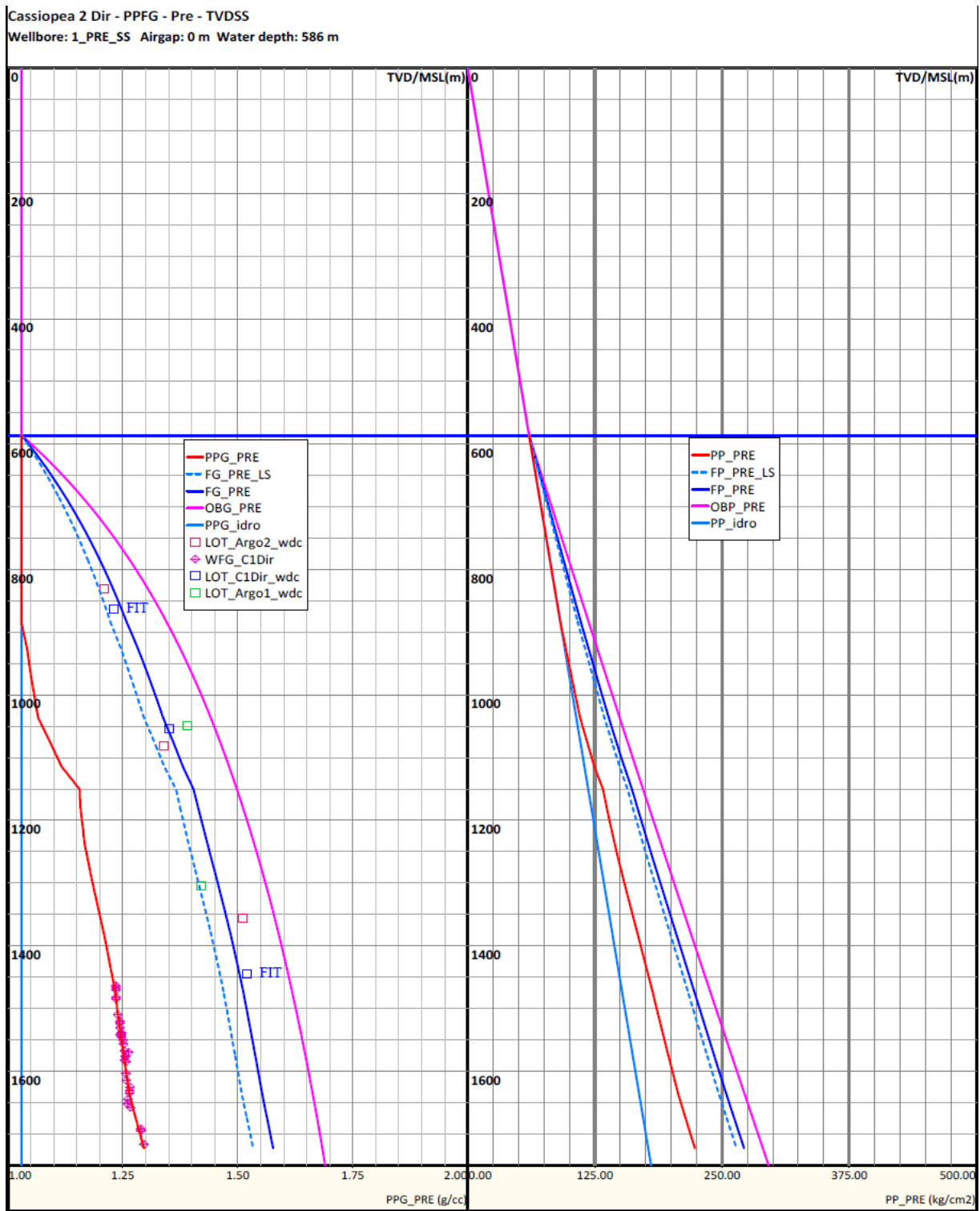
Depth (TVD RKB)	Gradiente dei Sedimenti	Gradiente dei Pori	Gradiente Fratturazione
1305	1.52	1.16	1.42
1315	1.53	1.16	1.43
1325	1.53	1.16	1.43
1335	1.53	1.17	1.43
1345	1.54	1.17	1.44
1355	1.54	1.17	1.44
1365	1.55	1.18	1.44
1375	1.55	1.18	1.45
1385	1.55	1.18	1.45
1395	1.56	1.18	1.45
1405	1.56	1.19	1.46
1415	1.56	1.19	1.46
1425	1.57	1.19	1.46
1435	1.57	1.20	1.47
1445	1.57	1.20	1.47
1455	1.58	1.20	1.47
1465	1.58	1.20	1.48
1475	1.58	1.21	1.48
1485	1.59	1.21	1.48
1495	1.59	1.21	1.49
1505	1.59	1.21	1.49
1515	1.60	1.22	1.49
1525	1.60	1.22	1.49
1535	1.60	1.22	1.50
1545	1.61	1.22	1.50
1555	1.61	1.22	1.50
1565	1.61	1.23	1.51
1575	1.61	1.23	1.51
1585	1.62	1.23	1.51
1595	1.62	1.23	1.51
1605	1.62	1.23	1.52
1615	1.63	1.24	1.52
1625	1.63	1.24	1.52
1635	1.63	1.24	1.52
1645	1.63	1.24	1.53

Depth (RKB)	Gradiente dei Sedimenti	Gradiente dei Pori	Gradiente Fratturazione
1655	1.64	1.24	1.53
1665	1.64	1.25	1.53
1675	1.64	1.25	1.53
1685	1.64	1.25	1.54
1695	1.65	1.26	1.54
1705	1.65	1.26	1.54
1715	1.65	1.27	1.55
1725	1.65	1.27	1.55
1735	1.66	1.27	1.55
1745	1.66	1.28	1.55
1747	1.66	1.28	1.55



SEZ. 4 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

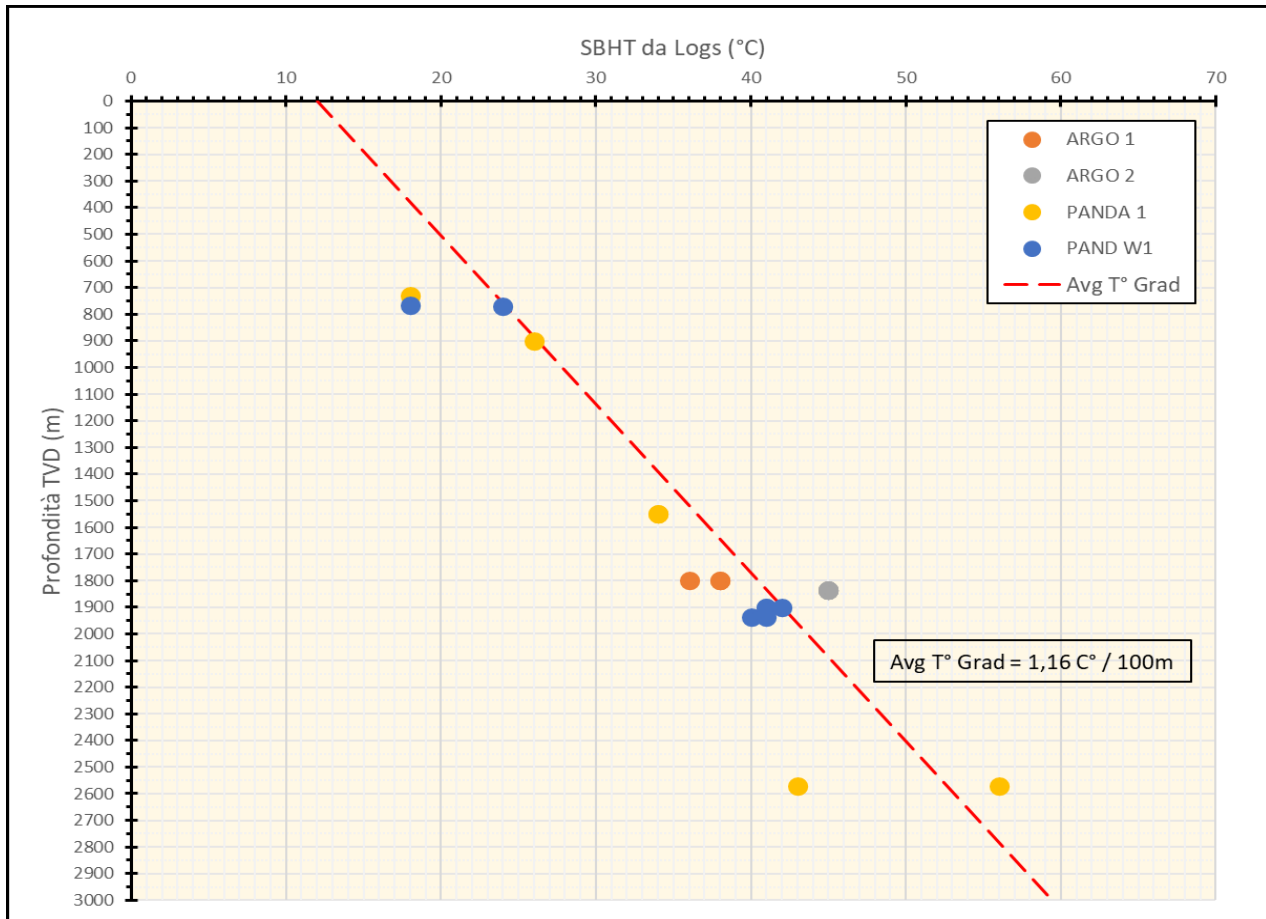
1.8.2 GRAFICO GRADIENTE DI PRESSIONE



Nota: i gradienti riportati nel precedente grafico sono riferiti a livello mare.



1.8.3 GRAFICO GRADIENTE DI TEMPERATURA





eni Natural Resources - Upstream

PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: CASSIOPEA 2 Dir

PAG. 22

DI 117

SEZ. 4 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

1.9 STUDIO DI STABILITA' FORO

Per i pozzi Cassiopea 2 Dir e Cassiopea 3 è stato effettuato uno studio di stabilità foro, usando come pozzo di riferimento Cassiopea 1 Dir.

Sulla base dei dati a disposizione, sono state stimate la resistenza meccanica della roccia e la sollecitazione ad essa imposta, al fine di determinare il peso del fango minimo richiesto per mantenere la stabilità del foro.

L'output del presente studio è composto da due curve:

- SFG_0: curva di Shear Failure Gradient con 0° di breakout. Rappresenta il valore minimo di MW per mantenere il foro intatto. Scendendo col peso del fango sotto a questa curva, il foro inizia a crollare. Per questo motivo, questa curva si definisce anche Limite al Collasso.
- SFG_90: curva di Shear Failure Gradient con 90° di breakout. Rappresenta il limite al di sotto del quale si può verificare il collasso incontrollato di tutta la parete del foro (washout).

In generale, se il peso del fango eccede la curva massima tra PPG e Collasso e resta al di sotto del Gradiente di Fratturazione si può considerare sicuro. Per evitare collasso del foro e/o kick è consigliabile che il fango sia almeno pari se non più elevato del massimo tra i valori di Gradiente dei Pori e di Collasso per ogni profondità. Al contrario, per evitare losses, deve essere più basso del Gradiente di Fratturazione, con i dovuti margini. La curva di SFG_90 rappresenta un ulteriore margine in caso di difficoltà, poiché accettando del possibile breakout, si può abbassare il peso del fango sotto alla curva di SFG_0. Mantenendosi comunque sopra l'SFG_90, l'evoluzione del collasso dovrebbe essere stabile e, una volta formata una limitata ovalizzazione, non dovrebbe evolvere ulteriormente. Al di sotto di questo valore, invece, è altamente probabile un'evoluzione incontrollata del collasso, che porterebbe alla perdita del foro. Per questo motivo, si raccomanda di non scendere mai al di sotto della curva di SFG_90 per fori verticali. In caso di deviazione, è possibile che le limitazioni siano più restrittive.

La traiettoria del pozzo influenza la stabilità del foro; per questo motivo, se dovessero esserci delle modifiche nelle traiettorie sarà necessario rivedere lo studio, in quanto questo potrebbe implicare dei cambiamenti nella curva di Collasso e di conseguenza nella finestra di MW.

A valle dello studio effettuato sul pozzo di riferimento, le seguenti ipotesi sono state definite e utilizzate per i modelli predittivi:

- Un regime di normal faulting è stato ipotizzato per il campo (stress verticale > stress orizzontale massimo > stress orizzontale minimo);
- L'orientazione dello stress orizzontale massimo è stata definita intorno ai 30°, sulla base dei dati provenienti dalla World Stress Map, come da figura sottostante [Heidbach O., Rajabi M., Reiter K., Ziegler M.O. (2019) World Stress Map. In: Sorkhabi R. (eds) Encyclopedia of Petroleum Geoscience. Encyclopedia of Earth Sciences Series. Springer, Cham. https://doi.org/10.1007/978-3-319-02330-4_195-1];
- Il fattore K di spinta per la stima del dello sforzo orizzontale massimo è stato posto a 0.2 (limitata anisotropia);
- Il coefficiente di Poisson è stato ricavato dai valori di fratturazione forniti, mediante la formula di Eaton. Il suo valore è stato posto a 0.4;
- Per la stima dei parametri geomeccanici, è stato usato il metodo di Lal, che ha dato risultati che meglio si accordavano con gli eventi di pozzo;
- Per il calcolo del Limite al Collasso, è stato applicato il criterio di rottura di Mohr Coulomb, che ha dato risultati compatibili con gli eventi di pozzo.



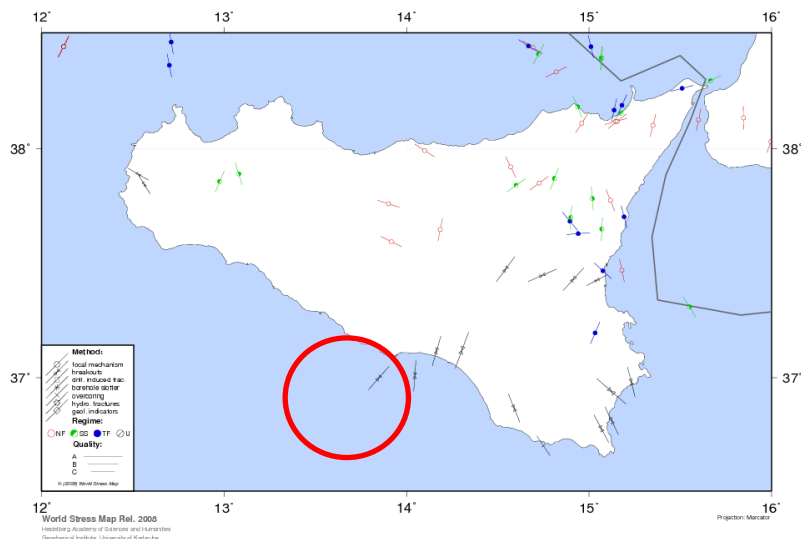
PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: CASSIOPEA 2 Dir

PAG. 23

DI 117

SEZ. 4 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

eni Natural Resources - Upstream



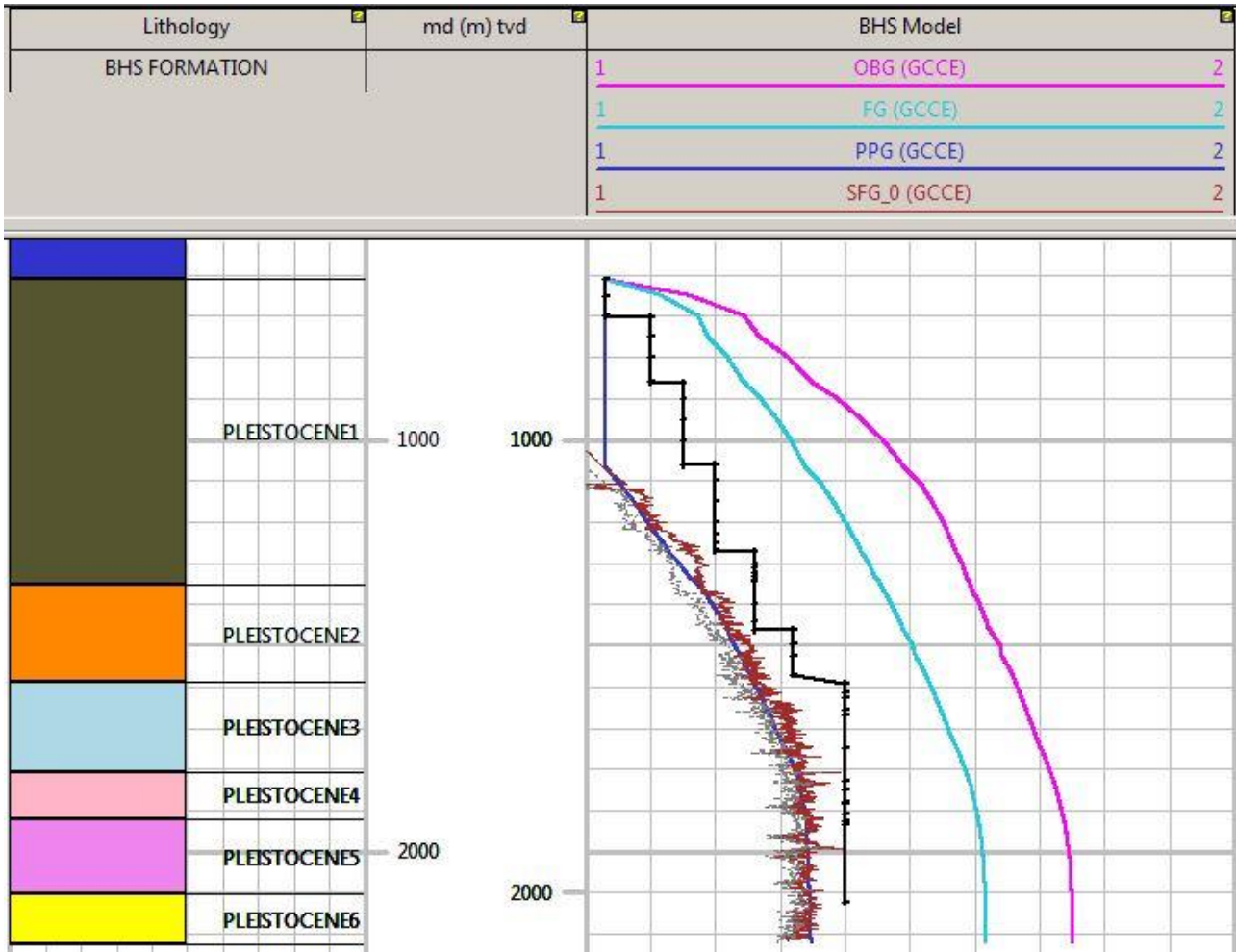
Tutti i dati utilizzati per questo studio sono stati forniti da Eni HQ o sono stati reperiti nei database aziendali.



1.9.1 CASSIOPEA 1 DIR – ANALISI POST-DRILL

Per il pozzo di riferimento Cassiopea 1 Dir, è stato costruito un modello post-drill basato sui dati di pozzo e calibrato con gli eventi riscontrati durante le operazioni.

Qui di seguito è riportato il modello finale:



Cassiopea 1 Dir WBS

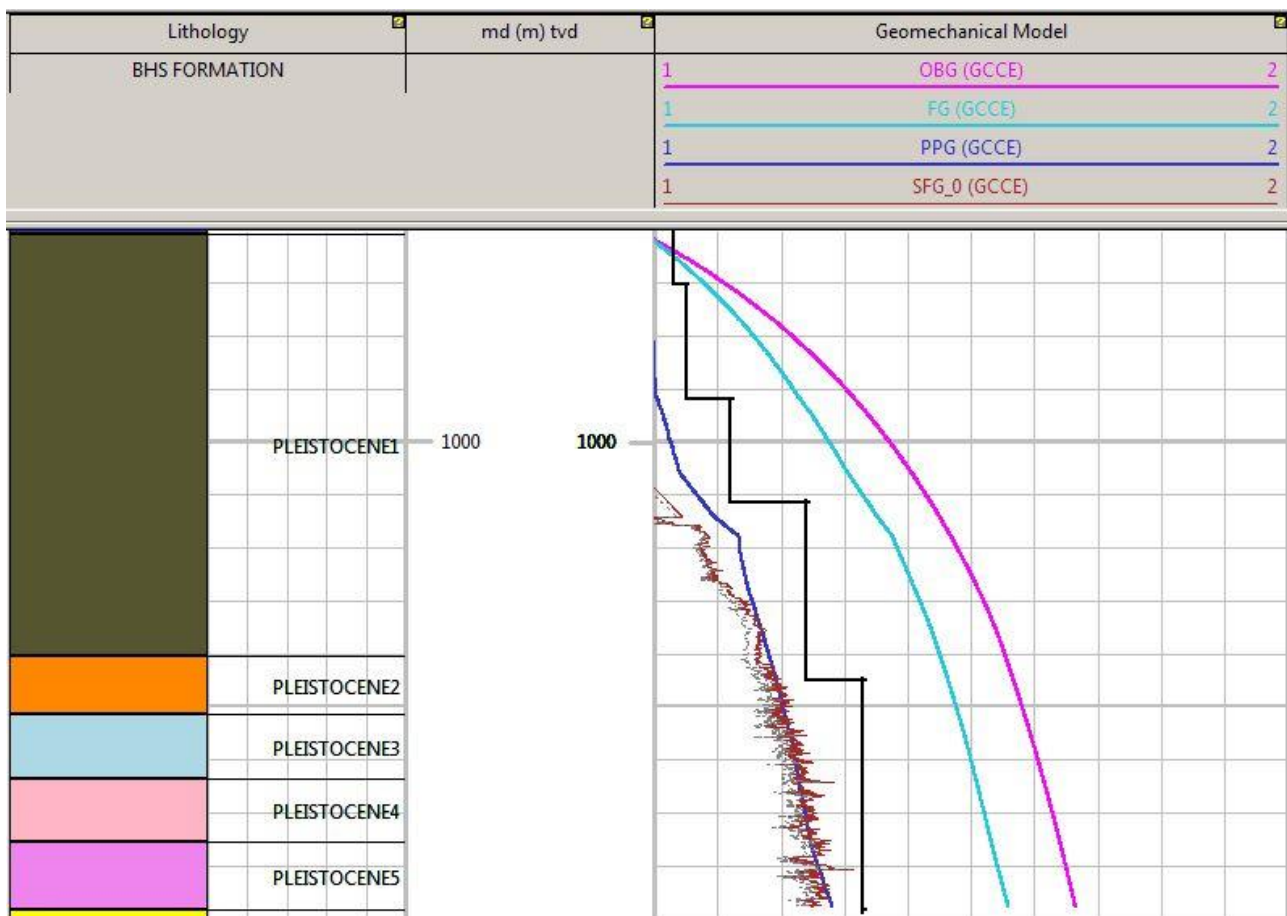
In particolare, non sono stati riscontrati eventi correlabili con instabilità del foro.



1.9.2 ANALISI DI CASSIOPEA 2

Per il pozzo Cassiopea 2, è stato creato un modello predittivo basato sulle ipotesi ricavate dal pozzo di riferimento. Le assunzioni sono state mappate in base alla litologia comune.

Il modello di stabilità foro ricavato è riportato qui di seguito:



Cassiopea 2 WBS

Il peso del fango pianificato è sempre al di sopra della curva SFG_0, ed è pertanto accettabile.



**PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE
POZZO: CASSIOPEA 2 Dir**

PAG. 26

DI 117

SEZ. 4 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

eni Natural Resources - Upstream

2 SEQUENZA OPERATIVA

2.1 INFORMAZIONI PRELIMINARI

Visti i dati post drilling dei due pozzi offset Argo 2 e Cassiopea 1 dir (molto vicini alla location di Cassiopea 3), e considerato la bassa probabilità di fenomeni di shallow gas evidenziata dallo studio di Geo Hazard (GEOM-2022037-ST-RAT-01, che ha esaminato i dati sismici precedentemente acquisiti), allo stato attuale non è previsto un pilot hole firm.

Inoltre, stante le informazioni attuali acquisite durante la perforazione dei pozzi offset, la sequenza operativa di seguito riportata considera come scenario base quanto effettuato nei pozzi di riferimento, ossia perforazione foro da 42" per conductor da 36".

Per la sequenza operativa alternativa nel caso in cui, da evidenze operative, risulti possibile l'opzione jetting, vedasi appendice.

2.2 PREPARATIVI ED OPERAZIONI PRELIMINARI

Il rig verrà posizionato con l'ausilio di un sistema DGPS. Le coordinate finali verranno certificate da un DGPS indipendente. La posizione finale dovrà rientrare in un raggio di 10 m dalle seguenti coordinate e verrà verificato da una compagnia topografica indipendente:

Datum	HAYFORD INTERNATIONAL 1924 / ROMA MM
Coordinate Geografiche	Latitudine: 36° 56' 12.903" N Longitudine 13° 43' 53.547" E:
Coordinate Metriche	Latitudine: 4088692.56 N Longitudine 2407036.71 E
Proiezione	GAUSS – BOAGA

Due array di transponder per il sistema di posizionamento dinamico saranno posizionati a fondo mare tramite ROV.

Sequenza operativa principale (Rig B)

- Eseguire test ROV
- Posizionare transponder con l'ausilio dell'ROV (in alternativa i transponder possono essere discesi con landing string e successivamente posizionati con ROV).
- Eseguire Calibrazione Trasponders.
- Eseguire controllo fondo mare (seabed survey) con l'ausilio dell'ROV.

Sequenza operativa simultanea (Rig A)



**PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE
POZZO: CASSIOPEA 2 Dir**

PAG. 27

DI 117

SEZ. 4 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

eni Natural Resources - Upstream

- Assemblare 24"x42" BHA verificando la corretta distanza tra scalpello da 24" e hole opener da 42", **assicurarsi che i nozzles dell'hole opener siano tappati.**
- Preparare cuscini Hi-Vis e Kill Mud a 1.4 kg/L per le fasi riserless (vedasi paragrafo programma fango).
- Assemblare 36" Cam Actuated Running tool (CART) con uno stand di HWDP e stivare in torre;
- Assemblare stand di cementazione e stivare in torre;
- Installare seat protector nel 18 3/4" High Pressure housing
- Assemblare 18 3/4" CART con inner string e stivare in torre;
- Ingaggiare CART con 18 3/4" High Pressure housing;
- Assemblare seat protector Running/Retrieving tool stand e stivare in torre;

2.3 PERFORAZIONE FORO 24"x42"

Sequenza operativa principale (Rig A)

- Discendere 24"x42" BHA, opportunamente spezzonata, osservando con ROV l'arrivo a fondo mare, verificare le coordinate (tolleranza ammessa di 10 m dalle coordinate fornite da programma);
- Perforare foro da 24"x42" fino a 703 m TVD RKB (infissione CP 36" da fondo mare: 92 m)

Parametri Perforazione foro 24"x42"			
	PORTATA [L/MIN]	WEIGHT ON BIT [TON]	ROP [m/hr]
Perforazione 24" x 42"	3000 -4000*	Come Richiesto	Controllato (<20)
* Da Verificare secondo requisiti BHA			
Proprietà Fango			
	DENSITA' [KG/L]	VISCOSITA' [SEC/L]	YP [lb/100 ft2]
SW - GE (Seawater and Hi-Vis Pill)	1.05 – 1.07	> 100	30 - 35

NOTA: Una vasca di riserva con Kill Mud a 1,4 sg deve sempre essere disponibile in caso di shallow gas o di "water flow".

Nel caso questi fenomeni dovessero verificarsi, spiazzare l'intero foro con kill mud alla densità richiesta. È suggerito di continuare la circolazione durante i movimenti in alto della batteria, così da ridurre fenomeni di postonaggio. In considerazione dell'elevata portata potenzialmente richiesta in caso di shallow gas, dovrebbero essere usate dusi larghe per assicurare un'adeguata TFA allo scalpello, in quanto alte portate possono essere raggiunte durante le operazioni di killing dinamico. A fine fase spiazzare foro con pad mud a 1,2 s.g.

- Eseguire le manovre di aggiunta lunghezze ed eventuali manovre lentamente, al fine di evitare fenomeni di pistonaggio



**PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE
POZZO: CASSIOPEA 2 Dir**

PAG. **28**

DI **117**

SEZ. 4 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

eni Natural Resources - Upstream

- A TD circolare cuscino viscoso e spiazzare con pad mud a 1,2 sg;
- Eseguire manovra di controllo foro estraendo batteria da 24"x42" fino a fondo mare e ridiscendendo la stessa al fondo. Ripassare eventuali tratti che presentano forzamenti.
- Estrarre batteria da 24"x42".

Sequenza operativa simultanea (Rig B) durante la perforazione del top hole

- Assemblare e discendere 36" CP come da seguente tabella (space out finale da confermare con lunghezze effettive)

Joints (number)	DESCRIPTION	PIPE CHARACTERISTICS				Length (meters)		Weight (ton)			Depth (m)
		OD (inch)	WT (lb/ft)	Grade	Connection	Partial	Total	Single Air	Total Air	Total Mud	
1	Shoe joint	36	556.2	X 56	Leopard SD2 RB	13.0	13.0	6.0	6.0	5.16	703.0
6	Intermediate Joint	36	556.2	X 56	Leopard SD2 RB	75.0	88.0	34.5	40.5	34.9	690.0
										Joint Top	615.0

**average effective casing length assumed of 12.5m*

2.4 DISCESA E CEMENTAZIONE 36" CP

Sequenza operativa principale (Rig B)

- Muovere Rig B su centro pozzo
- Il CP da 36" verrà settato a 703m MD/TVD RKB, con uno stick -up approssimativamente di 3 m;
- Discendere giunti CP 36" e 36" Wellhead Housing
- Discendere all'interno del CP lo stinger formato da DP con bottom a circa 15 mt dalla scarpa del C.P. 36".
- Installare il C.A.R.T. al Conductor Housing, e discendere a livello mare.
- Discendere C.P. con landing string D.P. riempiendo ad ogni lunghezza. Posizionare il bottom dell'housing a circa 1.5 mt dal fondo mare, controllare l'inclinazione.
- Montare le linee di superficie e testarle.
- Circolare il volume interno controllando con ROV la tenuta tra R.T e 36" housing.
- Cementare secondo l'allegato programma di cementazione. Verificare sempre con ROV l'avvenuto ritorno della malta a fondo mare.
- Attendere l'avvenuta presa del cemento quindi rilasciare gradualmente il tiro.
- Svincolare ed estrarre il R.T., controllare l'inclinazione con ROV e Slope Indicator.

Sequenza operativa simultanea (Rig A) durante discesa e cementazione 36" CP

- Assemblare e discendere batteria da 24"
- Preparare cuscini Hi-Vis e Kill Mud a 1.4 kg/L per le fasi riserless (vedasi paragrafo programma fango).



**PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE
POZZO: CASSIOPEA 2 Dir**

PAG. 29

DI 117

SEZ. 4 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

eni Natural Resources - Upstream

2.5 PERFORAZIONE FORO 24”

Sequenza operativa principale (Rig A)

- Muovere Rig A su centro pozzo
- Continuare discesa BHA, controllando con ROV imboccare 36” housing .
- Eseguire tag top del cemento e iniziare il fresaggio dello stesso a parametri ridotti.
- Perforare foro da 24” con acqua di mare e cuscini viscosi fino alla profondità di 920 m MD/TVD RKB. (lunghezza minima Rat hole 10 m, quota infissione 20” 309m).

	CIRCULATING RATE [l/min]	ROTARY REVOLUTION [RPM]	WEIGHT ON BIT [ton]	RATE OF PENETRATION [m/hr]
Drill 24”	3000 – 4000	Come richiesto	Come richiesto	Controllato (<20)

MUD TYPE	MUD DENSITY [Kg/l]	Viscosity	YP[lb/100ft ²]
SW-GE (Seawater and Hi-Vis pills)	1.05 – 1.07	> 100 [sec/l]	31– 35

NOTA: Una vasca di riserva con Kill Mud a 1,4 sg deve sempre essere disponibile in caso di shallow gas o di “water flow”.

Nel caso questi fenomeni dovessero verificarsi, spiazzare l'intero foro con kill mud alla densità richiesta. È suggerito di continuare la circolazione durante i movimenti in alto della batteria, così da ridurre fenomeni di postonaggio. In considerazione dell'elevata portata potenzialmente richiesta in caso di shallow gas, dovrebbero essere usate dusi larghe per assicurare un'adeguata TFA allo scalpello, in quanto alte portate possono essere raggiunte durante le operazioni di killing dinamico. A fine fase spiazzare foro con pad mud a 1,2 s.g.

- A TD spiazzare cuscinio viscoso e continuare a circolare con Pad Mud a 1,2 Kg/L.
- Registrare survey di verticalità con MWD.
- Estrarre batteria fino a 703 m (Scarpa 36” CP) ridiscendere al fondo controllando forzamenti (ripassare eventuali tratti con forzamento, spiazzare nuovamente pad mud)
- Estrarre batteria da 24”.
- Eseguire preparativi per discesa 20” Casing.

Sequenza operativa simultanea (Rig B) durante perforazione foro 24”

- Assemblare e discendere la colonna 20”, testare la funzionalità della valvola della scarpa;
- Installare Giunto “Sub mud line receptacle” ed eseguire space out in modo da avere il casing hanger da 16” settato a 820 m MD/TVD RKB.
- Discendere la colonna come da seguente tabella (space-out finale da confermare secondo lunghezze effettive):



**PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE
POZZO: CASSIOPEA 2 Dir**

PAG. **30**

DI **117**

SEZ. 4 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

eni Natural Resources - Upstream

20" Surface Casing

Joints (number)	DESCRIPTION	PIPE CHARACTERISTICS				Length (meters)		Weight (ton)			Depth (m)	
		OD (inch)	WT (lb/ft)	Grade	Connection	Partial	Total	Single Air	Total Air	Total Mud		
1	Shoe Joint	20	130.66	X56	Leopard SD2 60KSI YELD	13.0	13.0	3.3	3.3	2.8	920.0	
23	Intermediate Joints	20	130.66	X56	Leopard SD2 60KSI YELD	287.5	300.5	72.3	75.6	64.0	907.0	
0	Pup Joint	20	130.66	X56	Leopard SD2 60KSI YELD	10.0	310.5	2.5	78.1	66.2	619.5	
											Landing joint Top	609.5

*average effective casing length assumed of 12.5m

- Installare C-plate e discendere Inner String composta da drill pipe con bottom a una distanza di circa 30 m dalla scarpa da 20".
- Installare sull'ultimo giunto del casing la Well Head Housing 18 3/4" 15000 psi (con seat protector installato).

2.6 DISCESA E CEMENTAZIONE 20" CASING.

Wellhead housing e foro devono avere un'inclinazione minore di 1.0 grado.

La scarpa del casing da 20" verrà settata a 920m TVD PTR con uno stick-up approssimativamente di 3 m;

Sequenza operativa principale (Rig B)

- Muovere Rig B su centro pozzo.
- Discendere la colonna 20" con Landing String e apposito running tool, verificare il ritorno attraverso ball valve al top della 18 3/4" WH, **chiudere ball valve.**
- Scendere casing ed eseguire landing su 30".
- Installare e testare linee di superficie per cementazione
- Cementare 20" con risalita della malta a fondo mare controllando con ROV il ritorno della stessa dalle shallow flow devices; come da programma di cementazione
- Con l'ausilio dell'ROV chiudere le 4 shallow flow devices;
- Svincolare e sollevare il running tool estrarre l'Inner String, lavare la WH area.

Sequenza operativa simultanea (Rig A) durante discesa e cementazione 20" csg

- Estrarre batteria 24" e sdoppiare.
- Eseguire preparativi per discesa BOP
 - Eseguire controlli e ingrassaggio H4 Connector, installare VX Gasket.
- Discendere il BOP Stack 18 3/4" 15000 psi con il Marine Riser eseguendo choke e kill lines pressure test come da procedure del drilling contractor



eni Natural Resources - Upstream

PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: CASSIOPEA 2 Dir

PAG. 31

DI 117

SEZ. 4 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

2.7 DISCESA E CONNESSIONE BOP

Per i valori di pressure test dei BOP (sullo stump e una volta disceso) fare riferimento al capitolo "BOP pressure test". Prima di discendere il BOP Stack sarà necessario effettuare prove di collaudo alla Max. Pressione Operativa su Test Stump o secondo le specifiche della casa costruttrice se diversamente specificato;

Sequenza operativa principale (Rig A)

- Muovere Rig A e allineare BOP a testa pozzo.
- Osservando con ROV controllare il corretto posizionamento del BOP prima di eseguire il latch.
- Eseguire il latch sulla wellhead tenendo il motion compensator aperto.
- Collaudare l'avvenuto aggancio con 30 ton di overpull o secondo le specifiche drilling contractor se diversamente specificato.
- Scaricare peso appoggiando BOP stack.
- Eseguire test connector a secondo procedure operative drilling contractor.
- Tensionare il Riser come da programma di tensionamento;
- Installare diverter system ed eseguire test di funzionalità.
- Assemblare e discendere BOP test tool, eseguire test diverter secondo procedure del drilling contractor (registrare tempi di chiusura).
- Eseguire test di pressione Wellhead - H4 connector contro il test tool a 300/5000 psi.
- Eseguire test BOP. I valori di pressure test sono riportati nel paragrafo "BOP pressure test"
- I test BOP devono essere ripetuti come minimo ogni 21 gg (Well Control Procedures, STAP-P-1-M-26524).
- Eseguire test di pressione IBOP e rotary hose. Le attrezzature di well control equipment di superficie possono essere testate offline durante le fasi riserless.

Sequenza operativa simultanea (Rig B) durante discesa BOP

- Eseguire test di pressione attrezzature di well control equipment di superficie.
- Preparare SES stand con FOSV per test BOP ed esecuzione LOT.
- Assemblare e stivare Hang off tool
- Assemblare Batteria 17 1/2" e stivare in torre.

2.8 FASE DA 17 1/2" PER LINER INTERMEDIO 16" @ 1113 m TVD /1115 MD RKB

Sequenza operativa principale (Rig A)

- Discendere lo scalpello 17 1/2" con BHA stabilizzata, intestare tappo di cemento all'interno del casing shoe track da 20".
- Spiazzare fango LTOBM a densità 1,12 sg.
- Chiudere BOP ed eseguire pressure test casing 20" come da paragrafo "Casing pressure test". Verificare volumi pompanti durante il test. A test ultimato scaricare pressione e aprire BOP. Verificare volumi di ritorno durante lo scarico della pressione.
- Fresare cemento e scarpa con fango LTOBM a densità 1,12 sg, perforare 5 m e circolare;



**PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE
POZZO: CASSIOPEA 2 Dir**

PAG. **32**

DI **117**

SEZ. 4 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

eni Natural Resources - Upstream

- Ritirare in scarpa ed eseguire un L.O.T., EMW atteso: 1,25 sg. Per le modalità di esecuzione attenersi strettamente alla specifica STAP-P-1-M-26537 – “Drilling Procedures Manual” (Estratto presente in appendice);
- Perforare seguendo programma di deviazione fino alla quota prevista di tubaggio 16” (1113 m TVD/1115 MD RKB, lasciando almeno 10m di Rat Hole per discesa liner 16”) quindi circolare un bottom up fino a pulizia foro;

CIRCULATING RATE (l/min)	WEIGHT ON BIT (tons)	RATE OF PENETRATION (m/hr)
2500 – 3200 (*)	As required	ROP (10 - 15 m/hr)

MUD TYPE	MUD DENSITY (Kg/l)	PV (cps)	YP [lb/100ft ²]
FW-EP	1,12	15 - 20	4

- Se necessario eseguire una manovra di controllo foro in scarpa e condizionare il fango;
- Estrarre BHA 17 ½”
- Recuperare il Seat Protector;
- Assemblare il submudline casing hanger assy da 16” al Running Tool inserendo il sistema “Single trip tool” con landing string e stivare in torre (riferirsi a procedura operativa Technic FMC).
- Discendere la colonna 16” e testare la funzionalità della valvola della scarpa. Discendere la colonna colmatando, avvitare giunto casing hanger e discendere con landing string.
 - Il TOL da 16” sarà posizionato a 820 m MD/TVD, dove è stato precedentemente disceso il sub-mudline receptacle (riferirsi a procedura operativa Technic FMC).
- Eseguire il landing del submudline liner hanger nell'apposito submudline receptacle, (fare riferimento a procedura FMC).

16"
Liner

Joints (number)	DESCRIPTION	PIPE CHARACTERISTICS				Length (meters)		Weight (ton)			Depth (meters)
		OD (inch)	SW (lb/ft)	Grade	Connection	Partial*	Total	Single Air	Total Air	Total Mud	
1	Float Shoe/ Guide Shoe	16	84	N80Q	W521	0.5	0.5	0.06	0.06	0.05	1115.0
2	Intermediate Joint	16	84	N80Q	W521	25.0	25.5	3.13	3.19	2.62	1114.5
1	Float collar	16	84	N80Q	W521	0.5	26.0	0.06	3.25	2.67	1089.5
2	Intermediate casing joint	16	84	N80Q	W521	25.0	51.0	3.13	6.38	5.24	1089.0
1	Landing Collar Joint	16	84	N80Q	W521	12.5	63.5	1.56	7.94	6.52	1064.0
17	Intermediate casing joint	16	84	N80Q	W521	212.5	276.0	26.56	34.50	28.35	1051.5
1	Liner hanger + pup joint	16	84	N80Q	W521	11.5	287.5	1.44	35.94	29.53	839.0
										TOL	827.5

*average effective casing length assumed of 12.5m

- Montare e testare linee superficiali per esecuzione cementazione
- Circolare e condizionare il fango e successivamente cementare la colonna con risalita della malta



**PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE
POZZO: CASSIOPEA 2 Dir**

PAG. **33**

DI **117**

SEZ. 4 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

eni Natural Resources - Upstream

come da programma di cementazione;

- Collaudare la colonna al contatto tappi (vedasi paragrafo casing pressure test, non superare in ogni caso l' 80% della resistenza del casing a squarciamento). Nel caso non si dovesse raggiungere il contatto tappi, non superare con lo spiazzamento il 50% del volume dello shoe track. In caso di mancato contatto tappi, eseguire il pressure test della colonna dopo l'attesa presa cemento.
- Settare e testare il submudline liner hanger come da procedura FMC.
- Svincolare il Running Tool, circolare per pulizia interno housing BOP ed estrarre.
- Discendere Wear Bushing.

Operazioni Offline (Rig B)

- Sdoppiare batteria perforazione 17 1/2"
- Assemblare batteria 14 3/4" e stivare in torre.
- Assemblare il Casing Hanger 13 3/8" x 18 3/4" al Running Tool inserendo il sistema SSR plug con landing string e stivare in torre..

2.9 FASE 14 3/4 PER CASING INTERMEDIO 13 3/8" @ 1403 m TVD / 1450 MD RKB

- Discendere lo scalpello da 14 3/4", spiazzare fango LTOBM uniformandolo a d = 1.23 kg/l. Fresare cemento e scarpa, pulire il rat hole. Perforare 5 m, circolare e condizionare il fango.
- Ritirare in scarpa ed eseguire un L.O.T., EMW aspettato: 1.34 sg.
- Per le modalità di esecuzione del L.O.T. attenersi strettamente alla specifica STAP-P-1-M-26537 – "Drilling Operations Procedures" (estratto presente in appendice).
- Perforare foro seguendo programma di deviazione fino alla profondità di 1403 mTVD/1450 MD RKB. (lasciando un rat hole di almeno 10 m per discesa casing 13 3/8"). A fine fase circolare fino a pulizia foro. Particolare attenzione va posta nel casing point della colonna da 13 3/8", in quanto a quella profondità iniziano le intercalazioni di sabbia e argilla, per cui la scarpa va settata con attenzione in un setto argilloso.

CIRCULATING RATE (l/min)	WEIGHT ON BIT (tons)	RATE OF PENETRATION (m/hr)
2500 – 3200 (*)	As required	ROP (10 - 15 m/hr)

MUD TYPE	MUD DENSITY (Kg/l)	PV (cps)	YP [lb/100ft ²]
LTSBM	1,23	<30	4

- Se necessario eseguire una manovra di controllo foro in scarpa e condizionare il fango.
- Estrarre Batteria di perforazione e stivare in torre
- Recuperare il Seat Protector.



**PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE
POZZO: CASSIOPEA 2 Dir**

PAG. **34**

DI **117**

SEZ. 4 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

eni Natural Resources - Upstream

- Discendere la colonna 13 3/8" e testare la funzionalità della valvola della scarpa. Discendere la colonna colmatando, avvitare casing hanger e discendere con landing string. Appoggiare il casing hanger sulla Wellhead Housing con l'ausilio del Motion Compensator.

13 3/8" casing

Joints (number)	DESCRIPTION	PIPE CHARACTERISTICS				Length (meters)		Weight (ton)			Depth (meters)
		OD (inch)	SW (lb/ft)	Grade	Connection	Partial*	Total	Single Air	Total Air	Total Mud	
1	Float Shoe	13 3/8	68	J55	W623 DPLS	0.5	0.5	0.05	0.05	0.04	1450.0
2	Intermediate Joint	13 3/8	68	J55	W623 DPLS	25.0	25.5	2.68	2.73	2.2	1449.5
1	Float collar	13 3/8	68	J55	W623 DPLS	0.5	26.0	0.05	2.79	2.2	1424.5
63	Intermediate Casing Joint	13 3/8	68	J55	W623 DPLS	787.5	813.5	84.38	87.17	70.1	1424.0
1	Casing Hanger Joint	13 3/8	68	J55	W623 DPLS	6.0	819.5	0.64	87.81	70.6	636.5
1	Landing String	13 3/8	68	J55	W623 DPLS	12.5	832.0	1.34	89.15	71.7	630.5
1	Pup Joint	13 3/8	68	J55	W623 DPLS	6.0	819.5	0.64	89.79	72.2	618.0
										Landing Joint Top	612.0

*average effective casing length assumed of 12.5m

- Installare e testare linee di superficie per esecuzione cementazione
- Circolare e condizionare il fango, successivamente cementare la colonna con risalita della malta come da programma di cementazione.
- Collaudare la colonna al contatto tappi (come da paragrafo casing pressure test, non superare in ogni caso l' 80% della resistenza del casing a squarciamento). Nel caso non si dovesse raggiungere il contatto tappi, non superare con lo spiazzamento il 50% del volume dello shoe track. In caso di mancato contatto tappi, testare il casing dopo l'attesa presa cemento.
- Settare e testare l'Annulus Seal Assembly 13 3/8" x 18 5/8" secondo le specifiche della contrattista, registrare i volumi pompati e recuperati durante il test. non eccedere l' 80% del valore del Collapse del Csg 13 3/8"
- Svincolare il Running Tool, circolare per pulizia interno housing BOP ed estrarre.
- Estrarre testing tool e discendere Wear Bushing.

Operazioni Offline (Rig B)

- Sdoppiare batteria 14 3/4"
- Assemblare batteria di perforazione 12 1/4" e stivare in torre.
- Assemblare il Casing Hanger 9 5/8" x 18 3/4" al Running Tool inserendo il sistema SSR plug con landing string e stivare in torre..

2.10 FASE DA 12 1/4" PER CASING PRODUZIONE 9 5/8" @ 1748 m TVD, 1889,11 m MD RKB

- Discendere lo scalpello da 12 1/4", fresare cemento e scarpa, pulire il rat hole. Perforare 5÷10 m e circolare condizionando il fango uniformandolo a d = 1,33 kg/l.



**PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE
POZZO: CASSIOPEA 2 Dir**

PAG. **35**

DI **117**

SEZ. 4 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

eni Natural Resources - Upstream

- Ritirare in scarpa ed eseguire un L.O.T., EMW aspettato: 1,46 sg.
- Per le modalità di esecuzione del L.O.T. attenersi strettamente alla specifica STAP-P-1-M-26537 – “Drilling Operations Procedures”.
- Perforare seguendo il profilo di deviazione fino alla profondità di 1748 TVD RKB, 1889,11m MD RKB. A fine fase, circolare fino a pulizia foro.

CIRCULATING RATE (l/min)	WEIGHT ON BIT (tons)	RATE OF PENETRATION (m/hr)
1600 - 2200 (*)	As required	10-15

MUD TYPE	MUD DENSITY (Kg/l)	PV (cps)	YP [lb/100ft ²]
LTSBM	1,33	<30	4

- Se necessario eseguire una manovra di controllo foro in scarpa e condizionare il fango.
- Estrarre Batteria
- Registrare log come da programma di geologia operativa.
- Recuperare Wear Bushing
- Assemblare il Casing Hanger 9 5/8" x 18 3/4" al Running Tool inserendo il sistema SSR plug con landing string e stivare in torre.
- Discendere la colonna 9 5/8" (i giunti sotto packer devono essere 13Cr) e testare la funzionalità della valvola della scarpa. Discendere la colonna colmatando, avvitare casing hanger e discendere con landing string. Appoggiare il casing hanger sulla Wellhead Housing con l'ausilio del Motion Compensator.

9 5/8" liner

Joints (number)	DESCRIPTION	PIPE CHARACTERISTICS				Length (meters)		Weight (ton)			Depth (meters)
		OD (inch)	SW (lb/ft)	Grade	Connection	Partial*	Total	Single Air	Total Air	Total Mud	
1	Float Shoe/ Guide Shoe	9 5/8	53.5	L80 13Cr	TSH BLUE	0.5	0.5	0.04	0.04	0.03	1885.0
2	Intermediate Joint	9 5/8	53.5	L80 13Cr	TSH BLUE	25.0	25.5	1.99	2.03	1.57	1884.5
1	Float collar	9 5/8	53.5	L80 13Cr	TSH BLUE	0.5	26.0	0.04	2.07	1.60	1859.5
2	Intermediate casing joint	9 5/8	53.5	L80 13Cr	TSH BLUE	25.0	51.0	1.99	4.06	3.14	1859.0
1	Landing Collar	9 5/8	53.5	L80 13Cr	TSH BLUE	0.5	51.5	0.04	4.10	3.17	1834.0
97	Intermediate casing joint	9 5/8	53.5	L80 - L8013Cr	TSH BLUE	1212.5	1264.0	96.54	100.64	77.82	1833.5
1	Liner hanger + pup joint	9 5/8	53.5	L80	TSH BLUE DOPELESS	12.0	1276.0	0.96	101.59	78.56	621.0
										TOL	609.0

*average effective casing length assumed of 12.5m

- Installare e testare linee di superficie per esecuzione cementazione
- Circolare e condizionare il fango, successivamente cementare la colonna con risalita della malta come da programma di cementazione.
- Collaudare la colonna al contatto tappi (vedasi paragrafo casing pressure test, non superare in ogni caso l' 80% della resistenza del casing a squarciamento). Nel caso non si dovesse raggiungere il contatto tappi, non superare con lo spiazzamento il 50% del volume dello shoe



**PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE
POZZO: CASSIOPEA 2 Dir**

PAG. **36**

DI **117**

SEZ. 4 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

eni Natural Resources - Upstream

track. In caso di mancato contatto tappi, testare la colonna dopo l'attesa presa cemento.

- Settare e testare l'Annulus Seal Assembly 9 5/8" x 18 5/8" secondo le specifiche FMC, registrare i volumi pompati e recuperati durante il test. Non eccedere l' 80% del valore del Collapse del Csg 9 5/8".
- Svincolare il Running Tool, circolare per pulizia interno housing BOP ed estrarre.
- Eseguire preparativi per operazioni di completamento.

Operazioni Offline (Rig B)

- Sdoppiare batteria 12 1/4"

2.11 KICK TOLERANCE E CHOKE MARGIN

In base alle guidelines per il calcolo della Kick Tolerance contenuta nella procedura "Drilling Design Procedure (STAP-P-1-M-26536 del 15/11/2018), si riportano di seguito i valori ottenuti per le fasi da , 17 1/2", 14 3/4", 12 1/4":

Diametro Foro	Volume Kick Tolerance (m³)	Choke Margin (kg/cm²)
24"	-	-
17 1/2"	15.8	12
14 3/4"	8.4	12
12 1/4"	7.2	19

2.12 CAROTE

Non sono previsti carotaggi.

2.13 WELL TESTING

A fine perforazione il pozzo verrà completato per essere messo in produzione. Non è previsto well testing, è prevista una fase di spurgo, vedasi programma di completamento

2.14 ABBANDONO POZZO

Il pozzo sarà messo in produzione a fine intervento.



PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: CASSIOPEA 2 Dir

PAG. 37

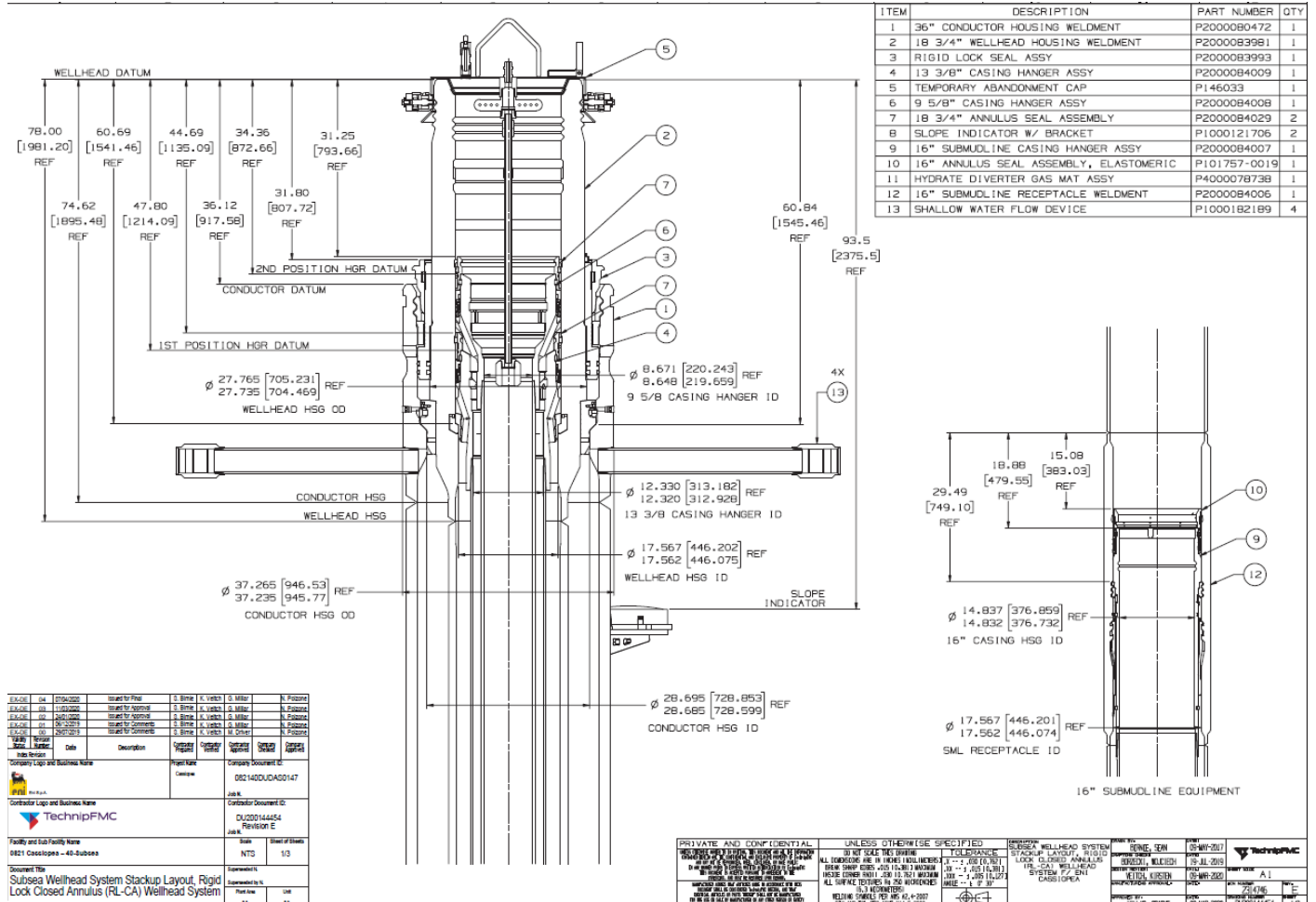
DI 117

SEZ. 4 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

eni Natural Resources - Upstream

3 CONFIGURAZIONE TESTA POZZO E BOP

3.1 SCHEMA TESTA POZZO



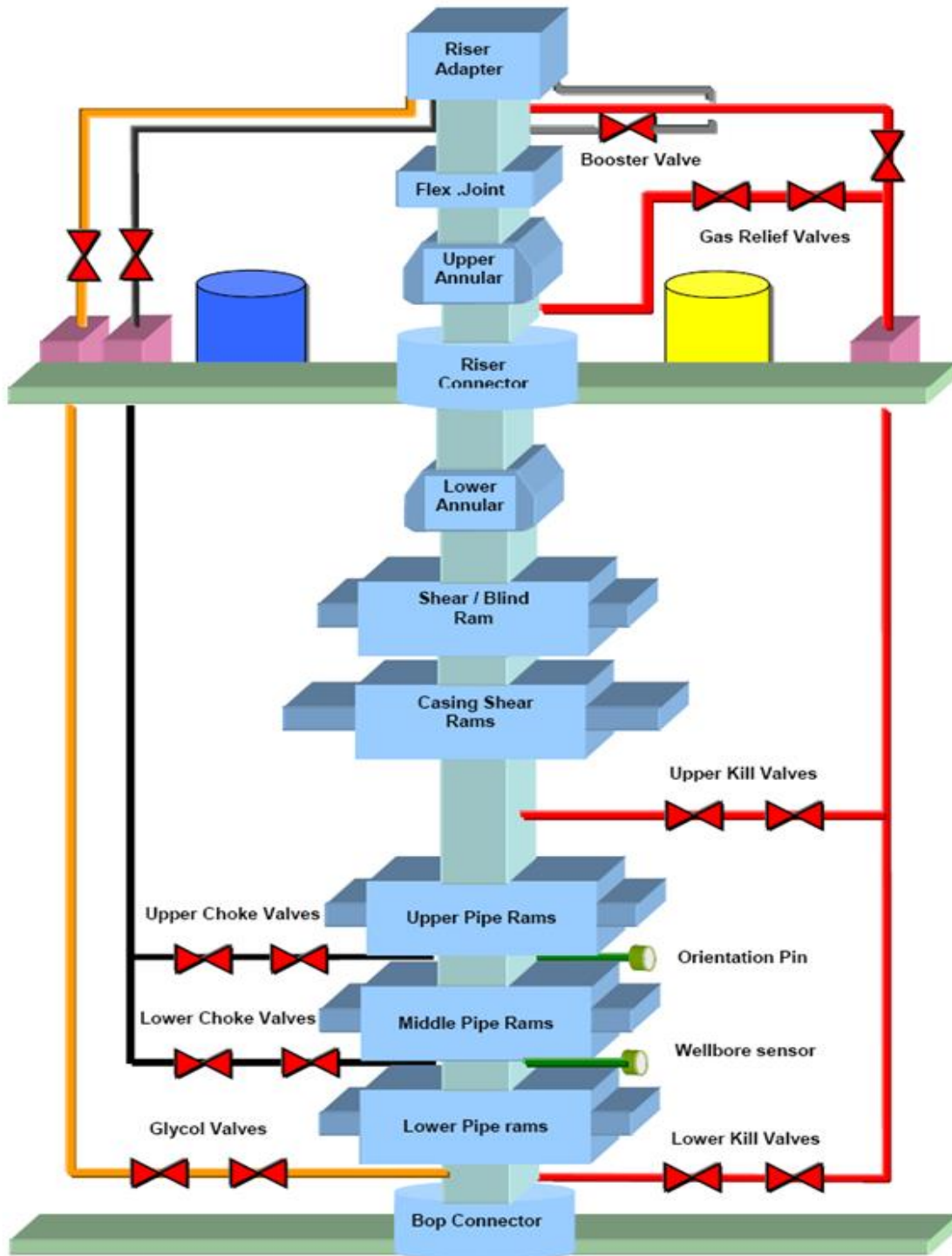
REV	DATE	BY	CHKD	DESCRIPTION
1	07/04/2010	G. MARI	G. MARI	ISSUE FOR PRINT
2	11/09/2010	G. MARI	G. MARI	ISSUE FOR APPROVAL
3	04/05/2011	G. MARI	G. MARI	ISSUE FOR APPROVAL
4	06/22/2011	G. MARI	G. MARI	ISSUE FOR APPROVAL
5	06/22/2011	G. MARI	G. MARI	ISSUE FOR APPROVAL

Company Logo and Business Name	Project Name	Company Document ID
Eni	0821400UCAS0147	
Contractor Logo and Business Name	Job No.	Contractor Document ID
TechnipFMC	DU200144454	
Facility and Sub-Facility Name	Scale	Sheet of Sheets
0821 Cassiopea - 40-Subsea	NTS	1/3
Document Title	Drawn by	Checked by
Subsea Wellhead System Stackup Layout, Rigid Lock Closed Annulus (RL-CA) Wellhead System	AA	AA



3.2 CONFIGURAZIONE BOP

3.2.1 SAIPEM 10000 – CONFIGURAZIONE BOP STACK 18 3/4" X 150000 PSI

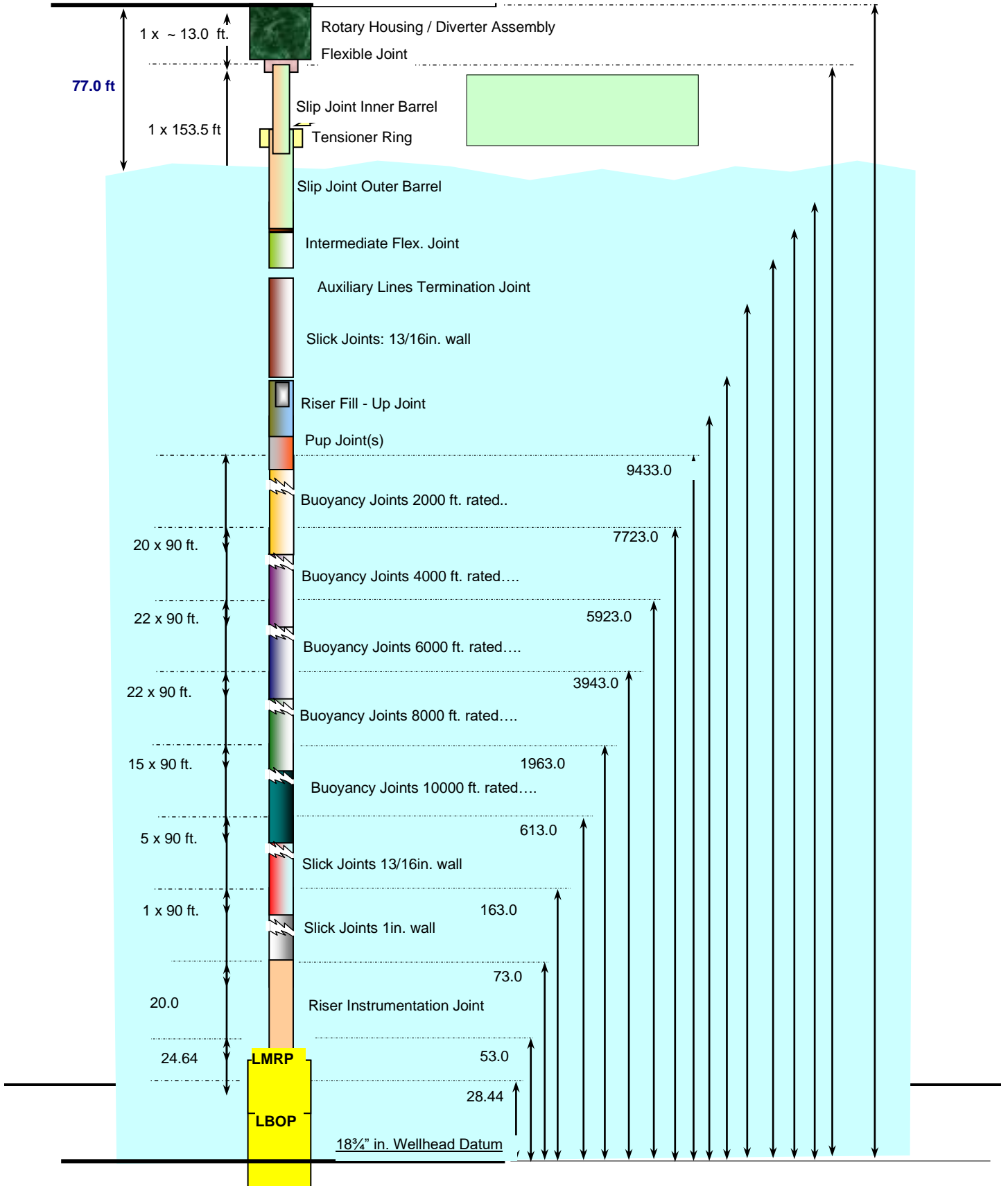




3.2.2 SAIPEM 10000 – INVENTARIO RISER – RUNNING STRING GENERIC

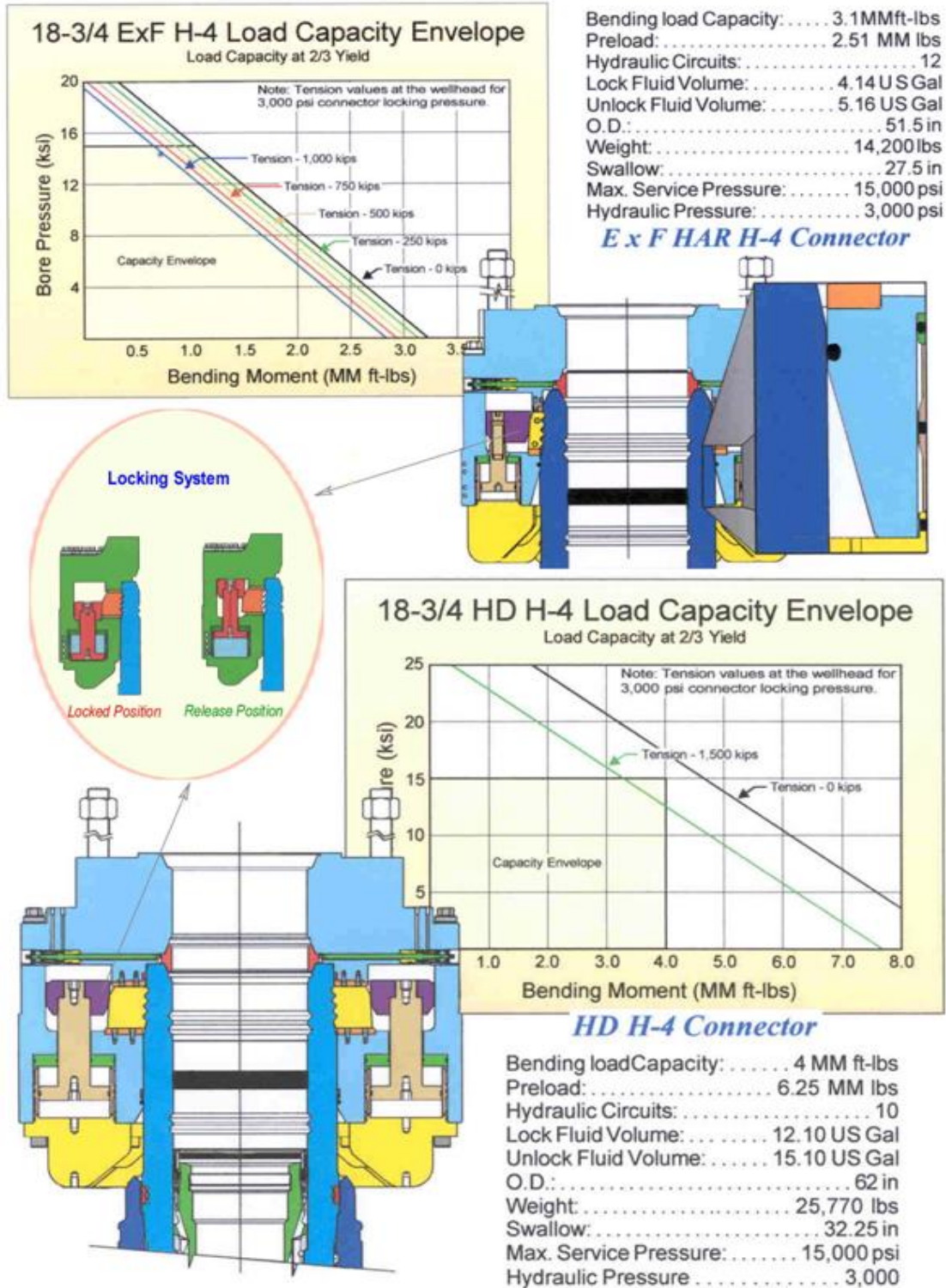
MISURE ESPRESSE IN PIEDI RIFERITE A UNA
PROFONDITA' ARBITRARIA DI 9923 ft + 77.0 ft to RKB
RKB Datum

Note: Operational Draft: 12.5m (41 ft.)
Plimsoll Line, Vessel to RKB: 23.5m (77.0 ft)



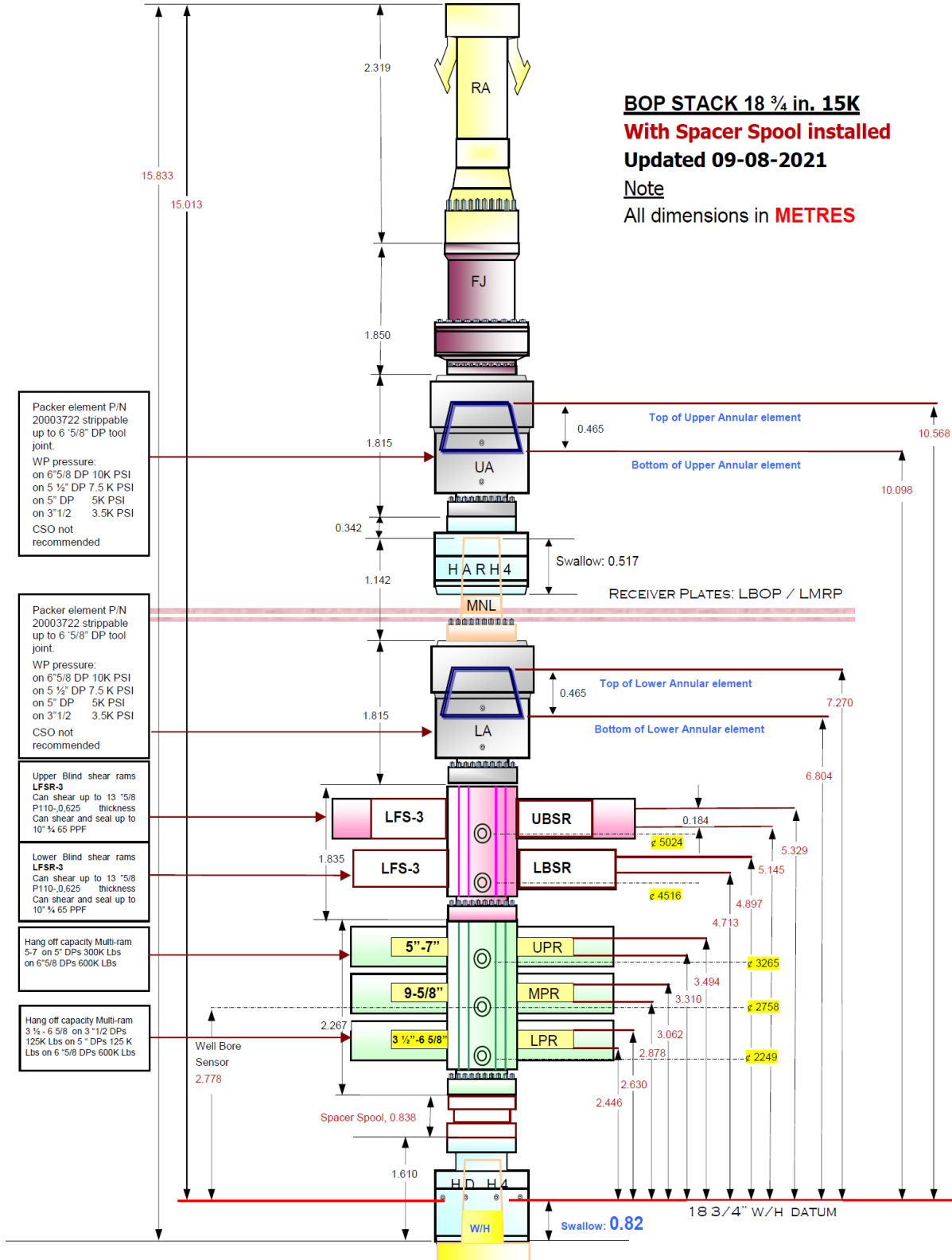


3.2.3 SAIPEM 10000 – H4 CONNECTOR





3.2.4 SAIPEM 10000 –BOP STACK 18 3/4” X 150000 PSI SPACE OUT





**PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE
POZZO: CASSIOPEA 2 Dir**

PAG. **42**

DI **117**

SEZ. 4 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

eni Natural Resources - Upstream

3.2.5 BOP PRESSURE TEST

Per le procedure di BOP a casing pressure test fare riferimento al documento Well Control Procedures STAP P-1-MG-26524 Rev.02 del 22-01-2021 e al bridging document tra operatore e la Drilling Contractor.

NB: I valori di pressure test sono riferiti alla profondità della WH. Per poter calcolare la pressione da applicare in superficie è necessario sottrarre la pressione idrostatica di kill/choke line.

Pressione di Superficie del Test = Test pressure (come da tabella) – (C/K line densità fluido x profondità WH da PTR)/10

Le shear rams verranno testate contro il casing a 1500 psi (pressione riferita a quota wellhead), come previsto da STAP-P-1-MG-26524 rev.02.

• **Drilling of 17 1/2" phase:**

BOP and wellhead Component	Working Pressure		Test Pressure		Max. Anticipated Wellhead Pressure (psi)	
	[psi]		[psi]		Worked-out for Casing Design WH internal Burst condition	
	100%	80%	Lower	Higher	[(Shoe FracPress)-(Press of gas column w/0.3 sg. into casing)]	
Upper Annular Preventer	10000	8000	300	2500	20" CSG shoe depth [m VD RKB]	920
Upper Hydraulic Connector	10000	8000	300	2500	MAX Frac Gradient CSG shoe [kg/cm ² /10m]	1.25
Lower Annular Preventer	10000	8000	300	2500	Fracture Pressure [psi]	1636
Pipe Rams (Fixed-Variable)	15000	12000	300	2500	Hydr. Pressure of Gas Column to WH [psi]	132
Lower Hydraulic Connector	15000	12000	300	2500	Max. Foreseen Internal WH pressure [psi]	1504
Kill and Choke Lines Valves	15000	12000	300	2500	Hydr. Pressure of Water Column [psi]	859
Well Head	15000	12000	300	2500	Hydr. Pressure of Gas Column to WH [psi]	645

• **Drilling of 14 3/4" phase:**

BOP and wellhead Component	Working Pressure		Test Pressure		Max. Anticipated Wellhead Pressure (psi)	
	[psi]		[psi]		Worked-out for Casing Design WH internal Burst condition	
	100%	80%	Lower	Higher	[(Shoe FracPress)-(Press of gas column w/0.3 sg. into casing)]	
Upper Annular Preventer	10000	8000	300	4000	16" CSG shoe depth [m VD RKB]	1113
Upper Hydraulic Connector	10000	8000	300	4000	MAX Frac Gradient CSG shoe [kg/cm ² /10m]	1.34
Lower Annular Preventer	10000	8000	300	4000	Fracture Pressure [psi]	2122
Pipe Rams (Fixed-Variable)	15000	12000	300	4000	Hydr. Pressure of Gas Column to WH [psi]	214
Lower Hydraulic Connector	15000	12000	300	4000	Max. Foreseen Internal WH pressure [psi]	1907
Kill and Choke Lines Valves	15000	12000	300	4000	Hydr. Pressure of Water Column [psi]	859
Well Head	15000	12000	300	4000	Hydr. Pressure of Gas Column to WH [psi]	1049



**PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE
POZZO: CASSIOPEA 2 Dir**

PAG. **43**

DI **117**

SEZ. 4 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

eni Natural Resources - Upstream

• **Drilling of 12 ¼" phase:**

BOP and wellhead Component	Working Pressure		Test Pressure		Max. Anticipated Wellhead Pressure (psi)	
	[psi]		[psi]		Worked-out for Casing Design WH internal Burst condition	
	100%	80%	Lower	Higher	[(Shoe FracPress)-(Press of gas column w/0.3 sg. into casing)]	
Upper Annular Preventer	10000	8000	300	4000	13 3/8 " CSG shoe depth [m VD RKB]	1403
Upper Hydraulic Connector	10000	8000	300	4000	MAX Frac Gradient CSG shoe [kg/cm ² /10m]	1.46
Lower Annular Preventer	10000	8000	300	4000	Fracture Pressure [psi]	2914
Pipe Rams (Fixed-Variable)	15000	12000	300	4000	Hydr. Pressure of Gas Column to WH [psi]	338
Lower Hydraulic Connector	15000	12000	300	4000	Max. Foreseen Internal WH pressure [psi]	2576
Kill and Choke Lines Valves	15000	12000	300	4000	Hydr. Pressure of Water Column [psi]	859
Well Head	15000	12000	300	4000	Hydr. Pressure of Gas Column to WH [psi]	1717

NOTA: BOP I valori di pressione test verranno rettificati in funzione delle caratteristiche del pozzo.



**PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE
POZZO: CASSIOPEA 2 Dir**

PAG. **44**

DI **117**

SEZ. 4 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

eni Natural Resources - Upstream

3.2.6 CASING TEST

I valori di pressure test del casing sono stati calcolati secondo gli eni's standards e le best practices.

Il casing pressure test deve essere eseguito o al contatto tappi o prima di fresare il cemento dello shoe track.

La pressione di superficie del test è stata calcolata in modo da verificare le seguenti condizioni:

- ⇒ Massima pressione differenziale che ci si aspetta alla WH in caso di kick
- ⇒ La pressione differenziale lungo il casing deve essere < 80% casing burst pressure

NOTE: I valori di pressure test verranno rettificati in funzione delle caratteristiche del pozzo

CASING STRING		CASINGS			DEPTH (MD)		BURST (psi)		MUD WEIGHT @Test	PRESSURE TEST	PRESSURE TEST
		weight lb/ft	grade	connection	from	to	100%	80%		(wellhead)	(surface)
					m	m			psi	psi	
20"	CSG	130.66	X56	LEOPARD DSDS	611	915	3200	2560	1.12	2100	1127
16"	LNR	84	N80Q	WEDGE 521	765	1114.88	4330	3464	1.12	2000	1027
13 3/8"	CSG	68	J55	WEDGE 623	611	1449.12	3450	2760	1.23	2600	1531
9 5/8"	CSG	53.5	L80	TSH BLUE DPLS	611	1889.11	7930	6344	1.33	2300	1144



**PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE
POZZO: CASSIOPEA 2 Dir**

PAG. **45**

DI **117**

SEZ. 4 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

eni Natural Resources - Upstream

4 CASING DESIGN

Di seguito si riportano le tabelle riassuntive relative al profilo di tubaggio previsto per il pozzo Cassiopea 2 Dir ed i risultati del casing design.

4.1 SOMMARIO COLONNE DI TUBAGGIO E RELATIVI SF

La tabella riportata di seguito riassume il profilo di tubaggio definito tramite il casing design per il pozzo Cassiopea 2 Dir.

String	OD/Weight/Grade	Connection	MD Interval (m)	Drift Dia. (in)	Minimum Safety Factor (Abs)			
					Burst	Collapse	Axial	Triaxial
Surface Casing	20", 129.400 ppf, X-56	Leopard SD2	611.00-920.00	18.563	3.18	18.84	7.83 C	3.47
Intermediate Liner	16", 84.000 ppf, N-80	Wedge 521	820.00-1114.88	14.822	4.22 C	12.83	3.97 C	5.18
Intermediate Casing	13 3/8", 68.000 ppf, J-55	Wedge 623	611.00-1449.12	12.259	2.25 C	6.25	2.06 C	2.51
Production Casing	9 5/8", 53.500 ppf, L-80	Tenaris Blue	611.00-1889.11	8.500 A	6.50	2.00	5.46 C	2.90

4.2 RISULTATI CASING DESIGN

Le tabelle riportate di seguito, riassumono le caratteristiche dei casing e delle connessioni scelte per il profilo di tubaggio del pozzo Cassiopea 2 Dir.

I safety factor risultanti dal casing design rientrano nei valori accettati dalle policy (STAP-P-1-M-26534-Casing-Design-Procedure-rev-2).



PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: CASSIOPEA 2 Dir

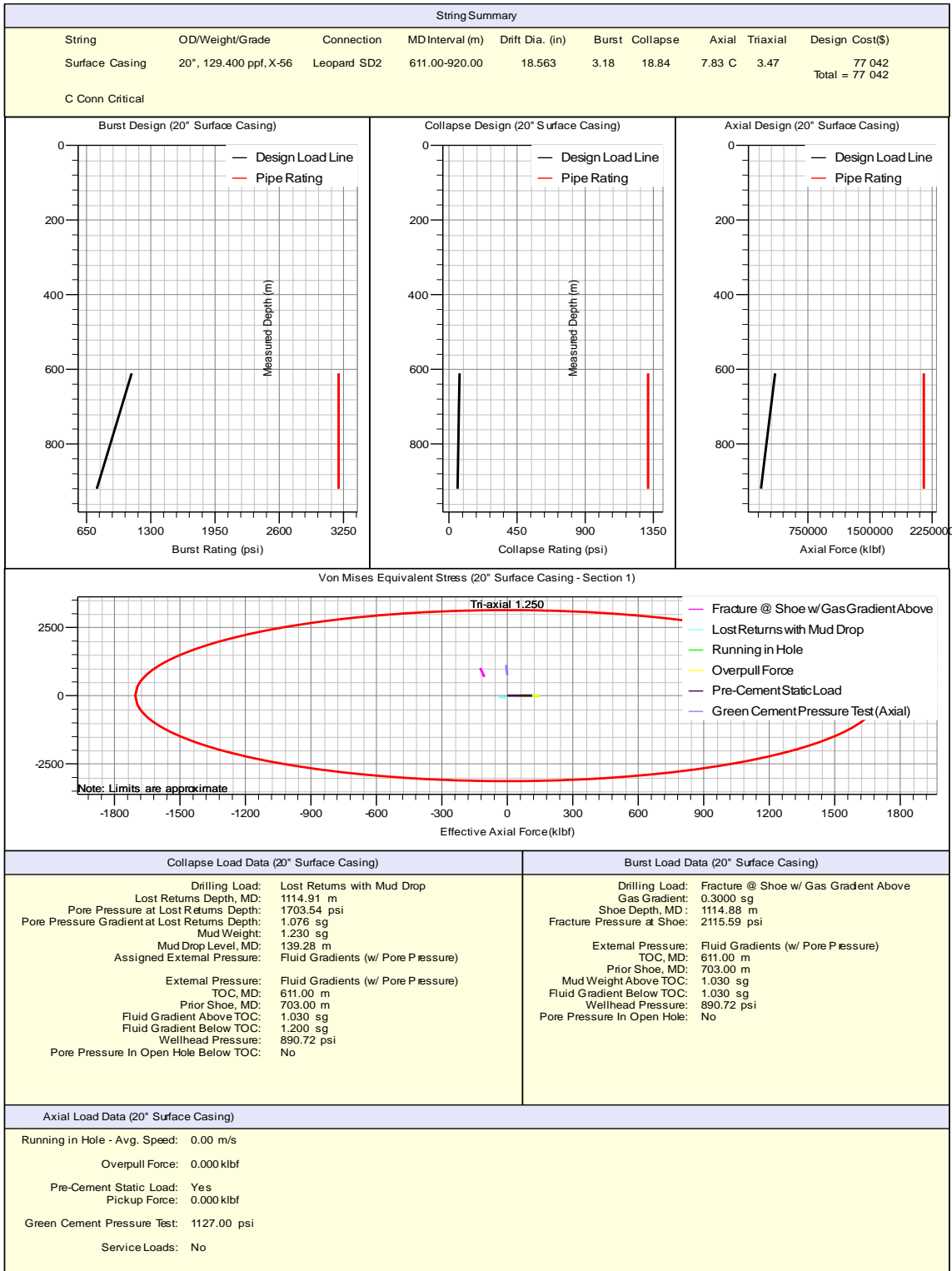
PAG. 46

DI 117

SEZ. 4 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

eni Natural Resources - Upstream

4.2.1 CASING SUPERFICIALE 20"





PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: CASSIOPEA 2 Dir

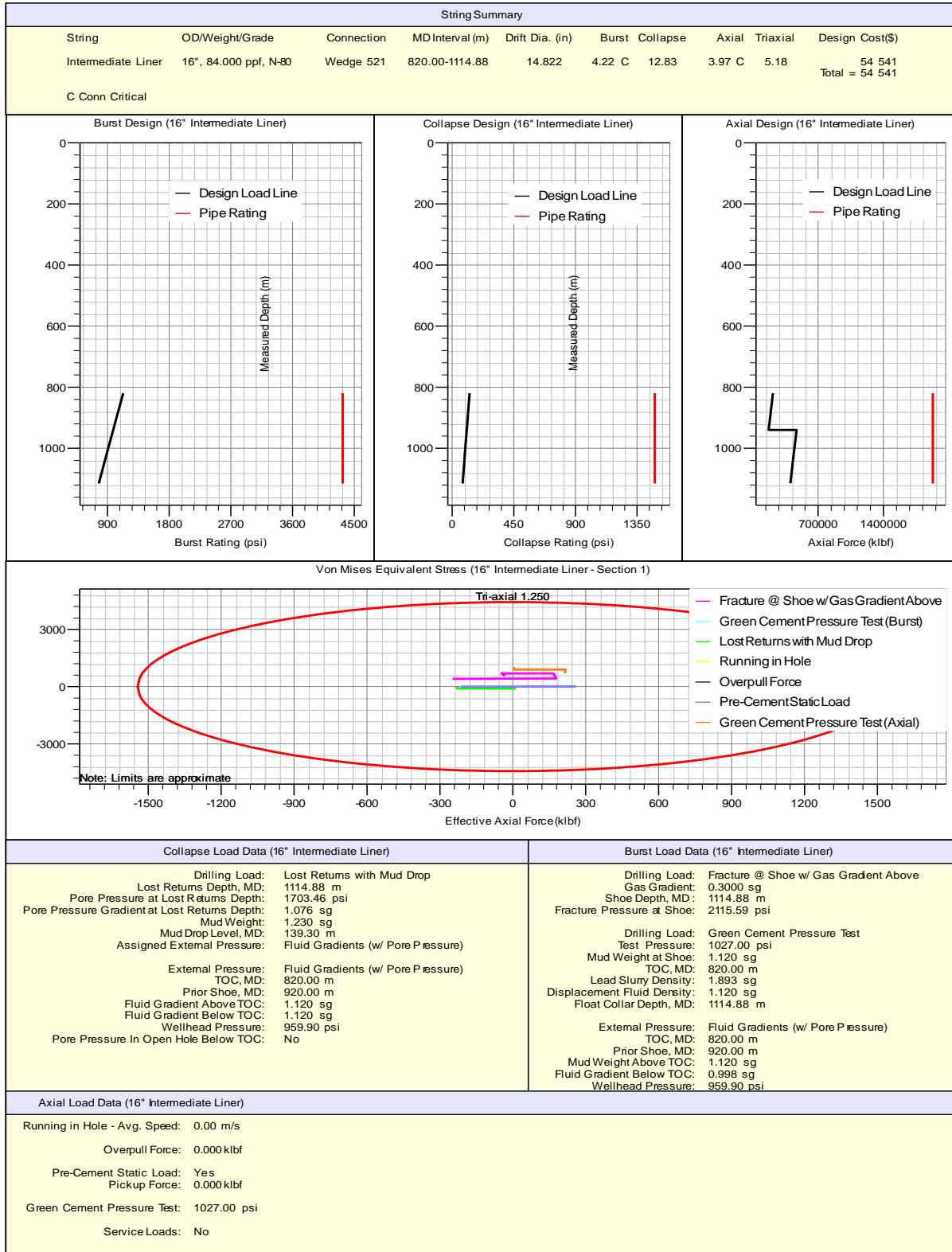
PAG. 47

DI 117

SEZ. 4 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

eni Natural Resources - Upstream

4.2.2 LINER INTERMEDIO 16"





PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: CASSIOPEA 2 Dir

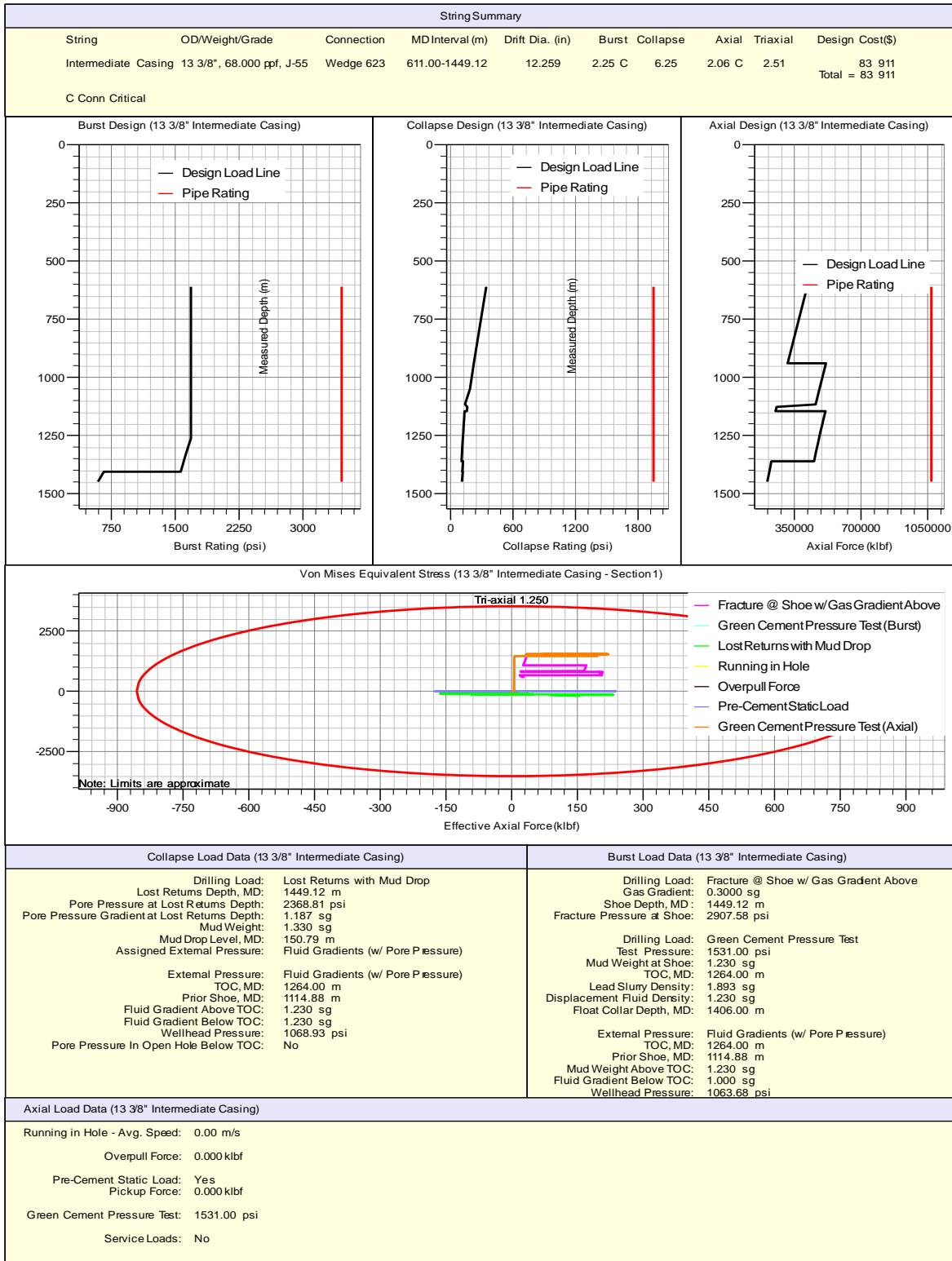
PAG. 48

DI 117

SEZ. 4 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

eni Natural Resources - Upstream

4.2.3 CASING INTERMEDIO 13 3/8"





PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: CASSIOPEA 2 Dir

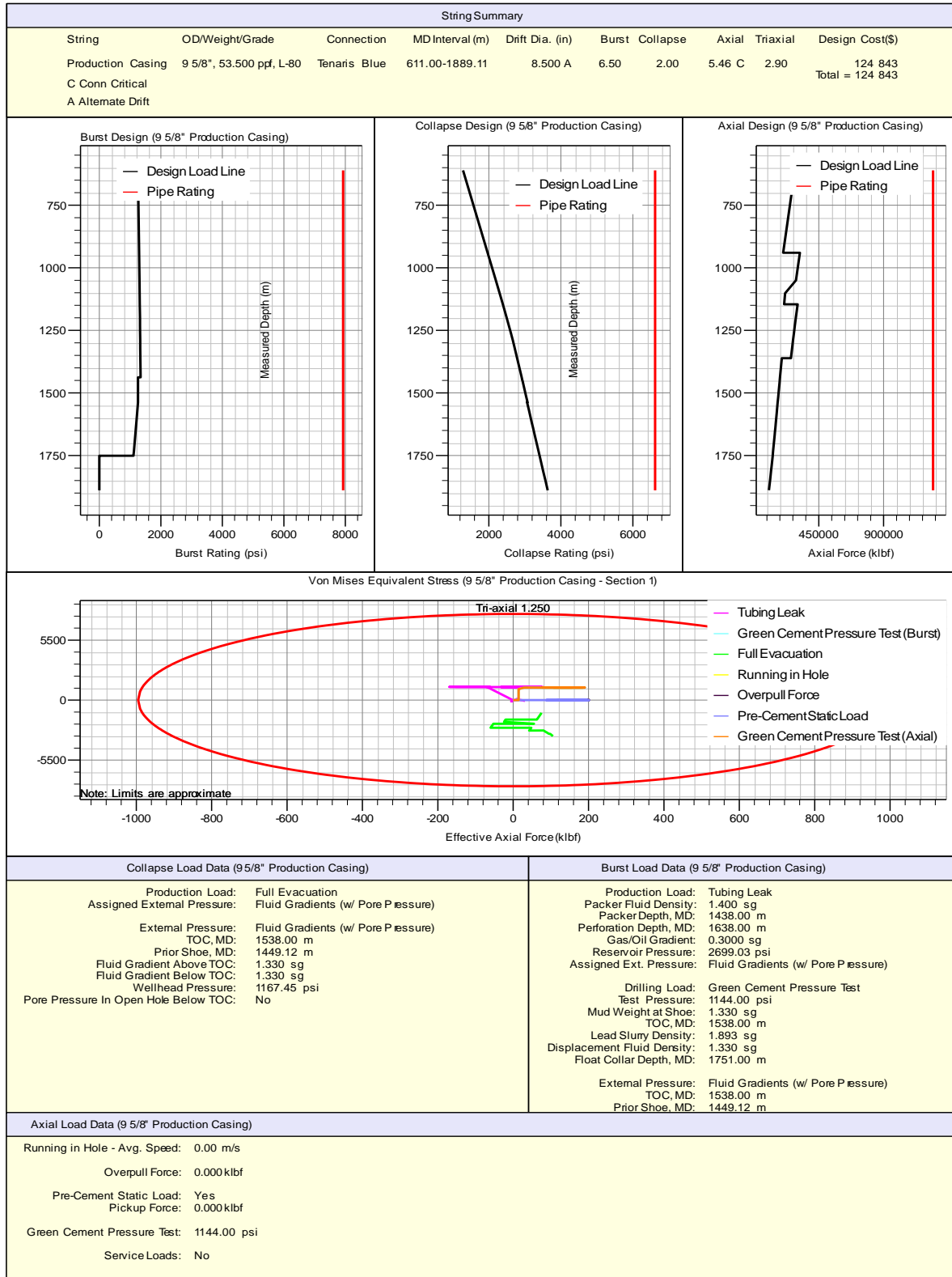
PAG. 49

DI 117

SEZ. 4 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

eni Natural Resources - Upstream

4.2.4 CASING DI PRODUZIONE 9 5/8"





**PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE
POZZO: CASSIOPEA 2 Dir**

PAG. **50**

DI **117**

SEZ. 4 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

eni Natural Resources - Upstream

5 PROGRAMMA FANGO

Tipo di fango	FORO	Profondità misurate (m) RKB		Profondità verticali (m) RKB	Gradiente dei pori max.	Gradiente di fratturazione @shoe	Densità fango
	(in)	Top (m)	Botto m(m)	Bottom (m)	(kg/cm ² /10m)	(kg/cm ² /10m)	(kg/l)
cuscini viscosi / SW+GE	42"	611	703	703	1,03	1,12	1,05 /1,20
cuscini viscosi / SW-GE	24"	703	920	920	1,03	1,25	1,05/1,20
LTOBM	17 1/2"	920	1115	1113	1,08	1,34	1,12
LTOBM	14 3/4"	1115	1450	1403	1,19	1,46	1,23
LTOBM	12 1/4"	1450	1889	1748	1,28	1,55	1,33

Profondità acqua: 586 m msl / 611 m RKB

Le due fasi da 42" + 24" saranno perforate con acqua di mare e cuscini viscosi biodegradabili alla densità di 1,05 Kg/l. Alla TD prima di scendere i casing da 36" e 20", i fori verranno spiazzati con il pad mud alla densità di 1,20 kg/l.

La fase da 17 1/2" sarà perforata con LTOBM appesantito alla densità di 1,12 Kg/l.

La fase da 14 3/4" sarà perforata con LTOBM appesantito alla densità di 1,23 Kg/l.

La fase da 12 1/4" sarà perforata con LTOBM appesantito alla densità di 1,33 Kg/l.

5.1 FORO DA 42" PER CP DA 36" A 703 m

Questa sezione sarà perforata con acqua di mare e cuscini viscosi biodegradabili alla densità di 1,05 Kg/l fino alla profondità di 703 m.

Utilizzare acqua di mare e cuscini viscosi (viscosizzati con polimero biodegradabile/ecocompatibile Guar Gum o Xanthan Gum) per garantire una ottimale pulizia del foro. La frequenza dei cuscini viscosi potrà essere variata in fase operativa per garantire la migliore pulizia del foro. A scopo indicativo si consiglia comunque di spiazzare un cuscino di 5 m³ al termine di ogni asta e di 15-20 m³ alla fine di ogni lunghezza, verificandone al BU l'efficacia.

In caso di necessità utilizzare sodio bicarbonato, sale privo di tossicità, per controllo del pH dei cuscini viscosi ed evitare la proliferazione batterica, visto l'utilizzo del polimero organico.

Per motivi di sicurezza almeno 350 m³ di Kill Mud alla densità di 1,40 kg/l devono essere preparati prima di iniziare la perforazione. Una parte di Kill mud verrà diluita con acqua di mare per confezionare il pad mud alla densità 1,20 kg/l e verrà spiazzato nel foro da 42" per la discesa del CP da 36".

Volimi stimati

Cuscini viscosi (on fly)	m ³	181
Kill Mud a densità 1.4 kg/l	m ³	350
Volume Pad Mud	m ³	700



**PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE
POZZO: CASSIOPEA 2 Dir**

PAG. 51

DI 117

SEZ. 4 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

eni Natural Resources - Upstream

Cuscini viscosi:

Proprietà	Unità	Valore
Densità	Kg/l	1,05
FV	Sec/l	85-100

Prodotto	Concentrazione [kg/m ³]	Quantità [ton]
Xantan Gum	6-8	1,5 Ton
Carbonato di sodio	1	0,18 Ton

Kill mud:

Proprietà	Unità	Valore
Densità	Kg/l	1.40
Viscosità plastica	cp	10-20
Yield Point	g/100 cm ²	10-12
pH	-	8.5-9.0

Prodotto	Concentrazione [kg/m ³]	Quantità [ton]
Amido	10-15	29.8
Xanthan gum	5-8	2.8
Soda caustica	1	0.4
Barite	600	210.0
Biocida	1	0.25

Pad mud:

Il pad mud sarà confezionato con una parte di kill mud e acqua di mare alla densità 1,20 kg/l e sarà spazzato in pozzo alla TD del foro da 42" prima della discesa CP da 36".

Proprietà	Unità	Valore
Densità	Kg/l	1.20 kg/l
Viscosità plastica	cp	ALAP
Yield Point	g/100 cm ²	>12 g/100cm ²
pH	-	8.5 – 9

Prodotto	Concentrazione [kg/m ³]	Quantità [ton]
Amido	10-15	10.5
Xanthan gum	2 - 3	2.1
Soda caustica	1	0.7
Barite	280	196.0



**PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE
POZZO: CASSIOPEA 2 Dir**

PAG. **52**

DI **117**

SEZ. 4 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

eni Natural Resources - Upstream

5.2 FORO DA 24" PER CASING 20" 920 m

Questa sezione sarà perforata con pad mud alla densità di 1,20 Kg/l fino alla profondità di 918 m.

Volumi stimati

Kill Mud a densità 1.4 kg/l	m ³	350
Volume Pad Mud	m ³	875

Pad mud:

Proprietà	Unità	Valore
Densità	kg/l	1.20 kg/l
Viscosità plastica	cp	ALAP
Yield Point	g/100cm ²	>12 g/100cm ²
pH	-	8.5 – 9

Prodotto	Concentrazione [kg/m ³]	Quantità [ton]
Amido	10-15	13.1
Xanthan gum	2 - 3	2.6
Soda caustica	1	0.9
Barite	280	245

5.3 FORO DA 17 ½" PER LINER DA 16" A 1113 m TVD RKB

La fase da 17 ½" sarà perforata con LTOBM alla densità di 1,12 kg/l fino alla quota prevista a 1115/1113 m MD/TVD.

È stato selezionato un fango LTOBM per assicurare in questa fase le migliori performance in termini di:

- inibizione nei riguardi della formazione
- lubricità
- velocità di avanzamento
- rapporto di diluizione
- ottima tolleranza ai LGS.

Mantenere le giuste caratteristiche reologiche in caso di scarsa pulizia del foro evitando possibili pack off.

Ottimizzare al massimo l'efficienza del sistema di rimozione solidi per evitare eccessive diluizioni del sistema e contenere il build up dei solidi. Primaria importanza deve venire data ai vibrovagli ottimizzando la scelta delle reti. L'utilizzo delle centrifughe è raccomandabile per contenere la percentuale di solidi fini.

Questa difficoltà di discesa era già stata riscontrata nel pozzo Argo 2 e Cassiopea 1.



**PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE
POZZO: CASSIOPEA 2 Dir**

PAG. **53**

DI **117**

SEZ. 4 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

eni Natural Resources - Upstream

Proprietà	Unità	Valore
Densità	kg/l	1.12
Viscosità Plastica	cp	21
Yield Point	g/100cm ²	4
Filtrato	cc/30 min	< 15
Solidi	% in vol	< 10
Rapporto O/W	% vol	60/40
Eccesso di calce	kg/m ³	5-10
Salinità fase acquosa	mg/l	200.000

	Volume [m ³]	Density [kg/l]
Volume riser	133	1.12
Casing precedente	55	1.12
Volume foro	30	1.12
Eccesso/diluizione	45	1.12
Volume di superficie	200	1.12
Volume di riserva	500	1.12
Recuperato da fase precedente	0	1.12
Fango totale da preparare	963	1.12

Prodotto	Concentrazione [l/m ³ , kg/m ³]	Quantità [ton, m ³]
OLIO BASE	512	493.1
EMULSIONANTE	32	30.8
RIDUTTORE DI FILTRATO	14-16	15.4
AGENTE BAGNANTE	1-2	1.9
VISCOSIZZANTE	4-6	5.8
FLUIDIFICANTE	1-1.5	1.4
VISCOSIZZANTE	18-25	24.1
ALCALINIZZANTE	15-20	19.3
MATERIALE DI APPESANTIMENTO	200	192.6
CONTROLLO SALINITA'	45	43.3
STABILIZZANTE DEL FORO	20-30	28.9

La formulazione del fango riportata nella precedente tabella è da intendersi come indicativa, in quanto potrebbe cambiare in relazione alla service company utilizzata.

Di seguito i risultati della simulazione idraulica per il foro da 17 ½":

La portata raccomandata per la perforazione è di 2800 l/min considerando un ROP di 10 m/h e 90 RPM. La massima ECD calcolata con questi parametri è di 1,15 kg/l.



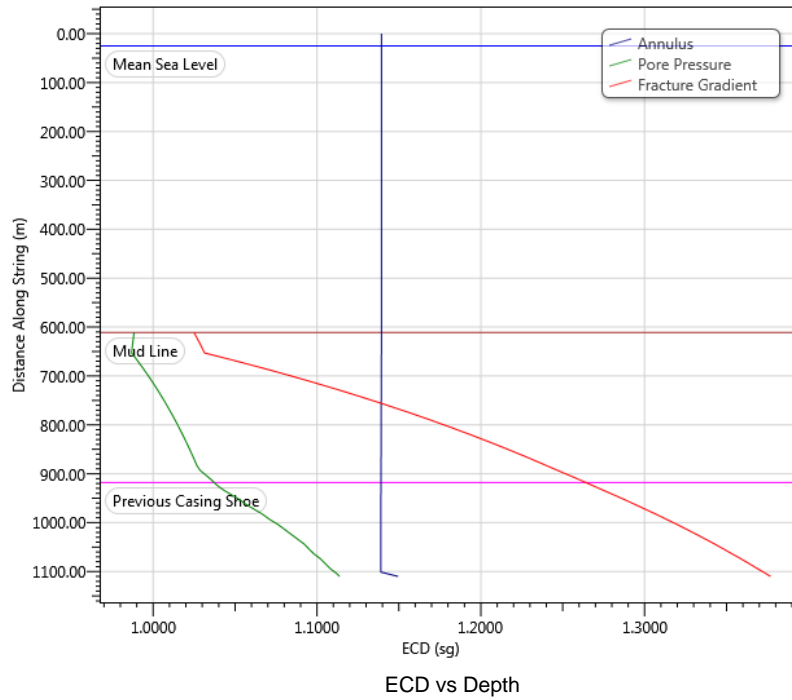
PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: CASSIOPEA 2 Dir

PAG. 54

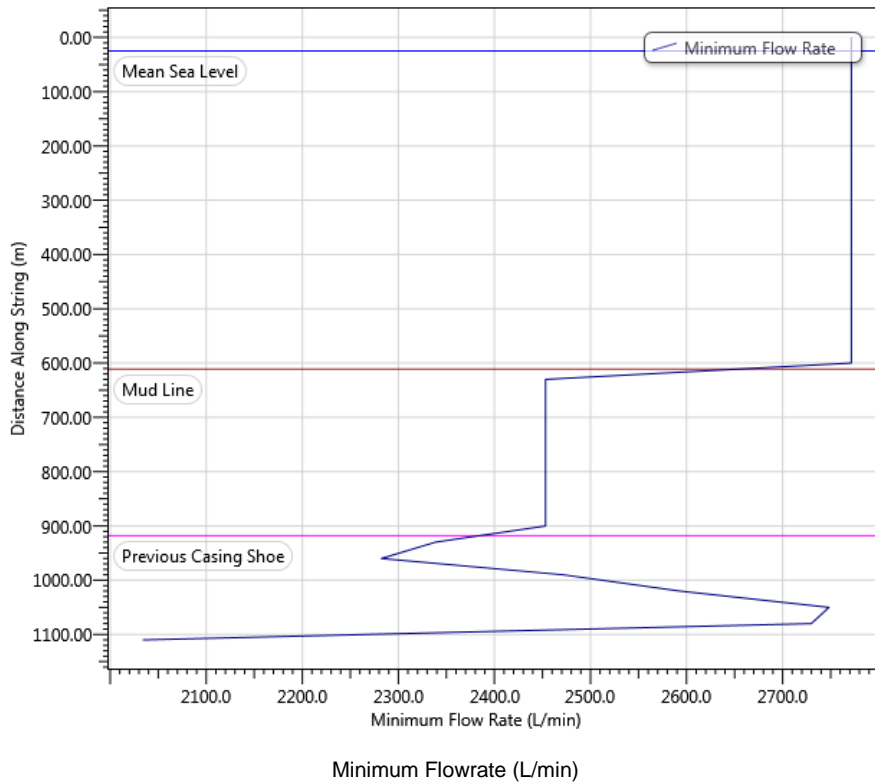
DI 117

SEZ. 4 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

eni Natural Resources - Upstream



La portata minima per garantire la pulizia foro è di 2770 l/ min.





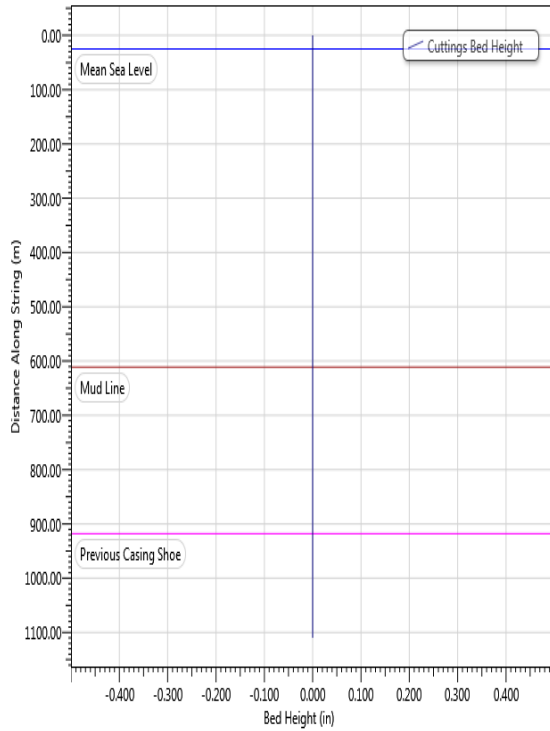
PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: CASSIOPEA 2 Dir

PAG. 55

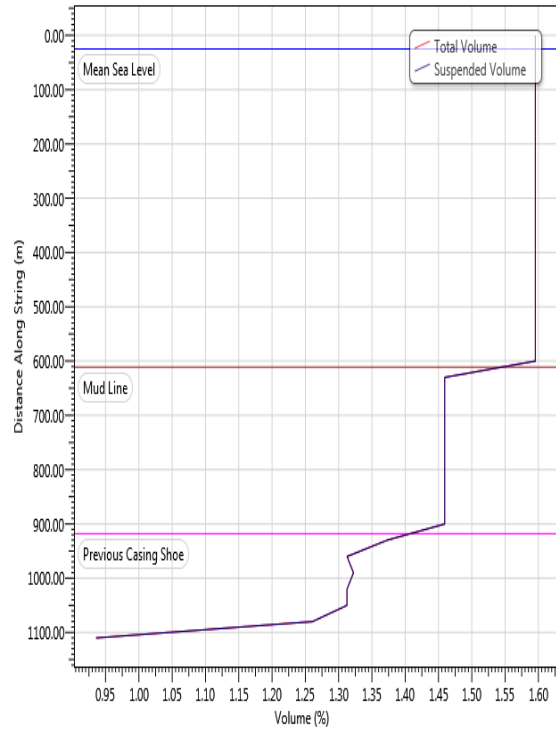
DI 117

eni Natural Resources - Upstream

SEZ. 4 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

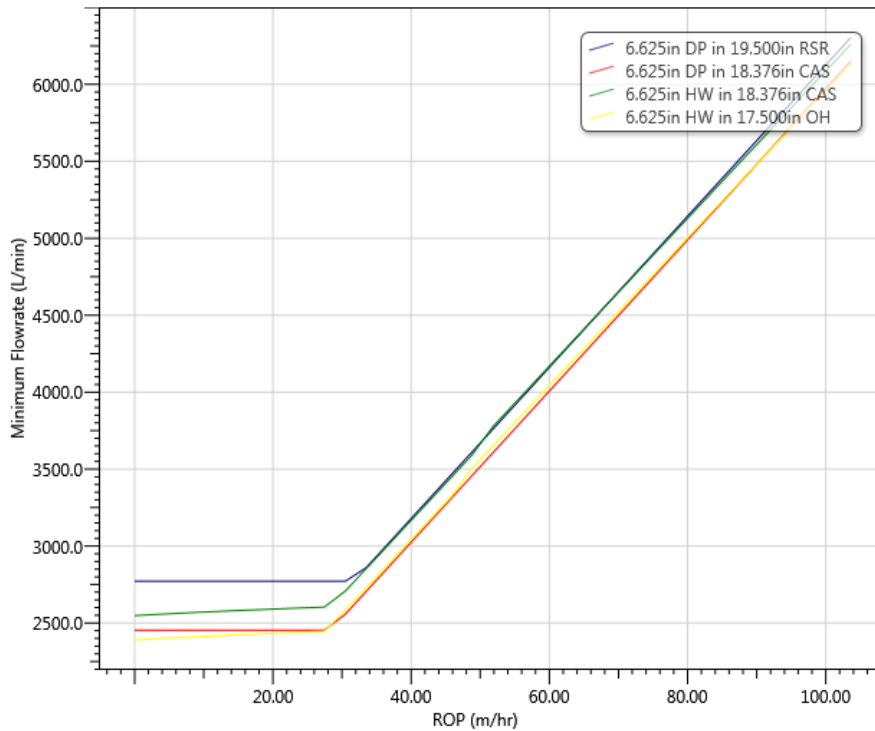


Bed height (in)



Cutting Volume Vs Depth (%)

Il Massimo ROP a cui è possibile operare è di 35 m/h



ROP vs Min Flow Rate chart



PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: CASSIOPEA 2 Dir

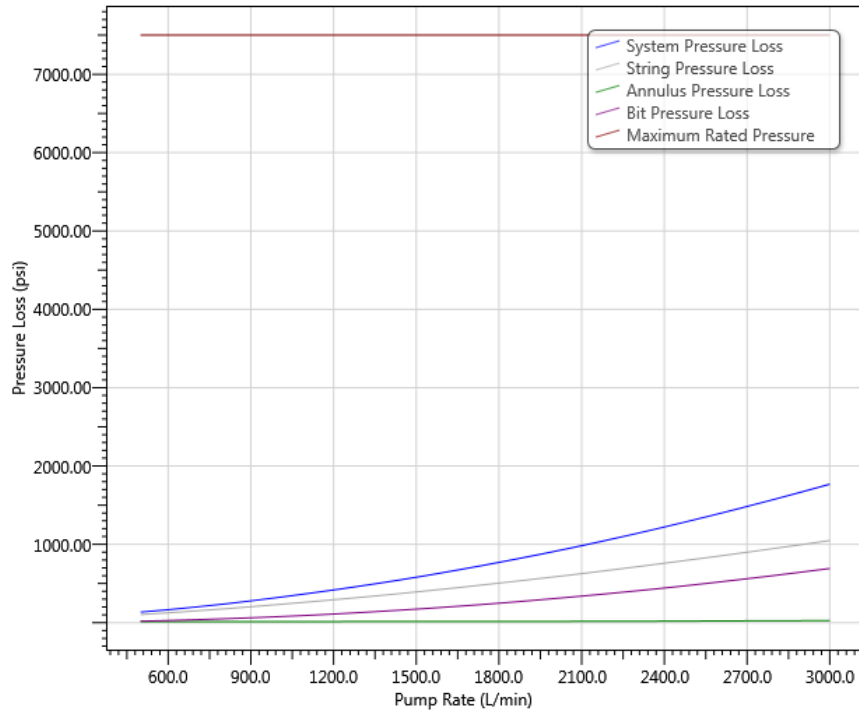
PAG. 56

DI 117

SEZ. 4 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

eni Natural Resources - Upstream

Non vi sono vincoli idraulici con la portata pianificata per questa sezione



Pressure loss chart



**PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE
POZZO: CASSIOPEA 2 Dir**

PAG. 57

DI 117

SEZ. 4 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

eni Natural Resources - Upstream

5.4 FORO DA 14 3/4" PER CASING DA 13 3/8" A 1403 m TVD RKB

La fase da 14 3/4" sarà perforata con fango LTOBM, alla densità di 1,23 kg/l, fino alla profondità di 1450/1403 m MD/TVD.

La scelta del tipo di fango è basata sulle stesse considerazioni fatte nella fase precedente.

Proprietà	Unità	Valore
Densità	kg/l	1.23
Viscosità Plastica	cp	21
Yield Point	g/100cm ²	4
Filtrato	cc/30 min	-
Solidi	% in vol	11
Rapporto O/W	% vol	60/40
Eccesso di Calce	kg/m ³	5-10
Salinità fase acquosa	mg/l	200.000

	Volume [m ³]	Density [kg/l]
Volume riser	133	1.23
Casing precedente	67	1.23
Volume foro	37	1.23
Mantenimento/diluizione	56	1.23
Volume di superficie	200	1.23
Volume di riserva	500	1.23
Recuperato da fase precedente	900	1.12
Fango totale da preparare	93	1.23

Prodotto	Concentrazione [l/m ³ , kg/m ³]	Quantità [ton, m ³]
OLIO BASE	512	47.6
EMULSIONANTE	32	3.0
RIDUTTORE DI FILTRATO	14-16	1.5
AGENTE BAGNANTE	1-2	0.2
VISCOSIZZANTE	4-6	0.6
FLUIDIFICANTE	1-1.5	0.1
VISCOSIZZANTE	18-25	2.3
ALCALINIZZANTE	15-20	1.9
MATERIALE DI APPESANTIMENTO	130	12.1
CONTROLLO SALINITA'	45	4.2
STABILIZZANTE DEL FORO	20-30	2.8

Di seguito i risultati della simulazione idraulica per il foro da 14 3/4":

La portata raccomandata per la perforazione è di 3300 l/min considerando un ROP di 10 m/h e 90 RPM. La massima ECD calcolata con questi parametri è di 1,245 kg/l.



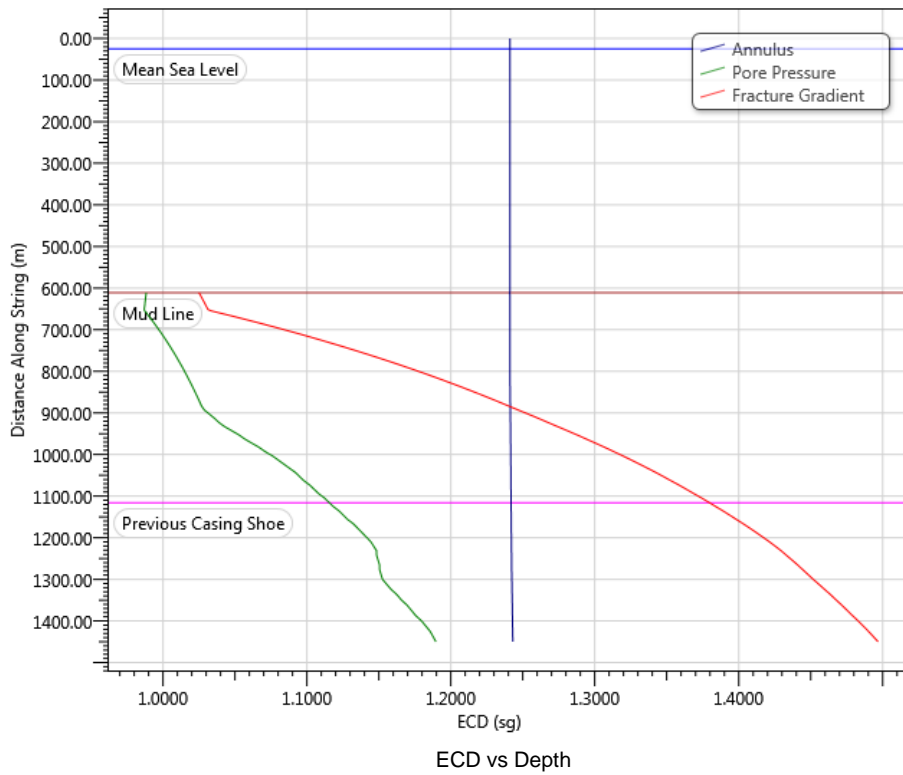
PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: CASSIOPEA 2 Dir

PAG. 58

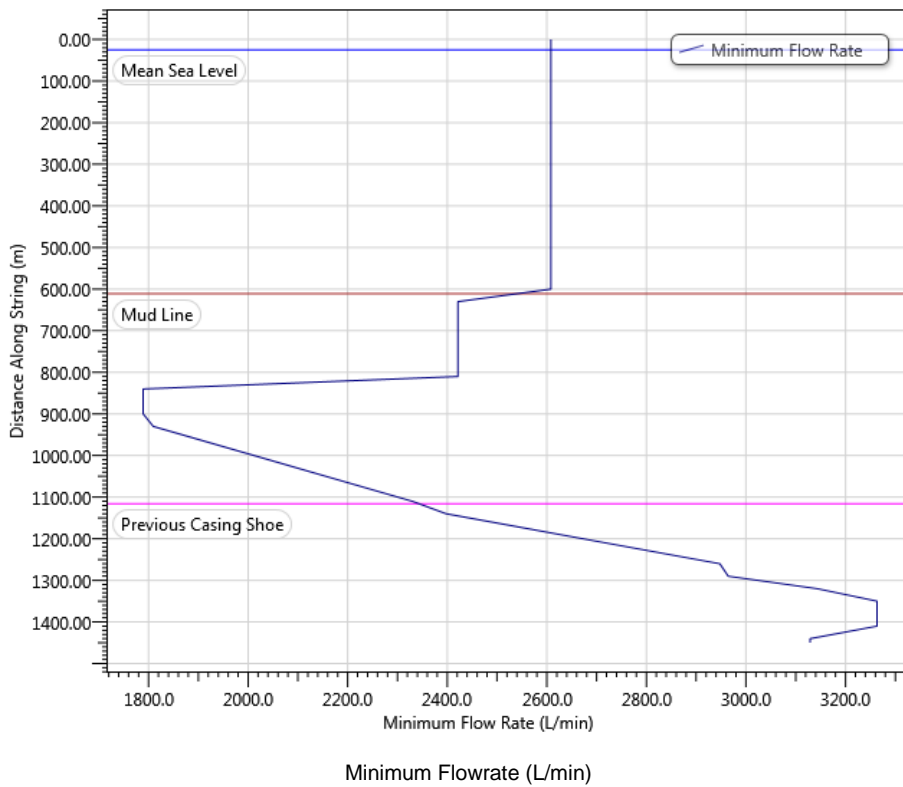
DI 117

SEZ. 4 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

eni Natural Resources - Upstream



La portata minima per garantire la pulizia foro è di 3260 l/min.





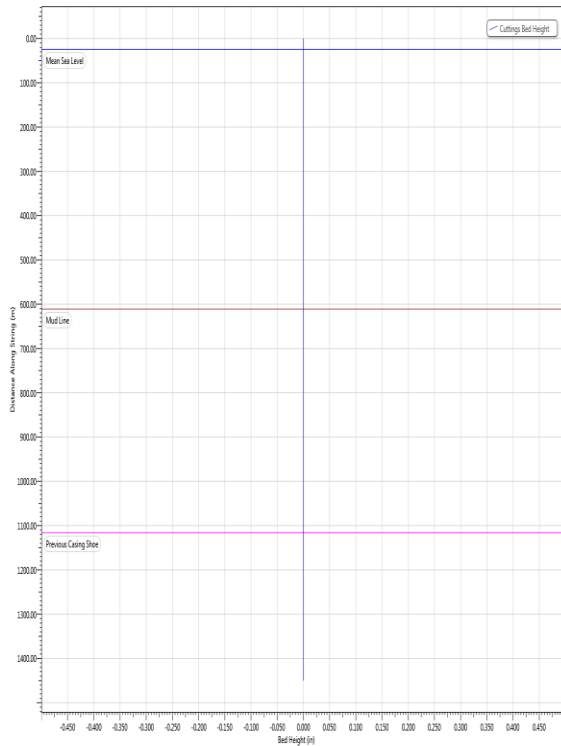
PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: CASSIOPEA 2 Dir

PAG. 59

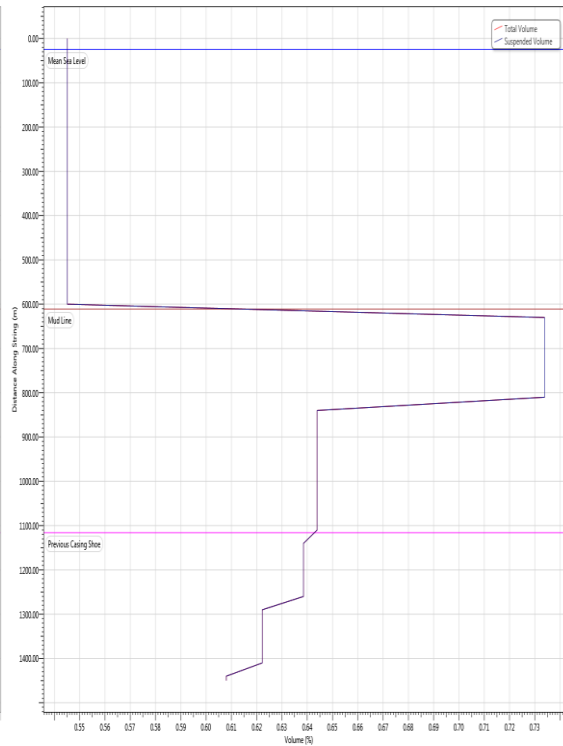
DI 117

eni Natural Resources - Upstream

SEZ. 4 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

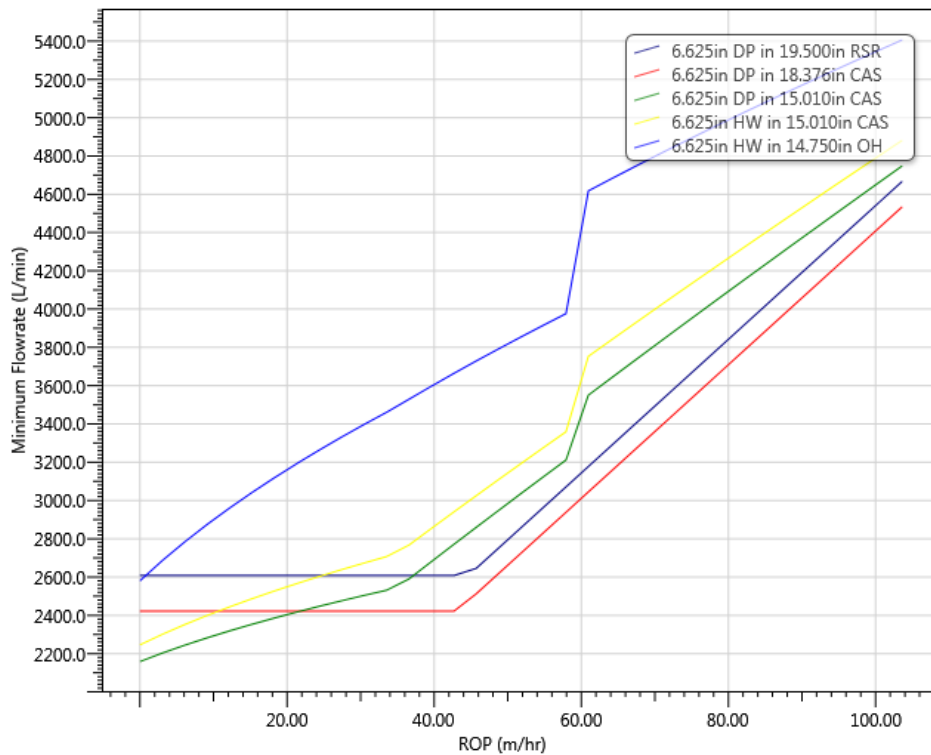


Bed height (in)



Cutting Volume Vs Depth (%)

Il Massimo ROP a cui è possibile operare è di 25 m/h



ROP vs Min Flow Rate chart



**PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE
POZZO: CASSIOPEA 2 Dir**

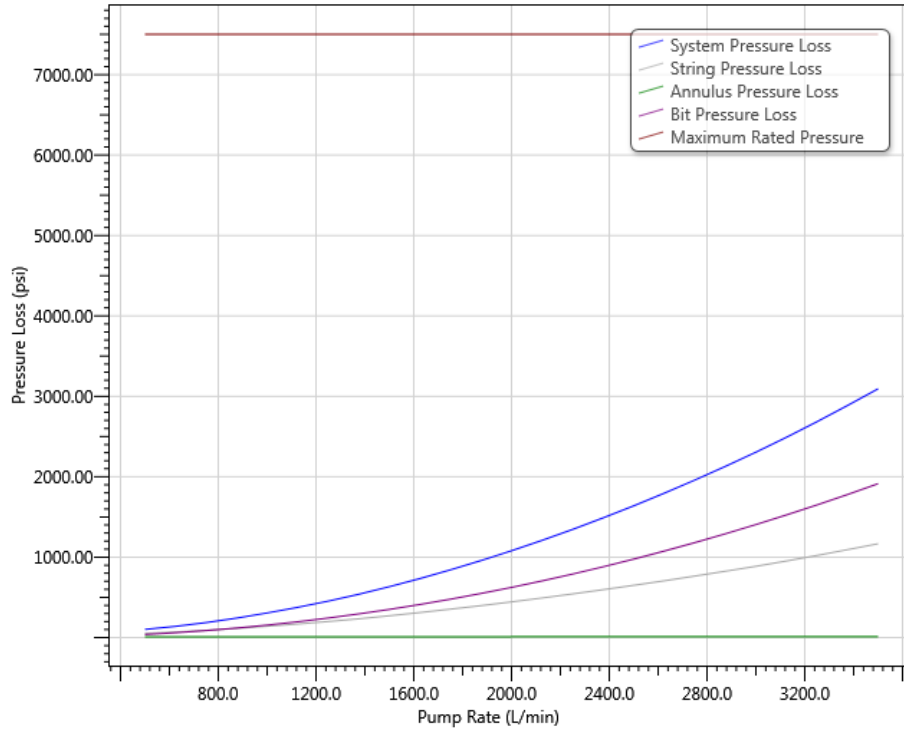
PAG. **60**

DI **117**

SEZ. 4 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

eni Natural Resources - Upstream

Non vi sono vincoli idraulici con la portata pianificata per questa sezione



Pressure loss chart



**PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE
POZZO: CASSIOPEA 2 Dir**

PAG. **61**

DI **117**

SEZ. 4 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

eni Natural Resources - Upstream

5.5 FORO DA 12 ¼" PER LINER DA 9 5/8" A 1748 m TVD RKB

La fase da 12 ¼" sarà perforata con fango LTOBM alla densità di 1,33 kg/l, fino alla profondità di 1889/1748 m MD/TVD.

La scelta del tipo di fango è basata sulle stesse considerazioni fatte nella fase precedente.

Proprietà	Unità	Valore
Densità	kg/l	1.33
Viscosità Plastica	cp	21
Yield Point	g/100cm ²	4
Filtrato	cc/30 min	-
Solidi	% in vol	11
Rapporto O/W	% vol	60/40
Eccesso di calce	kg/m ³	5-10
Salinità fase acquosa	mg/l	200.000

	Volume [m ³]	Density [kg/l]
Volume riser	133	1.33
Casing precedente	31	1.33
Volume foro	33	1.33
Mantenimento/diluizione	50	1.33
Volume di superficie	200	1.33
Volume di riserva	500	1.33
Recuperato da fase precedente	864	1.23
Fango totale da preparare	83	1.33

Prodotto	Concentrazione [l/m ³ , kg/m ³]	Quantità [ton, m ³]
OLIO BASE	512	42.5
EMULSIONANTE	32	2.7
RIDUTTORE DI FILTRATO	14-16	1.3
AGENTE BAGNANTE	1-2	0.2
VISCOSIZZANTE	4-6	0.5
FLUIDIFICANTE	1-1.5	0.1
VISCOSIZZANTE	18-25	2.1
ALCALINIZZANTE	15-20	1.7
MATERIALE DI APPESANTIMENTO	140	10.8
CONTROLLO SALINITA'	45	3.7
STABILIZZANTE DEL FORO	20-30	2.5

Di seguito i risultati della simulazione idraulica per il foro da 12 ¼".

La portata raccomandata per la perforazione è di 2400 l/min considerando un ROP di 10 m/h e 90 RPM. La massima ECD calcolata con questi parametri è di 1,347 kg/l.



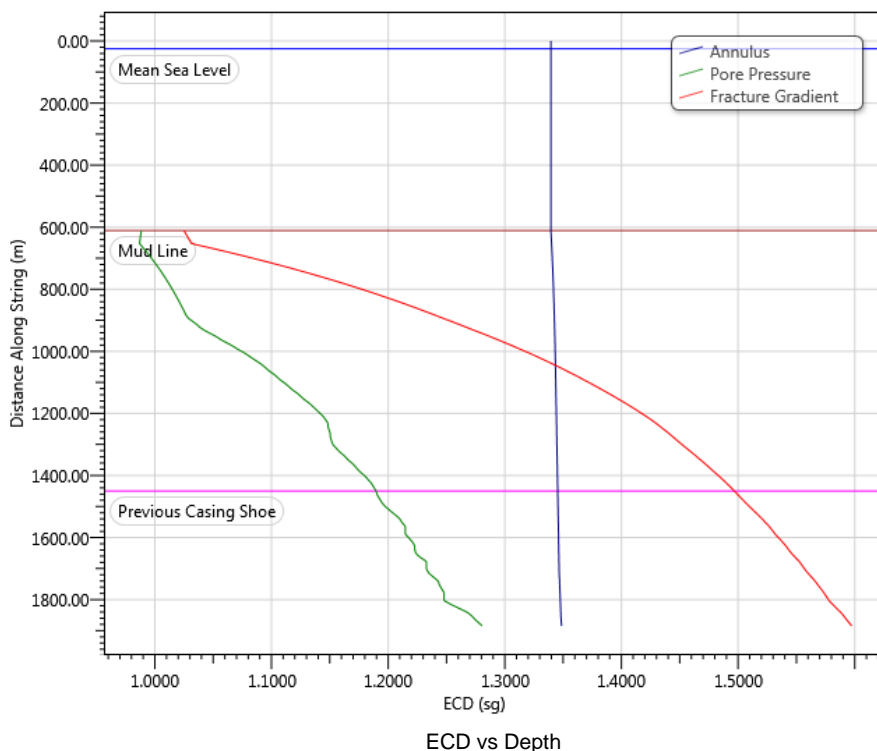
PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: CASSIOPEA 2 Dir

PAG. 62

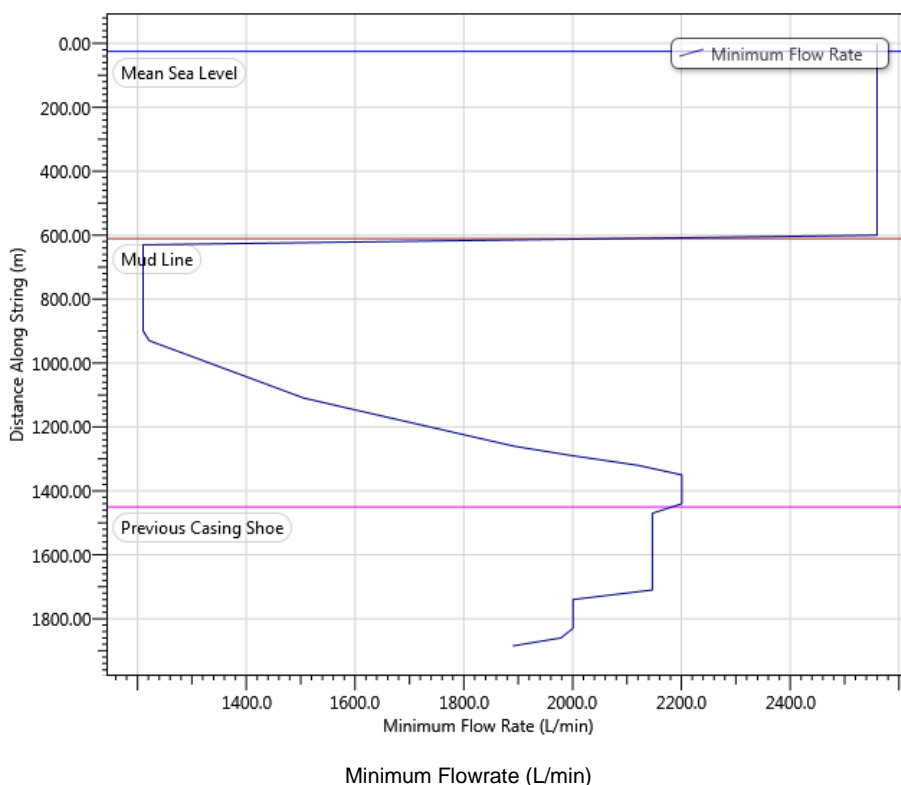
DI 117

SEZ. 4 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

eni Natural Resources - Upstream



La portata minima per garantire la pulizia foro è di 2150 l/min, mentre per garantire la pulizia del riser è necessaria una portata di 2560 l/min, per cui è stata considerata anche la booster line attivata con una portata di 1000 l/min





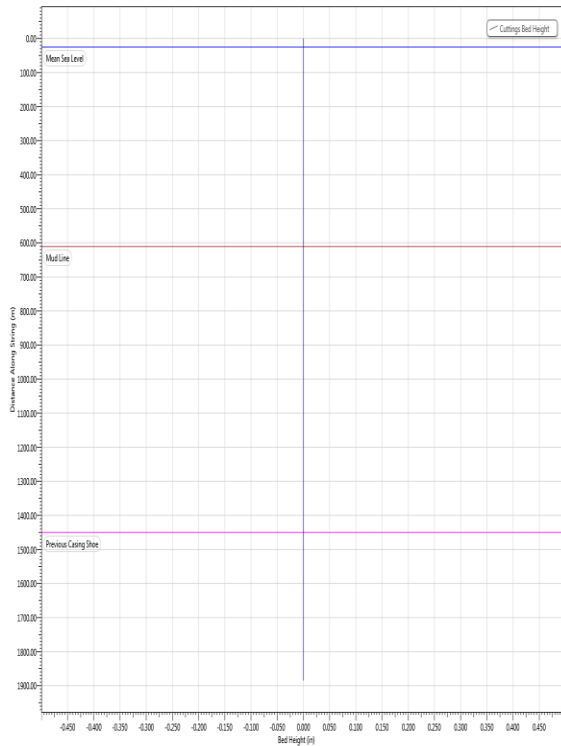
PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: CASSIOPEA 2 Dir

PAG. 63

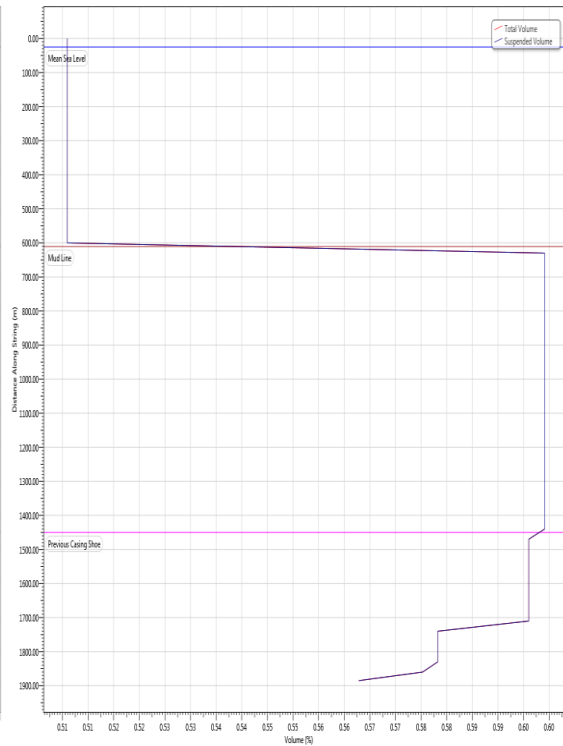
DI 117

SEZ. 4 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

eni Natural Resources - Upstream

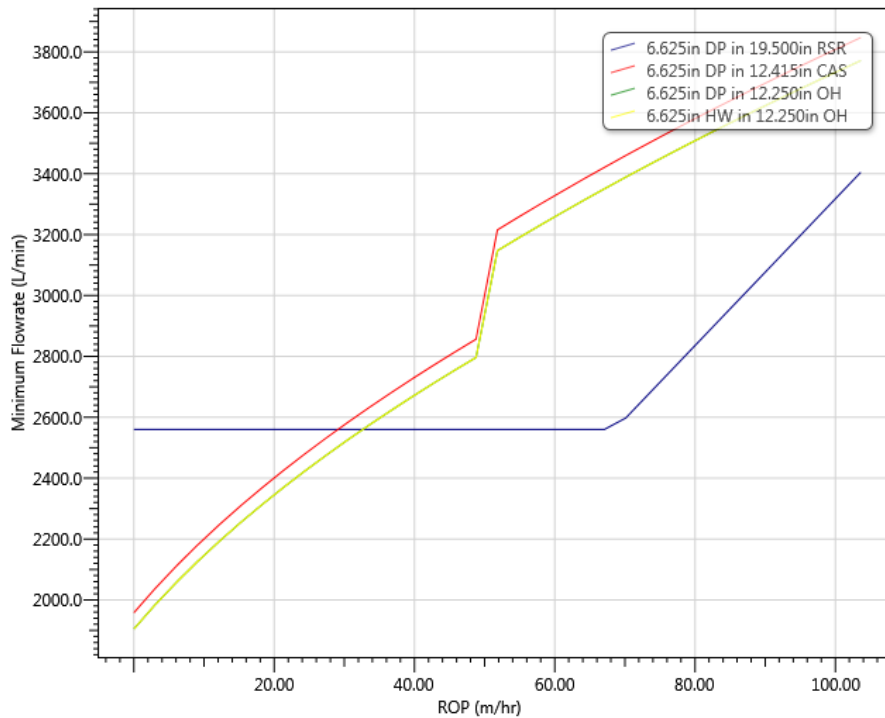


Bed height (in)



Cutting Volume Vs Depth (%)

Il Massimo ROP a cui è possibile operare è di 20 m/h



ROP vs Min Flow Rate chart



**PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE
POZZO: CASSIOPEA 2 Dir**

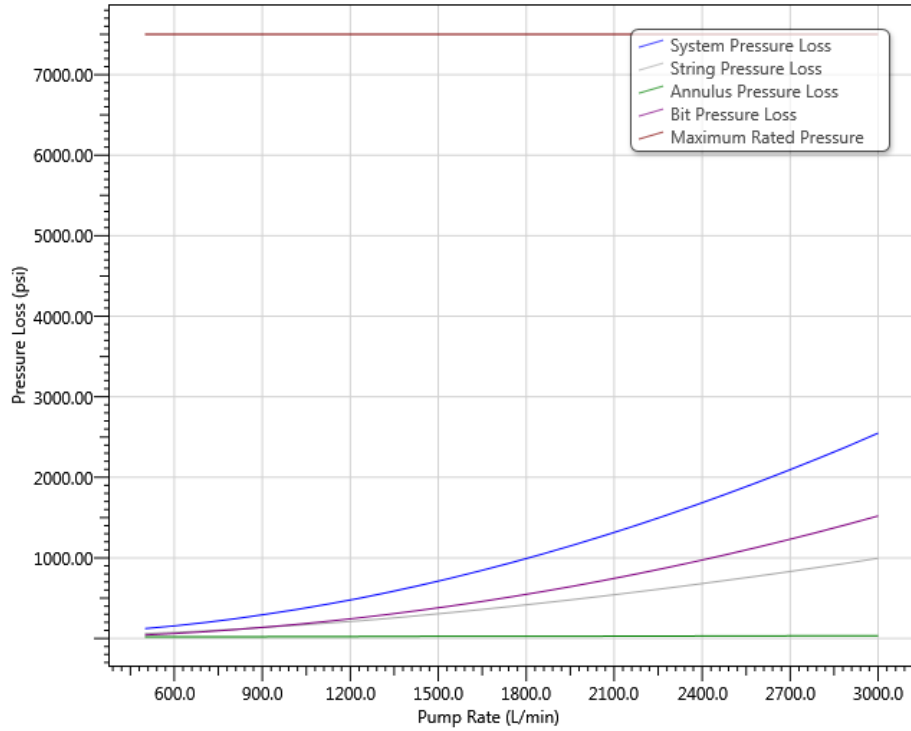
PAG. **64**

DI **117**

SEZ. 4 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

eni Natural Resources - Upstream

Non vi sono vincoli idraulici con la portata pianificata per questa sezione



Pressure loss chart



eni Natural Resources - Upstream

**PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE
POZZO: CASSIOPEA 2 Dir**

SEZ. 4 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

PAG. **65**

DI **117**

5.6 MINIMA QUANTITÀ DI PRODOTTI DA MANTENERE IN CANTIERE (REF. STAP P-1-M-26524 REV2):

Le quantità di prodotti richiesti come appesantenti, chimici, agenti per liberare la batteria, disperdenti, materiali per perdite di circolazione, cemento, fango pesante e fango di riserva, dipendono dalle condizioni operative di pozzo e dalla severità dei problemi preventivabili, nonché dal tipo di impianto utilizzato.

1. Lo stock minimo di Barite deve essere sufficiente per incrementare il peso del volume attivo al valore massimo previsto di MAASP.
2. Lo stock minimo di cemento deve essere sufficiente a preparare due tappi di cemento di 200 m. Un volume minimo di fango pesante alla densità di 1.4 kg/l deve essere sufficiente per riempire il foro superficiale mentre si perfora senza il BOP stack installato.
3. Dopo aver montato i BOP i requisiti del fango pesante non sono specificabili, possono essere aggiustati in base alle necessità di pozzo.
4. Il volume totale del fango deve essere almeno pari a una volta e mezzo il volume pozzo.
5. In aggiunta, i seguenti materiali sono raccomandati per ogni eventualità:
 - Una quantità di diesel tale da garantire almeno 1 settimana di operazioni per attività a terra e di 3 settimane per le operazioni a mare.
 - Disperdenti e equipaggiamenti antinquinamento, come raccomandato nel Piano di Risposta allo Sversamento di Olio.
 - Materiale per perdite di circolazione (fine, medio e grossolano) per un totale di 8 tonnellate.
 - Una quantità minima di inibitore di H₂S per trattare il volume attivo di fango.

L'inventario dei materiali a disposizione in cantiere dovrebbe essere rivisto giornalmente e reintegrato immediatamente appena raggiunta la soglia minima richiesta.



**PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE
POZZO: CASSIOPEA 2 Dir**

PAG. **66**

DI **117**

SEZ. 4 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

eni Natural Resources - Upstream

6 TRATTAMENTO REFLUI

Raccomandazioni sulla gestione dei rifiuti

Il programma di fluidi di perforazione prevede l'utilizzo di fango a base acqua per le fasi riserless e fango LTOBM per il resto del pozzo, pertanto la tipologia dei reflui di perforazione per le fasi riser si può suddividere come segue:

- Detriti di perforazione contaminati con LTOBM
- Fango di perforazione esausto LTOBM

Il fango di perforazione LTOBM è riutilizzabile al 100%, qualora si decidesse comunque di smaltirlo a fine campagna il volume rimanente stimabile è:

	Volume [m³]	Density [kg/l]
Volume riser	141	1.33
Volume di superficie	200	1.33
Volume di riserva	159	1.33
Totale	500	1.33

I volumi stimati di detriti di perforazione per ogni fase di perforazione sono riportati nella tabella seguente:

Diametro foro	Profondità (m) MD		Capacità teorica (l/m)	Volume teorico (m3)	Volume stimato detriti totali da smaltire (m3)
	Da	A			
17 ½"	918	1115	155.18	30	55
14 ¾"	1115	1450	110.24	37	67
12 ¼"	1450	1889	76.04	33	51
Totale					173



**PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE
POZZO: CASSIOPEA 2 Dir**

PAG. 67

DI 117

SEZ. 4 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

eni Natural Resources - Upstream

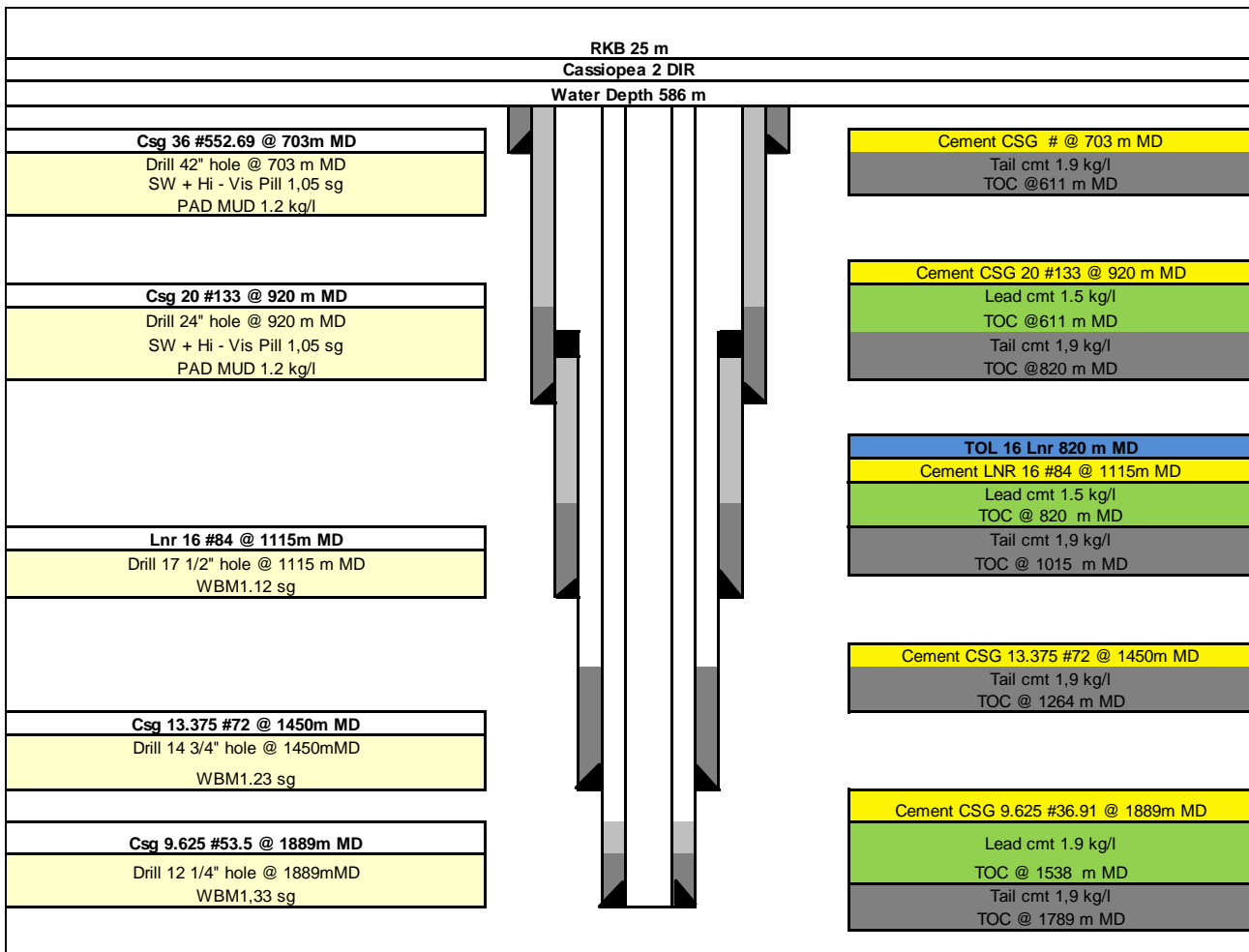
7 PROGRAMMA DI CEMENTAZIONE

Una buona cementazione dei casing e dei liner è molto importante per garantire l'isolamento idraulico e l'integrità del pozzo nel tempo.

Tutti gli accorgimenti di pulizia foro e condizionamento del fango (riduzione reologia) prima del tubaggio e cementazione, insieme ad un corretto modo di perforare, sono fondamentali per garantire una migliore rimozione del fango e una conseguente buona cementazione.

Le composizioni e le caratteristiche finali delle malte da utilizzare saranno confermate prima di ogni singolo lavoro e verranno valutati i singoli programmi operativi.

In particolare, la ricetta finale verrà emessa a seguito di test di laboratorio e i volumi finali verranno confermati dalle reali condizioni di pozzo.



Tipo Malta	Diam foro	Diam Casing	Profondità misurate (m) RKB			Densità	Gradiente Fratturazione
	(in)	(in)	Top (m)	Bottom (m)	TOC (m)	(Kg/l)	(Kg/cm ² /10m)
Lead + Tail	42" + 24"	36" CP e 20" csg	611/611	703/920	611 (seabed)	1,90/1,50 + 1,90	1,12 - 1,25
Lead + Tail	17 1/2"	16"	820	1115	820(TOL)	1,50+ 1,90	1,34
Lead + Tail	14 3/4"	13 3/8"	611	1450	1264	1,90	1,46
Lead + Tail	12 1/4"	9 5/8"	611	1889	1538	1,90 + 1,90	1,55



**PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE
POZZO: CASSIOPEA 2 Dir**

PAG. **68**

DI **117**

SEZ. 4 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

eni Natural Resources - Upstream

7.1 36" CP e 20" CSG

La cementazione del conductor pipe prevede l'utilizzo di una malta Tail a 1,90 kg/l accelerata per garantire una base solida alla testa pozzo in tempi brevi. La temperatura prevista è di circa 12 °C a fondo mare e 15 °C alla scarpa da 36". Il TOC è previsto a quota fondo mare, ovvero a 611 m.

La cementazione della colonna superficiale da 20" prevede l'utilizzo di una malta lead a densità 1,50 e una malta Tail a densità 1,90 Kg/l per garantire una scarpa solida al fine di proseguire la perforazione della fase successiva in sicurezza. Il TOC è previsto a quota fondo mare, ovvero a 611 m.

Casing Data					Open Hole Data				
OD	Depth (m)		Specific weight	Displac.	Internal capacity	OH Diameter	Depth (m):		OH Capacity
(inch)	From	To	(lb/ft)	(l/m)	(l/m)	(inch)	From	To	(l/m)
36	611	703	552.69	656.683	551.47	42	611.0	703	893.82

Annulus capacities:										
Casing – Casing					Casing – Open Hole					
External CSG OD	Internal CSG OD	Depth (m)		Annulus Capacity	Op. Hole Diam.	Casing OD	Depth (m):		Excess	Capacity
In	In	From	To	(l/m)	In	In	From	To	(%)	(l/m)
					42	36	611	703	300	948.54

SLURRY VOLUMES AND COMPOSITION								
Tail Slurry								
Density	TOC	in csg	in oh	Volume	Yield	Cement G HSR	Mix Fluid	Water
kg/l	m	m3	m3	m3	m3/t	t	t	m3
1.9	611	11.0	87.3	98.3	0.790	124.4	-	
Spacer								
Density	Top	Length in OH		Volume				
kg/l	m	m		m3				
1.03	611			10				

Gas Flow Potentia **0.7** at bottom
Gas Flow Severity **NULL** at bottom

Check Static pressure @ 36" CSG shoe.								
Column Type	Vertical length	Pressure at the end of displacement			Column Type	Pressure during tail slurry setting		
	m	kg/l	kg/cm2	kg/cm2		kg/l	kg/cm2	kg/cm2
Tail Slurry	92	1.90	17.5	17.5	Tail Slurry	1	9.2	9.2
Sea Water	611	1.03	62.9	62.9	Sea Water	1.03	62.9	62.9
Total hydrostatic P			80.4		Total hydrostatic P		72.1	
Fracture gradient @ csg shoe	703	1.12	78.7		Pore gradient @ csg shoe	1.03	72.4	



**PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE
POZZO: CASSIOPEA 2 Dir**

PAG. **69**

DI **117**

SEZ. 4 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

eni Natural Resources - Upstream

Casing Data						Open Hole Data			
OD	Depth (m)		Specific weight	Displac.	Internal capacity	OH Diameter	Depth (m):		OH Capacity
(inch)	From	To	(lb/ft)	(l/m)	(l/m)	(inch)	From	To	(l/m)
36	611	703	552.7	656.7	551.47				
20	611	920	133	202.7	177.80	24	703	920	291.9

Annulus capacities:

Casing – Casing					Casing – Open Hole				
External CSG OD	Internal CSG OD	Depth (m)		Annulus Capacity	Op. Hole Diam.	Casing OD	Depth (m):		Excess Capacity
	In	From	To	(l/m)	In		From	To	(%) (l/m)
36	20	611	703	348.8	24	20	703	920	200 268

SLURRY VOLUMES AND COMPOSITION								
Lead Slurry								
Density	TOC	in csg	in oh	Volume	Yield	Cement G HSR	Mix Fluid	Water
kg/l	m	m3	m3	m3	m3/t	t	m³/t	m3
1.5	611	32.1	31.3	63.4			-	
Tail Slurry								
Density	TOC	in csg	in oh	Volume	Yield	Cement G HSR	Mix Fluid	Water
kg/l	m	m3	m3	m3	m3/t	t	m³/t	m3
1.9	820	3.6	26.8	30.3	0.79	38.4	-	
Sea Water				Gas Flow Potential 0.5 at bottom				
Density	Top	Length in OH	Volume	Gas Flow Severity NULL at bottom				
kg/l	m	m	m3	Gas Flow Potential 2.0 at prev csg shoe				
1.03	611		10	Gas Flow Severity LOW at prev csg shoe				

Check Static pressure @ 20" CSG shoe.								
Column Type	Vertical length	Pressure at the end of displacement			Column Type	Pressure during tail slurry setting		
		kg/l	kg/cm2	kg/cm2		kg/l	kg/cm2	kg/cm2
Tail Slurry	100.0	1.90	19.0	19.0	Tail Slurry	1.00	10.0	10.0
Lead Slurry	209.0	1.50	31.4	50.4	Lead Slurry	1.50	31.4	41.4
Spacer	0	0.00	0.0	50.4	Spacer	0.00	0.0	41.4
Sea Water	611.0	1.03	62.9	113.3	Sea Water	1.03	62.9	104.3
Total hydrostatic P.			113.3		Total hydrostatic P.		104.3	
Fracture gradient @ csg shoe	920	1.250	115.0		Pore gradient @ csg shoe	1.03	94.8	

Check Static pressure @ 36" CSG shoe.								
Column Type	Vertical length	Pressure at the end of displacement			Column Type	Pressure during lead slurry setting		
		kg/l	kg/cm2	kg/cm2		kg/l	kg/cm2	kg/cm2
Tail Slurry	0	1.9	0.0	0.0	Tail Slurry	0	0.0	0.0
Lead Slurry	92	1.50	13.8	13.8	Lead Slurry	1.00	9.2	9.2
Spacer	0	0.00	0.0	13.8	Spacer	0.00	0.0	9.2
Sea Water	611.0	1.03	62.9	76.7	Sea Water	1.03	62.9	72.1
Total hydrostatic P.			76.7		Total hydrostatic P.		72.1	
Fracture gradient @ csg shoe	703	1.120	79		Pore gradient @ csg shoe	1.03	72.4	



**PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE
POZZO: CASSIOPEA 2 Dir**

PAG. **70**

DI **117**

SEZ. 4 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

eni Natural Resources - Upstream

Le composizioni delle malte programmate sono da definire con la compagnia di servizio. Le temperature BHCT e BHST suggerite per i test di TT e UCA nella tabella seguente sono state fornite dai dati originali e dalle simulazioni e potrebbero cambiare durante le fasi operative. Le caratteristiche delle malte e del cemento devono soddisfare le richieste indicate nella tabella seguente.

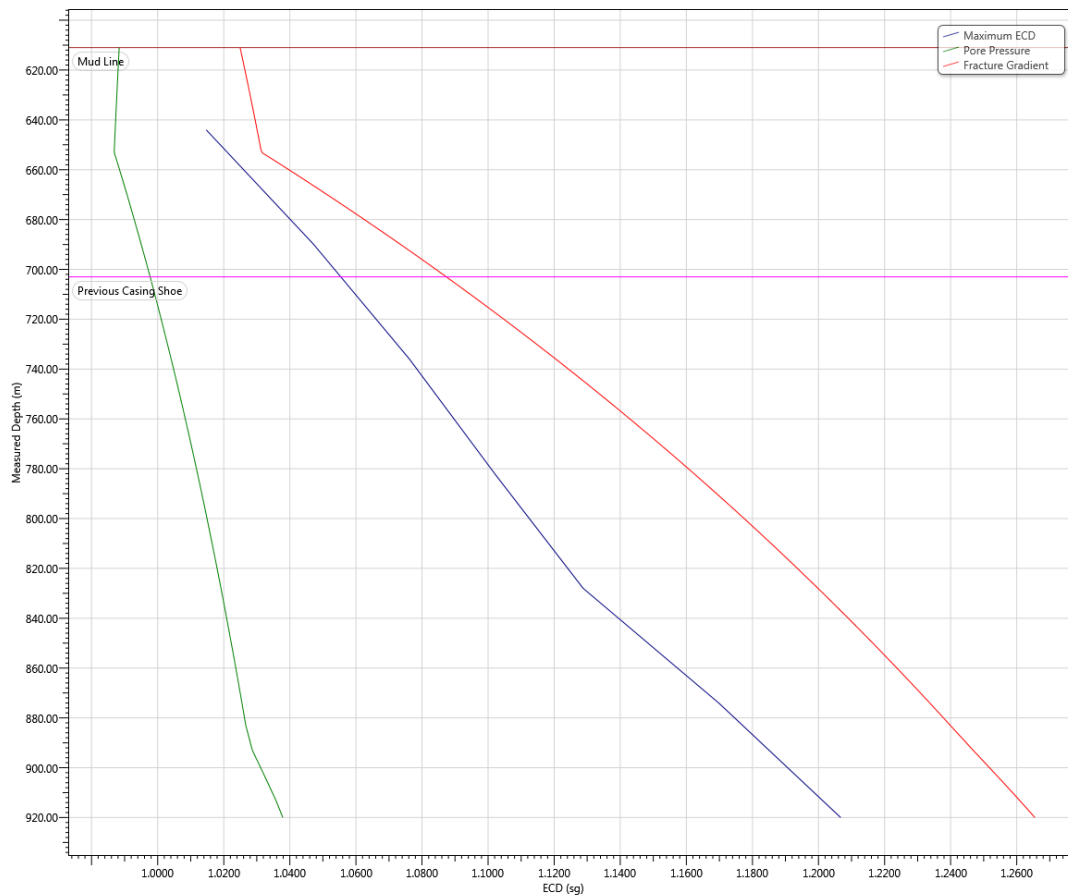
CASING SIZE	CP 36"	CASING 20"
Casing Shoe from RKB (m)	703	920
Top Of Cement (m)	Seabed 611	seabed 611
Hole size (in)	42"	26"
TYPE OF SLURRY		
LEAD	Ultra Low High Performace	
(ULHP) Slurry	Ultra Low High Performace (ULHP) Slurry	
Mud type	Pad mud	Pad mud
mud density (kg/l)	1,20	1,20
Fracture Grad. @ bottom (kg/cm2/10m)	1,12	1,25
Pore Grad. @ bottom (kg/cm2/10m)	1,03	1,03
Estimated B.H.S.T. (° C)	6	17
LEAD SLURRY		
Slurry density (kg/l)	1,9 surface	1,5 surface
Fluid loss (cc/30 min.)	n.d.	n.d.
Rheologies	Higher than mud	Higher than mud
Free water (%) max	0	0
Min. Compr. Strength 8/12/24 hr (psi)	500/1500	100/300/600
Estimated Temperature for UCA test (°C)	10	17
Thickening time (h:min)	08:00	08:00
Estimated B.H.S.T. for TT test (° C)	18	18
TAIL SLURRY		
Slurry density (kg/l)		1,90
Rheologies		Higher than Lead
Free water (%) max		1,5
Min. Compr. Strength 12/24 hr (psi)		500/1500
Estimated Temperature for UCA test (°C)		19
Thickening time* (h:min)		04:30
Estimated B.H.S.T. for TT test (° C)		20
SPACER		
Rheologies		
Density (kg/l)		1,03

Per quanto riguarda la centralizzazione della colonna, di seguito è riportato lo schema da utilizzare. Lo standoff è stato stimato di 100 %.

EQUIPAGGIAMENTO 20"					
Centralizzazione	Spaziatura	da m	a m	n° centralizzatori	Tipo centralizzatore
1C1	12,2	703	920	18	Bow Spring



La seguente figura mostra l'andamento delle ECD:



Dalle simulazioni precedenti si evince che il margine alla fratturazione è buono e non si rischiano perdite di circolazione.



**PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE
POZZO: CASSIOPEA 2 Dir**

PAG. **72**

DI **117**

SEZ. 4 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

eni Natural Resources - Upstream

7.2 16" LINER

La cementazione del liner da 16" prevede l'utilizzo di una malta lead a densità 1,5 kg/l e una malta Tail a densità 1,90 kg/l per garantire una scarpa solida al fine di proseguire la perforazione della fase successiva in sicurezza. Il TOC è previsto a quota TOL, ovvero a 820 m.

Casing Data					Open Hole Data				
OD	Depth (m)		Specific weight	Displac.	Internal capacity	OH Diameter	Depth (m):		OH Capacity
(inch)	From	To	(lb/ft)	(l/m)	(l/m)	(inch)	From	To	(l/m)
20	611	920	133.0	202.7	177.8				
16	820	1115	84	129.7	114.16	17 1/2	920	1115	155.2

Annulus capacities:

Casing – Casing				Casing – Open Hole						
External CSG OD	Internal CSG OD	Depth (m)		Annulus Capacity	Op. Hole Diam.	Casing OD	Depth (m):		Excess	Capacity
In	In	From	To	(l/m)	In		From	To	(%)	(l/m)
20	16	820	920	48.1	17.5	16	920	1115	100	51

SLURRY VOLUMES AND COMPOSITION

Lead Slurry

Density	TOC	in csg	in oh	Volume	Yield	Cement G HSR	Mix Fluid	Water
kg/l	m	m3	m3	m3	m3/t	t	m³/t	m3
1.5	820	4.8	4.8	9.6			-	

Tail Slurry

Density	TOC	in csg	in oh	Volume	Yield	Cement G HSR	Mix Fluid	Water
kg/l	m	m3	m3	m3	m3/t	t	m³/t	m3
1.9	1015	2.3	5.1	7.4	0.79	9.3	-	

Sea Water

Density	Top	Length in OH	Volume	Gas Flow Potential	Gas Flow Severity
kg/l	m	m	m3		
1.2	790	150	5.0	1.3 at bottom	LOW at bottom
				2.1 at prev csg shoe	LOW at prev csg shoe

Check Static pressure @ 16" CSG shoe.

Column Type	Vertical length m	Pressure at the end of displacement			Column Type	Pressure during tail slurry setting		
		kg/l	kg/cm2	kg/cm2		kg/l	kg/cm2	kg/cm2
Tail Slurry	100.0	1.90	19.0	19.0	Tail Slurry	1.00	10.0	10.0
Lead Slurry	195.0	1.50	29.3	48.3	Lead Slurry	1.50	29.3	39.3
Spacer	30.3	1.20	3.6	51.9	Spacer	1.20	3.6	42.9
Mud	789.7	1.12	88.4	140.3	Mud	1.12	88.4	131.3
Total hydrostatic P.			140.3		Total hydrostatic P.		131.3	
Fracture gradient @ csg shoe	1115.0	1.340	149.4		Pore gradient @ csg shoe	1.08	120.4	

Check Static pressure @ 20" CSG shoe.

Column Type	Vertical length m	Pressure at the end of displacement			Column Type	Pressure during lead slurry setting		
		kg/l	kg/cm2	kg/cm2		kg/l	kg/cm2	kg/cm2
Tail Slurry	0	1.9	0.0	0.0	Tail Slurry	0	0.0	0.0
Lead Slurry	100	1.50	15.0	15.0	Lead Slurry	1.00	10.0	10.0
Spacer	30	1.20	3.6	18.6	Spacer	1.20	3.6	13.6
Mud	789.7	1.12	88.4	107.1	Mud	1.12	88.4	102.1
Total hydrostatic P.			107.1		Total hydrostatic P.		102.1	
Fracture gradient @ csg shoe	920	1.250	115		Pore gradient @ csg shoe	1.03	94.8	



**PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE
POZZO: CASSIOPEA 2 Dir**

PAG. **73**

DI **117**

SEZ. 4 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

eni Natural Resources - Upstream

Dall'esperienza di questo campo, la discesa del casing risulta molto difficoltosa e da tenere in considerazione.

Le composizioni delle malte programmate sono da definire con la compagnia di servizio. Le temperature BHCT e BHST suggerite per i test di TT e UCA nella tabella seguente sono state fornite dai dati originali e dalle simulazioni e potrebbero cambiare durante le fasi operative. Le caratteristiche delle malte e del cemento devono soddisfare le richieste indicate nella tabella seguente.

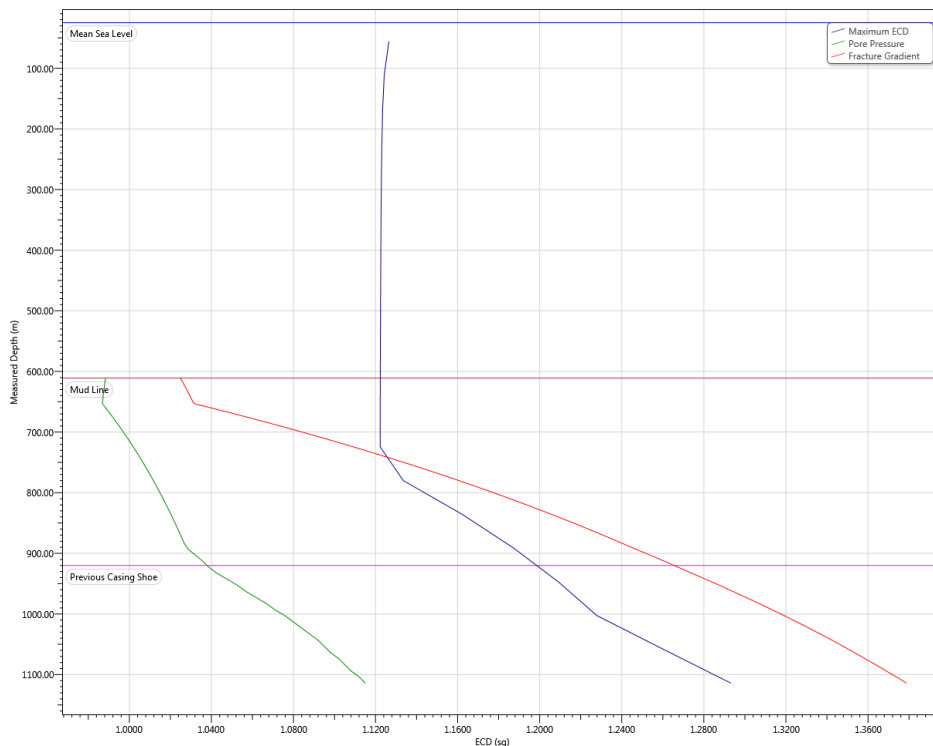
CASING SIZE	Liner 16"
Casing Shoe from RKB (m)	1115
Top Of Cement (m)	820
Hole size (in)	17 1/2"
TYPE OF SLURRY	
TAIL	Neat cement "G" HSR
Mud type	FW-EP
Mud density (kg/l)	1,12
Fracture Grad. @ bottom (kg/cm2/10m)	1,34
Pore Grad. @ bottom (kg/cm2/10m)	1,08
Estimated B.H.S.T. (° C)	28
LEAD SLURRY	
Slurry density (kg/l)	1,5
Rheologies	higher than Mud, lower than Tail
Free water (%) max	0
Fluid Loss (ml/30min)	< 50
Min. Compr. Strength 12/24 hr (psi)	500/1500
Estimated Temperature for UCA test (°C)	26
Thickening time* (h:min)	09:00
Estimated B.H.C.T. for TT test (°C)	32
TAIL SLURRY	
Slurry density (kg/l)	1,90
Rheologies	Higher than spacer e mud
Free water (%) max	0,5
Fluid Loss (ml/30min)	< 60
Min. Compr. Strength 12/24 hr (psi)	500/1500
Estimated Temperature for UCA test (°C)	25
Thickening time* (h:min)	06:00
Estimated B.H.C.T. for TT test (°C)	23
SPACER	
Rheologies	higher than mud, lower than Slurry
Density (kg/l)	1,2

Per quanto riguarda la centralizzazione della colonna, di seguito è riportato lo schema da utilizzare. Lo standoff dalla simulazione risulta di 100%.

EQUIPAGGIAMENTO 16"					
Centralizzazione	Spaziatura	da m	a m	n° centralizzatori	Tipo centralizzatore
1C3	36,6	920	1115	6	Rigidi



La seguente figura mostra l'andamento delle ECD:



Dalle simulazioni si evince che, durante la cementazione, il margine alla fratturazione a fondo pozzo è di soli 9 bar e quindi si raccomanda di rispettare le gerarchie dei fluidi e seguire la tabella di pompaggio come riportato:

Fluido	Volume [m ³]	Portata [l/m]
Fango LTOBM @ 1.12 kg/l	50	1000
Spacer @ 1.20 kg/l	5	1000
Malta LEAD @ 1,50 kg/l	10	800
Malta TAIL @ 1,90 kg/l	7.5	800
Spacer @ 1.20 kg/l	2.5	600
Fango LTOBM @ 1.12 kg/l	30	600
Fango LTOBM @ 1.12 kg/l	15	500
Fango LTOBM @ 1.12 kg/l	2	300



**PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE
POZZO: CASSIOPEA 2 Dir**

PAG. **75**

DI **117**

SEZ. 4 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

eni Natural Resources - Upstream

7.3 13 3/8" CASING

La cementazione della colonna da 13 3/8" prevede l'utilizzo di una malta tail a 1,90 kg/l. Il TOC è previsto a quota 1264 m. La distanza tra TOC e quota scarpa precedente (1115 m) è di circa 149 m per permettere lo sfogo della pressione "pressure relief" ed evitare APB (Annular Pressure Builtup) durante la vita produttiva.

Casing Data						Open Hole Data			
OD (inch)	Depth (m)		Specific weight (lb/ft)	Displac. (l/m)	Internal capacity (l/m)	OH Diameter (inch)	Depth (m):		OH Capacity (l/m)
	From	To					From	To	
13 3/8	611	1450	72	90.7	77.25	14 3/4	1115	1450	110.2
16	820	1115	84	129.7	114.16				
20	611	920	133	202.6	177.8				

Annulus capacities:										
Casing – Casing					Casing – Open Hole					
External CSG OD In	Internal CSG OD	Depth (m)		Annulus Capacity (l/m)	Op. Hole Diam. In	Casing OD	Depth (m):		Excess (%)	Capacity (l/m)
		From	To				From	To		
20	13 3/8	611	820	87.15	14 3/4	13 3/8	1115	1450	50	29.4
16	13 3/8	820	1115	23.51						

SLURRY VOLUMES AND COMPOSITION								
Tail Slurry								
Density kg/l	TOC m	in csg m3	in oh m3	Volume m3	Yield m3/t	Cement G HSR t	Mix Fluid m³/t	Water m3
1.90	1264	2.3	5.5	7.7	0.790	9.8	-	
Spacer					Gas Flow Potential 2.6 at bottom			
Density kg/l	Top m	Length in OH m		Volume m3	Gas Flow Severity LOW at bottom			
1.35	1015	200		5.0				

Check Static pressure @ 13 5/8" CSG shoe.								
Column Type	Vertical length m	Pressure at the end of displacement			Column Type	Pressure during tail slurry setting		
		kg/l	kg/cm2	kg/cm2		kg/l	kg/cm2	kg/cm2
Tail Slurry	188	1.90	35.7	35.7	Tail Slurry	1.00	18.8	18.8
Spacer	200	1.35	27.0	62.7	Spacer	1.35	27.0	45.8
Mud	1015	1.23	124.8	187.6	Mud	1.23	124.8	170.6
Total hydrostatic P.			187.6		Total hydrostatic P.		170.6	
Fracture gradient csg shoe	1403	1.46	204.8		Pore gradient @ csg shoe	1.19	167.0	

Dall'esperienza del lean profile, la discesa del casing risulta molto difficoltosa e da tenere in considerazione le possibili problematiche relative al ridotto annulus tra la colonna e il liner precedente. Le composizioni delle malte programmate sono da definire con la compagnia di servizio. Le temperature



**PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE
POZZO: CASSIOPEA 2 Dir**

PAG. **76**

DI **117**

SEZ. 4 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

eni Natural Resources - Upstream

BHCT e BHST suggerite per i test di TT e UCA nella tabella seguente sono state fornite dai dati originali e dalle simulazioni e potrebbero cambiare durante le fasi operative. Le caratteristiche delle malte e del cemento devono soddisfare le richieste indicate nella tabella seguente.

CASING SIZE	Casing 13 3/8"
Casing Shoe from RKB (m)	1450
Top Of Cement (m)	1264
Hole size (in)	14 3/4"
TYPE OF SLURRY	
TAIL	Neat cement "G" HSR
Mud type	LTOBM
Mud density (kg/l)	1,23
Fracture Grad. @ bottom (kg/cm2/10m)	1,46
Pore Grad. @ bottom (kg/cm2/10m)	1,19
Estimated B.H.S.T. (° C)	28
LEAD SLURRY	
Slurry density (kg/l)	
Rheologies	
Free water (%) max	
Fluid Loss (ml/30min)	
Min. Compr. Strength 12/24 hr (psi)	
Estimated Temperature for UCA test (°C)	
Thickening time* (h:min)	
Estimated B.H.C.T. for TT test (°C)	
TAIL SLURRY	
Slurry density (kg/l)	1,90
Rheologies	Higher than spacer e mud
Free water (%) max	0,5
Fluid Loss (ml/30min)	< 60
Min. Compr. Strength 12/24 hr (psi)	500/1500
Estimated Temperature for UCA test (°C)	25
Thickening time* (h:min)	06:00
Estimated B.H.C.T. for TT test (°C)	23
SPACER	
Rheologies	higher than mud, lower than Slurry
Density (kg/l)	1,35

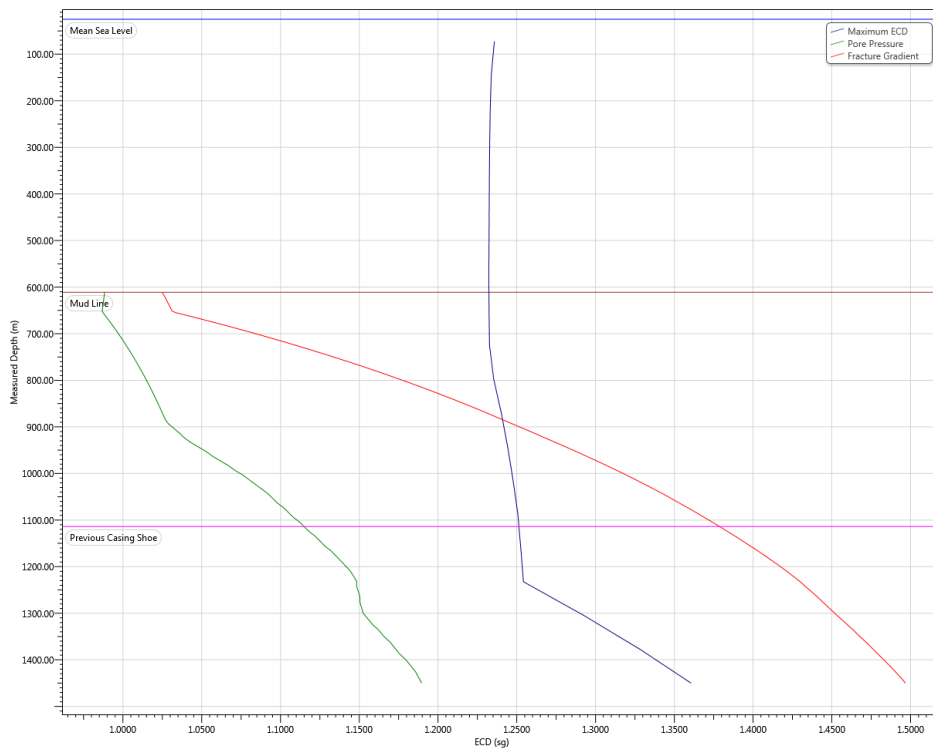
Per quanto riguarda la centralizzazione della colonna, di seguito è riportato lo schema da utilizzare. Lo standoff dalla simulazione risulta di 100%.

EQUIPAGGIAMENTO 13 3/8"					
Centralizzazione	Spaziatura	da m	a m	n° centralizzatori	Tipo centralizzatore
1C3	36,6	1115	1450	10	Rigidi



SEZ. 4 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

La seguente figura mostra l'andamento delle ECD:



Dalle simulazioni si evince che, durante la cementazione, il margine alla fratturazione a fondo pozzo è buono e le caratteristiche reologiche dei vari fluidi devono rispettare le gerarchie e seguire la tabella di pompaggio come riportato:

Fluido	Volume [m ³]	Portata [l/m]
Fango LTOBM @ 1.23 kg/l	18	1000
Spacer @ 1.35 kg/l	5	800
Malta TAIL @ 1,90 kg/l	7.7	800
Spacer @ 1.35 kg/l	2.5	600
Fango LTOBM @ 1.23 kg/l	50	600
Fango LTOBM @ 1.23 kg/l	20	500
Fango LTOBM @ 1.23 kg/l	2	300



**PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE
POZZO: CASSIOPEA 2 Dir**

PAG. **78**

DI **117**

SEZ. 4 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

eni Natural Resources - Upstream

7.4 9 5/8" CASING

La cementazione del liner da 9 5/8" prevede l'utilizzo di una malta lead e una malta tail alla stessa densità di 1,90 kg/l a presa differenziata.

Il TOC è previsto a quota 1538 m. La distanza tra TOC e quota scarpa precedente (1450 m) è di circa 88 m per permettere lo sfogo della pressione "pressure relief" ed evitare APB (Annular Pressure Buildup) durante la vita produttiva.

Casing Data					Open Hole Data				
OD	Depth (m)		Specific weight	Displac.	Internal capacity	OH Diameter	Depth (m):		OH Capacity
(inch)	From	To	(lb/ft)	(l/m)	(l/m)	(inch)	From	To	(l/m)
13 3/8	611	1450	72	90.6	77.3	12 1/4	1403	1748	76.0
9 5/8	611	1889	53.5	46.9	36.9				

Annulus capacities:										
Casing - Casing					Casing - Open Hole					
External CSG OD	Internal CSG OD	Depth (m)		Annulus Capacity	Op. Hole Diam.	Casing OD	Depth (m):		Excess	Capacity
in		From	To	(l/m)	in		From	To	(%)	(l/m)
13 3/8	9 5/8	611	1450	30.3	12 1/4	9 5/8	1450	1889	20	34.9

SLURRY VOLUMES AND COMPOSITION								
Lead Slurry								
Density	TOC	in csg	in oh	Volume	Yield	Cement G HSR	Mix Fluid	Water
kg/l	m	m3	m3	m3	m3/t	t	m3/t	m3
1.9	1538	0.0	8.8	8.8			-	

Tail Slurry								
Density	TOC	in csg	in oh	Volume	Yield	Cement G HSR	Mix Fluid	Water
kg/l	m	m3	m3	m3	m3/t	t	m3/t	m3
1.9	1789	0.7	3.5	4.2	0.79	5.4	-	

Spacer				Gas Flow Potential				
Density	Top	Length in OH	Volume	Gas Flow Severity				
kg/l	m	m	m3					
1.35	1438	100	3.5	0.5 at bottom				
				NULL at bottom				
				0.0 at previous csg shoe				
				NULL at previous csg shoe				

Check Static pressure @ 9 5/8 " Inr shoe.								
Column Type	Vertical length	Pressure at the end of displacement			Column Type	Pressure during tail slurry		
	m	kg/l	kg/cm2	kg/cm2		kg/l	kg/cm2	kg/cm2
Tail Slurry	78	1.90	14.8	14.8	Tail Slurry	1.00	7.8	7.8
Lead Slurry	197	1.90	37.4	52.3	Lead Slurry	1.90	37.4	45.2
Spacer	70	1.35	9.5	61.7	Spacer	1.35	9.5	54.7
Mud	1403	1.33	186.6	248.3	Mud	1.33	186.6	241.3
Total hydrostatic P.			248.3		Total hydrostatic P.		241.3	
Fracture gradient csg shoe	1748	1.550	270.9		Pore gradient @ csg shoe	1.28	223.7	

Check Static pressure @ 13 5/8" CSG shoe.								
Column Type	Vertical length	Pressure at the end of displacement			Column Type	Pressure during lead slurry		
	m	kg/l	kg/cm2	kg/cm2		kg/l	kg/cm2	kg/cm2
Tail Slurry	0	1.90	0.0	0.0	Tail Slurry	1.00	0.0	0.0
Lead Slurry	0	1.90	0.0	0.0	Lead Slurry	1.00	0.0	0.0
Spacer	0	1.35	0.0	0.0	Spacer	1.35	0.0	0.0
Mud	1403	1.33	186.6	186.6	Mud	1.33	186.6	186.6
Total hydrostatic P.			186.6		Total hydrostatic P.		186.6	
Fracture gradient @ csg shoe	1403	1.46	204.8		Pore gradient @ csg shoe	1.19	167.0	



**PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE
POZZO: CASSIOPEA 2 Dir**

PAG. **79**

DI **117**

SEZ. 4 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

eni Natural Resources - Upstream

Le composizioni delle malte programmate sono da definire con la compagnia di servizio. Le temperature BHCT e BHST suggerite per i test di TT e UCA nella tabella seguente sono state fornite dai dati originali e dalle simulazioni e potrebbero cambiare durante le fasi operative. Le caratteristiche delle malte e del cemento devono soddisfare le richieste indicate nella tabella seguente.

CASING SIZE	Liner 9 5/8"
Casing Shoe from RKB (m) MD	1889
Top Of Cement (m) MD	@1538
Hole size (in)	12 1/4"
TYPE OF SLURRY	
LEAD	Neat cement "G" HSR retarded
TAIL	Neat cement "G" HSR
Mud type	LTOBM
mud density (kg/l)	1,33
Fracture Grad. @ bottom (kg/cm2/10m)	1,55
Pore Grad. @ bottom (kg/cm2/10m)	1,28
Estimated B.H.S.T. (° C)	45
LEAD SLURRY	
Slurry density (kg/l)	1,90
Rheologies	higher than Mud, lower than Tail
Free water (%) max	0
Fluid Loss (ml/30min)	< 50
Min. Compr. Strength 12/24 hr (psi)	500/1500
Estimated Temperature for UCA test (°C)	26
Thickening time* (h:min)	09:00
Estimated B.H.C.T. for TT test (°C)	32
TAIL SLURRY	
Slurry density (kg/l)	1,90
Rheologies	Higher than Lead
Free water (%) max	0
Fluid Loss (ml/30min)	<50
Min. Compr. Strength 12/24 hr (psi)	500/1500
Estimated Temperature for UCA test (°C)	41
Thickening time* (h:min)	07:00
Estimated B.H.C.T. for TT test (°C)	32
SPACER	
Rheologies	higher than mud, lower than Slurry
Density (kg/l)	1,50

Per quanto riguarda la centralizzazione della colonna, di seguito è riportato lo schema da utilizzare. Lo standoff risulta di 100%.

EQUIPAGGIAMENTO 9 5/8"					
Centralizzazione	Spaziatura	da m	a m	n° centralizzatori	Tipo centralizzatore
1C3	36,6	1450	1889	12	Rigidi

La seguente figura mostra l'andamento delle ECD:



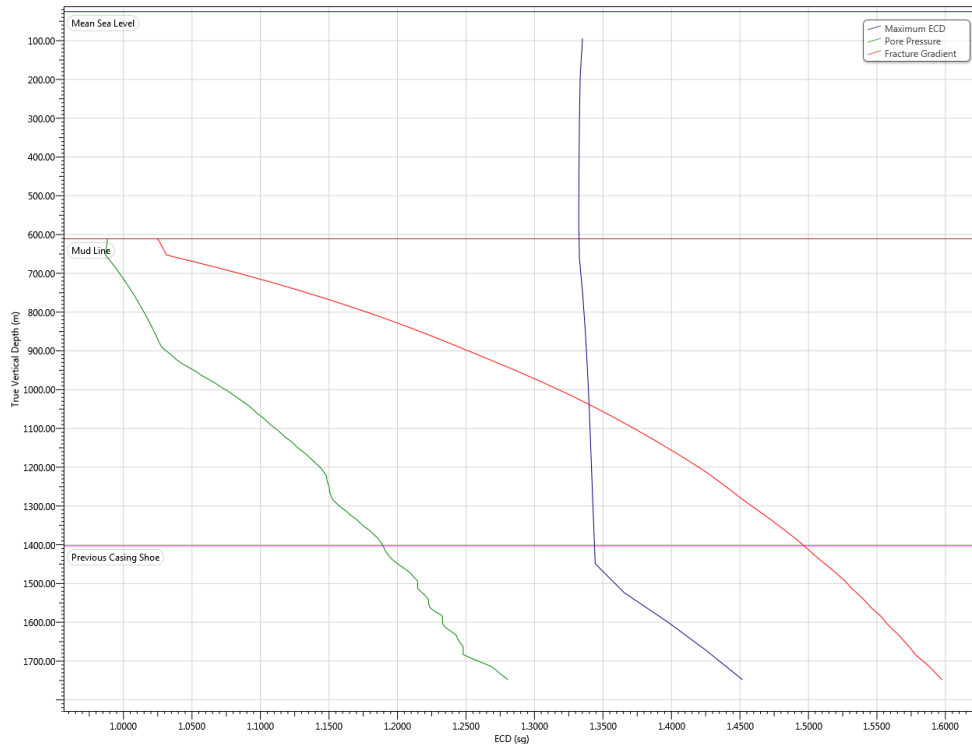
**PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE
POZZO: CASSIOPEA 2 Dir**

PAG. **80**

DI **117**

SEZ. 4 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

eni Natural Resources - Upstream



Dalle simulazioni si evince che, durante la cementazione, il margine alla fratturazione a fondo pozzo è buono e le caratteristiche reologiche dei vari fluidi devono rispettare le gerarchie e seguire la tabella di pompaggio come riportato:

Fluido	Volume [m ³]	Portata [l/m]
Fango LTOBM @ 1.33 kg/l	25	1000
Spacer @ 1.50 kg/l	3.5	1000
Malta LEAD @ 1,90 kg/l	8.8	800
Malta TAIL @ 1,90 kg/l	4.2	800
Spacer @ 1.50 kg/l	2.5	800
Fango LTOBM @ 1.33 kg/l	40	800
Fango LTOBM @ 1.33 kg/l	10	600
Fango LTOBM @ 1.33 kg/l	4	300



**PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE
POZZO: CASSIOPEA 2 Dir**

PAG. **81**

DI **117**

SEZ. 4 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

eni Natural Resources - Upstream

8 WELL BARRIER

8.1 20" CASING DISCESO E SETTATO

	Field : Cassiopea Well : Cassiopea 2dir Schematic : EN.H 1.2-a3 rev. 1 Date : 30-Mar-2022	Well design pressure 1054,0 bar Reservoir pressure 90,0 bar Prepared by : Elena Maria Cavanna Verified by :
	Surface casing section	
	20" Casing in place	
	Draft	
	Primary barrier elements	
	Element	Qualification
Wellbore fluid	pad mud	Subsea ROV monitoring (no riser installed)
Secondary barrier elements		
Element	Qualification	Monitoring
Surface casing cement	Volume verification	Not accessible, visual return at surface
Note: Well control stab-in valve available on rig floor during casing running. During all riserless activities kill mud will be prepared and kept available. Minimum 10-15 m of cement above 20" csg float shoe.		
Prepared by Eni S.p.A.		
Depth reference: Saipem 10000, unspecified depth reference		



**PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE
POZZO: CASSIOPEA 2 Dir**

PAG. **82**

DI **117**

SEZ. 4 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

eni Natural Resources - Upstream

8.2 PERFORAZIONE FORO 17 1/2”

	Field : Cassiopea Well : Cassiopea 2dir Schematic : EN.H 1.3-a1 rev. 1 Date : 30-Mar-2022	Well design pressure 1054.0 bar Reservoir pressure 90.0 bar Prepared by : Elena Maria Cavanna Verified by :	
	Intermediate section		
	17 1/2” Hole drilling		
	Draft		
	Primary barrier elements		
	Element	Qualification	Monitoring
	Wellbore fluid	Fluid 1.12 sg control base on expected pore pressure	Triptank level and fluid sg control
Secondary barrier elements			
Element	Qualification	Monitoring	
Drilling BOP	Pressure test to 2500 Psi	Periodic pressure testing	
Wellhead	Pressure test to 2500 Psi	External observation	
Surface casing	Pressure test to 2000 Psi at WH depth with 1.12 sg fluid	Not accessible	
Surface casing cement	FIT test to 1.25 sg EMW	Not accessible	
Note:			
Prepared by Eni S.p.A.			
Depth reference: Saipem 10000, unspecified depth reference			



**PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE
POZZO: CASSIOPEA 2 Dir**

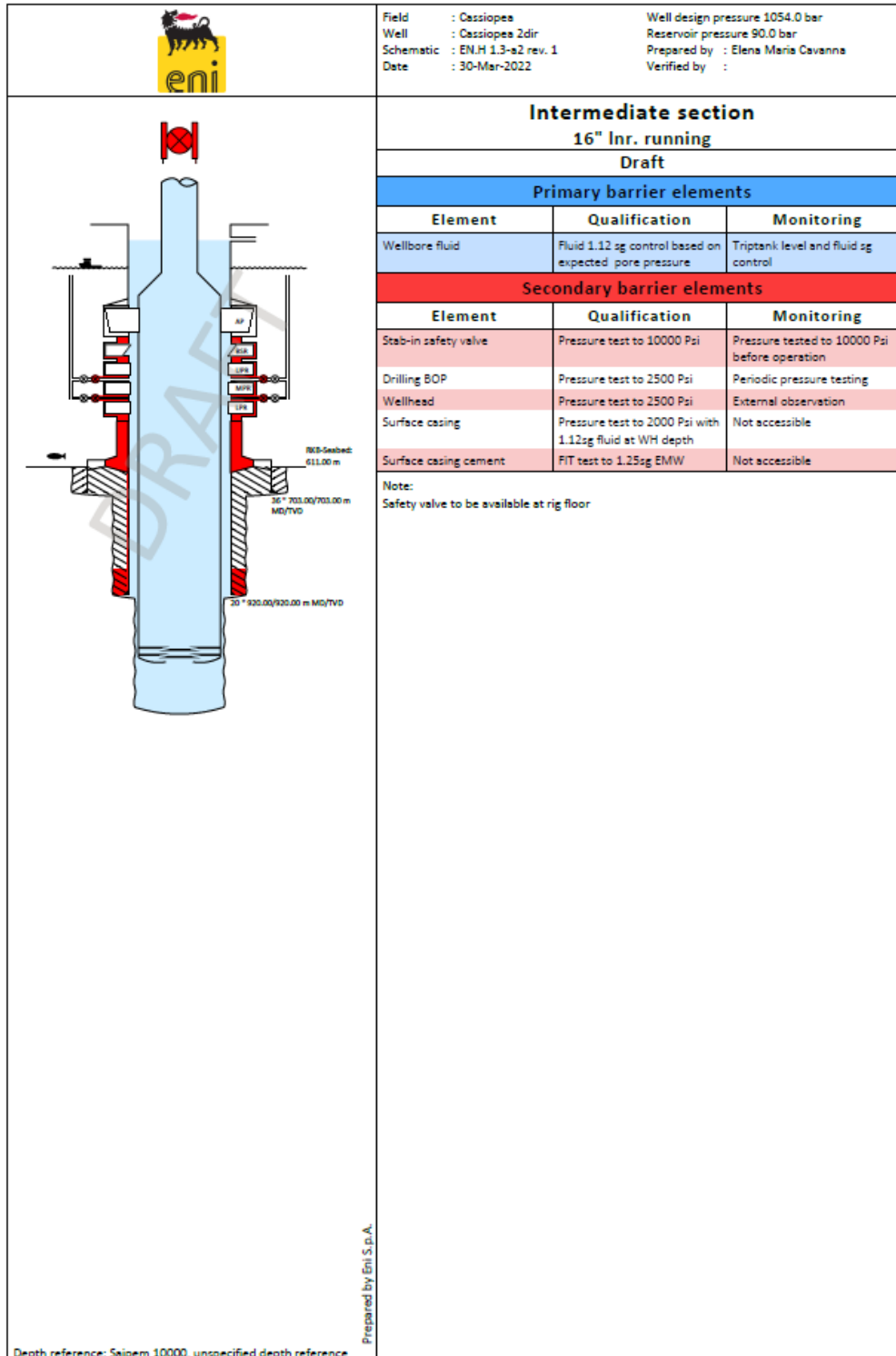
PAG. **83**

DI **117**

SEZ. 4 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

eni Natural Resources - Upstream

8.3 DISCESA LINER 16''





**PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE
POZZO: CASSIOPEA 2 Dir**

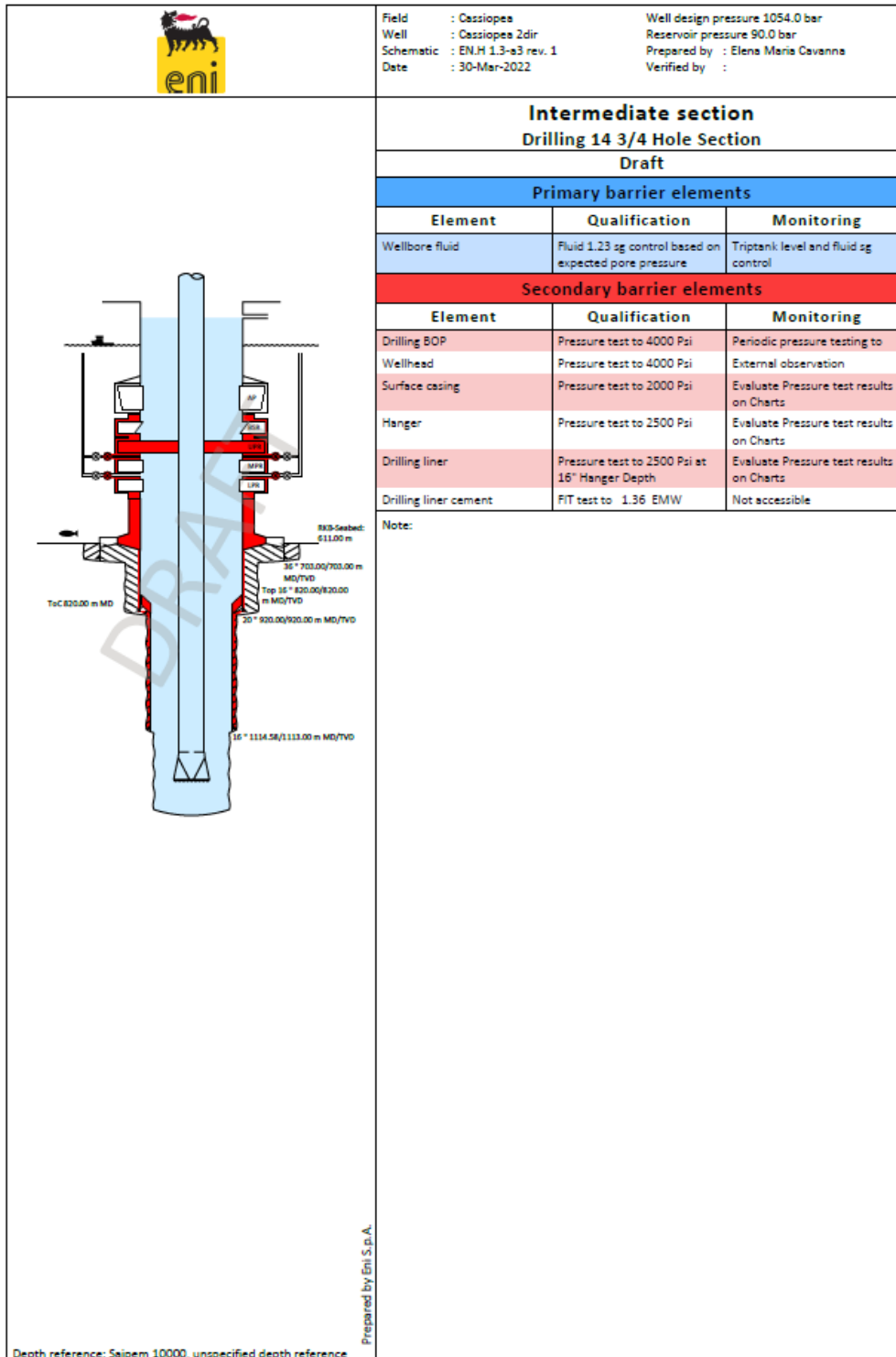
PAG. **84**

DI **117**

SEZ. 4 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

eni Natural Resources - Upstream

8.4 PERFORAZIONE FORO 14 3/4"





**PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE
POZZO: CASSIOPEA 2 Dir**

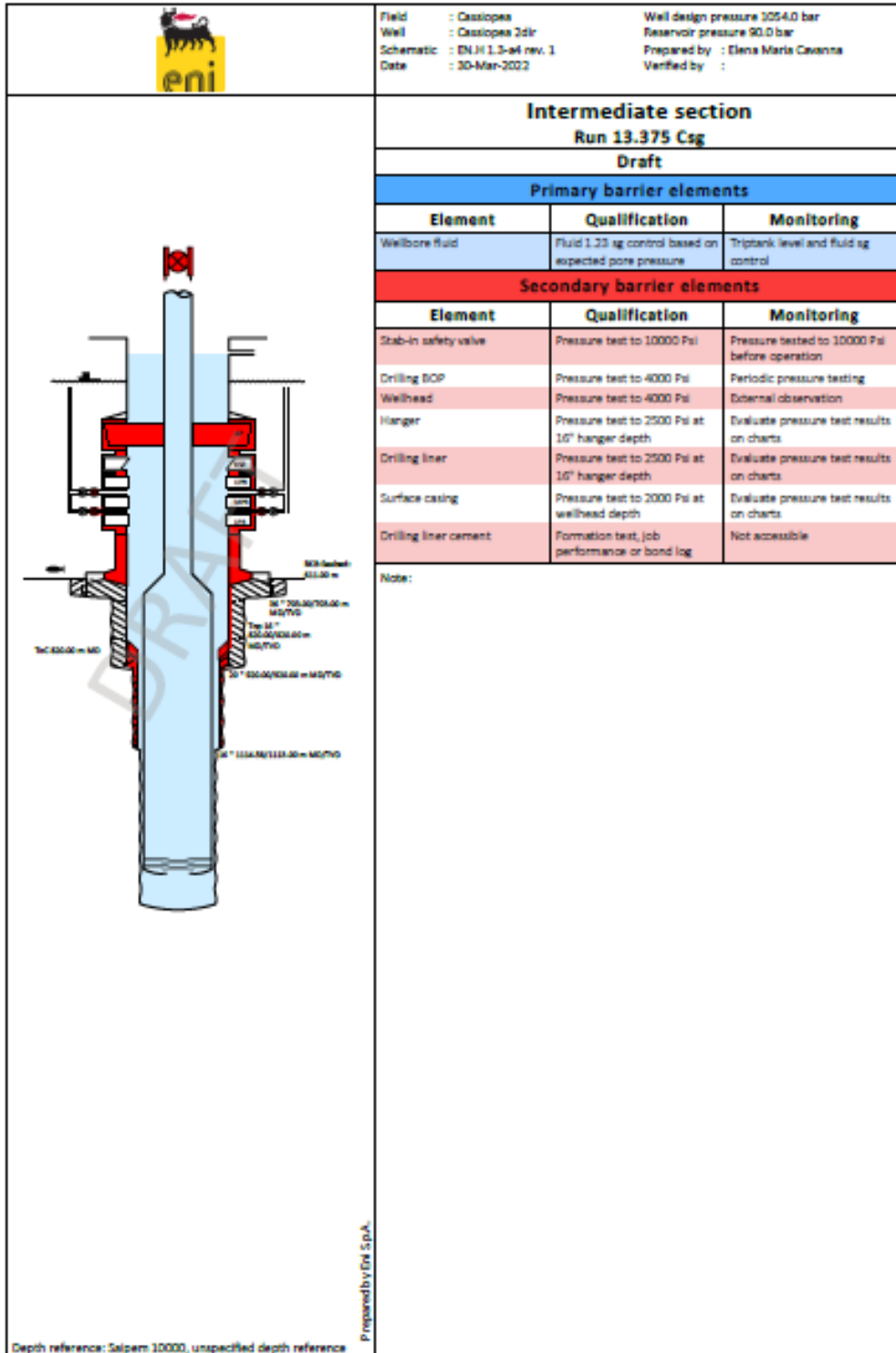
PAG. **85**

DI **117**

SEZ. 4 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

eni Natural Resources - Upstream

8.5 DISCESA CASING 13 3/8"





**PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE
POZZO: CASSIOPEA 2 Dir**

PAG. **86**

DI **117**

SEZ. 4 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

eni Natural Resources - Upstream

8.6 PERFORAZIONE FORO 12 1/4"

	Field : Cassiopea Well : Cassiopea 2dir Schematic : EN.H 1.4-a2 rev. 1 Date : 30-Mar-2022	Well design pressure 1054.0 bar Reservoir pressure 90.0 bar Prepared by : Elena Maria Cavanna Verified by :
Production section 9 5/8" csg. running Draft		
Primary barrier elements		
Element	Qualification	Monitoring
Wellbore fluid	Fluid 1.41 sg control based on expected pore pressure	Triptank level and fluid sg control
Secondary barrier elements		
Element	Qualification	Monitoring
Stab-in safety valve	Pressure test to 10000 Psi	Pressure tested to 10000 Psi before operation
Drilling BOP	Pressure test to 4000 Psi	Periodic pressure testing
Wellhead	Pressure test to 4000 Psi	External observation
Casing hanger	Pressure test to 3000 Psi	Evaluate pressure test results on charts
Intermediate casing	Pressure test to 3000 Psi at WH depth	Evaluate pressure test results on charts
Intermediate casing cement	LOT	Not accessible
Note:		
Prepared by Eni S.p.A.		
Depth reference: Saipem 10000, unspecified depth reference		



**PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE
POZZO: CASSIOPEA 2 Dir**

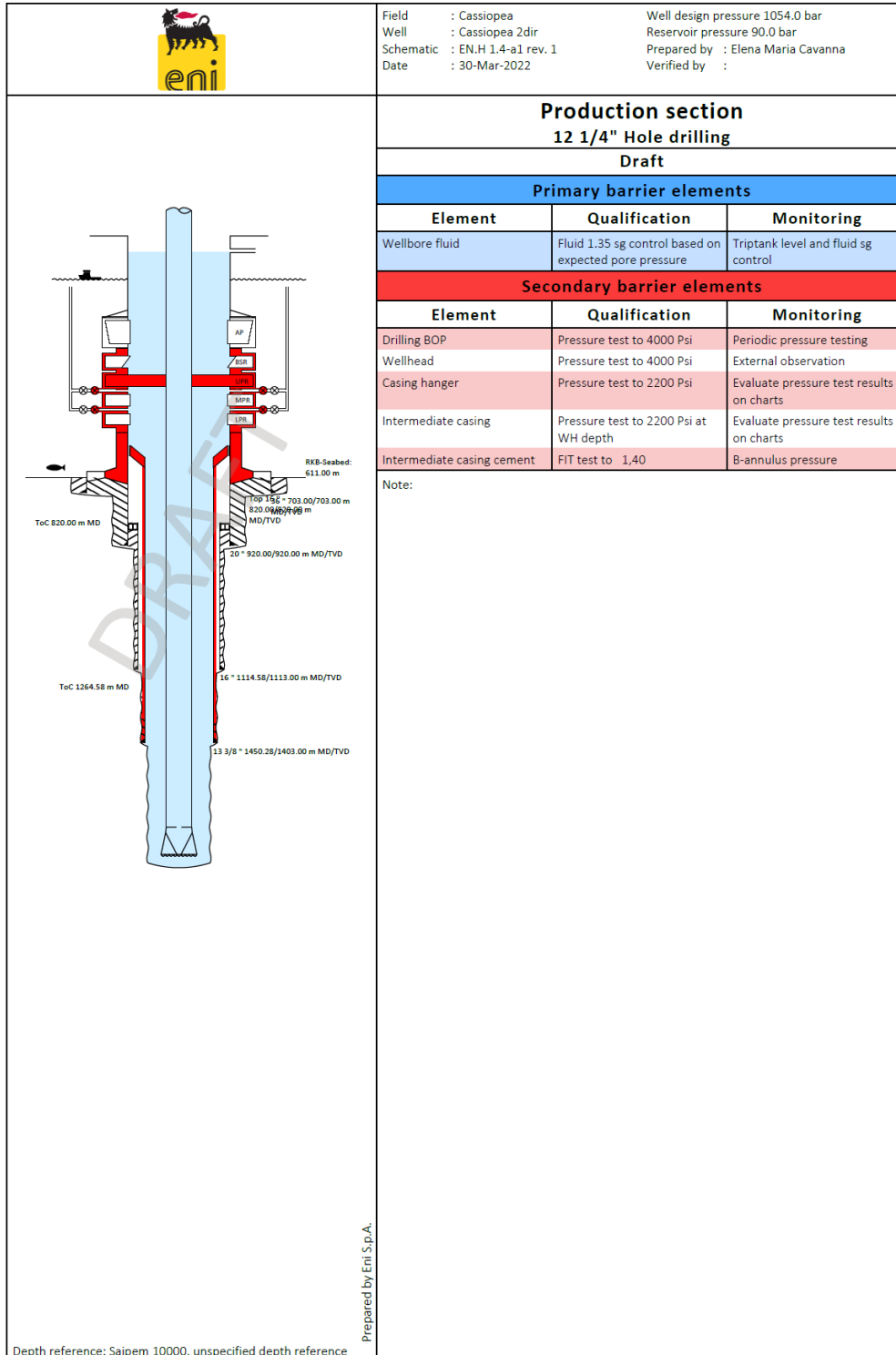
PAG. **87**

DI **117**

SEZ. 4 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

eni Natural Resources - Upstream

8.7 DISCESA CASING DI PRODUZIONE 9 5/8"





PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: CASSIOPEA 2 Dir

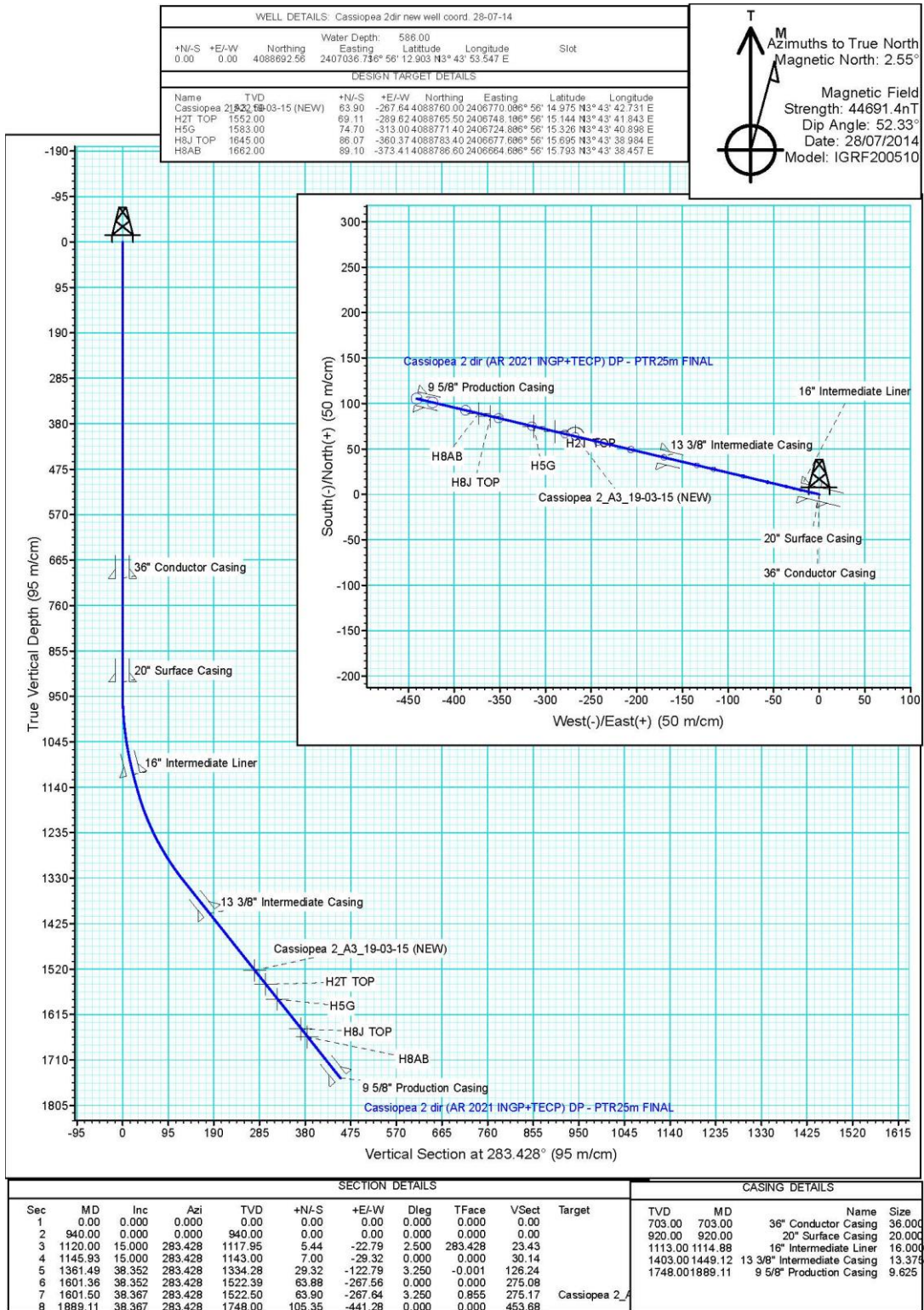
PAG. 88

DI 117

SEZ. 4 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

eni Natural Resources - Upstream

9 PROGRAMMA DI DEVIAZIONE





PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: CASSIOPEA 2 Dir

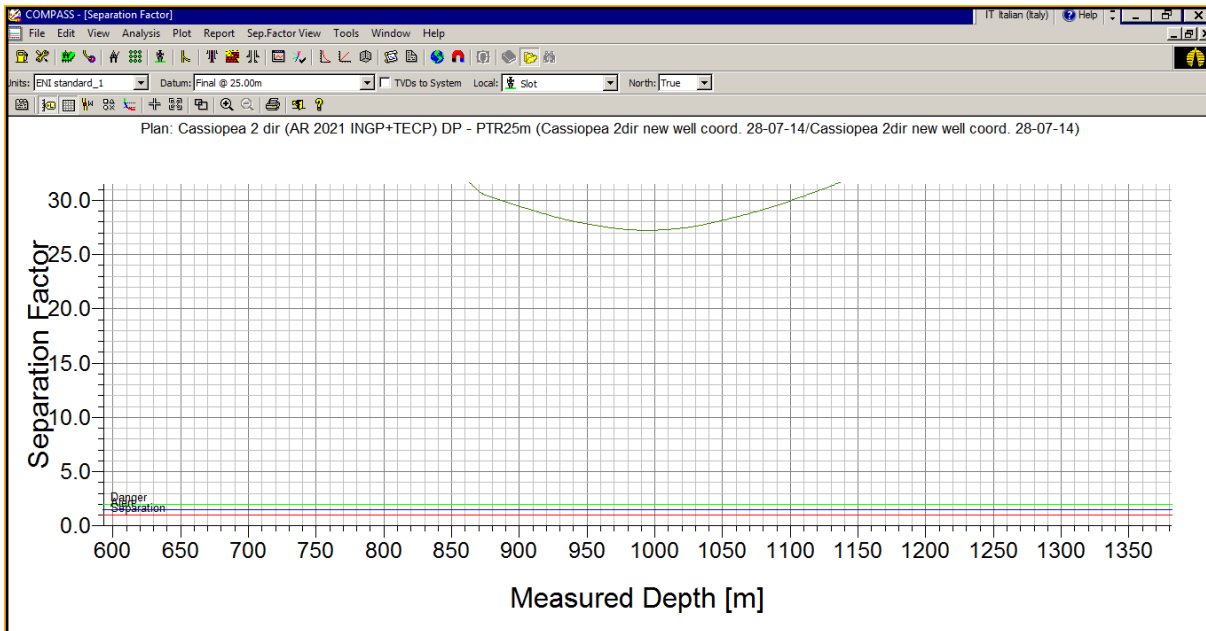
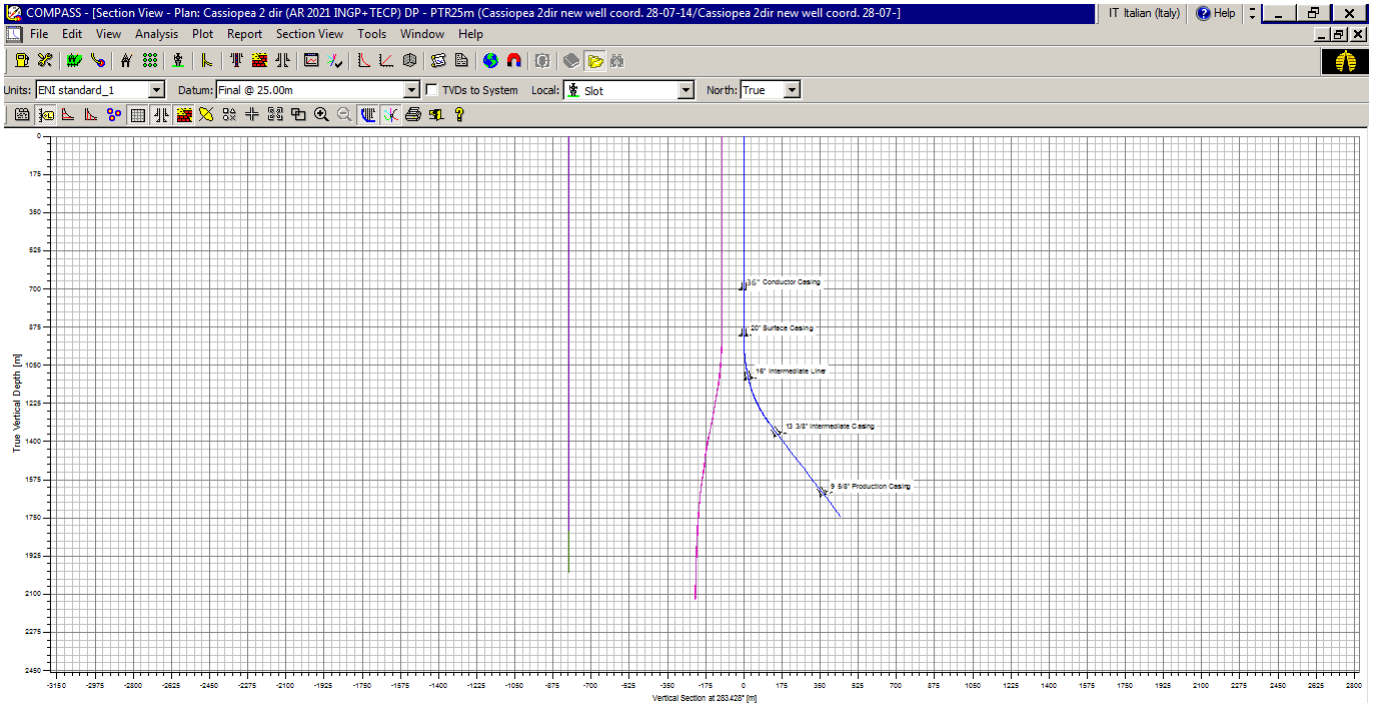
PAG. 89

DI 117

SEZ. 4 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

eni Natural Resources - Upstream

9.1 ANTICOLLISION





eni Natural Resources - Upstream

PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: CASSIOPEA 2 Dir

PAG. 90

DI 117

SEZ. 4 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

10 BATTERIE E IDRAULICA

I dettagli delle BHA e del programma Idraulico verranno definiti con la contrattista di directional drilling. Si riporta di seguito la composizione tipo e le caratteristiche minime delle BHAs per ciascuna fase:

10.1 FASE DA 24"X42"

- 42" Hole Opener
- Stabilizer (String Stab)
- No ported float valve
- Drilling jar

10.2 FASE DA 24"

- ASDS (Automated Steerable Drilling System)
 - Shock Level Monitoring
- ASDS-PDM
- MWD (Measure While Drilling)
 - Azimuth
 - Inclination
 - Gravity and Magnetic Tool Face
 - Mud Temperature
 - Standard Gamma Ray
 - Vibration - Shock Level Monitoring
- PWD (Pressure While Drilling)
- LWD (Logging While Drilling)
 - Standard Gamma Ray (LWD additional to MWD)
 - Electromagnetic Propagation Resistivity
 - Compensated Sonic
- No ported float valve
- Dual port multiactivated circulating valve
- Drilling jar

10.3 FASE DA 17 1/2"

- ASDS (Automated Steerable Drilling System)
 - Shock Level Monitoring
- MWD (Measure While Drilling)
 - Azimuth
 - Inclination
 - Gravity and Magnetic Tool Face
 - Mud Temperature
 - Standard Gamma Ray
 - Vibration - Shock Level Monitoring
- PWD (Pressure While Drilling)
- LWD (Logging While Drilling)
 - Standard Gamma Ray (LWD additional to MWD)
 - Electromagnetic Propagation Resistivity
 - Compensated Sonic



eni Natural Resources - Upstream

PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: CASSIOPEA 2 Dir

PAG. 91

DI 117

SEZ. 4 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

- No ported float valve
- Dual port multiactivated circulating valve
- Drilling jar

10.4 FASE DA 14 3/4"

- ASDS (Automated Steerable Drilling System)
 - Shock Level Monitoring
- MWD (Measure While Drilling)
 - Azimuth
 - Inclination
 - Gravity and Magnetic Tool Face
 - Mud Temperature
 - Standard Gamma Ray
 - Vibration - Shock Level Monitoring
- PWD (Pressure While Drilling)
- LWD (Logging While Drilling)
 - Standard Gamma Ray (LWD additional to MWD)
 - Electromagnetic Propagation Resistivity
 - Compensated Sonic
- No ported float valve
- Dual port multiactivated circulating valve
- Drilling jar

10.5 FASE DA 12 1/4"

- ASDS (Automated Steerable Drilling System)
 - Shock Level Monitoring
- MWD (Measure While Drilling)
 - Azimuth
 - Inclination
 - Gravity and Magnetic Tool Face
 - Mud Temperature
 - Standard Gamma Ray
 - Vibration - Shock Level Monitoring
- PWD (Pressure While Drilling)
- LWD (Logging While Drilling)
 - Standard Gamma Ray (LWD additional to MWD)
 - Electromagnetic Propagation Resistivity
 - Compensated Sonic
 - Azimuthal Bulk Density
 - Compensated Neutron Log
 - Formation Pressure While Drilling
- No ported float valve
- Dual port multiactivated circulating valve
- Drilling jar



**PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE
POZZO: CASSIOPEA 2 Dir**

PAG. **92**

DI **117**

SEZ. 4 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

eni Natural Resources - Upstream

11 TORQUE AND DRAG

Le BHA sono ancora in fase di definizione, pertanto l'analisi di torque and drague verrà eseguita una volta stabilite le drilling BHA.

12 SCALPELLI

Di seguito sono riportati gli scalpelli raccomandati nelle varie sezioni scelti in base ai dati dei pozzi di riferimento ed alla litologia di Cassiopea 2.

Bit size	PDC Bit		Roller Cone Bit
	Cutter size	Blades n°	IADC
24"	TBD		
17 1/2"	TBD		
14 3/4"	TBD		
12 1/4"	TBD		



13 ALLEGATO A: SPECIFICHE IMPIANTO DI PERFORAZIONE

Saipem 10000 – Main features

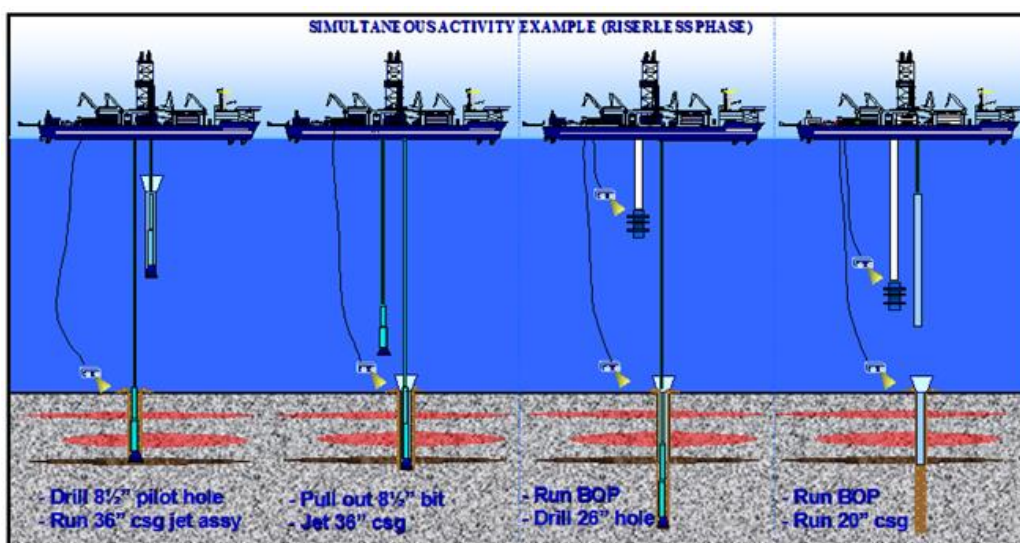
SIMULTANEOUS ACTIVITY DERRICK

The rig most effective feature is the ability to perform simultaneous operations. For this purpose the rig is provided with a single derrick equipped with two rotary tables, two drawworks, two motion compensators and two top drives. Inside the derrick, a dual automated pipe handling system allows movement of pipe from/to the set back area with either rig. During the riserless phases of the well, the two rigs will alternate on the hole reducing the influence of water depth in trip times (Figure 1 shows a typical riserless sequence of operations with dual activity rig). After installation of BOP and riser, the secondary rig (rig "B") will support the main rig (rig "A") removing from the critical path of the well operations such as:

- make up and lay down of BHA (including stabilizers, motors, MWD/LWD tools, etc.);
- make up and lay down of wellhead tools;
- function tests of MWD/LWD tools;
- make up/lay down of drill pipe stands;
- make up and lay down of tubing stands;
- make up of casing stands;
- make up and lay down of wireline tools.

The height of the derrick allows standing of range III drill pipe in triples (equivalent to range II drill pipe quadruples) and permits casing to be made up and racked in triples thus reducing the numbers of connections and tripping time.

The dual activity derrick and the reduced number of connections greatly improve the performance of the rig bringing the not productive times (flat times) to a minimum which cannot be achieved with conventional rigs.





eni Natural Resources - Upstream

**PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE
POZZO: CASSIOPEA 2 Dir**

SEZ. 4 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

PAG. **94**

DI **117**

DECKLOAD AND STORAGE CAPACITY.

Double hull drill ship design has been selected to obtain a large payload and storage capabilities. The unit has sufficient space and deck load to store on board 10000 ft of riser and materials/consumable to drill two wells (casing included).

The total mud storage of the vessel is 19200 bbl plus 3000 bbl for waste fluids:

- Active: 6800 bbl
- Reserve: 6300 bbl
- Oil or brine: 6000 bbl
- Waste: 3000 bbl

The mud volume and pits layout allows for two complete mud system to be prepared and stored on board. Thus, no time is lost to change from a water-based mud system to synthetic mud or from drilling mud to brine. There is also sufficient capacity to store the entire volume of mud in the riser in the event of LMRP disconnection.

ROV.

The rig is equipped with two Sonsub Innovator ROVs equipped with temperature and current meters. The two vehicles are required to monitor two strings in the riserless phase of the well and to ensure that at least one ROV is available in case of failure of the other vehicle.

DP AND RISER MANAGEMENT SYSTEMS.

The vessel is classified DPS-3 and it is equipped with two DGPS and two fully independent acoustic systems with two arrays of 5 transponders each. 6 x 5440HP azimuthal thrusters provide propulsion and station keeping capabilities.

The Riser Management System (RMS) is monitoring in real time the following parameters:

- Riser tension;
- Extension of telescopic joint;
- Upper flex joint angle;
- Lower flex joint angle;
- Tension at lower flex joint;
- Hydrostatic at lower flex joint. Main drilling unit specifications.



**PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE
POZZO: CASSIOPEA 2 Dir**

PAG. **95**

DI **117**

eni Natural Resources - Upstream

SEZ. 4 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

Main drilling unit specifications.

A. DRILLING UNIT GENERAL DATA

Rig Contractor : SAIPEM
Unit Type : Dynamically Positioned Drillship
Unit Owner : SAIPEM PORTUGAL COMERCIO MARITIMO
Unit Name : SAIPEM 10000
Production Year and Yard : 1999-2000, Samsung Heavy Industries, Korea
Number of thrusters : 6 Azimuth Thrusters, Ulstein Type TCNP 156/M-380
Positioning system classification : DP-3

B. DRILLING UNIT MAIN DIMENSIONS

Overall length : 227.8 m.
Length between perpendicular : 219.4 m.
Breadth : 42.0 m.
Depth : 19.0 m.
Moon pool dimensions : 25.6 x 10.26 m.
Accommodation for personnel : 172 people

C. STORAGE CAPACITIES.

Fuel : 39,900 bbl Diesel or Heavy Fuel Oil + 3,650 bbl Diesel Oil (DO)
Drilling water : 18,157 bbl
Potable water : 6,704 bbl
Liquid mud (Active + Reserve) : 12,300 bbl
Mud processing tank : 300 bbl
Waste liquid (mud and washing water) : 3,000 bbl
Crude Oil or Brine storage : 2 pits 3,000 bbl each (Total 6,000 bbls)
Base oil storage : 140,000 bbl
Bulk bentonite/barite : 16,000 cubic feet
Bulk cement : 18,500 cubic feet
Sack storage area : 10,000 Sacks
Ballast water : 140,000 bbl
Total riser joints deck racking capacity : 126 total (90 ft long) with or without buoyancy
Casing joints deck racking capacity :

<i>Nr. Of joints</i>	<i>CSG OD</i>	<i>Nr. Of joints</i>	<i>CSG OD</i>
18	32	203	16
30	36	416	13 3/8
100	20	660	9 5/8
20	26	420	7

D. UNIT OPERATIONAL CAPABILITIES.

Maximum designed water depth : 10,000 ft
Maximum outfitted water depth capability : 10,350 ft
Maximum drilling depth capacity (5" DP) : 30,000 ft

Unit Variable Load

<i>Mode</i>	<i>Without Crude Oil</i>	<i>With Crude Oil</i>
Transit	17,000 MT (8.5 m. draught)	20,000 MT (12 m. draught)
Drilling	20,000 MT	18,000 MT
Survival	20,000 MT	15,000 MT

E. DYNAMICALLY POSITION SYSTEM.

Propulsion/Thrusters : No. 6 (Ulstein make) driven by electric motors 5,440 HP each
Dynamic positioning control system : No. 2 DP computer control system type DPC-12, Konsberg Simrad
: No. 1 back-up DP computer control system DPC-22 type
Acoustic positioning system : No. 2 (port & stbd) HIPAP SSBL/LBL type.
Vertical Reference Units : No. 3 – SATEX MRO roll and pitch sensor MRU-5
DGPS System : No. 2 DGPS systems with antennas:
⇒ 1 INMARSAT Correction signal
⇒ 1 spot beam Correction signal

F. POWER SUPPLY.

- Diesel engines** : 6 Wartsila Nsd Co. 18V32LNE (9,910 HP Cont. Power each)
- AC Generators** : 6 ABB, Model HSG900XU10 (8,750 kW / 60 Hz / 11,000 V).
- Emergency Power Generator System** :
Diesel engine : One HAEIN/CATERPILLAR, model CAT 3516 DITA, 1350 HP.



**PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE
POZZO: CASSIOPEA 2 Dir**

PAG. **96**

DI **117**

SEZ. 4 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

eni Natural Resources - Upstream

AC Generator : One HAEIN/CATERPILLAR,SR 4 (1,687KVA, 450 V, 2165 A).

G. DERRICK AND SUBSTRUCTURE

- 1. Derrick** : No. 1 Double Derrick, dynamic type suitable for dual drilling activity (Bailey Tecno Group).
 : 907 MT / 14 lines
 Max. Static capacity (on each rig) / Nr. of lines :
 Max. Combined Static capacity on both rigs : 2,600,000 lbs
 Max. Combined Static capacity on Primary Rig : 2,000,000 lbs
 Max. Combined Static capacity on Secondary Rig : 600,000 lbs
 Clear height : 200 ft
 Dimensions of base : 80 ft x 60 ft.
 Dimensions of top : 60 ft x 20 ft.
- 2. Block Guidance system** : No. 2 Trav. Block and Top Drive guidance/retraction systems
- 3. Racking platform** : No. 2 Hydralift / Bailey with ability to rack stands in quadruple.

Racking capacities:

DP	No.	DC	Stands	CSG	Stands (Triple)
6 5/8"	252	9 1/2"	6	13 3/8"	80
5"	121	8 1/4"	12	9 5/8"	105
		6 3/4"	6	7"	105
		4 3/4"	10		

- 4. Casing stabbing board** : No. 2, HYDRALIFT, Hydraulic telescopic arm type. Adjustable 16m. above drill floor level.
- 5. Substructure / Rig Floor** : SAMSUNG, Girders and beams type.
 Primary Rig Setback Capacity : 1,200 MT
 Secondary Rig Setback Capacity : 1,200 MT
 Primary Rig Rotary Capacity : 907 MT
 Secondary Rig Rotary Capacity : 907 MT
 Riser Tension Capacity : 1,450 MT
 Total Substructure Capacity : 2,500 MT
 Rig Floor Dimensions (Width x Length) : 29.5 x 29 m.
 Clear height below RT Beams to X-Mass Tree Trolley : 12 m.
- 6. Derrick Mounted Vert. Pipe Handling System** : No. 2, HYDRALIFT, Vertical Column type.
 Pipe Handling Range : 3 1/2" to 13 3/8" with capability to M/U – L/D stands.
- H. DRAWWORKS** : No. 2, WIRTH, GH4500EG type, AC driven
 Rated input power : 4,200 HP
 Main Drum (Type/OD x Length/Rated Pull) : LEBUS / 48" x 114" / 86 MT
 Number and Type of motors for each drawworks : No. 3 - Gen. Electric, AC GEB22A1, 1160/1420 (Intermittent) HP
 Brake mechanism : Dynamic by AC motors+BAYLOR 7838+Emerg. disc brake
 Auxiliary brake : BAYLOR 7838 equipped with emergency fail safe disk brake

I. HOISTING SYSTEM

- 1. Crown Block** : No. 2, HYDRALIFT
 Sheaves number and O.D. wire lines : 7 / 2"
 Rated Capacity : 907 MT
- 2. Travelling block** : No. 2, HYDRALIFT.
 Rated Capacity (12 lines) : 907 MT
 Sheaves number and O.D. wire line : 7 / 2"
- 3. Hook** : Integral with Travelling Block
- 4. Swivel Head** : Integral with Top Drive
- 5. Drilling line** : No. 2, 6 x 19 type, 2" diameter. 167 MT breaking strength.
- 6. Anchor dead line** : No. 2, DRECO, HA 200 TSG type, 200,000 lbs rated capac.
- 7. Motion compensator** : No. 2, HYDRALIFT crown mounted
 Rated Compensated Capacity: : 450 MT
 Rated Capacity Locked : 907 MT
 Stroke : 25 ft.
- 8. Active Heave Compensator** : No. 2, HYDRALIFT.

J. ROTATION SYSTEM

- 1. Rotary table** : No. 2, WIRTH, RTSS 60 1/2" hydraulic type.



**PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE
POZZO: CASSIOPEA 2 Dir**

PAG. **97**

DI **117**

SEZ. 4 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

eni Natural Resources - Upstream

- Rated Capacity / Maximum Opening : 907 MT / 60½"
- R.T. driven : Hydraulic motor, 240 kW continuous – 600 kW intermittent
- Gear Box : Dual Speed.
- 2. Top Drive System** : No.2, HYDRALIFT, HPS 750 2E type. Static Load Cap. 680 MT.
- Wash Pipe Working pressure / Min. ID : 7,500 PSI / 3 1/16 Inch
- Driven motor : GENERAL ELECTRIC, Type GE AC Air cooled
- Rated torque : 122,000 ft.lb at 0.0 RPM / 32,000 lb.ft at 300 RPM
- 3. Top Drive Handler System** : HYDRALIFT.
- Maximum Break-Out Torque : 100,000 lb.ft
- Link elevators for drilling string load capacity : 350 – 500 Short Ton
- Link elevators for running casing capacity : 750 Short Ton
- 4. Remote Operated Inside BOP** : Suitable for all DP's size changing only the saver sub
- Quantity, make and type : 1 for each top drive, HYDRALIFT, Hydril type.
- OD / ID / Max. Working Pressure : 8 5/8" – 3 1/16" – 15,000 PSI
- 5. Manual Operated Inside BOP** : No. 1, HYDRALIFT, Hydril type.
- OD / ID / Max. Working Pressure : 8 5/8" – 3 1/16" – 15,000 PSI

K. HIGH PRESSURE MUD SYSTEM

1. Mud Pumps.

Total installed : Four (4)	Mud Pump #1	Mud Pump #2	Mud Pump #3	Mud Pump #4
Make	WIRTH	WIRTH	WIRTH	WIRTH
Type	TPK 7½"x14 / 2200	TPK 7½"x14 / 2200	TPK 7½"x14 / 2200	TPK 7½"x14 / 2200
Power rating (HP)	2,200	2,200	2,200	2,200
Working Pressure (PSI)	7,500	7,500	7,500	7,500
Size of Liners available	5½" – 6" – 6½" – 7" – 7½"			
Mud Pump Driving motor	2 for each pump, G.E., AC GEB 22A1 type, 1160 HP each			

- 2. Surcharging Pumps** : 1 per pump, HALCO, Centr. type, 13" Impeller Diam, 125HP at 1800RPM.
- 3. Discharging manifold** : Loc. at Mud Module (fwd), RB Pipetech gate valv, 5" x 7,500 PSI
- 4. Lines from Discharging manifold to:**
 - Rig Floor : No. 3, 4 1/16" x 7,500 PSI
 - Riser Booster Line : No. 1 from stdpipe manifold, Steel rigid type, 4 1/16" x 7,500 PSI
- 5. Rig Floor Stand-Pipes** : 2 +2, 5" ID x 7,500 PSI
- 6. Rig Floor Rotary Hoses** : 2 +2, 5" ID x 7,500 PSI, 130 ft. Length, RB Pipetech make.
- 7. Rig Floor Mud Manifold** : No. 2, RB Pipetech-WOM valves, 4 1/16" x 7,500 PSI.

L. LOW PRESSURE MUD SYSTEM

1. Mud Tanks : 16 tanks located in Mud Pit Room.

Mud Pit No.	1	2	2	4	5	6	7	8
Capacity (bbl)	500	500	500	250	250	500	500	500
Electrical agitator No./Driven motor power (HP)	1 / 25	1 / 25	1 / 25	1 / 10	1 / 10	1 / 25	1 / 25	1 / 25
Bottom guns OD	3"	3"	3"	3"	3"	3"	3"	3"

Mud Pit No.	9	10	11	12	Slug	Chem.	Chem.	Slug
Capacity (bbl)	500	500	500	500	125	125	125	125
Equipped with electrical agitator	1 / 25	1 / 25	1 / 25	1 / 25	1+1/10	1+1/10	1+1/10	1+1/10
Equipped with bottom guns	3"	3"	3"	3"	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.

- 2. Trip Tank** : No.1, 60 bbls capacity, 17.54 gal/inch linear capacity.
- 3. Strip Tank** : No.1, 9.5 bbls capacity, 11.3 gal/inch linear capacity.

K. MUD MIXING SYSTEM

- Automated Mud Mixing System : No. 2 (1 for barite and 1 for bentonite) high mixing rate type
- Barite mixing rate : 60 MT/hr minimum
- Manual mud mixing System : No. 1

L. MUD TREATMENT SYSTEM

- Shale shakers : No. 6 – WSM 300



PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE

POZZO: CASSIOPEA 2 Dir

PAG. **98**

DI **117**

SEZ. 4 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

eni Natural Resources - Upstream

- Mud Cleaner System**
- Desander Unit : No. 2 installed on top of two shale shakers.
 - Desilter Unit : HALCO, 3 x 500 GPM Cyclones.
 - Degasser Unit : HALCO, 16 x 8 cyclones.
 - Mud-Gas Separator : No. 1, BURGESS, Magnavac 1500 type.
 - : No. 1, PROCON/SMEDWIG, Poorboy type.

M. BULK TRANSFER AND BULK MUD STORAGE AND TRANSFER SYSTEM

- Silos for cement** : 4 Silos (113 m³ each) & 2 day tanks (40 m³ each) - Tot. 532m³
- Silos for barite/bentonite** : No. 4, 113 m³ capacity each – Tot. 452 m³
- Surge tank for cement** : No.1, 1.1 m³ capacity.
- Surge tank for barite/bentonite** : No.2, 6.0 m³ capacity each.

N. CEMENTING UNIT

- BJ, SCP 248/RAM type, Diesel. Working pressure: 15,000 psi fluid ends.
- Recirculating System** : Slurry Pump + eductor mixer
 - Recirculating tank capacity** : 25 bbl (RAM)
 - Batch mixer tank capacity** : No. 2, 15 m³ total capacity
 - Lines from CMT Unit to Rig Floor CMT manif.** : No. 2, 3 1/16" x 15,000 PSI Steel Rigid

O. BLOW OUT PREVENTION EQUIPMENT

1. BOP Stack (from bottom to top)

18 3/4" BOP stack, 10,000 PSI WP guidelineless (from top to Bottom):

- Riser Adopter** : No. 1 ABB Vetco Gray, HMF-H top connection.
 - Flex Joint** : No. 1, OILSTATES, 10 deg. Max deflection, 2,000,000 lbs max applicable tension load.
 - Upper Annular Preventer** : No. 1, SHAFER, 18 3/4" x 10,000 PSI
 - Upper Hydraulic Connector** : No. 1, ABB Vetco Gray, HD-HAR type, 18 3/4" x 10,000 PSI
 - Lower Annular Preventer** : No. 1, SHAFER suitable for 3,000 m. WD, 18 3/4" x 10,000 PSI
 - Ram type preventer** : No. 1, SHAFER NXT type, Double, 18 3/4" x 15,000 PSI
 - Ram Type preventer** : No. 1, SHAFER NXT type, Triple, 18 3/4" x 15,000 PSI
 - Pipe Rams Available:**
 - Variable rams : 2 sets, 3 1/2" – 5" Multiram 2 sets, 5" – 7" Multiram
 - Fixed pipe rams : 1 set 5"
 - Shear rams : 1 set 13 3/8" casing
 - Shear/Blind rams : 1 set 6 5/8" x 34.01 lb/ft type "V"
 - Lower Hydraulic Connector (WH Connector)** : No. 1, ABB Vetco Gray, HD-H4, 18 3/4" x 15,000 PSI, 4M ft-lbs
 - BOP Stack Valves** : 3 1/16" x 15,000 PSI SHAFFER, HB-Double-Block-Hydraulic Fail close actuator suitable for 3,000 m. WD.
- | | | | | | |
|----------|---|----------|-----------|------|------------------|
| Quantity | : | 4 | 2 | 1 | 1 + 1 |
| Used as | : | Kill and | Test Valv | LMRP | Gas Bleed Off |
| | : | | | | 1 Dual block BOP |
| | : | | | | 1 LMRP mounted |
- Kill and Choke Lines** : No. 2, 3 1/16" x 15,000 PSI, Flex Loop type.

2. BOP CONTROL SYSTEM

Electro-Hydraulic multiplex, SHAFFER Bladder type c/w subsea control module

a. Surface BOP Control System:

- Fluid Mixing System** : C/w 2 ABB Positive displacement pumps
 - Mixing Pumps : No. 2, ABB, Positive displacement. Flow rate 38 and 76 l/min
 - Mixing proportion controlled by : PLC system
 - Fluid tanks : 1 mixing fluid (3785 lt), 1 Soluble fluid (1892 l), 1 Glycol (1892 lt)
- Hydraulic Power** : Two pumps systems capable to charge entire accumulator system at max. w.p. in less than 15 min.
 - Primary Pump System: : No. 2 electrical pumps, ABB, Q=87 l/min, WP=5,000 PSI, 100 HP
 - Secondary Pump System : No. 6 air driven pumps, HASKEL, Q=3 GPM, WP=4,900 PSI.
- Accumulator Bottles** : 2 racks c/w 24 bot. (15 GAL cap. each-Total 720), WP=5,000 PSI
- Central Control Unit (CCU)** : Located at Mux Room, SHAFFER, TMR PLC type c/w 2 fully redundant UPS systems. Capable to handle 92 BOP control functions including telemetric data from BOP and Riser.
- Control Panels** : Driller's control panel;
 - Driller's control panel alarms;
 - Tool Pusher office Control panel
 - BOP Control Panel.



**PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE
POZZO: CASSIOPEA 2 Dir**

PAG. **99**

DI **117**

SEZ. 4 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

eni Natural Resources - Upstream

b. BOP Control System – Subsea equipment.

- MUX cable Reels** : No. 3 reels, 11,500 ft capacity located at Moonpool
- BOP Control MUX Cables** : No. 3, 11.000 ft length each (useful length 10,000 ft).
- BOP Control Pods** : No. 3, SHAFFER, electro hydraulic multiplex type.
- Accumulator Bottles on BOP Stack** : No. 39 (+11 for acoustic syst.), 15 Gal cap. each, 5.000 PSI WP
- Acoustic Back-up system** : SIMRAD, LF type capable to control 8 functions

c. Diverter Control System

- Bottles** : No. 6, 15 GAL capacity each, 3000 PSI WP
- Diverter Control Panels** : No. 1, Hydraulic

3. CHOKE MANIFOLD SYSTEM

a. Choke and Kill Lines

- ⇒ Lines from Riser to Choke Manifold
- ⇒ ID and working pressure

<i>Flexible Section</i>	<i>Rigid Section</i>
No. 2, PB Pipetech make	No. 2, SHI make
3" – 15,000 PSI	3 1/16" – 15,000 PSI

b. Choke Manifold

- : No. 1 located on Drill Floor, 3 1/16" – 15,000 PSI.

c. Power Chokes

- : No. 2, VARCO/BEST Positive type, 3 1/16" – 15,000 PSI.

d. Manual Adjustable Chokes

- : No. 2, SHAFFER, Drilling Choke Type, 3 1/16" – 15,000 PSI.

e. Valve Upstream Each Choke

<i>Manual Operated</i>	<i>Hydraulic Operated</i>
No. 2, SHAFFER, "T-BD" type, 3 1/16" – 15,000 PSI	No. 2, SHAFFER, "T-B" type, 3 1/16" – 15,000 PSI

f. Valve Downstream Each Choke

- : No. 3, Manual Op., SHAFFER, "T-B" type, 4 1/16" x 10,000 PSI

g. Choke Manifold connected to

- : Mud Gas Separator and Gas Flare

h. Power Choke Remote Control Panel

- : Located at Driller house. SHAFFER make.

4. RISER SYSTEM.

Riser Pipes

- Outside / Inside Diameter
- Riser Pipe Steel Grade
- Riser joints connector

10 joints	92 joints	12 joints
2 1/2" / 19 1/2"	21" x 19 1/2"	21 1/4" x 19 5/8"
X - 80	X - 80	X - 80

- : ABB Vetco Gray, HMF class H, 3.000.000 lbs tension capacity.

Riser Kill/Choke Lines

- : No. 2, 6 5/8" OD x 4 1/2" ID, 15.000 PSI WP

Riser Booster Lines

- : No. 1, 5 1/2" OD x 4 1/2" ID, 5.000 PSI WP

Riser BOP Control Rigid Conduit

- : No. 2, 2 7/8" OD x 2 1/4" ID, 15.000 PSI WP

Riser Glycol Injection Line

- : No. 1, 3" OD x 2" ID, 15.000 PSI WP

Riser Pup Joints

- Length (ft):

1	1	1	1	1	1
40	25	20	15	10	5

Riser fill-up valve

- : 1 Vetco Gray, Suitable to work in automatic and manual mode

Riser Instrumented Joint

- : 1 ABB Vetco Gray. Parameters measured:

- Riser Tension/Compression
- Riser Angle/Direction
- Riser Inside Pressure/Temperature

Riser telescopic joint

- : No.1 (+ 1spare joint). ABB Vetco Gray. Max. stroke 75 ft.

Riser Upper Flex Joint

- : No. 1, OIL STATES

Maximum deflection

- : +/- 15 deg.

Maximum tension load

- : 2,000,000 lbs

Riser Intermediate Flex Joint

- : No. 1, OIL STATES

Maximum deflection

- : +/- 20 deg.

Maximum tension load

- : 3,000,000 lbs

Riser Diverter System

- : No. 1, ABB Vetco Gray 60 1/2" bore size, KFDS-CSO model

Diverter lines valves

- : No.2, 18" – ANSI 300 valves remote operated.

Diverter lines

- : No. 2, 18" OD running to Portside and STBD side.

5. RISER TENSIONING SYSTEM.

Riser Support/Rotating Ring

- : No. 1 ABB Vetco Gray, Custom made, 3,200,000 lbs capacity with 16 (max.) wire lines attached.

Riser Tensioners

- : No. 16, HYDRALIFT, 65' line travel.

Wire Lines capacity

- : 200,000 lbs each (3,200,000 lbs total)

Air pressure vessel

- : No. 32, 1.6 m³ each, 3000 PSI WP.

Riser Anti-Recoil System

- : HYDRALIFT, R.A.R.S. type



**PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE
POZZO: CASSIOPEA 2 Dir**

PAG. **100**

DI **117**

SEZ. 4 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

eni Natural Resources - Upstream

**Riser Handling Tool
Riser Spider**

: No. 2 Hydraulic and No. 1 manual, Square shoulder stem profile.
: No. 1, ABB Vetco Gray, 60½" RT type.

P. DOWNHOLE TUBULAR MATERIAL

1. DRILL PIPES.

Nominal OD (inch)	:	6 5/8	6 5/8	5	3 1/2"
Steel Grade	:	S-135	S-135	S-135	S-135
Range	:	III	III	III	III
Nominal Weight (lb/ft)	:	34.01	27.7	19.5	15.5
Pipe ID	:	5,521	5,901"	4,276"	2,602"
Tool Joint OD (inch)	:		8 1/2	6 5/8	4 3/4
Tool Joint ID (inch)	:	8 1/2	4 1/4	2 3/4	2 9/16
Tool Joint API Connection	:	6 5/8 FH	6 5/8 FH	NC-50	NC-38
Total Length (ft) / Quantity	:	8,000	16,000	16,000	8,000

2. DRILL PIPES PUP JOINTS.

Nominal OD (inch)	:	5				6 5/8			
Steel Grade	:	S-135	S-135	S-135	S-135	S-135	S-135	S-135	S-135
Length (ft)	:	7-8	10	15	20	7-8	10	15	20
Nominal Weight (lb/ft)	:	19.5	19.5	19.5	19.5	34.1	34.1	34.1	34.1
Quantity (Joints)	:	2	2	2	2	2	2	2	2

3. HEAVY WALL DRILL PIPES.

Nominal OD (inch)	:	6 5/8	5
Steel Grade	:	AISI 4145	AISI 4145
Range	:	III	III
Tool Joint OD (inch)	:	8 1/2	6 5/8
Tool Joint ID (inch)	:	4	3
Tool Joint API Connection	:	6 5/8 FH	NC 50
Quantity (joints)	:	30	30

4. DRILL COLLARS.

Nominal OD (inch)	:	9 1/2	8 1/4	6 1/2	4 3/4
Inside Diameter	:	3	2 13/16	2 13/16	2 1/4
Length of each joint (ft)	:	30	30	30	30
API Connection	:	7 5/8 REG.	6 5/8 REG.	NC 46	NC 38
Quantity (No.)	:	12	24	30	24

5. SHORT DRILL COLLARS.

Nominal OD (inch)	:	9 1/2	8 1/4	6 1/2	4 3/4
Inside Diameter	:	3	2 13/16	2 13/16	2 1/4
Length of each joint (ft)	:	10	10	10	10
API Connection	:	7 5/8 REG.	6 5/8 REG.	NC 46	NC 38
Quantity (No.)	:	3	3	3	3

6. HOLE OPENERS.

Open Hole Size (inch)	:	42	36
Outside Body Diam. (Inch)	:	9 1/2"	9 1/2"
Inside Body Diam. (Inch)	:	3	3
API Connection (Top/Bott.)	:	6 5/8 REG Pin	6 5/8 REG Box
Quantity (No.)	:	1	1

Q. R.O.V. SERVICE

1. Vehicle Data.

Quantity and Make / Max. working depth : No. 2 SONSUB Innovator - 150 Shaft HP vehicles / 3,500 m.



**PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE
POZZO: CASSIOPEA 2 Dir**

PAG. 101

DI 117

SEZ. 4 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

eni Natural Resources - Upstream

Speed (Forward/Reverse/Lateral/Vertical) : 3 / 3 / 2 / 2 knots
Thrusters (Forward/Reverse/Lateral/Vertical) : 1000 / 1000 / 1000 / 600 kg

2. Standard Operations.

- | | |
|---|----------------------------------|
| a) Site Survey | b) Jet Cleaning |
| c) Bottom Soil Sampler (5 samples) | d) Rig Hull / Anchor Line Survey |
| e) Visual Inspection of Riser/BOP/Wellhead | f) Operating subsea valves |
| g) Replacement of Wellhead Gasket | h) Cutting Removal |
| i) Operating Wellhead Connector | j) Grind Cutting |
| k) Operating Hydraulic Functions on "Hot Stabs" | l) Glycol Injection |
| m) Stabbing Tools in Wellhead/Open Hole | n) Temperature Recording |

3. Navigation Sensors.

Heading sensor : Fiber Optics. Accuracy +/- 0.7
Depth Sensor : Digiquart. Accuracy +/- 0.1 m.
Altitude Sensor : Tritech PA-200. Accuracy +/- 0.15 m.

3. Manipulators.

Torque : No. 2 with 7FSC / 7F RATE functions
: 17.28 / 20.7 kg.m
Jaw opening (inch) - force (kg) : 3.8 / 11.8 inch - 453.6 / 453.6 kg
Maximum Extension : 1.91 / 1.73 meters
Lifting capacity (at max. extension) : 113 / 181 kg.

4. Hydraulic Power Plant

: No.1 – 78 GPM / 3300 PSI.

5. Colour TV Camera

: No. 2 Orion Zoom – Aurora type

6. B & W TV Camera

: No. 3: No. 2 APOLLO CCD type and No. 1 GEMINI SIT type.

7. Light

: No. 10, 250 watt each

8. Pan & Tilt

: No. 2. Tilt range 120 deg. Pan Range 360 deg.

9. Scanning Sonar

Data Telemetry System : No. 1, Range 300 m. Scan Range 20 Deg./Sec. Var. sector select. to 360.
Emergency System : Fibre Optic
Tether Management : DATASONIC c/w Acoustic Pinger life 30 days, Flasher Life 30 days.
: TOP HAT, 10 HP, Transportable loads 2000 kg. Tether length 540 m.



14 ALLEGATO B: PROCEDURA ESECUZIONE LEAK-OFF TEST

The LOT/FIT procedure is described in the “Drilling operations procedures” STAP-P-1-M-26537 rev01.

A Leak-Off Test (LOT) will be performed On Wild-Cat wells at each casing shoe after setting the surface casing.

Leak Off Test and Formation Integrity Test (FIT), also termed the Limit Test, are for formation strength pressure tests made just below the casing seat prior to drilling ahead.

These tests are carried out to:

- Investigate the cement seal around the casing shoe which should be at least as high as the predicted fracture pressure for the area.
- Investigate the wellbore capability to withstand pressures below the casing shoe in order to allow proper well planning with regard to the setting depth of the next casing, mud weights and alternatives during well control operations.
- Collect regional information on formation strengths and stress magnitude for different applications including optimisation of future well planning, hole stability analysis and modelling, reservoir application.

Prior to test, a decision should be made to either increase the pressure until leak off occurs (as in the LOT) or to stop at a predetermined pressure for a (FIT). It should be noted that:

- FIT does not obtain information on stress magnitude.
- A LOT is designed and should be performed to determine, in a better way, the desired data without breaking down the formation.

When a Formation Integrity Test is required, the maximum pumping pressure is often expressed in terms of ‘Equivalent Mud Weight’ (EMW):

$$\text{Imperial units EMW} = \frac{P}{0.052 \times \text{TVD}} + \text{MW}$$

where:

- P = Pumping Pressure (psi)
- TVD = True Vertical Depth (ft)
- MW = Actual Mud Weight (PPG)

$$\text{Metric units EMW} = \frac{P \times 10}{\text{TVD}} + \text{MW}$$

where:

- P = Pumping Pressure (kg/cm²)
- TVD = True Vertical Depth (m)
- MW = Actual Mud Weight (kg/l).

LOTs or FITs can be carried out in any open hole section and at any time while drilling the hole, even if it is customary to have it performed some metres (6-15 metres) below the casing. For instance, the casing seat can be in a shale and the first sand formation may be encountered several hundred feet deeper. This will certainly be more permeable than the shale, and a test can be performed to ascertain the maximum pressure this sand can hold.



eni Natural Resources - Upstream

PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: CASSIOPEA 2 Dir

PAG. 103

DI 117

SEZ. 4 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

If it is lower than the shale just below the casing seat, this sand becomes the limiting factor.

Note Information obtained from leak-off tests in straight holes is not applicable to deviated holes in the same field and vice versa.

Test procedure

Prior to performing a formation strength test, prepare a sheet of graph paper to record pressure, versus cumulative mud volume.

- 1) Drill out the float equipment, clean the rat hole and drill 5m of new hole.
- 2) Circulate a mud quantity equal to the internal string volume plus the new hole plus 50m internal casing volumes. This mud shall be cleaned and conditioned to the density and filtrate as indicated in the Mud Programme to be used for the next drilling phase.
- 3) Pull the bit back into the casing shoe.
- 4) Rig up the cementing unit to the drill pipe. The unit shall be equipped with high precision, low pressure gauges. The range of the pressure gauge shall be selected based on the actual mud weight and the estimated (LOT) or predetermined (FIT) pressure.
A pressure recorder should be used during the test. The use of the rig pumps for making these tests is unsuitable.
- 5) Fill and test the lines with mud.
- 6) Break circulation with the cementing unit to make sure that the bit nozzles are clear. Stop pumping when circulation is established.
- 7) Close the top pipe rams or the annular.
- 8) In surface well head both flanged and multistage wellheads, open the annulus of the previous casings. In sub sea well head pay attention to not excide the burst pressure of the previous casing.
- 9) Pump slowly and in continuous way, until pressure builds up to approximately half the anticipated maximum surface pressure.
- 10) Once pressure is established, pump continuously and record pump pressure every uniform elapsed time. The flow rate range is from $\frac{1}{8}$ bbl/min (20 l/min) up to a maximum of 1 bbl/min (160 l/min), however values of 0.25 bbl ($12 \frac{1}{4}$ " and smaller holes) or 0.50 bbl ($17 \frac{1}{2}$ " hole) are commonly used.
- 11) Note the cumulative mud volume pumped, the final pumping and final static pressure.
- 12) Repeat steps (9) and (10) above and plot pressure versus cumulative mud volume for each increment of pumped volume.
- 13) Continue this procedure until:
 - Two or three points on the plot are reached where the pressure deviates and falls below the approximate straight line (or if the pressure does not increase with the injected volume). The point on the plot where the curve begins to bend away from the straight line is called Leak Off Point (Refer to figure reported in Appendix B: leak off report).
 - Or the predetermined test pressure is reached.
- 14) Stop pumping, shut in the well, record and plot pressure versus time until stabilisation (usually it takes 15-20min). In the early stage (2-3min) one value every 15-30sec should be collected while for the remaining a value of pressure every 30- 60sec may be sufficient. The use of PACR or an equivalent device, if available, is preferred.
- 15) Bleed off the pressure and record the quantity of fluid returned into the cementing unit. Compare



eni Natural Resources - Upstream

**PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE
POZZO: CASSIOPEA 2 Dir**

PAG. 104

DI 117

SEZ. 4 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

it to the volume used for the test to obtain the amount of fluid lost to the formation.

- 16) **Open the BOP and calculate the formation strength in terms of 'Equivalent Mud Weight' using the lowest value between leak off point pressure and stabilised pressure.**
- 17) Collect the data recorded during the test in a data sheet together with the following information: borehole diameter, depth of test, depth and type of the last casing, mud density, plastic viscosity, filtrate and gels (refer to the example on the next page).

Note: The LOT pressure doesn't exceed the pressure which the casing was tested.

Note: When a good zonal isolation behind the casing is imperative, the Leakoff test should be carried out with a retrievable packer to avoid pressurising the casing which may cause possible permanent damage to the cement bond by the creation of micro annuli in the cement.

Note: The pumping rate should be kept within the limits described in step 9). If the rate is too low, filtration losses will mask any leakage loss, or, if the rate is too high the formation may suddenly break and the leak off pressure will not be determined. Also, the longer the open hole section, the higher should be the injection rate. If the initial pumping rate is not sufficient, the well should be depressurized and the test restarted with a higher rate.

Note: If a float valve is used in the drilling string, the test cannot be carried out by pumping down the drill pipe. In this case rig up the cementing unit to the choke or kill line, fill and test the lines against the fail-safe and establish circulation through the riser. Close the BOP and perform the formation strength test pumping down the annulus.



**PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE
POZZO: CASSIOPEA 2 Dir**

PAG. 105

DI 117

SEZ. 4 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

eni Natural Resources - Upstream

LEAK-OFF TEST REPORT		Report N°	
Date:			
WELL NAME:	WELL CODE:	CONTRACTOR:	RIG NAME:
Open hole depth (m): 825	Mud Type: FWGELS	Rig type: J.J.Ps	R.K.B. elevation (m): 26
Hole Diameter (in): 12 1/4	Weight (Kg/l): 1.3	Water Depth (m): 24	Pumps: 12-P-160
Last Csg. Shoe (m): 797	Marsh Viscosity (sec/Ot): 44	Liners (in): 6.5	Flow Rate (bbl): 0.25
Csg. diameter (in): 13 3/8	P.V.(cps): 19		
Grade: J-55	Y.P.(lb/100 ft): 5		
Weight (lb/ft): 61	Gels(lb/100 ft): 28		
Max. Burst pres (psi): 3103	W.L.(cc/00 min): 10.5		
Lithology: Shale			
Expected EMV		1.68 Kg/cm ² /10 m	
Time (min)	Volume (bbl)	Pressure (Psi)	Time (min)
1	0.25	50	9
2	0.50	100	9.5
3	0.75	200	10
4	1.00	300	10.5
5	1.25	400	11
6	1.50	500	11.5
7	1.75	570	12
8	2.00	600	13
8	2.00	550	14
8.5	2.00	505	15

Note:
Pumped with a constant flow rate of (bbl):
Volume pumped (bbl):
Volume returned (bbl):

RESULTS: $(\text{Press.}_{\text{shut}} + \text{Press.}_{\text{LO}}) \times 10 / \text{Depth} = [(1.3 \times 797 / 10) + (430 \times 0.07)] \times 10 / 797 = 1.68 \text{ (Kg/cm}^2\text{/10 m)}$

Note: Company Representative

Leak-off Test Report



PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: CASSIOPEA 2 Dir

PAG. 106

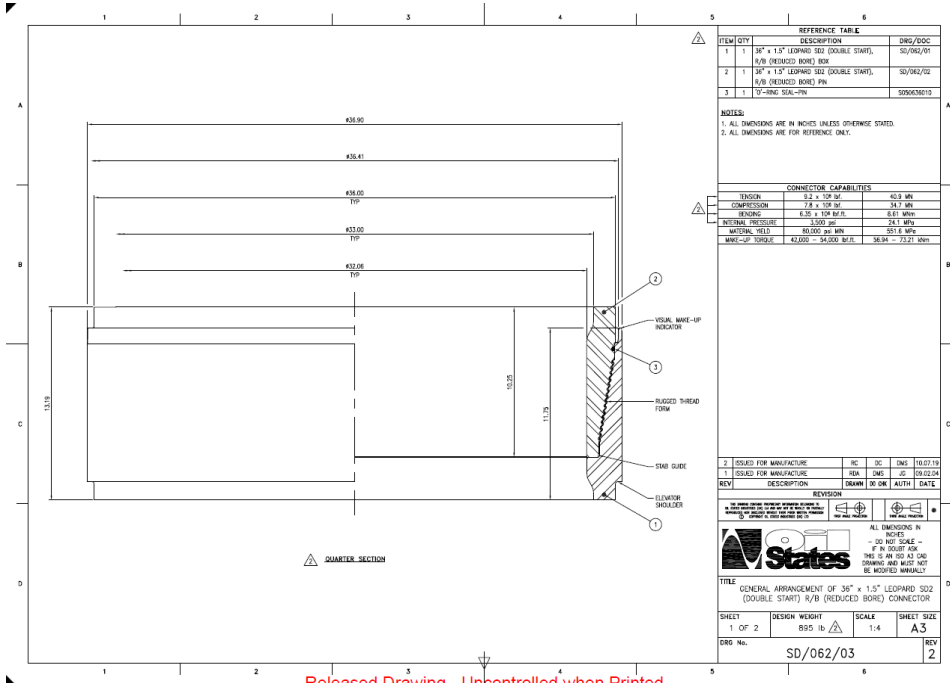
DI 117

eni Natural Resources - Upstream

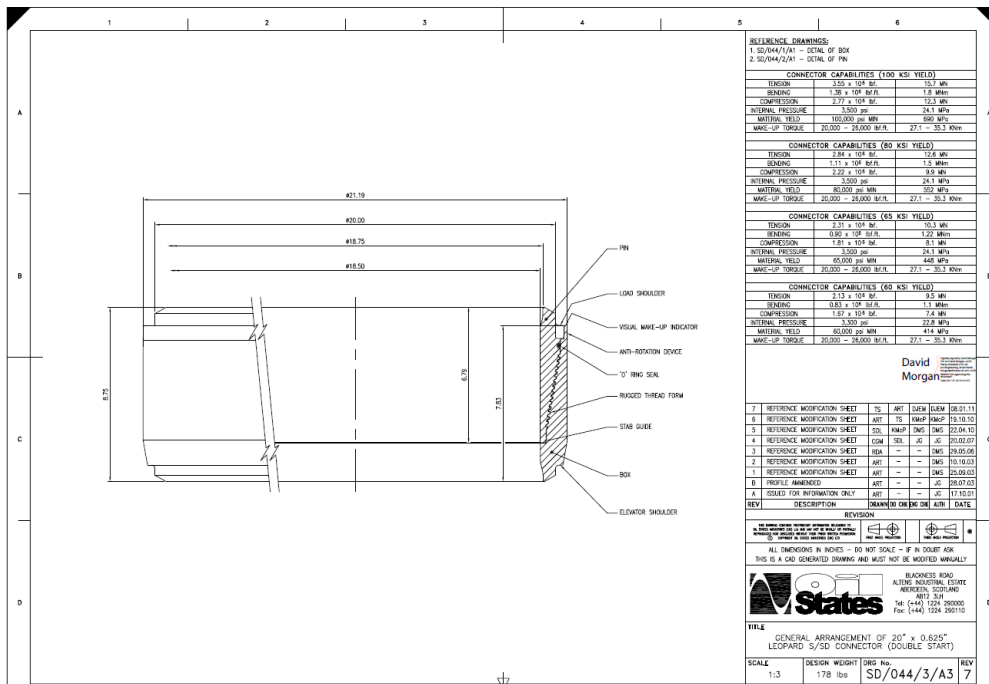
SEZ. 4 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

15 ALLEGATO C: CARRATERISTICHE CASINGS

15.1 CASING 36"



15.2 CASING 20"





PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: CASSIOPEA 2 Dir

PAG. 107

DI 117

SEZ. 4 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

eni Natural Resources - Upstream

15.3 LINER 16"

Tenaris

Wedge 521®



Printed on: 02/07/2022

Coupling	Pipe Body
Grade: N80Q	Grade: N80Q
Body: Red	1st Band: Red
1st Band: Green	2nd Band: Bright Green
2nd Band: -	3rd Band: -
3rd Band: -	4th Band: -
	5th Band: -
	6th Band: -

Outside Diameter	16.000 in.	Wall Thickness	0.495 in.	Grade	N80Q
Min. Wall Thickness	87.50 %	Pipe Body Drift	API Standard	Type	Casing
Connection OD Option	REGULAR				

Pipe Body Data

Geometry		Performance	
Nominal OD	16.000 in.	Wall Thickness	0.495 in.
Nominal Weight	84 lb/ft	Plain End Weight	82.05 lb/ft
Drift	14.822 in.	OD Tolerance	API
Nominal ID	15.010 in.	Body Yield Strength	1929 x1000 lb
		Min. Internal Yield Pressure	4330 psi
		SMYS	80,000 psi
		Collapse Pressure	1480 psi

Connection Data

Geometry		Performance		Make-Up Torques	
Connection OD	16.257 in.	Tension Efficiency	69 %	Minimum	36,000 ft-lb
Connection ID	14.935 in.	Joint Yield Strength	1331 x1000 lb	Optimum	43,000 ft-lb
Make-up Loss	4.650 in.	Internal Pressure Capacity	4330 psi	Maximum	63,000 ft-lb
Threads per inch	2.61	Compression Efficiency	82.20 %		
Connection OD Option	Regular	Compression Strength	1586 x1000 lb	Operation Limit Torques	
		Max. Allowable Bending	15 7/100 ft	Operating Torque	216,000 ft-lb
		External Pressure Capacity	1480 psi	Yield Torque	324,000 ft-lb

Notes

This connection is fully interchangeable with:
 Wedge 521® - 16 in. - 0.438 / 0.57 / 0.562 / 0.566 / 0.575 in.
 Wedge 521® - 16.125 in. - 0.566 in.
 Connections with Dopeless® Technology are fully compatible with the same connection in its Standard version

For the latest performance data, always visit our website: www.tenaris.com

Tenaris has issued this document for general information only and the information in this document, including, without limitation, any pictures, drawings or designs ("information") is not intended to constitute professional or any other type of advice or recommendation and is provided on an "as is" basis. No warranty is given. Tenaris has not independently verified any information - if any - provided by the user in connection with, or for the purpose of, the information contained hereunder. The use of the information is at user's own risk and Tenaris does not assume any responsibility or liability of any kind for any loss, damage or injury resulting from, or in connection with any information contained hereunder or any use thereof. The information in this document is subject to change or modification without notice. Tenaris's products and services are subject to Tenaris's standard terms and conditions or otherwise to the terms resulting from the respective contracts of sale or services, as the case may be, between petitioner and Tenaris. For more complete information please contact a Tenaris's representative or visit our website at www.tenaris.com. ©Tenaris 2022. All rights reserved.



**PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE
POZZO: CASSIOPEA 2 Dir**

PAG. **108**

DI **117**

SEZ. 4 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

eni Natural Resources - Upstream

15.4 CASING 13 3/8"



**13.375" 68.00 lb/ft J55 (Casing)
TenarisHydril Wedge 623®**



Special Data Sheet

TH DS-21.4107.00

21 December 2021

Nominal OD	13.375 in.	Wall Thickness	0.480 in.	Grade	J55 (Casing)
Min Wall Thickness	87.5%	Type	CASING		

Pipe Body Data

Geometry		Performance			
Nominal OD	13.375 in.	Nominal ID	12.415 in.	Body Yield Strength	1069 x 1000 lbs
Nominal Weight	68.00 lbs/ft	Wall Thickness	0.480 in.	Internal Yield	3450 psi
Standard Drift Diameter	12.259 in.	Plain End Weight	66.17 lbs/ft	SMYS	55000 psi
Special Drift Diameter	N/A	OD Tolerance	API	Collapse Pressure	1950 psi

Connection Data

Geometry		Performance		Make-up Torques	
Connection OD	13.643 in.	Tension Efficiency	71.2%	Minimum	45000 ft-lbs
Connection ID	12.297 in.	Joint Yield Strength	761 x 1000 lbs	Optimum	54000 ft-lbs
Make-up Loss	5.700 in.	Internal Yield	3450 psi	Maximum	71000 ft-lbs
Threads per in.	2.95	Compression Efficiency	83.6%	Operational Limit Torques	
		Compression Strength	894 x 1000 lbs	Operating Torque	71000 ft-lbs
		Bending	13 °/100 ft	Yield Torque	107000 ft-lbs
		Collapse	1950 psi		



eni Natural Resources - Upstream

PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: CASSIOPEA 2 Dir

PAG. 109

DI 117

SEZ. 4 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

15.5 CASING DI PRODUZIONE 9 5/8"

Tenaris

Tenarishydril Blue[®]
Dopeless[®]



Coupling	Pipe Body
Grade: L80 Type 1	Grade: L80 Type 1
Body: Red	1st Band: Red
1st Band: Brown	2nd Band: Brown
2nd Band: -	3rd Band: -
3rd Band: -	4th Band: -
	5th Band: -
	6th Band: -

Outside Diameter	9.625 in.	Wall Thickness	0.545 in.	Grade	L80 Type 1
Min. Wall Thickness	87.50 %	Pipe Body Drift	Alternative Drift	Type	Casing
Connection OD Option	REGULAR				

Pipe Body Data

Geometry		Performance	
Nominal OD	9.625 in.	Wall Thickness	0.545 in.
Nominal Weight	53.50 lb/ft	Plain End Weight	52.90 lb/ft
Drift	8.500 in.	OD Tolerance	API
Nominal ID	8.535 in.		
		Body Yield Strength	1244 x1000 lb
		Min. Internal Yield Pressure	7930 psi
		SMYS	80,000 psi
		Collapse Pressure	6620 psi

Connection Data

Geometry		Performance		Make-Up Torques [1]	
Connection OD	10.626 in.	Tension Efficiency	100 %	Minimum	30,470 ft-lb
Coupling Length	11.693 in.	Joint Yield Strength	1244 x1000 lb	Optimum	33,860 ft-lb
Connection ID	8.545 in.	Internal Pressure Capacity	7930 psi	Maximum	37,250 ft-lb
Make-up Loss	5.065 in.	Compression Efficiency	100 %		
Threads per inch	4	Compression Strength	1244 x1000 lb		
Connection OD Option	Regular	Max. Allowable Bending	38 °/100 ft		
		External Pressure Capacity	6620 psi		
		Coupling Face Load	823,000 lb		
				Shoulder Torques	
				Minimum	5080 ft-lb
				Maximum	28,780 ft-lb
				Operation Limit Torques	
				Operating Torque	37,250 ft-lb
				Yield Torque	50,880 ft-lb

Notes

This connection is fully interchangeable with:
Blue[®] Dopeless[®] - 9.625 in. - 0.352 / 0.395 / 0.435 / 0.472 / 0.595 / 0.609 / 0.625 / 0.672 / 0.734 in.
Connections with Dopeless[®] Technology are fully compatible with the same connection in its Standard version
[1] Specified Torque values may be affected by field and/or operational conditions.
Datasheet is also valid for Special Bevel option when applicable - except for Coupling Face Load, which will be reduced. Please contact a local Tenaris technical sales representative.

For the latest performance data, always visit our website: www.tenaris.com

Tenaris has issued this document for general information only, and the information in this document, including, without limitation, any pictures, drawings or designs ("Information") is not intended to constitute professional or any other type of advice or recommendation and is provided on an "as is" basis. No warranty is given. Tenaris has not independently verified any information - if any - provided by the user in connection with, or for the purpose of, the information contained hereunder. The use of the information is at user's own risk and Tenaris does not assume any responsibility or liability of any kind for any loss, damage or injury resulting from, or in connection with any information contained hereunder or any use thereof. The information in this document is subject to change or modification without notice. Tenaris's products and services are subject to Tenaris's standard terms and conditions or otherwise to the terms resulting from the respective contracts of sale or services, as the case may be, between petitioner and Tenaris. For more complete information please contact a Tenaris's representative or visit our website at www.tenaris.com. ©Tenaris 2022. All rights reserved.



PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: CASSIOPEA 2 Dir

PAG. 110

DI 117

SEZ. 4 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

eni Natural Resources - Upstream

Printed on: 02/07/2022



TenarisHydril Blue®



Coupling	Pipe Body
Grade: L80 Type 13Cr	Grade: L80 Type 13Cr
Body: -	1st Band: Red
1st Band: Yellow	2nd Band: Brown
2nd Band: -	3rd Band: Yellow
3rd Band: -	4th Band: -
	5th Band: -
	6th Band: -

Outside Diameter	9.625 in.	Wall Thickness	0.545 in.	Grade	L80 Type 13Cr
Min. Wall Thickness	87.50 %	Pipe Body Drift	Alternative Drift	Type	Casing
Connection OD Option	REGULAR				

Pipe Body Data

Geometry		Performance	
Nominal OD	9.625 in.	Wall Thickness	0.545 in.
Nominal Weight	53.50 lb/ft	Plain End Weight	52.90 lb/ft
Drift	8.500 in.	OD Tolerance	API
Nominal ID	8.535 in.		
		Body Yield Strength	1244 x1000 lb
		Min. Internal Yield Pressure	7930 psi
		SMYS	80,000 psi
		Collapse Pressure	6620 psi

Connection Data

Geometry		Performance		Make-Up Torques	
Connection OD	10.626 in.	Tension Efficiency	100 %	Minimum	21,110 ft-lb
Coupling Length	11.693 in.	Joint Yield Strength	1244 x1000 lb	Optimum	23,450 ft-lb
Connection ID	8.545 in.	Internal Pressure Capacity	7930 psi	Maximum	25,800 ft-lb
Make-up Loss	5.065 in.	Compression Efficiency	100 %		
Threads per inch	4	Compression Strength	1244 x1000 lb	Shoulder Torques	
Connection OD Option	Regular	Max. Allowable Bending	38 °/100 ft	Minimum	3520 ft-lb
		External Pressure Capacity	6620 psi	Maximum	19,930 ft-lb
		Coupling Face Load	823,000 lb	Operation Limit Torques	
		OB Coupling Face Load [1]	247,000 lb	Operating Torque	47,000 ft-lb
				Yield Torque	72,310 ft-lb

Notes

This connection is fully interchangeable with:
Blue®- 9.625 in. - 0.352 / 0.395 / 0.435 / 0.472 / 0.595 / 0.609 / 0.625 / 0.672 / 0.734 in.
Connections with Dopeless® Technology are fully compatible with the same connection in its Standard version
[1] For Wedge Connections, "Optional Bevel" is Wider Face. For Blue and Legacy Connections, "Optional Bevel" is Special Bevel

For the latest performance data, always visit our website: www.tenaris.com

Tenaris has issued this document for general information only, and the information in this document, including, without limitation, any pictures, drawings or designs ("Information") is not intended to constitute professional or any other type of advice or recommendation and is provided on an "as is" basis. No warranty is given. Tenaris has not independently verified any information—if any—provided by the user in connection with, or for the purpose of, the Information contained hereunder. The use of the Information is at user's own risk and Tenaris does not assume any responsibility or liability of any kind for any loss, damage or injury resulting from, or in connection with any Information contained hereunder or any use thereof. The Information in this document is subject to change or modification without notice. Tenaris's products and services are subject to Tenaris's standard terms and conditions or otherwise to the terms resulting from the respective contracts of sale or services, as the case may be, between petitioner and Tenaris. For more complete information please contact a Tenaris's representative or visit our website at www.tenaris.com. ©Tenaris 2022. All rights reserved.



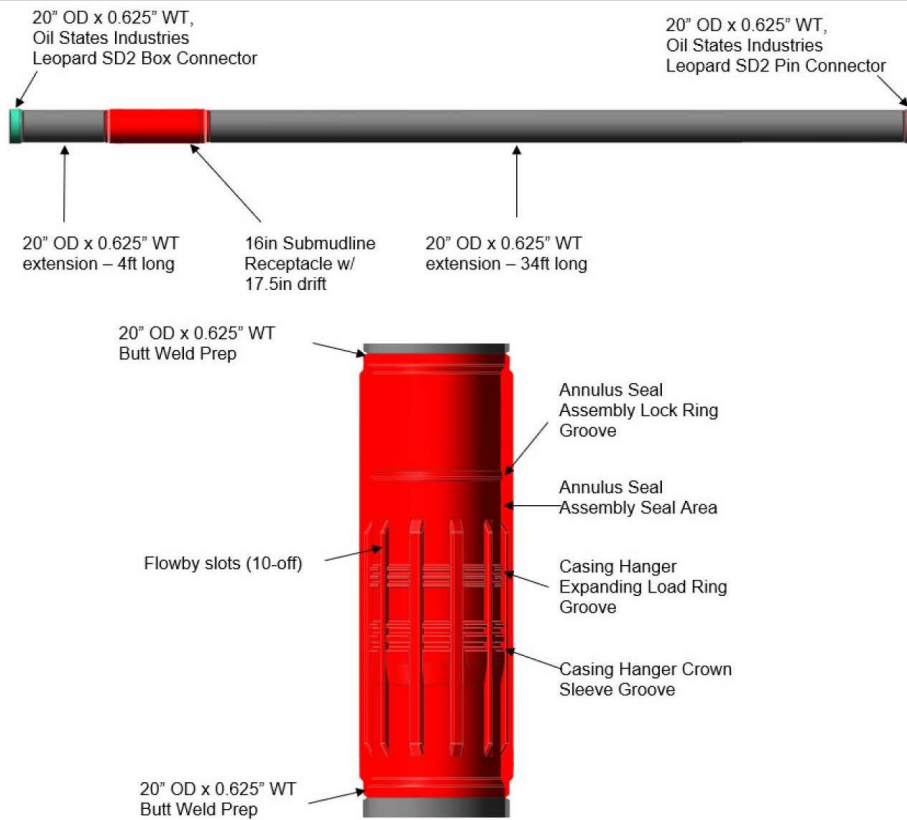
15.6 ATTREZZATURA SUBMUDLINE

15.6.1 SUBMUDLINE RECEPTACLE



PDS20070668 - A

TYPE UWD-15 16in Submudline Receptacle Weldment w/ 17.5in drift



Key Features

- Submudline Receptacle is welded to 20" OD x 0.625" casing finished with OSI Leopard SD2 connectors (box up x pin down)
- The joint is torqued into surface casing string and run in the same trip as the Wellhead Housing Weldment
- Allows passage of a 17.5in drill bit for drilling out the 1st position casing hole.
- Provides landing and locking profiles for the 16in Submudline Casing Hanger (17.5in drift variant)
- Contains an internal sealing surface and lock down profile for the 16in Annulus Seal Assembly
- Contains 10-off flow-by slots to allow passage of cement returns past the 16in Casing Hanger
- Casing length of 4ft above Receptacle and 34ft below.

This document and all the information contained herein are the confidential and exclusive property of TechnipFMC, and may not be reproduced, disclosed, or made public in any manner prior to express written authorization by TechnipFMC.

** RELEASED FOR MANUFACTURE ** -- Published: 25-Feb-2020_12:34:57



**PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE
POZZO: CASSIOPEA 2 Dir**

PAG. 112

DI 117

SEZ. 4 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

eni Natural Resources - Upstream



PDS20070668 - A

Technical Description

Design Rating

• Rated Working Pressure (internal) ¹	5000 psi	34.5 bar
• Outside Diameter (max)	21.19 in	538.23 mm
• Inside Diameter (min)	17.562 in	446.07 mm
• Length	532.42 in	13523.47 mm
• Weight	6625 lbs.	3006 kg
• Cement Return Area	16.8 in ²	108 cm ²
• Cement Return Particle Size	0.8 in	20.32 mm

¹ Based on capacity of Receptacle

Installation

- Torqued into the surface casing string and run below the Wellhead Housing.

Interfaces

- Torques into the surface casing string via OSI Leopard connections above and below
- Has internal sealing and locking profiles which interface with the 16in Annulus Seal Assembly
- Has internal profiles for interfacing with the expanding load ring and crown sleeve of the 16in Submidline Casing Hanger (17.5in drift variant)

References

Description	Data
System specific documents & drawings	Dwg No. DU200191839 Doc. No. TH110123748

This document and all the information contained herein are the confidential and exclusive property of TechnipFMC, and may not be reproduced, disclosed, or made public in any manner prior to express written authorization by TechnipFMC.

** RELEASED FOR MANUFACTURE ** -- Published: 25-Feb-2020_12:34:57

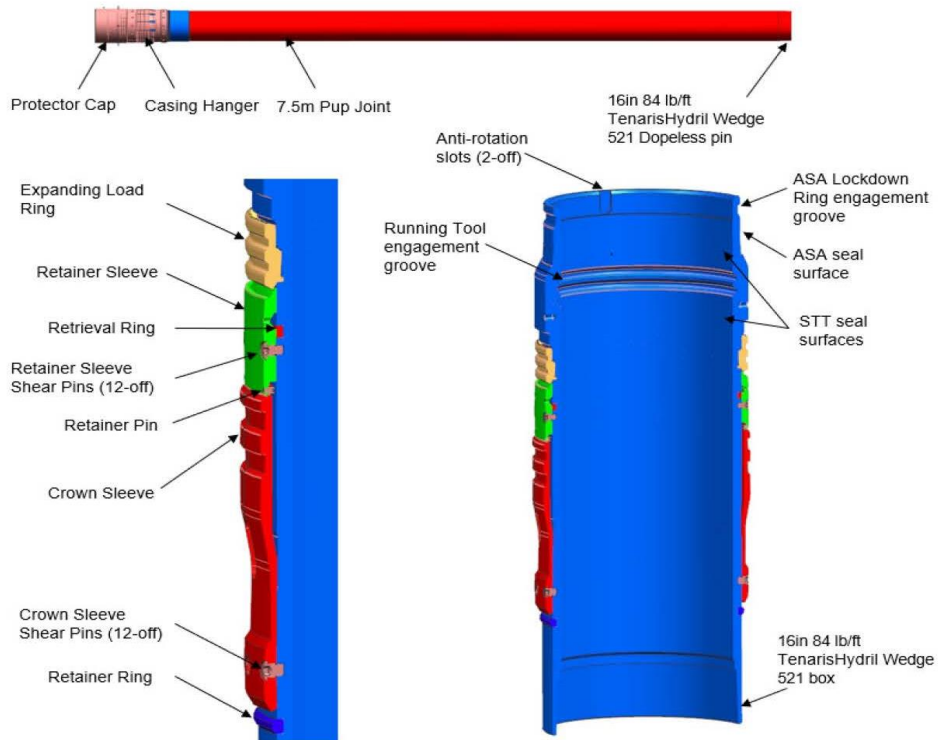


15.6.2 SUBMUDLINE CASING HANGER 16"



PDS20066698 - B

TYPE UWD-15 16in Submudline Casing Hanger Assembly, f/ Receptacle w/ 17.5in drift



Key Features

- Designed with Crown Sleeve which engages in corresponding groove in the Submudline Receptacle.
- Has two sets of shear pins which shear following engagement of Crown Sleeve in Receptacle and release of casing weight.
- Has an Expanding Load Ring (ELR) which expands into a corresponding groove in the Submudline Receptacle. The ELR is energized by the Retainer Sleeve following shearing of pins
- Has an internal groove to interface with the running tool.
- Is compatible with the elastomeric Submudline Annulus Seal Assembly.
- Has two internal anti-rotation slots for interface with running tools.
- Has two internal seal surfaces for the Single Trip Tool.
- Is provided with a tonging neck to facilitate casing make up.
- Is supplied torqued to a 7.5m pup joint.

This document and all the information contained herein are the confidential and exclusive property of TechnipFMC, and may not be reproduced, disclosed, or made public in any manner prior to express written authorization by TechnipFMC.

** RELEASED FOR MANUFACTURE ** -- Published: 15-Apr-2020_18:21:38



PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: CASSIOPEA 2 Dir

PAG. 114

DI 117

SEZ. 4 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

eni Natural Resources - Upstream



PDS20066698 - B

Technical Description

Design Rating

• Rated Working Pressure (internal) ¹	4330 psi	298.5 bar
• Outside Diameter (max) ²	20.7 in	525.8 mm
• Inside Diameter (min)	14.832 in	376.7 mm
• Length ²	335.95 in	8533.1 mm
• Weight	2761 lbs.	1253 kg
• Rated Casing Weight Capacity ³	700,000 lbs.	317,515 kg
• Cement Return Area (external)	16 in ²	103.23 cm ²
• Cement Return Particle Size (external)	0.8 in	20.32 mm
• Approx. load to shear Crown Sleeve Shear Pins (12-off)	108,000 lbf.	48,988 kg
• Approx. load to shear Retainer Sleeve Shear Pins (12-off)	67,000 lbf.	30,391 kg

¹ Limited by threaded connection

² Including Protector Can

³ Based on tensile capacity of Single Trip Tool

Installation

- Installed with the Submudline Single Trip Tool (with or without the Annulus Seal Assembly).
- Landed in the Submudline Receptacle, Crown Sleeve engages, Retainer Sleeve energizes and Expanding Load Ring expands into Receptacle

Interfaces

- Expanding Load Ring and Crown Sleeve engage in Submudline Receptacle.
- External seal profile for the Annulus Seal Assembly to seal against.
- Internal running groove and anti-rotation slots to interface with Submudline Single Trip Tool.
- 16in 84.0 lbs./ft. TenarisHydril Wedge 521 dopeless threaded connection to interface with casing string.

References

Description	Data
System specific documents & drawings	Dwg No. DU200175907 Doc. No. THI20066697

This document and all the information contained herein are the confidential and exclusive property of TechnipFMC, and may not be reproduced, disclosed, or made public in any manner prior to express written authorization by TechnipFMC.

** RELEASED FOR MANUFACTURE ** -- Published: 15-Apr-2020_18:21:38



**PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE
POZZO: CASSIOPEA 2 Dir**

PAG. 115

DI 117

SEZ. 4 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

eni Natural Resources - Upstream

16 ALLEGATO D: PROCEDURA JETTING 36" CP E PERFORAZIONE FORO 24"

Nel caso in cui i jet test eseguiti diano esito positivo e sia possibile eseguire il jetting del CP, la seguente procedura operativa può essere seguita. Per minimizzare il tempo impiegato per il settaggio del CP, si utilizzerà il Drill Ahead Tool che permette la perforazione della fase da 24" subito dopo il settaggio del CP.

Sequenza Operativa Principale (Rig A):

- Montaggio handling equipment, preparative discesa CP 36"
- Assemblare e discendere CP 36" come da seguente tabella (space-out finale da verificare secondo lunghezze effettive):

Joints (number)	DESCRIPTION	PIPE CHARACTERISTICS				Length (meters)		Weight (ton)			Depth (m)
		OD (inch)	WT (lb/ft)	Grade	Connection	Partial	Total	Single Air	Total Air	Total Mud	
1	Shoe joint	36	309	X 56	Leopard DSDS	13.0	13.0	6.0	6.0	5.16	703.0
6	Intermediate Joint	36	309	X 56	Leopard DSDS	75.0	88.0	34.5	40.5	34.9	690.0
										Joint Top	615.0

*average effective casing length assumed of 12.5m

- Assemblare giunto wellhead housing, eseguire landing su apposito adapter installato in tavola rotary.
- Installare C-Plate, eseguire preparativi per assemblaggio e discesa BHA 24"
- Assemblare 24" Drill Ahead BHA e discendere all'interno del CP 36". Assicurarsi il corretto space-out tra Bit 24" e scarpa del CP 36" (Max 4"-8")
- Connettere 24" Jetting/drill ahead BHA al DAT, registrar pesi
- Appoggiare e connettere DAT al Low Pressure Wellhead Housing da 36"
- Sollevare 242 BHA e 36" CP, verificare con ROV corretto space out tra bit e scarpa CP.
- Discendere assembly fino ad avere il low pressure housing nella moon pool area, connettere Mud Mat all'housing.
- Installare indicatore di pendenza e "Shallow flow device" in posizione aperta sulla low pressure housing.
- Sollevare assembly, registrare pesi, verificare lettura zero su indicatori di pendenza.
- Muovere Rig in posizione,
- Discendere CP 36" e 24" Jetting BHA fino a circa 30 m da fondo mare
 - Assicurarsi che lo space out finale non preveda connessioni durante i primi 30 m di jetting.
- Discendere lentamente CP da 36" e BHA da 24" con il motion compensator aperto
 - Confermare che le coordinate del pozzo siano corrette prima di toccare il fondo mare
 - Discendere casing con il minimo della portata per evitare di tappare i nozzles



**PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE
POZZO: CASSIOPEA 2 Dir**

PAG. 116

DI 117

SEZ. 4 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

eni Natural Resources - Upstream

- Discendere casing lentamente e fin quando non prende peso. Registrare profondità fondo mare.
- Con ROV verificare inclinazione a fondo mare. Assicurarsi che l'inclinazione sia minore di 1 grado.
- Eseguire Jetting 36" CP seguendo istruzioni wellhead engineer e Directional/Jetting engineer.
 - Eseguire monitoraggio fondo mare con ROV
 - Iniziare operazioni di jetting con acqua di mare e a parametri ridotti
 - Il massimo peso consentito è pari all'80% della somma dei pesi in acqua di casing 36" e batteria 24"
 - Incrementare portata ottimizzando parametri
 - Pompate cuscini viscosi secondo quanto richiesto dalle condizioni di pozzo
 - Monitorare inclinazione LPWHH ad ogni cambio asta
 - Durante il jetting degli ultimi 10m, osservare con ROV stick-up finale della LPWHH
 - Con il CP da 36" settato alla corretta profondità, circolare e spazzare cuscini viscosi di pulizia.
 - Controllare inclinazione finale wellhead housing.

Parametri di Jetting:

Parametri Perforazione foro 24"x42"			
	PORTATA [L/MIN]	WEIGHT ON BIT [TON]	ROTAZIONE [RPM]
Jetting 36" CP	1000 -4000*	Come Richiesto	NO
* Da Verificare secondo requisiti BHA			

- Tenere CP da 36" in posizione per 4-6 ore per consentire soaking.
 - Tenere compensator aperto per evitare movimenti CP durante il soaking
 - Verificare periodicamente inclinazione durante il soaking
 - Verificare che non ci siano movimenti della LPWHH durante il soaking
 - Eseguire prove di circolazione periodiche per evitare di tappare l'intercapedine tra 36" CP e Batteria 24"
- Scaricare peso CP 36" incrementando di 10 ton per step, monitorare CP 36" con ROV.
 - Verificare inclinazione dopo ogni step
 - Verificare assenza di movimento del LPWHH

Sequenza Operativa Simultanea (Rig B) durante il Jetting del CP da 36":

- Assemblare 18 ¾ High Pressure Housing running tool e stivare in torre
- Assemblare 18 ¾ High Pressure Housing e installare seat protector
- Ingaggiare High Pressure Housing con Running Tool e appoggiare su pipe deck



eni Natural Resources - Upstream

**PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE
POZZO: CASSIOPEA 2 Dir**

SEZ. 4 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

PAG. 117

DI 117

- Preparare cuscini viscosi e kill mud a $d= 1,4$ sg per fase da 24”



eni Natural Resources - Upstream

**PROGRAMMA DI COMPLETAMENTO
POZZO: CASSIOPEA 2 DIR**


SEZ. 5 PROGRAMMA DI COMPLETAMENTO

**PROGRAMMA DI COMPLETAMENTO
POZZO CASSIOPEA 2 DIR**

Emissione: Giugno 2022

SEZIONE N° 5 – Programma di Completamento

The present document is CONFIDENTIAL and it is the property of ENI
It shall not be shown to third parties nor shall it be used for reasons different from those owing to which it was given.

 eni spa	PERF	UNITA' ORGANIZZATIVA	ATTIVITA'	PROVENIENZA	TIPO	N. PROGR.	PAG. 1
		TECP	P	1	P	28768	DI 97

TITOLO
 Progetto Cassiopea
 Programma di Completamento
Cassiopea 2Dir

LISTA DI DISTRIBUZIONE


COAP-SU
ENIMED

Gruppo di lavoro:

E. Pignotti *Eleonora Pignotti*
G. Ferrari *Giuseppe Ferrari*
C. Repetto AG18534 Firmato digitalmente da Carlo Repetto
ID: 4618534
DN: cn=Carlo Repetto, o=ENI, ou=TECP, email=carlo.repetto@eni.com, c=IT
A. Troiano *Antonio Troiano*
D. Pellicanò Firmato digitalmente da Danilo Pellicanò
ID: 4618534
DN: cn=Danilo Pellicanò, o=ENI, ou=TECP, email=danilo.pellicano@eni.com, c=IT
M. Giammancheri *Michele Giammancheri* Firmato digitalmente da Michele Giammancheri
Data: 2022.06.13
09:23:06 +02'00'

Data di emissione: Giugno 2022


5				
4				
3				
2				
1	Emissione	Gruppo di lavoro	R. Brambilla <i>R. Brambilla</i> G. Carpineta <i>G. Carpineta</i> S. Borra <i>Simone Borra</i>	S. Luppina <i>S. Luppina</i> S. Baretta <i>S. Baretta</i> S. Baretta <i>S. Baretta</i> ARPO Il Responsabile S. Baretta
	AGGIORNAMENTI	PREPARAZIONE	CONVALIDA	APPROVAZIONE

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 2 DI 97				
			AGGIORNAMENTI				
		TECP-P-1-P-28768	1				

INDICE

1. ACRONIMI	7
2. INTRODUZIONE.....	9
2.1. DATI DEL CAMPO	9
2.2. TABELLA DELLE CONTRATTISTE	11
2.3. HSE REQUIREMENT	12
2.3.1 PIANI DI CONTROLLO POZZO	12
2.3.2 MINIMA QUANTITÀ DI PRODOTTI DA MANTENERE IN CANTIERE	12
3. CASSIOPEA 2DIR WELL INFO.....	13
3.1. INFORMAZIONI GENERALI DEL POZZO	13
3.2. PROFILO CASING.....	14
3.3. CASING DESIGN	14
3.4. SCHEMA TESTA POZZO	16
3.4.1 CALCOLO DELLA MAWHP	16
3.5. CONFIGURAZIONE BOP.....	17
3.5.1 SAIPEM 10000 – CONFIGURAZIONE BOP STACK 18 ¾" X 15000 PSI	17
3.5.2 SAIPEM 10000 – INVENTARIO RISER – RUNNING STRING GENERICA	19
3.5.3 SAIPEM 10000 – H4 CONNECTOR.....	20
3.6. PROFILO DI DEVIAZIONE	21
3.7. PROFILI DI PRESSIONE.....	22
4. DATI DI GIACIMENTO	23
4.1. PARAMETRI PETROFISICI	23
4.2. COMPOSIZIONE DEL FLUIDO DI GIACIMENTO	24
4.3. TEMPERATURA DI FONDO POZZO.....	24
5. DESIGN DI COMPLETAMENTO	26
5.1. LOWER COMPLETION	26
5.2. INTERMEDIATE COMPLETION/ISOLATION STRING.....	26
5.3. UPPER COMPLETION.....	26
5.4. SCHEMA DI COMPLETAMENTO	28
5.5. COMPLETION E PACKER FLUID	29
6. SOMMARIO DELLE OPERAZIONI	30
6.1. BOP TEST	32
6.2. COMPLETION TIMING	32
7. SEQUENZA DELLE OPERAZIONI	33
7.1. PULIZIA FORO, SPIAZZAMENTO BRINE.....	33
7.2. DISCESA GR/CCL/CBL/VDL/USIT	34
7.3. DISCESA SUMP PACKER CON EWL.....	35
7.3.1 DISCESA GAUGE RING.....	35
7.3.2 DISCESA E SETTAGGIO SUMP PACKER.....	35
7.4. SPARI LIVELLO INFERIORE IN TCP E PULIZIA POST-SPARI.....	35
7.4.1 DISCESA FUCILI E SPARI	35
7.4.2 PULIZIA POST SPARI PER LIVELLO INFERIORE	36
7.5. DISCESA LOWER COMPLETION ED EFFETTUARE ICGP - GIF PER LIVELLO INFERIORE.....	36


*Il presente documento è RISERVATO ed è proprietà di eni spa.
Esso non deve essere mostrato a terzi né sarà utilizzato per scopi diversi da quelli per i quali è stato emesso*

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 3 DI 97				
			AGGIORNAMENTI				
		TECP-P-1-P-28768	1				

7.5.1	SEQUENZA ICGP-GIF PER LIVELLO INFERIORE	37
7.6.	SETTAGGIO PACKER PLUG NEL GP PACKER	39
7.7.	SPARI LIVELLO SUPERIORE IN TCP E PULIZIA POST-SPARI.....	39
7.7.1	SISCESA FUCILI E SPARI	39
7.7.2	PULIZIA POST SPARI PER LIVELLO SUPERIORE	39
7.8.	DISCESA LOWER COMPLETION ED EFFETTUARE ICGP - GIF PER LIVELLO SUPERIORE.....	40
7.8.1	SEQUENZA ICGP-GIF PER LIVELLO SUPERIORE	41
7.9.	DISCESA ISOLATION STRING	42
7.10.	SETTAGGIO BRIDGE PLUG E RECUPERO BOP.....	44
7.10.1	SPIAZZAMENTO STRINGA A BASE OIL	45
7.10.2	SETTAGGIO RBP.....	45
7.10.3	ESECUZIONE INFLOW TEST DELL'FIV.....	45
7.10.4	TEST BRIDGE PLUG	46
7.11.	INSTALLAZIONE X-TREE, BOP CON IWOCs SYSTEM	47
7.12.	PULIZIA FORO, SPIAZZAMENTO E RECUPERO BRIDGE PLUG	48
7.13.	DISCESA UPPER COMPLETION	48
7.13.1	RECUPERO CAMICIA D'USURA DELLA X-TREE BORE E TEST BOP	49
7.13.2	ASSEMBLAGGIO, TEST INTELLIGENT COMPLETION E PACKER DI PRODUZIONE	49
7.13.3	ASSEMBLAGGIO E DISCESA TUBING HANGER.....	50
7.13.4	SPIAZZAMENTO DEL COMPLETAMENTO CON BASE OIL , SETTAGGIO PRODUCTION PACKER E INFLOW TEST A SCSSV 53	
7.13.5	APERTURA DELLE VALVOLE DI ISOLAMENTO E SPURGO DEL POZZO.....	53
7.14.	SPURGO.....	54
7.14.1	SEQUENZA DI SPURGO	54
7.14.2	SPURGO E WELL TESTING LIVELLO SUPERIORE.....	54
7.14.3	SPURGO E WELL TESTING LIVELLO INFERIORE.....	55
7.14.4	WELL TESTING LIVELLI IN COMMINGLE	55
7.15.	ABBANDONO DEL POZZO	56
7.15.1	SPIAZZAMENTO LANDING STRING	56
7.15.2	MESSA IN SICUREZZA DEL POZZO	56
7.15.3	PRESSURE TEST CROCE DI PRODUZIONE.....	56
7.15.4	DISCONNESSIONE LANDING STRING	56
7.15.5	DISCONNESSIONE IWOCs E BOP	57
8.	APPENDICE	58
8.1.	PERFORMANCE DEL TUBINO E ANALISI EROSIONALE.....	58
8.1.1	DATI DI INPUT.....	58
8.1.2	METODOLOGIA DI CALCOLO DELL'ANALISI EROSIONALE.....	59
8.1.3	RISULTATI DELL'ANALISI EROSIONALE.....	60
8.2.	TUBING STRESS ANALYSIS.....	61
8.2.1	DATI DI INPUT.....	61
8.2.2	RISULTATI	63
8.2.3	CARICHI AI PACKER.....	67
8.2.4	COMPLETION STRING PRESSURE TEST (DOPO SETTAGGIO DEL PRODUCTION PKR)	68
8.3.	WELL BARRIER SCHEMATICS	70
8.4.	DATI TUBINO	76
8.4.1	CONNESSIONI	76
8.5.	LOWER E INTERMEDIATE COMPLETION EQUIPMENT.....	77
8.5.1	SUMP PACKER	77
8.5.2	GRAVEL PACK PACKER	77
8.5.3	GRAVEL PACK EXTENSION AND PORT CLOSING SLEEVE.....	77
8.5.4	ANNULAR FLUID LOSS CONTROL VALVE.....	77

Il presente documento è RISERVATO ed è proprietà di eni spa.


Esso non deve essere mostrato a terzi né sarà utilizzato per scopi diversi da quelli per i quali è stato emesso

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 4 DI 97					
			TECP-P-1-P-28768	AGGIORNAMENTI				
				1				

8.5.5	TUBING FLUID LOSS CONTROL DEVICE.....	77
8.6.	UPPER COMPLETION EQUIPMENT	78
8.6.1	TR-SCSSV.....	78
8.6.2	PACKER DI PRODUZIONE 9 5/8" X 3 1/2" (CON FEED THROUGH E FITTINGS)	78
8.6.3	INTELLIGENT COMPLETION	79
8.6.4	CHEMICAL INJECTION MANDREL	79
8.7.	HORIZONTAL X-TREE.....	81
8.8.	TUBING HANGER	86
8.9.	SPECIFICHE IMPIANTO DI PERFORAZIONE.....	89

Il presente documento è RISERVATO ed è proprietà di eni spa.

Esso non deve essere mostrato a terzi né sarà utilizzato per scopi diversi da quelli per i quali è stato emesso

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 5 DI 97				
			AGGIORNAMENTI				
		TECP-P-1-P-28768	1				

INDICE DELLE FIGURE

FIGURA 1 - MAPPA DEL CAMPO DI SVILUPPO	9
FIGURA 2 - PROFILO CASING CASSIOPEA 2 DIR.....	14
FIGURA 3 - DETTAGLI QUOTE CASING	15
FIGURA 4 - SCHEMA TESTA POZZO CASSIOPEA 2DIR.....	16
FIGURA 5 - SAIPEM 10000 CONFIGURAZIONE BOP STACK	17
FIGURA 6 - SAIPEM 10000 INVENTARIO RISER	19
FIGURA 7 - SAIPEM 10000 - H4 CONNECTOR.....	20
FIGURA 8 - PROFILO DI DEVIAZIONE CASSIOPEA 2DIR	21
FIGURA 9 - PROFILI DI PRESSIONE.....	22
FIGURA 10 - PARAMETRI PETROFISICI CON FLAG DI MINERALIZZAZIONE POZZO DI RIFERIMENTO CASSIOPEA 1	23
FIGURA 11 - PVT POZZO DI RIFERIMENTO CASSIOPEA 1 DIR.....	24
FIGURA 12 - TEMPERATURE DI FONDO POZZO	25
FIGURA 13 - CASSIOPEA 2DIR SCHEMA DI COMPLETAMENTO	28
FIGURA 14 - DETTAGLIO DATI PVT	59
FIGURA 15 - SCHEMA DI COMPLETAMENTO PER I CALCOLI DI STRESS ANALYSIS.....	63
FIGURA 16 - GRAFICO DESIGN LIMITS TUBINO	64
FIGURA 17 - TRIAXIAL SAFETY FACTOR	64
FIGURA 18 - BURST SAFETY FACTOR	65
FIGURA 19 - COLLAPSE SAFETY FACTOR	65
FIGURA 20 - AXIAL SAFETY FACTOR	66
FIGURA 21 - CARICHI PACKER DI PRODUZIONE	67
FIGURA 22 - CARICHI ISOLATION STRING PACKER	67
FIGURA 24 - SCHEMA POZZO PRESSURE TEST TUBINO DOPO SETTAGGIO PKR	68
FIGURA 25 - DESIGN LIMIT LANDING STRING PRESSURE TEST DOPO SETTAGGIO PKR.....	68
FIGURA 26 - DESIGN LIMIT COMPLETION STRING PRESSURE TEST DOPO SETTAGGIO PKR	69
FIGURA 27 - WBS DURANTE LA DISCESA TCP.....	70
FIGURA 28 - WBS DURANTE LA DISCESA ISOLATION STRING	71
FIGURA 29 - WBS DURANTE L'ABBANDONO TEMPORANEO	72
FIGURA 30 - WBS DURANTE LA DISCESA UPPER COMPLETION	73
FIGURA 31 - WBS DURANTE IL WELL TESTING	74
FIGURA 32 - WBS DOPO IL RIG DEMOB	75
FIGURA 33 - 3 1/2" TUBING CONNECTION	76
FIGURA 34 - RIASSUNTO SPECIFICHE HORIZONTAL XT	81
FIGURA 35 - TABELLA RIASSUNTIVA VALVOLE HXT (1)	82
FIGURA 36 - TABELLA RIASSUNTIVA VALVOLE HXT (2)	83
FIGURA 37 - HORIZONTAL XT SCHEMATIC (1).....	84
FIGURA 38 - HORIZONTAL XT SCHEMATIC (2).....	85
FIGURA 39 - TUBING HANGER SPECIFICHE TECNICHE	86
FIGURA 40 - TUBING HANGER SCHEMATIC (1)	87
FIGURA 41 - TUBING HANGER SCHEMATIC (2)	88

INDICE DELLE TABELLE

TABELLA 1 - ACRONIMI	8
TABELLA 2 - OFFSHORE CASSIOPEA PROJECT PROFONDITÀ DEL MARE	10
TABELLA 3 - TABELLA DELLE CONTRATTISTE.....	11
TABELLA 4 - INFORMAZIONI GENERALI DEL POZZO.....	13
TABELLA 5 - CASING DESIGN	14
TABELLA 6 - TABELLA RIASSUNTIVA CALCOLO MAWHP	16
TABELLA 7 - COMPOSIZIONE DEL FLUIDO DI GIACIMENTO	24
TABELLA 8 - FLUIDO IN POZZO PRIMA DELLE OPERAZIONI DI LOWER COMPLETION.....	33
TABELLA 9 - PORTATA TOTALE DI ACQUA E GAS SU BASE ANNUALE	58
TABELLA 10 - PRINCIPALI DATI PVT PER ANALISI EROSIONALE.....	58
TABELLA 11 - LIMITI EROSIONALI CASSIOPEA 2DIR	60
TABELLA 13 - CARATTERISTICHE TR-SCSSV CONTROL LINES.....	78




 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 6 DI 97						
			AGGIORNAMENTI						
		TECP-P-1-P-28768	1						

TABELLA 14 - CARATTERISTICHE CHEMICAL INJECTION LINE 80

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 7 DI 97				
			AGGIORNAMENTI				
		TECP-P-1-P-28768	1				


1. ACRONIMI

AAV	annulus access valve	
AFIV	anular formation isolation valve	Valvola di isolamento anulare
AMV	annulus master valve	
API	american petroleum Institute	
APT	annulus pressure transmitter	Trasmittitore di pressione anulare
AWV	annulus wing valve	
BHA	bottom hole assembly	
BHT	bottom hole temperature	
BOP	blow out prevent	
BPM	barrels per minute	
CBL	cement bond log	
CCL	casing collar locator	
CBP	Completion bore protector	Camicia d'usura per Croce di produzione
CTLF	coiled tubing lifting frame	
CI	chemical injection	
DHPT	downhole pressure & temperature	Temperatura e pressione di fondo
EFL	electric flying lead	
EWL	electric wire line	
FCV	flow control valve	
FIV	formation isolation valve	Valvola di isolamento radiale
GP	gravel pack	
GR	gamma ray	
HFL	hydraulic flying lead	
HPU	hydraulic power unit	
HWDP	heavy weight drill pipe	
ID	internal diameter	
IWOCS	installation work over control system	
JSA	job safety analysis	
FLBV	fluid losses barrier valve	
LBV	lower ball valve	
LCP	lower crown plug	
LPR	lower pipe rams	Ganasce inferiori
LV	lubricator valve	
M/U	make up	Assemblaggio
MD	measured depth	
NTU	nephelometric turbidity unit	
OD	outer diameter	
P&ID	process and Instrumentation diagram	
P/U	pick/up	
PBR	polished bore receptacle	
PCS	port closure sleeve	
P&A	plug and abandon	
PMV	production master valve	
POOH	pull out of hole	
PPG	pounds per gallon	
PSV	platform supply vessel	
PWV	production wing valve	
RBP	retrievable bridge plug	

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 8 DI 97					
			AGGIORNAMENTI					
		TECP-P-1-P-28768	1					

R/D	rig down	
R/U	rig up	
RA	radioactive	
RIH	run in hole	
RKB	rotary kelly bushing	
ROV	remote operated vehicle	
RPM	rotation per minute	
RT	running tool	
RV	retainer valve	
SCM	subsea control module	
SES	side entry sub	
SFT	surface flow tree	
SRT	step rate test	
SSTT	subsea test tree	
STT	surface test tree	
SV	safety valve	
TCP	tubing conveyed perforation	
TD	total depth	
TH	tubing hanger	
TR-SCSSV	tubing retrievable surface controlled subsurface safety valve	
TVD	true vertical depth	
UBV	upper ball valve	
UCP	Upper crown plug	
WO-UTA	Work Over Umbilical Termination assembly	
UPT	upstream pressure transmitter	Trasmittitore di pressione a monte
VDL	variable density log	
WB	wear bushing	Camicia d'usura
WBCO	well bore clean out	
WBM	water base mud	
WD	water depth	
WH	wellhead	
WLL	working load limit	
WP	working pressure	
XOV	cross over valve	
XT	x-mas tree	

Tabella 1 - Acronimi

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE TECP-P-1-P-28768	PAG 9 DI 97				
			AGGIORNAMENTI				
			1				

2. INTRODUZIONE

Cassiopea Project (ex Ibleo Offshore Project) è un progetto che comprende due campi differenti (Argo, Cassiopea) situati nel canale di Sicilia.

I pozzi sono tutti produttori a gas, sottomarini.

I pozzi esplorativi/sviluppo già perforati nei tre campi sono i seguenti:

- Panda 1 Marzo 2002
- Panda West 1 Febbraio 2003
- Argo 1 Aprile 2006
- Cassiopea 1Dir Giugno 2008
- Argo 2 Agosto 2008

L'esecuzione di Cassiopea Project prevede la produzione di gas da 4 pozzi: 2 pozzi già perforati verranno ripresi e altri 2 saranno perforati da nuovi.

- Argo 2 Pozzo esistente
- Cassiopea 1Dir Pozzo esistente
- Cassiopea 2Dir Pozzo nuovo
- Cassiopea 3 Pozzo nuovo

2.1. DATI DEL CAMPO

La distanza tra i due campi varia dai 5 ai 10 km e la profondità del mare dai 516 ai 625m.

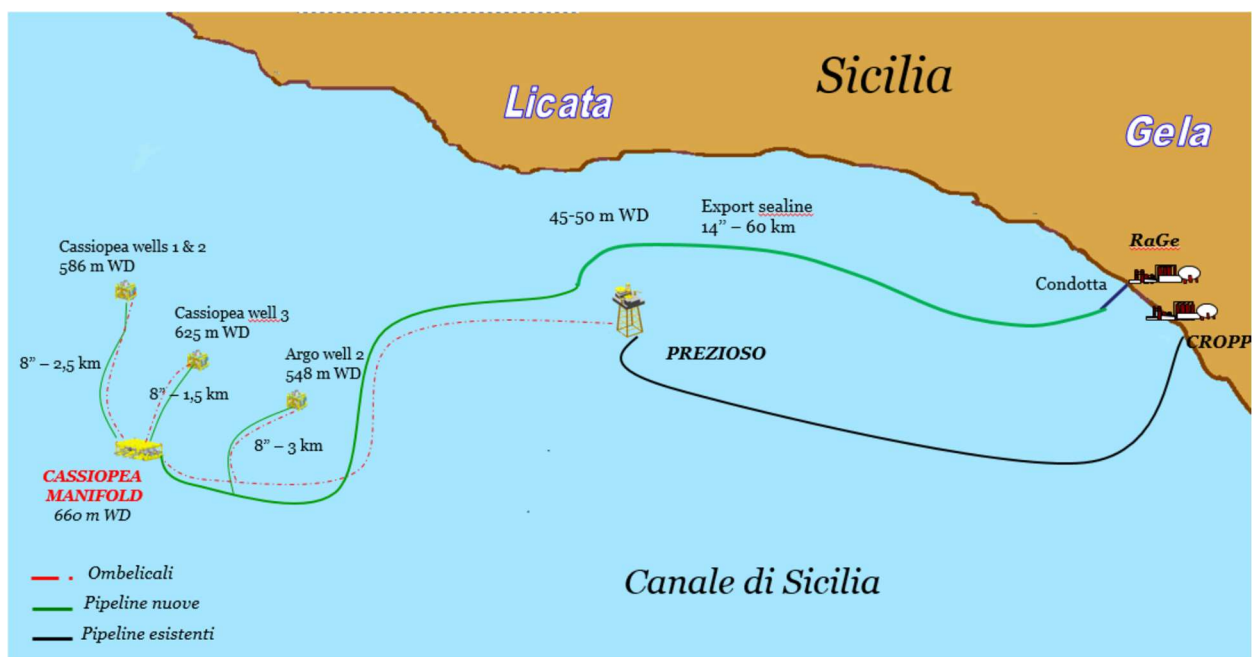




Figura 1 - Mappa del campo di sviluppo

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 10 DI 97						
			AGGIORNAMENTI						
		TECP-P-1-P-28768	1						

<u>Field</u>	<u>Well Name</u>	<u>Water depth (m)</u>
<u>Cassiopea</u>	<u>1 Dir (existing)</u>	<u>586</u>
	<u>2</u>	<u>586</u>
	<u>3</u>	<u>625</u>
<u>Argo</u>	<u>2 (existing)</u>	<u>548</u>

Tabella 2 - Offshore Cassiopea project profondità del mare

La piattaforma di produzione Prezioso è collegata al centro oli di Gela attraverso pipeline (12" diametro e 29,4 km di lunghezza). Tale pipeline non verrà utilizzata per lo sviluppo dei campi di Cassiopea Project. Il gas prodotto verrà inviato tramite una pipeline da 14" sottomarina, lunga 60 km, a un nuovo sito di stoccaggio e compressione ubicato a Gela centro Olio. I pozzi subsea verranno controllati attraverso un sistema di ombelicali dalla piattaforma di produzione di Prezioso.


 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 11 DI 97					
			AGGIORNAMENTI					
		TECP-P-1-P-28768	1					

2.2. TABELLA DELLE CONTRATTISTE

Service	Company and Contact Details (Name/Email/Phone No.)	Service	Company and Contact Details (Name/Email/Phone No.)
Deepwater Drilling Rig Services	Da definire	PSV#1 (for Frack Pack) Services	Da definire
Drilling and Completion Fluids Materials and Services	Da definire	Standby Vessel	Da definire
Supply of Subsea Wellhead, 36” CP, 20” Surface Casing and Services	Da definire	Crew Boat Services	Da definire
Electric Wire Line Logging	Da definire	Shore Base	Da definire
Casing/Tubing Handling Services	Da definire	Fuel Supply and Handling Services	Da definire
ROV Services	Da definire	Independent Marine Inspection Services	Da definire
Cementing & Pumping Services	Da definire	Sub Sea X-Tree and Work over/Landing String Package	Da definire
Rig Positioning & Shallow Hazard	Da definire	Paramedic Services	Da definire
Fishing Tools & Whipstock Services	Da definire	Supply of Drill Bits and Enlarging Tools Services	Da definire
Cementing Head Services & Casing Accessories	Da definire	Telecommunication Link	Da definire
Material Inspection, Maintenance and QA/QC Services	Da definire	Well Bore Clean Out Tools	Da definire
Drilling Rig Inspection Services	Da definire	Well Testing Equipment (Surface, TCP, Slickline, Sampling)	Da definire
AHTS#1 Services	Da definire	Coiled Tubing and Nitrogen Services	Da definire
AHTS#2 Services	Da definire	Integrated Completion Services	Da definire
AHTS #3 Services	Da definire	Downhole Permanent Monitoring System	Da definire

Tabella 3 - Tabella delle contrattiste

*Il presente documento è RISERVATO ed è proprietà di eni spa.
Esso non deve essere mostrato a terzi né sarà utilizzato per scopi diversi da quelli per i quali è stato emesso*

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 12 DI 97				
			AGGIORNAMENTI				
		TECP-P-1-P-28768	1				

2.3. HSE REQUIREMENT

I requisiti HSE sono in accordo ai seguenti documenti:

1. Strategia per la risposta alle emergenze Enimed (pro-sg-hse-035-enimed_r03)
2. Esercitazione di Emergenza HSE (opi-sg-hse-003-enimed_r03)
3. Piano Generale di Emergenza Eni Mediterranea Idrocarburi (pro-sg-hse-030-enimed_r10)

2.3.1 PIANI DI CONTROLLO POZZO

Nel corso delle operazioni saranno rispettate le procedure di controllo pozzo riportate nella "Well control procedure" (STAP P-1-M-26524 REV2).

2.3.2 MINIMA QUANTITÀ DI PRODOTTI DA MANTENERE IN CANTIERE


Il contenuto di questa sezione è in accordo con la procedura "Well Control" (STAP P-1-M-26524 REV2),

Le quantità di prodotti richiesti come appesantenti, chimici, agenti per liberare la batteria, disperdenti, materiali per perdite di circolazione, cemento, fango pesante e fango di riserva, dipendono dalle condizioni operative di pozzo e dalla severità dei problemi preventivabili, nonché dal tipo di impianto utilizzato.

1. Lo stock minimo di Barite deve essere sufficiente per incrementare il peso del volume attivo al valore massimo previsto di MAASP.
2. Lo stock minimo di cemento deve essere sufficiente a preparare due tappi di cemento di 200 m.
Un volume minimo di fango pesante alla densità di 1.4 kg/l deve essere sufficiente per riempire il foro superficiale mentre si perfora senza il BOP stack installato.
3. Dopo aver montato i BOP i requisiti del fango pesante non sono specificabili, possono essere aggiustati in base alle necessità di pozzo.
4. Il volume totale del fango deve essere almeno pari a una volta e mezzo il volume pozzo.
5. In aggiunta, i seguenti materiali sono raccomandati per ogni eventualità:

- Una quantità di diesel tale da garantire almeno 1 settimana di operazioni per attività a terra e di 3 settimane per le operazioni a mare.
- Disperdenti e equipaggiamenti antinquinamento, come raccomandato nel Piano di Risposta allo Sversamento di Olio.
- Materiale per perdite di circolazione (fine, medio e grossolano) per un totale di 8 tonnellate.
- Una quantità minima di inibitore di H2S per trattare il volume attivo di fango.

L'inventario dei materiali a disposizione in cantiere dovrebbe essere rivisto giornalmente e reintegrato immediatamente appena raggiunta la soglia minima richiesta.


 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 13 DI 97				
			AGGIORNAMENTI				
		TECP-P-1-P-28768	1				

3. CASSIOPEA 2DIR WELL INFO

3.1. INFORMAZIONI GENERALI DEL POZZO

Distretto geograficamente responsabile	DIME
Nome e sigla del pozzo	CASSIOPEA 2 Dir
Commessa Perf. / Acc. Min.	Da definire
Classificazione iniziale	NFW (New Field Wildcat)
Profondita' finale prevista	1720 m TVDSS / 1745 m TVD RKB
Concessione	G.R13.AG
Operatore	ENI Spa Div. E & P
Quote di titolarità	ENI 60% – EDISON 40%
Capitaneria di porto	LICATA
Distanza base operativa	29 km (Licata)
Zona (pozzi off shore)	"G"
Distanza dalla Costa (pozzi off shore)	27 Km
Fondale (pozzi off shore)	586 m
OBIETTIVI	
Linea sismica di riferimento	I.L. 1938 – X.L.1648 del 3D "PANDA"
Litologia obiettivo principale	Sabbia - Strati da sottili a metrici
Formazione obiettivo principale	F.ne Argo (già RIBERA M.bro Narbone)
Profondità top obiettivo principale	1497,50 m TVDSS / 1519,50 m TVD RKB
RIFERIMENTI TOPOGRAFICI	
Latitudine di partenza (geografica) N	36° 56' 12.903" N
Longitudine di partenza (geografica) E	13° 43' 53.547" E
Latitudine di partenza (metrica) N	4088692,562N
Longitudine di partenza (metrica) E	2407036,70 E
Latitudine a TD (geografica) N	36°, 56', 16.501" N
Longitudine a TD (geografica) E	13°, 43', 34.696" E
Latitudine a TD (metrica) N	4088809,66 N
Longitudine a TD (metrica) E	2406571,85 E
Ellissoide / Geo Datum	HAYFORD INTERNATIONAL 1924 / ROMA MM 1940
Tipo di proiezione	GAUSS – BOAGA
Semiassse maggiore	6378388
Eccentricità al quadrato (1/F)	0.00672267002 (297)
Central meridian	15° Est Greenwich
Falso Est	2520000 m
Falso Nord	0
Scale Factor	0.99975719
Declinazione Magnetica	2.05° 17 Aprile 2009

Tabella 4 - Informazioni generali del pozzo

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 14 DI 97			
		TECP-P-1-P-28768	AGGIORNAMENTI			
			1			

3.2. PROFILO CASING

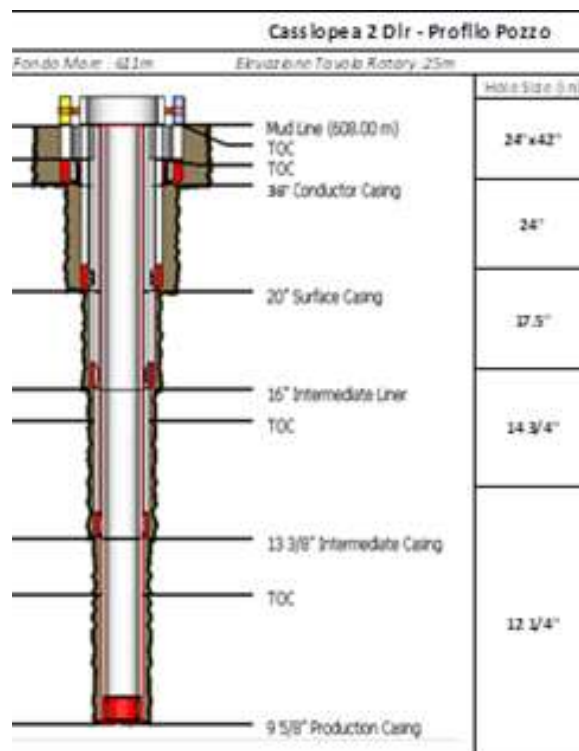


Figura 2 - Profilo casing Cassiopea 2 Dir

3.3. CASING DESIGN


Nella tabella sottostante sono riportate le caratteristiche dei casing presenti in pozzo. Le connessioni del casing di produzione sono di tipo metal-to-metal seal.

Dimensione casing (in)	Peso (lbf)/wt (in)	Grado	Connessione
36" CP	556.2	X-56	Leopard SD2 RB
20"	130.66	X-56	Leopard SD2 60 KSI YELD
16"	84	N-80Q	TSH-Wedge 521 (Tenaris)
13 3/8"	68	J-55	TSH-Wedge 623 DPLS (Tenaris)
9 5/8"	53.50	L-80/ L-80 13Cr	TSH-Blue (Tenaris)

Tabella 5 - Casing design

Nota: Nella tabella sopra riportata, il linear weight del casing da 20" si riferisce al giunto compreso di coupling saldato. Il linear weight senza coupling è 129.4 lb/ft.

Per il casing di produzione, i giunti sotto la quota di settaggio del production Packer sono L-80 13Cr.

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 15 DI 97				
		TECP-P-1-P-28768	AGGIORNAMENTI				
			1				

CASING DETAILS				
TVD	MD		Name	Size
703.00	703.00		36" Conductor Casing	36.000
920.00	920.00		20" Surface Casing	20.000
1113.00	1114.88		16" Intermediate Liner	16.000
1403.00	1449.12	13 3/8"	Intermediate Casing	13.375
1748.00	1889.11	9 5/8"	Production Casing	9.625

Figura 3 - Dettagli quote casing

I giunti di casing di produzione al di sotto del packer devono essere 13 Cr come da risultati ottenuti nello studio di corrosione.

3.4. SCHEMA TESTA POZZO

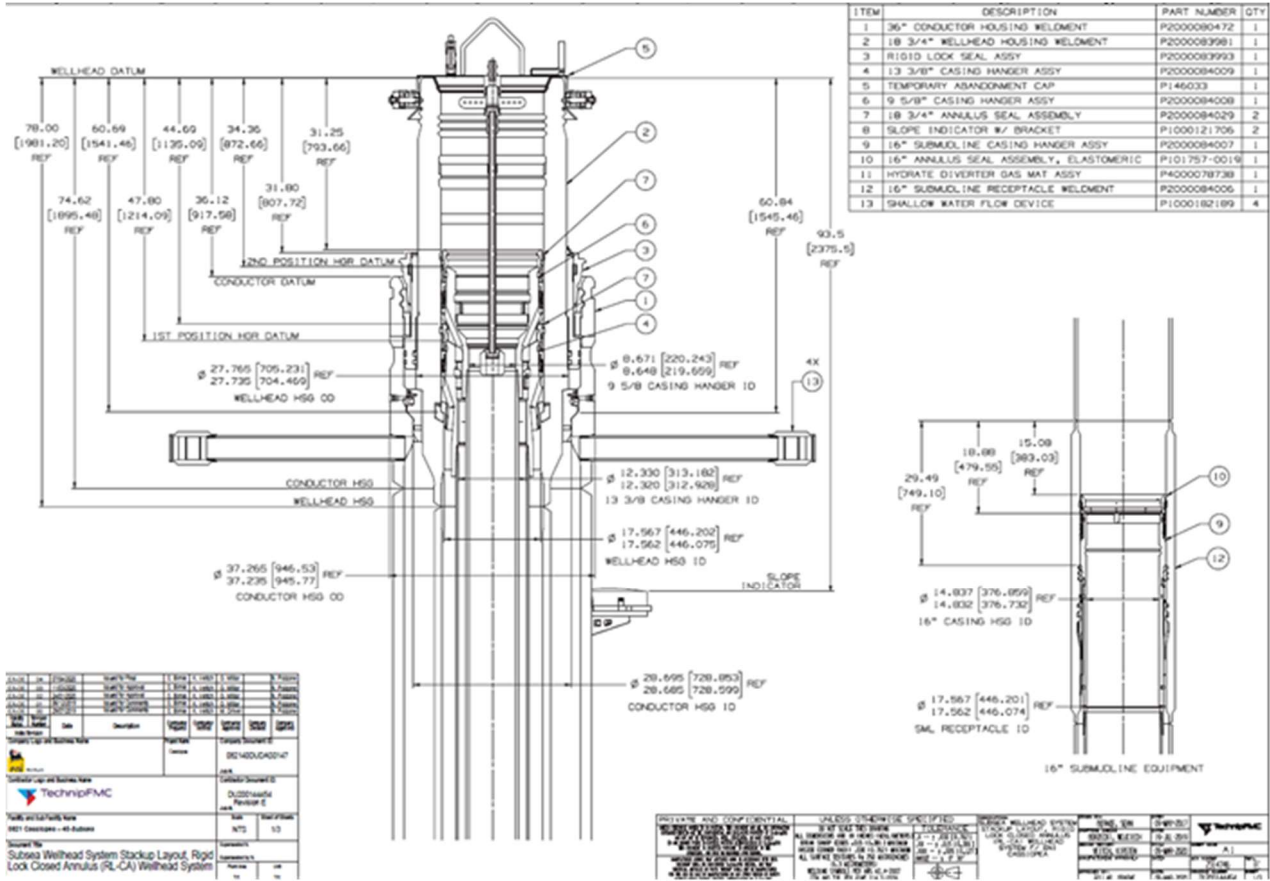


Figura 4 - Schema Testa pozzo Cassiopea 2Dir

3.4.1 CALCOLO DELLA MAWHP

Per il calcolo della massima pressione attesa a testa pozzo (MAWHP) durante la fase di completamento, sono stati considerati i profili di pressione riportati nel documento "Programma di perforazione" e nella sezione "Profili di pressione" sottostante. La densità del fluido prodotto deriva dai risultati delle prove PVT ottenuti per il pozzo Cassiopea 1 Dir.

La Tabella sottostante riassume i dati utilizzati per il calcolo della MAWHP.

Pozzo	Profondità d'acqua [m]	Pressione di giacimento stimata [kg/cm ²]	profondità [mTVD]	Densità gas [s.g.]	MAWHP [kg/cm ²]
Cassiopea 2 Dir	586	204	1637	0,5586	145

Tabella 6 - Tabella riassuntiva calcolo MAWHP



3.5. CONFIGURAZIONE BOP

3.5.1 SAIPEM 10000 – CONFIGURAZIONE BOP STACK 18 3/4" X 15000 PSI

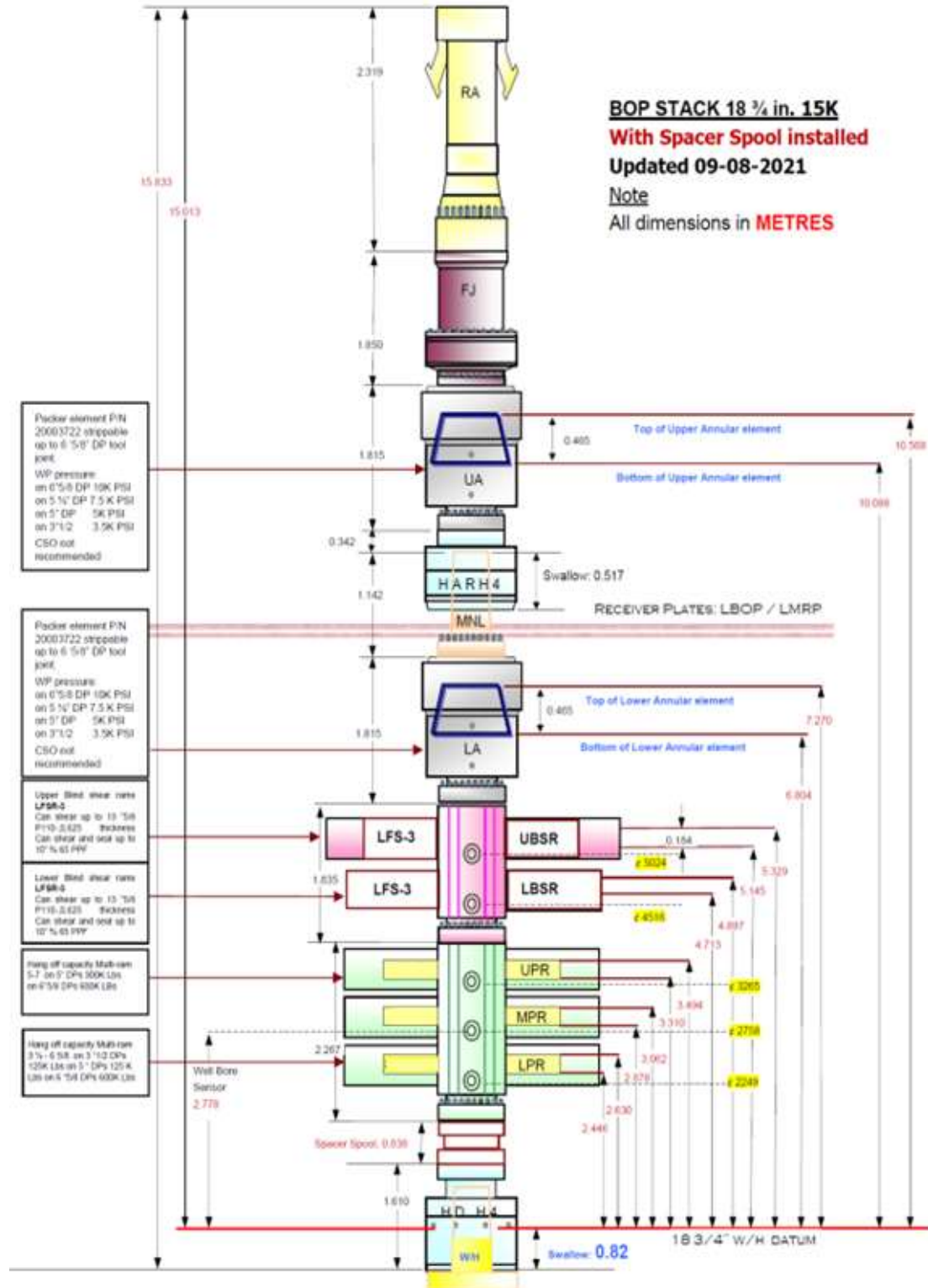



Figura 5 - Saipem 10000 Configurazione BOP stack

Nota: Lo schema BOP riportato non è rappresentativo della configurazione finale e verrà aggiornato una volta finalizzato lo space out con il rig contractor e il fornitore della Landing String.

*Il presente documento è RISERVATO ed è proprietà di eni spa.
Esso non deve essere mostrato a terzi né sarà utilizzato per scopi diversi da quelli per i quali è stato emesso*

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 18 DI 97						
				AGGIORNAMENTI					
		TECP-P-1-P-28768	1						

La configurazione delle BOP Pipe Rams è la seguente:

Drilling mode

- UPR variable 5" - 7"
- MPR variable 5" – 7"
- LPR variable 3 1/2" - 5"

Completion Mode (fase Upper Completion)

- UPR variable 5" - 7"
- MPR variable 3 1/2" - 6 5/8"
- LPR fixed 9 5/8"

3.5.2 SAIPEM 10000 – INVENTARIO RISER – RUNNING STRING GENERICA

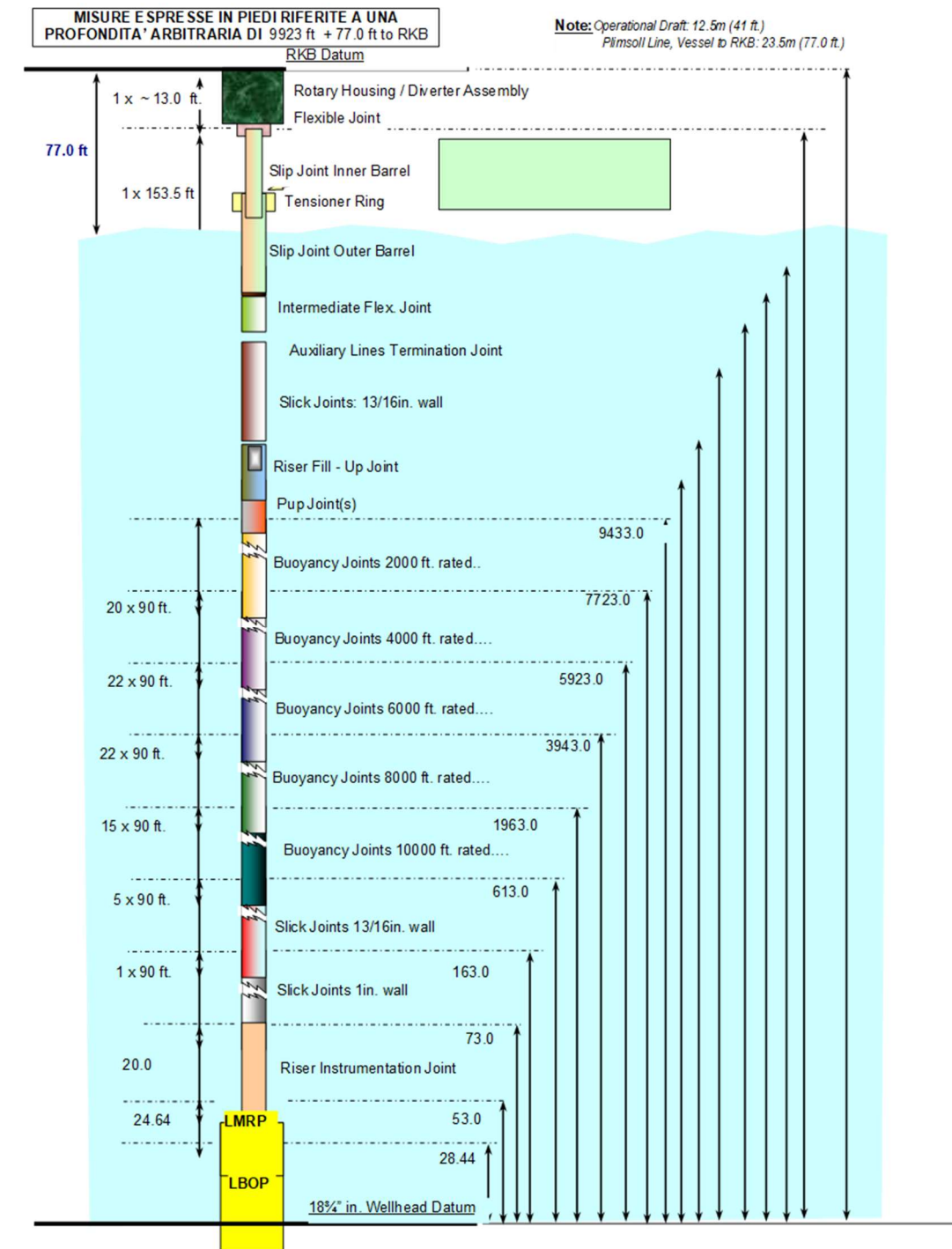


Figura 6 - Saipem 10000 Inventario Riser

3.5.3 SAIPEM 1000 – H4 CONNECTOR

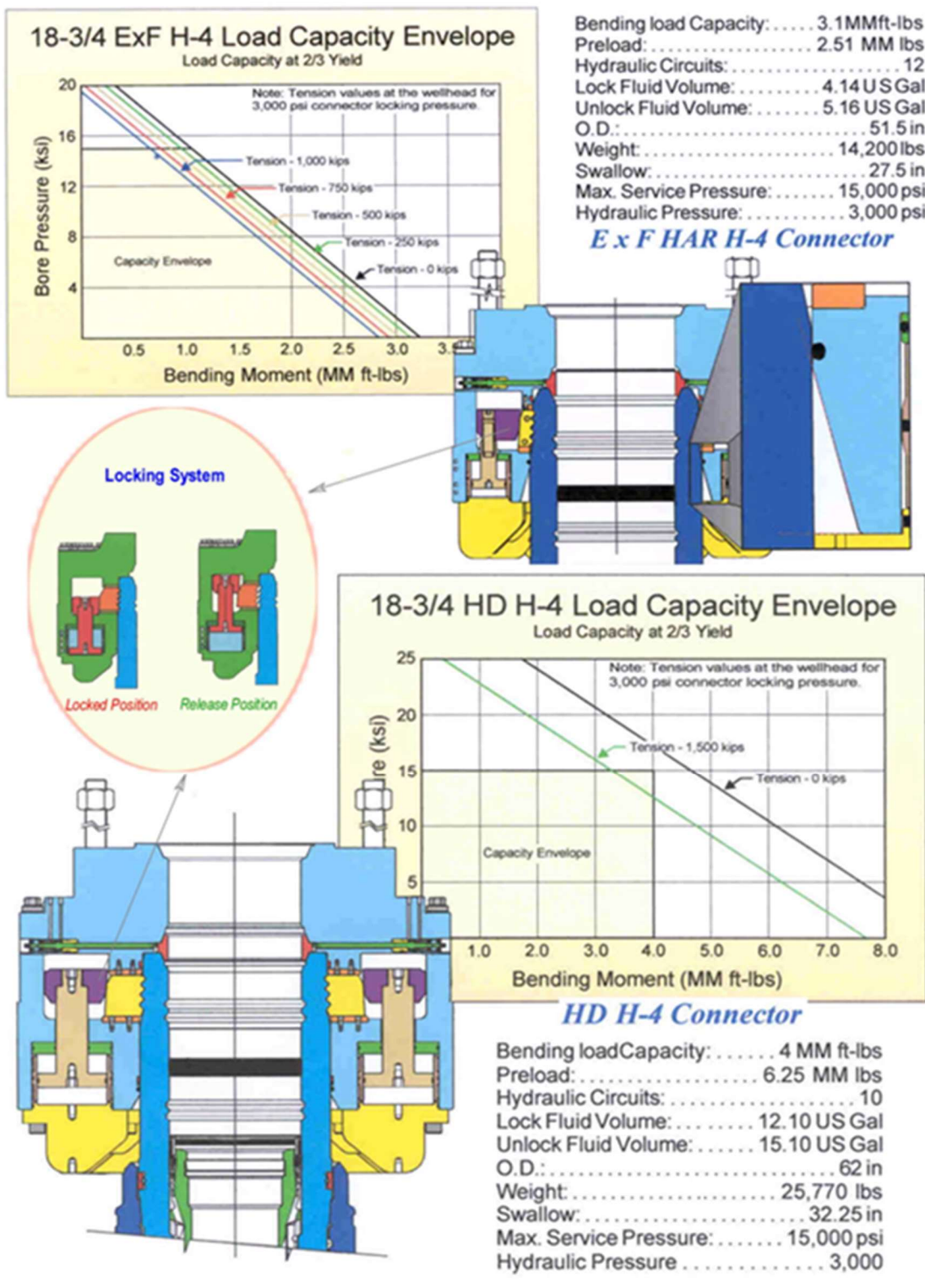


Figura 7 - Saipem 1000 - H4 connector



3.6. PROFILO DI DEVIAZIONE

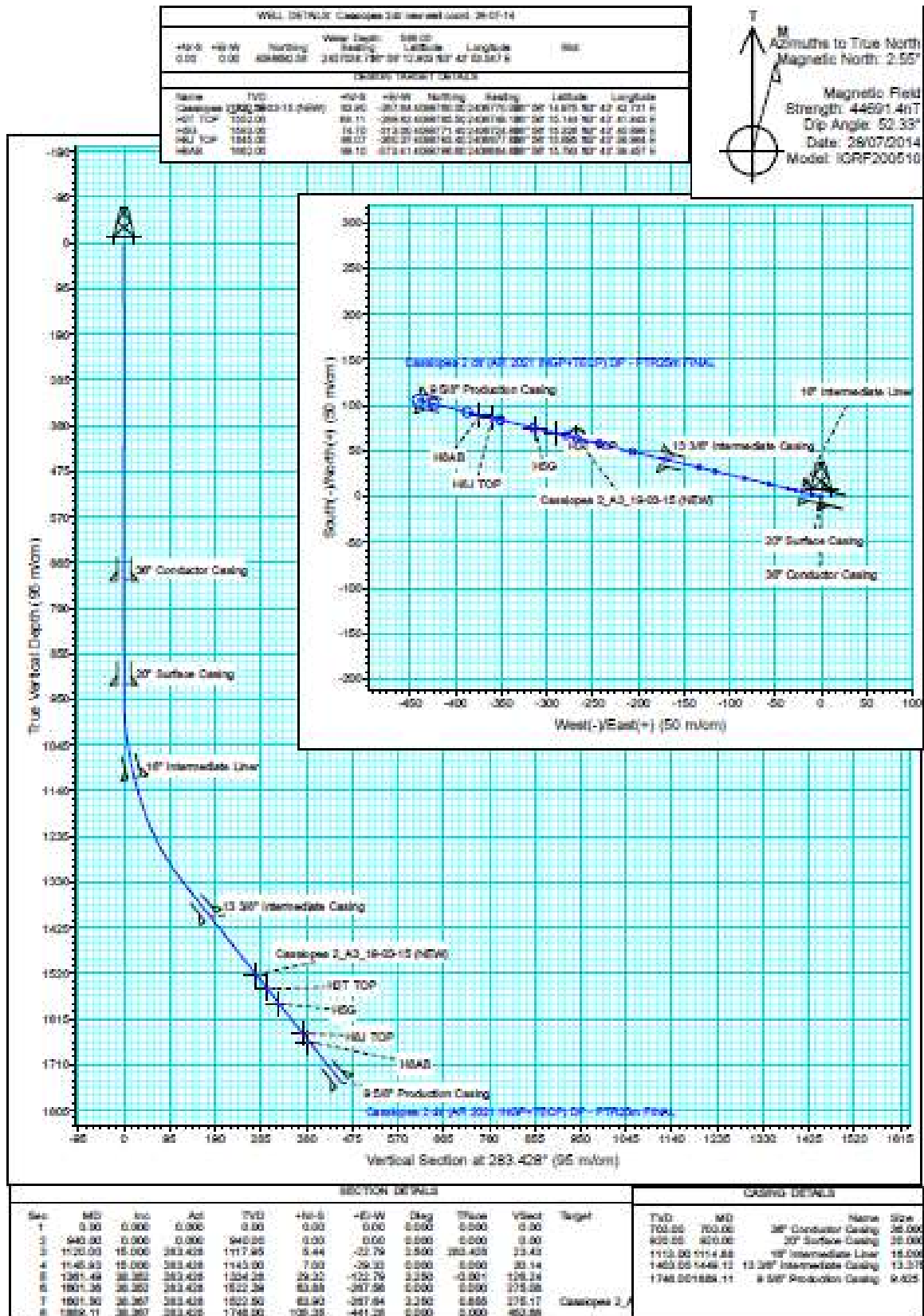


Figura 8 - Profilo di deviazione Cassiopea 2Dir

Il presente documento è RISERVATO ed è proprietà di eni spa.
Esso non deve essere mostrato a terzi né sarà utilizzato per scopi diversi da quelli per i quali è stato emesso



3.7. PROFILI DI PRESSIONE

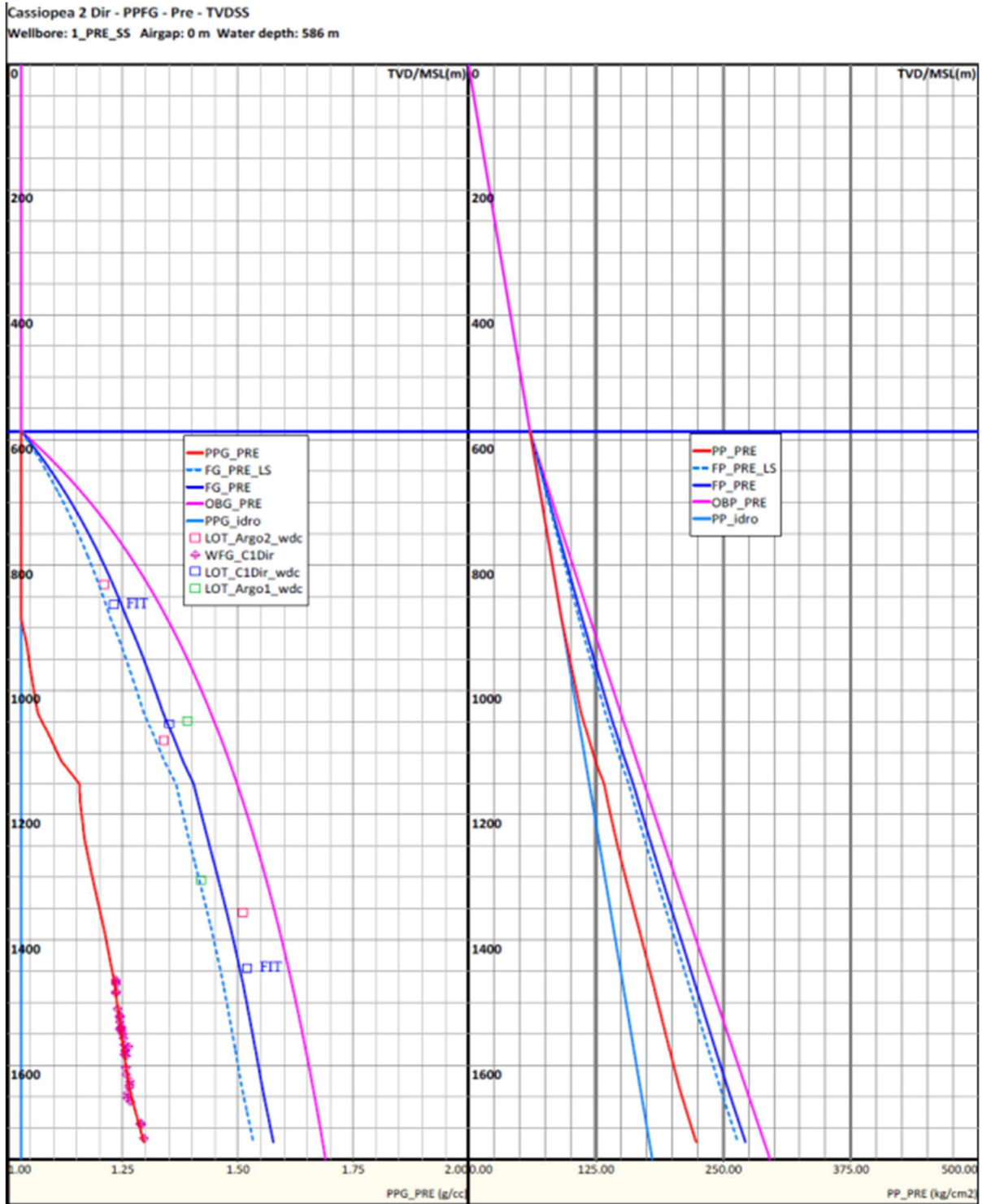


Figura 9 - Profili di pressione

4. DATI DI GIACIMENTO

Il giacimento di Cassiopea si trova all'interno delle concessioni G.R13.AG e G.R14.AG dove opera la J.V. eni 60 % (Operatore) - ENERGEAN 40 % , con un fondale marino profondo dai 500 ai 625 m circa.

I campi di Argo e Cassiopea sono due campi a gas localizzati nel canale di Sicilia, approssimativamente a 30 km a sud-ovest di Licata (AG)

Il campo è stato scoperto dal pozzo Cassiopea 1 dir (giugno 2008) trovando livelli mineralizzati a gas secco. Nel campo di Cassiopea è stato perforato il solo pozzo di scoperta.

Il giacimento Cassiopea è costituito da una fitta alternanza di sabbie ed argille F.ne Argo (ex F.ne Ribera - Membro Narbone), con i livelli a gas intercalati da livelli ad acqua ("thin layers").

Nella seguente sezione sono riportati i principali dati di giacimento utilizzati per il design di completamento.

4.1. PARAMETRI PETROFISICI

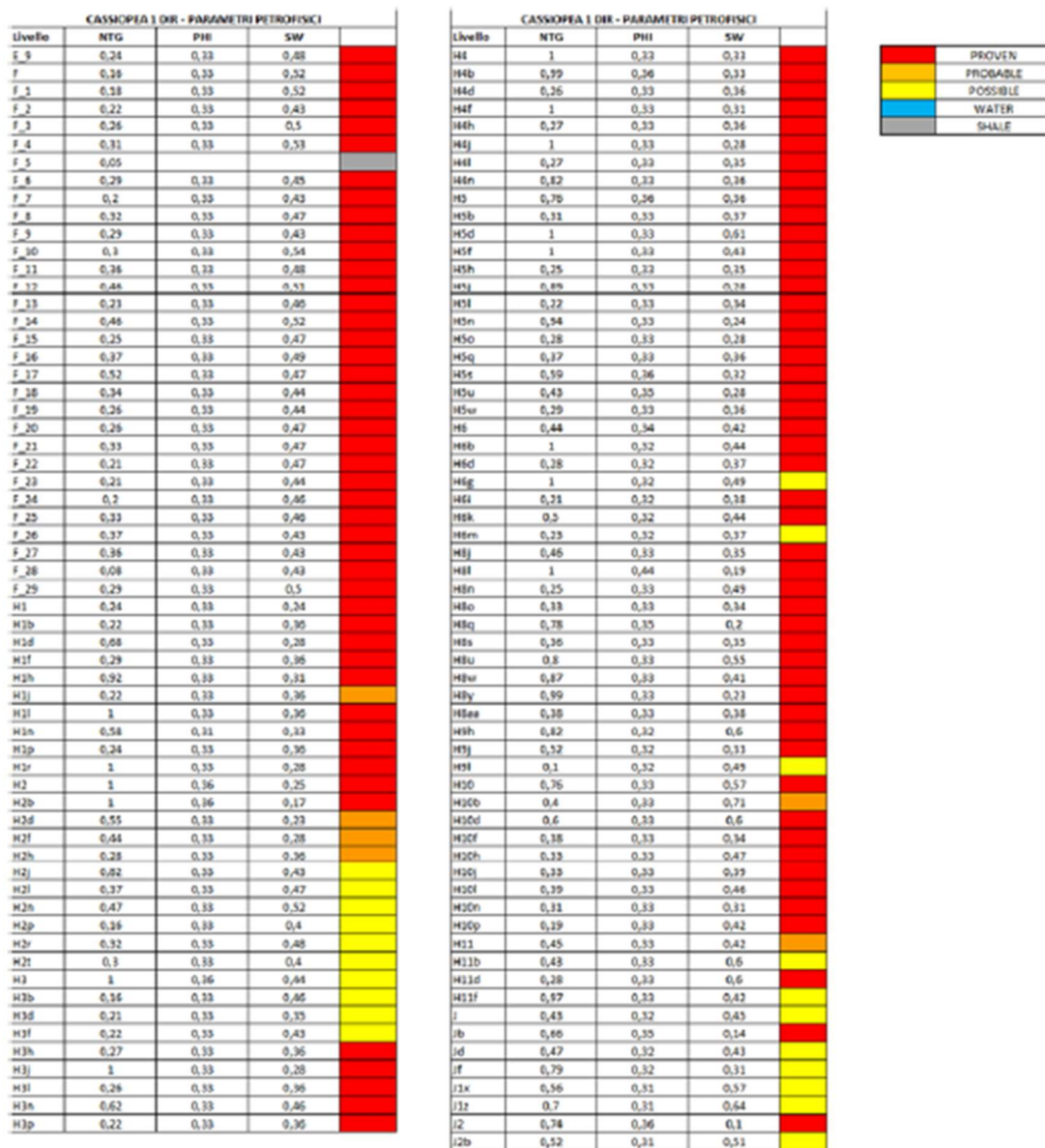



Figura 10 - Parametri petrofisici con flag di mineralizzazione pozzo di riferimento Cassiopea 1

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 24 DI 97				
			AGGIORNAMENTI				
		TECP-P-1-P-28768	1				

4.2. COMPOSIZIONE DEL FLUIDO DI GIACIMENTO

Componente	composizione (molar %)
CO2	0.04
N2	0.7
CH4	99.21
C2H6	0.02
C3H8	0.01
C4+	<0.005

Tabella 7 - composizione del fluido di giacimento

Non è stata riscontrata la presenza di H₂S.

In seguito sono riportate i dati PVT per il pozzo di riferimento Cassiopea 1Dir per maggiori dettagli.


Dati di campionamento			
Intervallo :	1773-1785 m MD	Portata:	186913 Sm ³ /giorno
Punto di prelievo :	Separatore	Press. :	26.1 bar Temp. : 12 °C
Data di prelievo :	27/06/2008	Data di arrivo :	10/09/2008
Prelevato da :	Schlumberger	Bombola n. :	A2705
Risultati analitici			
COMPOSIZIONE CENTESIMALE		CARATTERISTICHE FISICHE CALCOLATE	
Gascromatografia (GPA 2286-95)		a 15 °C e 1.01325 bar (ISO 6976-1995)	
	%mol	Fatt. Comprimib.	0.9980
Azoto	0.70	Densita` (aria=1)	0.5586
Anidride carbonica	0.04	Massa Volumica kg/m ³	0.6845
Idrogeno solforato	-	Potere calorifico superiore	
Metano	99.21	kcal/m ³	8965
Etano	0.02	kJ/m ³	37535
Propano	0.01	Potere calorifico inferiore	
I-Butano	0.01	kcal/m ³	8071
N-Butano	<0.005	kJ/m ³	33792
Neo-pentano	<0.005	Indice di Wobbe	
I-Pentano	0.01	kcal/m ³	11994
N-Pentano	<0.005	kJ/m ³	50216
Esani	<0.005	Nota: Il campione è risultato inquinato da aria (=3.1%mol) che è stata sottratta dalla composizione.	
Eptani	<0.005		
Ottani +	<0.005		

Figura 11 - PVT pozzo di riferimento Cassiopea 1 Dir

4.3. TEMPERATURA DI FONDO POZZO


La tabella sottostante riporta i valori di temperatura di fondo pozzo presi in considerazione per il design di completamento.

*Il presente documento è RISERVATO ed è proprietà di eni spa.
Esso non deve essere mostrato a terzi né sarà utilizzato per scopi diversi da quelli per i quali è stato emesso*

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 25 DI 97				
			AGGIORNAMENTI				
		TECP-P-1-P-28768	1				

Information	Field	Well	Bottom Hole Temperature °C
Eclipse Model	Arqo	Arqo	33.7
Eclipse Model	Panda	Panda_VV2	37.7
Mbal Model for ESB* Informazione temporanea aspettando il modello dinamico.	Cassiopea	Cassiopea_1	43.2
		Cassiopea_2	43.2
		Cassiopea_3	43.2

Figura 12 - Temperature di fondo pozzo

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 26 DI 97				
			AGGIORNAMENTI				
		TECP-P-1-P-28768	1				

5. DESIGN DI COMPLETAMENTO

Il design del Completamento è stato preparato in conformità al manuale Eni “Completion Design Procedure” (STAP-P-1-M-26543-REV02) e per essere in grado di garantire:

- Capacità di produrre gas alle portate desiderate per tutta la vita del pozzo
- Sicurezza delle operazioni
- Evitare ulteriori interventi nei pozzi una volta terminate le operazioni con il Rig
- Riduzione dei tempi operativi per gli alti costi giornalieri dell’impianto per applicazioni in acque profonde
- Semplicità del design con tecnologie standard
- Riduzione dei costi delle attrezzature e dei tempi operativi attraverso standardizzazione
- Capacità di far fronte alle peggiori condizioni operative e climatiche
- In conformità con gli Standard internazionali

Lo schema generale del Completamento è stato concepito per essere il più semplice possibile con l’intenzione di avere efficacia a livello di tempi&costi e nel rispetto dei vincoli di produttività e ottimizzazione del giacimento.

5.1. LOWER COMPLETION

Il Lower Completion per i pozzi del Cassiopea Project è stato selezionato in conformità al manuale Eni “Sand Control Manual” (STAP P1M26558 Rev.02).

Per Cassiopea2Dir il Sand Control consiste di:

- ICGP - GIF per livelli H2-H5; da 1639,1 m a 1679,02 m
- ICGP - GIF per livelli H8j – H8aa; da 1760,09 m a 1782,28 m

Il materiale selezionato per l’attrezzatura di Sand Control è 13%Cr.

Per ulteriori dettagli sulle attrezzature di completamento si rimanda all’appendice.

5.2. INTERMEDIATE COMPLETION/ISOLATION STRING

Per il pozzo Cassiopea 2 Dir è presente un completamento intermedio per isolare il giacimento durante la fase di Upper Completion.

I componenti principali sono:


- Isolation Packer
- Annular Formation Isolation Valve
- Tubing Isolation Formation Device
- Seal assembly.

Per ulteriori dettagli sulle attrezzature di completamento si rimanda all’appendice.

5.3. UPPER COMPLETION

Le caratteristiche riguardo l’Upper Completion sono le seguenti:

1. Tubino: 3-1/2” 9.2# 80ksi 13%Cr con connessioni Tenaris Blue
2. Due flow control valve saranno discese e installate:

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 27 DI 97						
				AGGIORNAMENTI					
			TECP-P-1-P-28768	1					

- Lower shrouded FCV selettiva per il livello inferiore
- Upper annular FCV selettiva per il livello superiore

Ciascuna flow control valve è attuata da una control line dedicata per la funzione di apertura e da una control line comune di chiusura, per un totale di tre control lines.

3. Il monitoraggio di fondo pozzo è reso possibile da due misuratori di temperatura/pressione installati nel completamento:

- Lower single gauge (sotto la shrouded FCV) che monitorerà il livello inferiore
- Upper dual gauge (sopra la annular FCV) che monitorerà sia il livello superiore sia i parametri di produzione simultanea.

È prevista una singola control line elettrica per controllare entrambi i gauges.

4. Valvola di sicurezza:

- La valvola deve essere di tipologia “tubing retrievable, flapper type valve”, non self equalizing, rod piston, con dispositivo di apertura permanente.

Nota: Per ulteriori dettagli sulle attrezzature di completamento si rimanda all’appendice.

5.4. SCHEMA DI COMPLETAMENTO

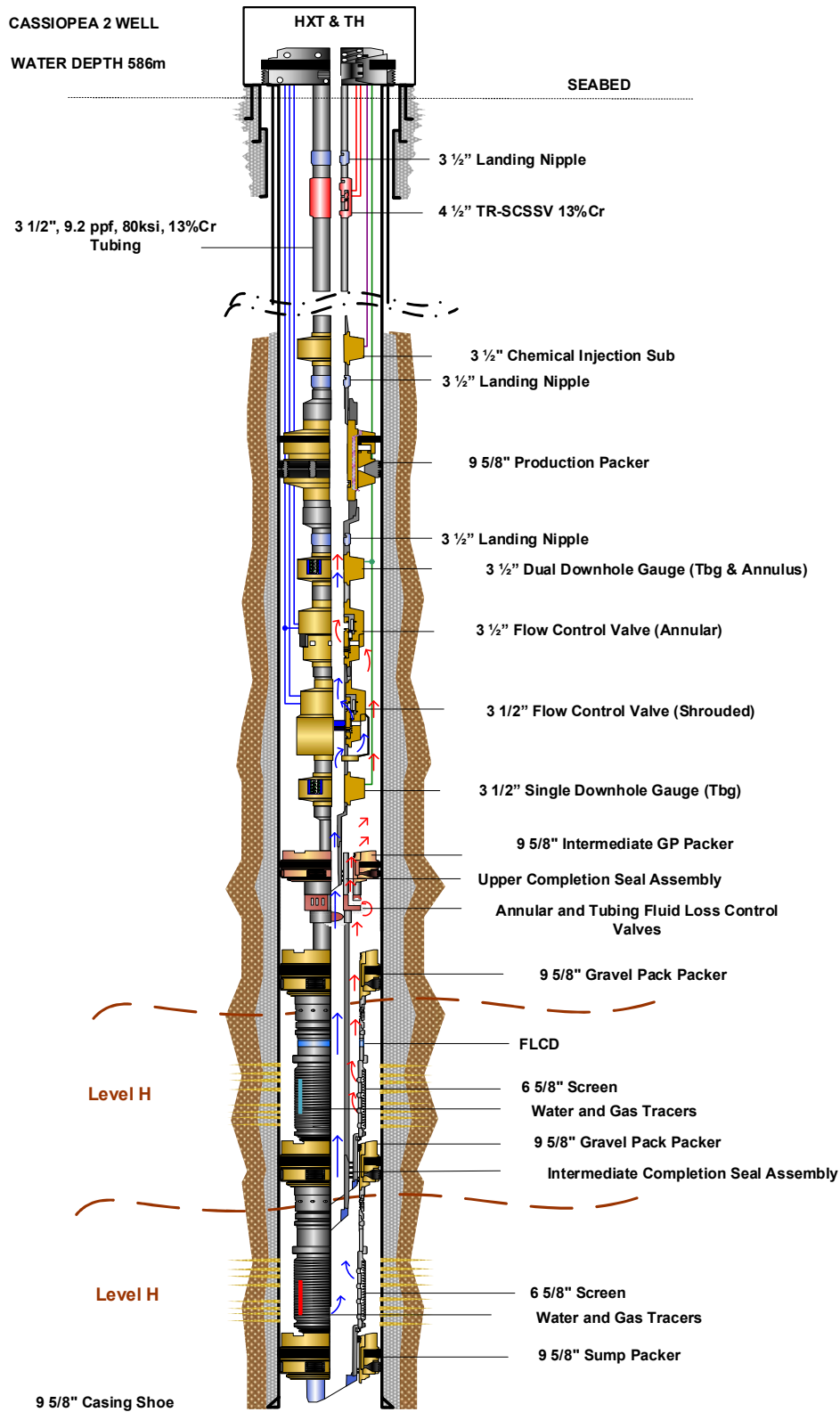



Figura 13 - Cassiopea 2Dir Schema di Completamento

Nota: lo schema di completamento è finalizzato alla presentazione delle sole attrezzature di completamento in pozzo. Per i profili casing si rimanda alle sezioni dedicate

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 29 DI 97					
			TECP-P-1-P-28768	AGGIORNAMENTI				
				1				

5.5. COMPLETION E PACKER FLUID


In accordo con la procedura "Well Control Procedure" (STAP-P-1-MG-26524 REV.2), la scelta del fluido da usare per la fase di completamento è legato alla pressione e alla profondità del layer da controllare. Infatti, il fluido deve esercitare una pressione che deve essere maggiore della pressione dei pori incrementata di un margine di sicurezza di 150-300 psi.

Il fluido di completamento da utilizzare per il pozzo Cassiopea 2Dir sarà un brine filtrato le seguenti caratteristiche:

- CaCl₂ o CaCl₂/CaBr₂ a 1,35-1,40 S.G.
- Livello di pulizia richiesto 20 NTU.


Prima del settaggio del Production Packer, il pozzo verrà spiazzato a Packer fluid con le seguenti caratteristiche:

- Inhibited Sea Water con la seguente densità 1,03 S.G.


 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 30 DI 97				
			AGGIORNAMENTI				
		TECP-P-1-P-28768	1				

6. SOMMARIO DELLE OPERAZIONI

1. Esecuzione production casing seal assembly inflow test.
2. Discesa con batteria di pulizia per casing di produzione. Recupero batteria di pulizia. Discesa batteria per inflow test shoe track con BOP e Riser cleaning tools. Esecuzione Inflow test shoe track, spiazzamento pozzo con acqua di mare ed eseguire pulizia del pozzo e spiazzamento con brine filtrato. Estrazione batteria di pulizia
3. Discesa EWL per esecuzione log ed estrazione
4. Discesa e settaggio Sump Packer con EWL
5. Discesa TCP, spezzonamento ed esecuzione spari zona inferiore. Estrazione TCP.
6. Discesa batteria di pulizia e pescaggio detriti cariche spari, circolazione. Estrazione batteria.
7. Assemblaggio e discesa Lower Completion (Stack Pack) gravel pack assembly per livello inferiore
8. Settaggio e test del GP Packer. Assemblaggio testina di iniezione e linee di superficie
9. Esecuzione ICGP-GIF del livello inferiore
10. Discesa e fissaggio GP packer plug, esecuzione tappo di sabbia
11. Discesa TCP, spezzonamento ed esecuzione spari zona superiore. Estrazione
12. Discesa batteria di pulizia detriti spari e recupero packer Plug. Estrazione
13. Assemblaggio e discesa Lower Completion (Stack Pack) gravel pack assembly per livello superiore
14. Settaggio e test del GP Packer. Assemblaggio testina di iniezione e linee di superficie
15. Esecuzione ICGP-GIF del livello superiore
16. Assemblaggio e discesa di isolation string. Settaggio, test packer e valvole isolamento livelli.
17. Sollevamento service tool per chiusura e test di FIV/AFIV. Recupero service tool.
18. Discesa e settaggio 9-5/8" Retrieval Bridge Plug, esecuzione inflow test delle valvole di isolamento (FIV/AFIV), pressure test del Bridge Plug.
19. Sollevamento running tool 20 m sopra al Bridge plug e spiazzamento di pozzo e riser con acqua di mare.
20. Discesa retrieving tool per camicia d'usura con jetting sub, pulizia testa pozzo con spot di inibitori di corrosione. Recupero camicia d'usura in superficie.
21. Rimozione e recupero del BOP in superficie per manutenzione.
22. Installazione corrosion cap con ROV.
23. Spostamento impianto su altro pozzo
24. Discesa XT con Installation vessel, pressure test della connessione con testa pozzo.
25. Ritorno impianto.
26. Discesa BOP sulla XT e pressure test.
27. Discesa IWOCS e collegamento sulla XT tramite ROV.
28. Esecuzione function test delle valvole della XT.

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 31 DI 97						
			AGGIORNAMENTI						
		TECP-P-1-P-28768	1						

29. Discesa con batteria di pulizia fino al top del Bridge plug, pulizia del pozzo e spiazzamento pozzo e riser con brine. Estrazione batteria di pulizia.
30. Discesa retrieving tool per recupero del Bridge plug.
31. Discesa con batteria di pulizia fino al top della FIV. Estrazione batteria di pulizia.
32. Discesa retrieving tool (SLT) per recupero camicia d'usura XT.
33. Assemblaggio Upper Completion: packer di produzione, due FCV e misuratori di pressione/temperatura.
34. Discesa Completion con tubini di produzione ed installazione SCSSV.
35. Assemblaggio tubing hanger, terminazione delle linee elettriche/idrauliche e test.
36. Discesa TH con THRT, SSTT e landing string, fissaggio e test tubing hanger
37. Assemblaggio di Surface Flow Tree, CTLF, linee di superficie e well testing equipment.
38. Spiazzamento pozzo con fluido leggero. Settaggio e test packer di produzione, inflow test valvola di sicurezza.
39. Apertura delle valvole di isolamento (FIV/AFIV). Apertura delle FCV e spurgo selettivo di tutti i livelli.
40. Bullheading con base oil (o acqua e MEG), TR-SCSSV inflow test e installazione via slickline di Lower e Upper Crown plug per messa in sicurezza pozzo.
41. Disconnessione THRT. Estrazione e disassemblaggio SSTT e landing string.
42. Disconnessione IWOCS/ BOP e spostamento impianto in area di sicurezza.
43. Installazione Tree Caps con ROV.
44. Spostamento impianto sul pozzo successivo.

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 32 DI 97				
			AGGIORNAMENTI				
		TECP-P-1-P-28768	1				

6.1. BOP Test

Il BOP stack sarà fornito in dotazione con l'impianto di perforazione.

Avrà una RWP di 15.000 psi per la ganasce cieche, sagomate e trancianti e una RWP di 10.000 psi per il Bag preventer.

Se il BOP stack viene assemblato sul Test Stump, eseguire i pressure test come da procedura STAP P-1-MG-26524 rev.2 "Well Control Procedures", ciascuno di 10 min, con acqua e come di seguito indicato:

- Bag Preventer a 300 - 7.000 psi
- Ganasce Sagomate a 300 - 15.000 psi
- Ganasce trancianti a 300 - 15.000 psi
- Linee di Superficie, Rubinetti Top Drive e Choke Manifold a 300 -15.000 psi


Nelle fasi di completamento, con il BOP stack assemblato sulla testa pozzo o sulla croce, eseguire i pressure test come da procedura STAP P-1-MG-26524 rev.2 "Well Control Procedures", ciascuno di 10 min, con acqua e come di seguito indicato:

- Bag Preventer a 300 - 3500 psi
- Ganasce Sagomate a 300 - 3500 psi
- Ganasce trancianti 300 - 3500 psi (dopo il primo pressure test si eseguiranno solo function test)
- Linee di Superficie, Rubinetti Top Drive e Choke Manifold a 300 - 3500 psi

Nota: Nelle fasi di completamento che prevedano l'utilizzo della subsea test tree, con il BOP stack assemblato sulla croce, la ganasce sagomata da 9"5/8 che verrà installata in corrispondenza dello slick joint della subsea test tree dovrà essere testata a 8500 psi, mentre il Bag Preventer in corrispondenza dell'annular slick joint della subsea test tree dovrà essere testato a 5500 psi.

Ripetere il Test BOP, con le medesime modalità, ogni 21 giorni, come previsto da procedure aziendali, e ogni qualvolta si renda necessario da esigenze operative.

6.2. COMPLETION TIMING

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 33 DI 97			
			AGGIORNAMENTI			
		TECP-P-1-P-28768	1			

7. SEQUENZA DELLE OPERAZIONI

Le operazioni di Lower completion sono immediatamente successive alle operazioni di perforazione.

Nella seguente sezione è riportata la sequenza delle operazioni successive alla cementazione del 9 5/8" csg, al settaggio e al test dell'annulus seal assembly 9 5/8" x 18 5/8".

La tabella sottostante riassume le caratteristiche del fluido presente in pozzo prima dell'inizio delle operazioni di lower completion (fluido utilizzato per la perforazione della fase da 12 1/4").


MUD TYPE	MUD DENSITY (Kg/l)	PV (cps)	YP [lb/100ft ²]
LTSBM	1,33	<30	4

Tabella 8 - fluido in pozzo prima delle operazioni di lower completion

7.1. PULIZIA FORO, SPIAZZAMENTO BRINE


Sequenza delle Operazioni:

- Eeguire inflow test 9 5/8" CSG hanger seal assy chiudendo BOP Blind/Shear e spiazzando kill line a base oil.
- Assemblaggio e discesa 8"1/2 bit + 9 5/8" cleaning tool assy La batteria sarà composta:
 - 8-1/2" bit + near bit
 - valvola di circolazione
 - 9-5/8" Casing Scraper, magneti e spazzole
 - 5-1/2" DPs
- Discesa con 5 1/2" DP
- Reciprocare string 4 volte, 20m sopra, sotto e attraverso intervalli quote di settaggio dei seguenti packers:
 - Packer di produzione
 - Packer di Isolamento
 - Upper Gravel Packer Packer
 - Lower Gravel Packer Packer
 - Sump Packer
- Assemblaggio e discesa batteria dedicata con packer meccanico per inflow test Bridge Plug e tappo di cemento con i seguenti cleaning tools:
 - Jetting sub per pulizia BOP
 - Spazzole per pulizia Riser, Magneti and Junk basket da spezzonare qualche metro sopra il lower flex joint.
- Settaggio packer e spiazzamento stringa a Base Oil. Eeguire shoe track inflow test.
- Discesa batteria fino al fondo. Spiazzare pozzo ad acqua di mare, pompando in testa cuscini viscosi.
- Eeguire il Jetting del BOP stack azionando jetting sub: ruotare e pompare acqua di mare alla massima portata possibile con booster pump azionata. Pompare cuscini di lavaggio come da programma.
- Chiudere jetting sub e circolare alla massima portata raggiungibile con booster pump azionata.
- Effettuare pulizia delle linee kill, choke and booster
- Spiazzare pozzo con brine di Completamento filtrato (20NTU) CaCl₂ o CaCl₂/CaBr₂ a 1,35-1,40 S.G. seguendo programma di pulizia foro.
- Ultimato spiazzamento, fermare le pompe ed effettuare controllo statico.
- Estrazione batteria di pulizia.

	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 34 DI 97							
				AGGIORNAMENTI						
			TECP-P-1-P-28768	1						

7.2. DISCESA GR/CCL/CBL/VDL/USIT

14. Montaggio unità di wire line e assemblaggio GR/CCL/CBL/VDL/USIT batteria di log:
15. Discesa e acquisizione log nella sezione da 9"5/8.
16. Correlare con GR e confrontare con open hole log confermando quota intervalli da sparare.
17. Estrazione e disassemblaggio wire line

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 35 DI 97				
			AGGIORNAMENTI				
		TECP-P-1-P-28768	1				

7.3. DISCESA SUMP PACKER CON EWL

Offline operations:

- a) Set up wire line unit e preparare GR/CCL per la correlazione del sump packer.
 - b) Prepararsi TCP guns sul deck e assemblare firing head calcolando numero di shear pins correttamente.
18. Eseguire Pre-job safety meeting prima di procedere con le operazioni di settaggio Sump Packer (non è richiesto pressure control equipment).

7.3.1 DISCESA GAUGE RING

19. R/U E-Line e surface equipment. RIH con Gauge Ring /Junk Basket/Gamma Ray/CCL per 9"5/8 casing.
20. RIH fino a 10m sotto la quota settaggio Sump Packer. Completion Supervisor e Geologist well site devono essere presenti durante la discesa e la correlazione.
21. Log e correlazione con GR/CCL.
22. Estrazione e disassemblaggio Gauge Ring/Junk Basket/Gamma Ray/CCL.


7.3.2 DISCESA E SETTAGGIO SUMP PACKER

23. Discesa Sump Packer assembly (con E-Line):
24. Discesa a quota settaggio con una velocità di circa 150ft/min (45m/min).
25. Correlare quota Sump Packer riferendosi al cased hole log/LWD.
26. Settaggio Sump Packer.
27. Estrazione e disassemblaggio setting tool e unità Wire line.
28. Controllare setting tool e riportare eventuali anomalie nel tool.

7.4. SPARI LIVELLO INFERIORE IN TCP E PULIZIA POST-SPARI

7.4.1 DISCESA FUCILI E SPARI

29. Portare attrezzatura TCP sul piano sonda, assemblaggio come per schema e inizio discesa
30. Discendere lentamente evitando manovre brusche durante le connessioni di ogni lunghezza.
31. Discendere fino a 30m sopra Sump Packer. Rilevare pick up e slack off weight
32. Continuare discesa lentamente ed effettuare tag del sump packer. Snap in/ snap out. Rilevare PU e SO weight
33. Installare e discendere EWL. Correlare da interno TCP riferendosi al radioactive marker sub (contingency)
34. Spezzonare string e prendere quota spari attraverso Index Line.
35. Assemblare e connettere testina di circolazione a Rig standpipe. Pressure test linee di superficie a 5,000 psi
36. Chiudere ganasce nel BOP.

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 36 DI 97				
			AGGIORNAMENTI				
		TECP-P-1-P-28768	1				


37. Pressurizzare string internamente e azionare firing head. Sparare livello inferiore, H8j top – H8_ab (H8aa_bot) 1760,09 – 1782,28 mMD, 12 spf, BH charge (nuove quote inviate da GISE con JB 25m)
38. Monitoraggio assorbimenti attraverso trip tank per 30min e lentamente sollevarsi almeno di una lunghezza in modo da avere bottom della BHA al di sopra del top degli spari.
39. Se gli assorbimenti superano i 10 bbls/h pompare cuscini intasanti, LCM/viscosus pill (da definire) calibrati sulle caratteristiche di permeabilità della formazione.

7.4.2 PULIZIA POST SPARI PER LIVELLO INFERIORE

40. Assemblaggio batteria di pulizia come da schema e inizio discesa.
41. Durante discesa, fare prove di circolazione ogni 10-15 lunghezze per confermare corretta funzionalità dei tool di pulizia.
42. Proseguire discesa string fino a circa 30 metri (1 lunghezza) sopra il top delle perforazioni. Continuare a monitorare le eventuali perdite di brine durante tutta la discesa.
43. Attivare il compensator.
44. Iniziare a circolare gradualmente e aumentare la portata di circolazione fino a 4 - 6 bbl/min.
45. Verificare eventuali cambiamenti delle perdite di fluido. Rilevare PU e SO weight con e senza circolazione.
46. Proseguire discesa pulendo zona spari.
47. Una volta arrivati a circa 15 m sopra quota Sump Packer, continuare a ruotare a 20-30 rpm e diminuire la portata di circolazione.
48. Continuare discesa e procedere con lavaggio seguendo istruzioni tool-man.
49. Discesa e tag sump packer con fluted no go mantenendo circolazione, (non appoggiare peso al sump packer).
50. Estrarre batteria di pulizia continuando a circolare.
51. Con batteria in superficie, disassemblaggio attrezzature di pulizia pozzo e verificare le quantità di detriti collezionati.

7.5. DISCESA LOWER COMPLETION ED EFFETTUARE ICGP - GIF PER LIVELLO INFERIORE

52. Installazione screen table e chiavi per manovrare Lower Completions assembly.
53. Sollevare e assemblare Lower Completion assemblies: screen/blank pipe, packer extension, GP pkr
54. Discesa con Drill pipes (grasso solo sul pin).
- Massima velocità di discesa: 2min / 90ft (stand).
 - Durante le connessioni mettere e togliere i cunei lentamente, evitando fenomeni di jarring e improvvise interruzioni durante la discesa del Lower Completion.
 - Record pick up/slack off weight ogni 10 lunghezze. La massima perdita di peso durante la discesa non deve superare 15Klbs.
 - Spezzonare string attraverso I seguenti criteri:
 - Assicurarsi di avere una connessione in superficie in modo da rompere la Flow Head con service tool in reverse position, evitando condizioni di perdite di fluido in pozzo

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 37 DI 97				
			AGGIORNAMENTI				
		TECP-P-1-P-28768	1				


- Assicurarsi che la flow head possa essere disconnessa in caso che il service tool sia bloccato in circulating position.
- Evitare di avere tool joint delle aste a quota BOP stack nelle diverse posizioni del service tool durante l'operazione di Sand Control.

55. Attivare il motion compensator una volta arrivati all'ultima lunghezza (con Lower Completion a circa 15-30m al di sopra del Sump Packer. Rilevare PU e SO weight).
56. Confermare nuovamente lo spezzonamento della batteria.
57. Discendere lentamente ed effettuare tag del top Sump Packer.
58. Snap in/out Sump Packer confermando con S/O e O/P weight. Segnare quota settaggio su DP utilizzando Index line (se necessario, effettuare nuovamente spezzonamento).
59. Snap back into Sump Packer e sollevare lower completion string a peso neutro.
60. Installare testina di circolazione e segnare nuovamente quota su DP come posizione **RIH** (riferendosi come al solito a index line).
61. Settaggio GP packer seguendo istruzione tool-man ed effettuare test di tenuta meccanica e idraulico all'anulare.
62. Seguendo istruzioni tool man effettuare release service Tool e blow ball seat.
63. Effettuare "ricerca posizioni" del Service tool marcando ogni posizione sulle aste di perforazione.


7.5.1 SEQUENZA ICGP-GIF PER LIVELLO INFERIORE

Note generali:

- a) Assicurarsi di effettuare un reverse out drill prima di iniziare le operazioni di pompaggio.
 - b) La Surface Flow head deve essere installata con service tool in reverse position in modo da non avere perdite di fluido in pozzo.
 - c) Assicurarsi che tutte le linee di superficie siano flussate e libere di proppant o detriti. Ispezionare le linee di alta e bassa pressione visivamente; Nelle linee di superficie deve essere installata una spring pop-off valve lato anulare
64. Assicurarsi che la pressione all'annulus sia nulla e BOP aperto.
 65. Con batteria sui cunei e service tool in reverse position, connettere flow head e coflex hoses.
 66. Installazione linee di pompaggio ed effettuare test bassa pressione a 500 psi e test alta pressione a 10000 psi
 67. Con crossover tool in reverse position e ritorno aperto, iniziare operazioni di acid pickle delle aste di perforazione (HCl 15%) pompando acido (fino a +/- 5 bbl dal crossover port) e spiazzando con brine. Con pompe impianto eseguire il reverse out dei cuscini pompando dall'annulus: deviare flusso in vasche dedicate contenenti soda caustica per neutralizzare i cuscini acidi di lavaggio.
 68. Effettuare friction test in reverse e circulating position con annular BOP in closed/open position.
 69. Solo nel caso sia stato pompato un cuscinio intasante dopo l'operazione spari, eseguire stimolazione acida
 - Pompate acid pill come da programma pompaggio e spiazzare al fondo. Chiudere ritorno e iniettare acido in formazione sovra-spiazzando con brine (caso base)

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 38 DI 97				
			AGGIORNAMENTI				
		TECP-P-1-P-28768	1				

- Eseguire Step Rate test (SRT) con brine (KCl) o liner gel (da confermare) come da scheda di pompaggio. Ultimare SRT spiazzando con fluido (VES, X-linked, etc. da confermare) per test di iniettività
 - Pompare fluido per test di iniettività (la portata sarà determinata dal risultato dello SRT) e spiazzare al fondo con linear gel. Fermare unità di pompaggio, eseguire hard shut-down e monitorare tbg e annulus pressure come da istruzioni Service Company Engineer. Valutare pressure decline e fluid efficiency (evitare di aprire o chiudere qualsiasi valvola)
 - Una volta terminato il pressure decline, muovere il crossover tool in reverse position (stripping) e spiazzare 2 string volume con brine; per ristabilire condizioni di sicurezza in overbalance
70. Inviare dati in ufficio e valutare risultati dei test. Ultimare scheda di pompaggio per il main job
71. Effettuare ICGP – GIF main job per livello inferiore H8j top – H8_ab (H8aa_bot) 1760,09 – 1782,28 mMD, seguendo scheda di pompaggio (da definire):
- Iniziare lavoro pompando primo stage (PAD stage) e spiazzarlo in reverse position in prossimità dei XO port (+/- 5 bbl); Portare il crossover tool in circulation position
 - Chiudere ritorno e continuare pompaggio dei diversi stage come per scheda di pompaggio
 - Se si presentano delle difficoltà a raggiungere screen-out, diminuire portate di pompaggio e aprire ritorno attraverso surface choke
72. Raggiunto lo screen out fermare pompaggio Service Co., chiudere hydrill e pressurizzare annulus (1000-1500psi valore da confermare dal Service Company Engineer) con pompe impianto: sollevare service tool in reverse position ed effettuare reverse out del gravel dalla work string alla massima portata possibile e continuare a pompare almeno due volte il volume interno della work string. (Monitorare il ritorno del gravel e quantificarne il volume allo shale shaker)
73. Terminato il reverse out e con ritorno libero da proppant, sollevare service tool in dump seal position in modo tale da chiudere XO ports.
74. Monitorare trip tank e valutare eventuali perdite.
75. Disconnettere Flow head ed estrarre service tool 2-3 stand, in questo modo si andrà a chiudere la barriera FLCD (fluid losses control device) presente nel Lower Completion evitando perdite in formazione.
76. Ultimare estrazione service tool e contemporaneamente smontare linee di pompaggio

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 39 DI 97				
			AGGIORNAMENTI				
		TECP-P-1-P-28768	1				

7.6. SETTAGGIO PACKER PLUG NEL GP PACKER

Il Packer Plug sarà disceso come una barriera meccanica/idraulica per prevenire che eventuali debris possano intasare gli screen durante le operazioni di TCP per il livello superiore.

77. Assemblare Pkr Plug con running tool e Crossover Sub.
78. Discendere lentamente (MAX 2 min/ 90ft). Attivare motion compensator una stand sopra il Gravel Pack Packer.
79. Tag GP Packer. Settaggio Pkr plug e rilascio running tool.
80. Sollevare running tool e verificare quota settaggio attraverso index line. Pressure test Pkr plug come da procedura.
81. Pompare circa 2-3m di gravel sand sopra il Pkr plug.


7.7. SPARI LIVELLO SUPERIORE IN TCP E PULIZIA POST-SPARI

7.7.1 SISCESA FUCILI E SPARI

82. Sollevare e assemblare batteria TCP come per schema. Inizio discesa
83. Discendere lentamente evitando manovre brusche durante le connessioni di ogni lunghezza.
84. Discendere fino a 30m sopra GP Packer. Rilevare pick up e slack off weight
85. Discendere lentamente ed effettuare tag del GP Packer. Rilevare PU e SO weight
86. Installare, discendere EWL e correlare da interno TCP riferendosi al radioactive marker sub (contingency):
87. Spezzonare string e prendere quota spari attraverso Index Line.
88. Assemblare e connettere testina di circolazione a Rig standpipe. Effettuare pressure test delle linee a 5,000 psi
89. Chiudere ganasce del BOP.
90. Pressurizzare string internamente e azionare firing head. Sparare livello superiore 1639,1- 1679,02 mMD, H2t_top-H5g (H5f_bot)
91. Monitoraggio assorbimenti attraverso trip tank per 30min e lentamente sollevarsi almeno di una lunghezza in modo da avere bottom della BHA al di sopra del top degli spari.
92. Se gli assorbimenti superano i 10 bbls/h pompare cuscini intasanti LCM/viscous pill (da definire) calibrati sulle caratteristiche di permeabilità della formazione.

7.7.2 PULIZIA POST SPARI PER LIVELLO SUPERIORE


93. Assemblaggio batteria come da schema.
94. Discesa batteria di pulizia facendo prova di circolazione ogni 10-15 lunghezze per confermare corretta funzionalità dei tool.
95. Proseguire discesa string fino a circa 30 meters (1 lunghezza) sopra top delle perforazioni. Continuare a monitorare le perdite durante tutta la discesa.
96. Attivare il compensator.

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 40 DI 97				
			AGGIORNAMENTI				
		TECP-P-1-P-28768	1				

97. Iniziare a circolare lentamente e aumentare la portata di circolazione fino a 4 - 6 bbl/min.
98. Verificare eventuali cambiamenti delle perdite. Rilevare PU e SO weight con e senza circolazione.
99. Proseguire discesa pulendo zona spari.
100. Una volta arrivati a circa 15 m sopra quota GP Packer (livello inferiore), continuare a ruotare a 20-30 rpm e diminuire la portata di circolazione.
101. Continuare discesa e procedura di lavaggio seguendo istruzione tool-man.
102. Discesa fino a circa 1,5 m sopra Pkr plug. Interrompere rotazione, continuare solamente in circolazione per ottenere massima pulizia della parte più critica del pozzo.
103. Continuare discesa e tag top Pkr plug. Recuperare Pkr plug attraverso retrieving tool montato al bottom BHA.
104. Estrazione batteria lentamente per evitare swabbing (2 - 3 minutes per stand).
105. Con batteria in superficie, disassemblaggio tools di pulizia pozzo e verificare la quantità dei detriti collezionati

7.8. DISCESA LOWER COMPLETION ED EFFETTUARE ICGP - GIF PER LIVELLO SUPERIORE

106. Installazione screen table e chiavi per manovrare Lower Completions assembly.
 107. Sollevare e assemblare Lower Completion assemblies: screen/blank pipe, packer extension, GP pkr
 108. Discesa con Drill pipes.
 - a) Massima velocità di discesa: 2min / 90ft (stand).
 - b) Durante le connessioni mettere e togliere i cunei lentamente, evitando fenomeni di jarring e improvvise interruzioni durante la discesa del Lower Completion.
 - c) Registrare pick up/slack off weight ogni 10 lunghezze. La massima perdita di peso durante la discesa non deve superare 15Klbs.
 - d) Spezzonare string attraverso I seguenti criteri:
 - Assicurarsi di avere una connessione in superficie in modo da rompere la Flow Head con service tool in reverse position, evitando condizioni di perdite di fluido
 - Assicurarsi che la flow head possa essere disconnessa in caso che il service tool sia bloccato in circulating position.
 - Evitare di avere il tool joint dell aste nel BOP stack durante i diversi movimenti del service tool.
 109. Attivare il motion compensator una volta arrivati all'ultima lunghezza di DP (con Lower Completion a circa 15-30m al di sopra del GP packer. Rilevare PU e SO weight).
 110. Confermare nuovamente work string space out.
 111. Discendere lentamente ed effettuare tag top GP Packer del livello inferiore.
 112. Snap in/out GP Packer confermando con S/O e O/P weight. Segnare quota settaggio su DP utilizzando Index line (se necessario, effettuare nuovamente space out).
- Nota:** Con questa discesa si andrà ad aprire la FLCD del lower completion già installato mettendo in comunicazione il reservoir del livello inferiore
113. Monitorare trip tank e valutare perdite livello inferiore
 114. Snap back into GP Packer e sollevare lower completion string ristabilendo il peso neutro.


 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 41 DI 97				
			AGGIORNAMENTI				
		TECP-P-1-P-28768	1				

115. Installare testina di circolazione e segnare nuovamente quota su DP come posizione RIH (riferendosi come al solito a index line).
116. Settaggio GP packer seguendo istruzione tool-man ed effettuare test di tenuta meccanica e idraulica all'anulare.
117. Seguendo istruzioni tool man effettuare release service Tool e blow ball seat.
118. Effettuare "ricerca posizioni" del Service tool marcando ogni posizione sulla DP.

7.8.1 SEQUENZA ICGP-GIF PER LIVELLO SUPERIORE

Note generali:

- a) Assicurarsi di effettuare un reverse out drill prima di iniziare le operazioni di pompaggio.
 - b) La Surface Flow head deve essere installata con service tool in reverse position in modo da non avere perdite di fluido in pozzo.
 - c) Assicurarsi che tutte le linee di superficie siano flussate e libere di proppant o detriti. Ispezionare le linee di alta e bassa pressione visivamente; Nelle linee di superficie deve essere installata una spring pop-off valve lato anulare
119. Assicurarsi che la pressione all'annulus sia nulla e BOP aperto.
 120. Con batteria sui cunei e service tool in reverse position, connettere flow head e coflex hoses.
 121. Installazione linee di pompaggio ed effettuare test bassa pressione a 500 psi e test alta pressione a 10000 psi
 122. Con crossover tool in reverse position e ritorno aperto, iniziare operazioni di acid pickle delle aste di perforazione (HCl 15%) pompando acido (fino a +/- 5 bbl dal crossover port) e spiazzando con brine. Con pompe impianto eseguire il reverse out dei cuscini pompando dall'annulus: deviare flusso in vasche dedicate contenenti soda caustica per neutralizzare i cuscini acidi di lavaggio.
 123. Effettuare friction test in reverse e circulating position con annular BOP in closed/open position.
 124. (Solo nel caso sia stato pompato un cuscinio intasante dopo l'operazione spari, eseguire stimolazione acida) Eseguire step rate test / injectivity test come per scheda di pompaggio:
 - (Pompare acid pill come da programma e spiazzare al fondo. Chiudere ritorno e iniettare acido in formazione sovra-spiazzando con brine (caso base)
 - Eseguire Step Rate test (SRT) con brine (KCl) o liner gel (da confermare) come da scheda di pompaggio. Ultimare SRT spiazzando con fluido (VES, X-linked, etc. da confermare) per test di iniettività
 - Pompare fluido per test di iniettività (la portata sarà determinata dal risultato dello SRT) e spiazzare al fondo con linear gel. Fermare unità di pompaggio, eseguire hard shut-down e monitorare tbg e annulus pressure come da istruzioni Service Company Engineer. Valutare pressure decline e fluid efficiency (evitare di aprire o chiudere qualsiasi valvola)
 - Una volta terminato il pressure decline, muovere il crossover tool in reverse position (stripping) e spiazzare 2 string volume con brine; per ristabilire condizioni di sicurezza in overbalance
 125. Inviare dati in ufficio e valutare risultati dei test. Ultimare scheda di pompaggio per il main job
 126. Effettuare ICGP – GIF main job per livello inferiore 1639,1- 1679,02 mMD, H2t_top-H5g (H5f_bot) seguendo scheda di pompaggio:

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 42 DI 97				
			AGGIORNAMENTI				
		TECP-P-1-P-28768	1				

- Iniziare lavoro pompando primo stage (PAD stage) e spiarzarlo in reverse position in prossimità dei XO port (+/- 5 bbl); Portare il crossover tool in circulation position
- Chiudere ritorno e continuare pompaggio dei diversi stage come per scheda di pompaggio
- Se si presentano delle difficoltà a raggiungere screen-out, diminuire portate di pompaggio e aprire ritorno attraverso surface choke

127. Raggiunto lo screen out fermare pompaggio Service Co., chiudere hydrill e pressurizzare annulus (1000-1500psi valore da confermare dal Service company Engineer) con pompe impianto: sollevare service tool in reverse position ed effettuare reverse out del gravel dalla work string alla massima portata possibile e continuare a pompare almeno due volte il volume interno della work string. (Monitorare il ritorno del gravel e quantificarne il volume allo shale shaker)
128. Terminato il reverse out e con ritorno libero da proppant, sollevare service tool in dump seal position in modo tale da chiudere XO ports.
129. Monitorare trip tank e valutare eventuali perdite.
130. Disconnettere Flow head ed estrarre service tool 2-3 stand: in questo modo si andrà a chiudere la FLCD presente nel Lower Completion evitando perdite in formazione.
131. Ultimare estrazione service tool e contemporaneamente smontare linee di pompaggio.


7.9. DISCESA ISOLATION STRING

Note generali:


- a) Effettuare Pre-job safety meeting rivedendo tutte le operazioni di discesa Isolation String.
- b) Confermare valori di make-up torque per le connessioni.
- c) Assicurarsi che la corretta quantità di grasso venga utilizzata per ogni connessione.
- d) Utilizzare Index line come riferimento per ogni verifica di quote.
- e) Utilizzare stabbing guides come guida per ogni connessione.
- f) Assicurarsi che le valvole di isolamento (radiale e anulare) siano testate sul deck come da procedura. Tutti i function test e le validazioni devono essere fatti sul deck iniziando almeno 10 ore in anticipo rispetto la discesa della string.

Nota: I vari grafici di ciclaggio e dei pressure test devono essere condivisi con il Completion Engineer a bordo e inviati in città per l'approvazione.

132. Montaggio chiavi di manovra per Isolation string.
133. Assemblaggio Isolation string come da Schema.
134. Continuare discesa fino a 2 lunghezze sopra FLCD meccanica presente nel Lower Completion. Rilevare Slack off e pick up weight con compensatore attivato.
135. Continuare discesa effettuando apertura FLCD (attraverso rottura nel caso di Flapper o shifting tool nel caso di ball valve)
136. Ultimare discesa. Il peso al Top Drive deve essere monitorato con attenzione per avere l'indicazione finale di imbocco delle seal unit nella PBR del Lower Completion con valvola di isolamento anulare chiusa e quella radiale aperta. Circolare a minima portata per avere conferma della posizione delle seal unit rilevando un picco di pressione
137. Continuare discesa fino ad avere fluted no-go 3m sopra Top GP Packer. Rilevare SO/PU weight.

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 43 DI 97						
			AGGIORNAMENTI						
		TECP-P-1-P-28768	1						

138. Assicurarsi che il compensatore sia attivo prima di effettuare il landing sopra il top GP Packer.
139. Montaggio testina di circolazione e test linee a 5,000psi per 10mins con la cementatrice. Registrare tutte le pressioni sul chart.
140. Discendere la string lentamente ed effettuare l'imbocco del fluted no-go nel GP Packer.
141. Assicurarsi che l'annulus sia pieno di brine controllando visivamente prima di procedere con il settaggio del packer.
142. Set e test Isolation Packer come da procedura contrattista.
143. Una volta ultimato test meccanico/idraulico del packer, effettuare il rilascio del setting tool , estrarre 2-3 lunghezze in modo tale da chiudere le valvole di isolamento con lo shifting tool.
144. Chiudere le ganasce del BOP e pressurizzare a 800-1000psi per effettuare test di chiusura e tenuta delle valvole di isolamento.
- A questo punto I due livelli sono isolati (livello inferiore isolato dalla valvola radiale e livello superiore isolato dalla valvola anulare).
145. Estrarre e disassemblare service tool. Controllare visivamente tool per escludere danneggiamenti.

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 44 DI 97				
			AGGIORNAMENTI				
		TECP-P-1-P-28768	1				

7.10. SETTAGGIO BRIDGE PLUG E RECUPERO BOP

Il pozzo Cassiopea 2Dir verrà chiuso temporaneamente attraverso un Retrievable Bridge Plug nel casing di produzione da 9"5/8 per permettere il recupero del BOP e lasciare il pozzo in condizione di sicurezza.


Il temporaneo P&A garantirà che il pozzo venga ri-entrato in maniera sicura per continuare la discesa dell' upper completion.

Note generali:

- I RBP vengono settati e rilasciati meccanicamente con DP per ottenere massimi valori di resistenza e coppia nominale: sono progettati specificatamente come barriere durante l'abbandono pozzo temporaneo. Hanno elevati valori di pressure rating ed un sistema di tenuta affidabile che consente di testare il tappo dal basso e dall'alto, acidificare senza ostacoli, eseguire fratturazioni ad alto volume, formation test, squeezing etc.
- I RBP sono re-settable e quindi adatti per casing testing e numerose altre applicazioni. Dopo che il plug è settato funziona come uno standard bridge plug, consentendo stimolazioni, testing e isolamento di zone, cambio di testa pozzo.
- Il plug viene sceso con un Running & Retrieving (RR) tool e settato con rotazione orario ed applicando peso. Potrebbe essere testato dal basso pompando attraverso le DP e aprendo la ball valve, e/o attraverso l'annulus dall'alto. La ball valve potrebbe essere aperta e chiusa quando necessario. Applicando una leggera rotazione verso sinistra e tiro sulle DP, il running tool si disconnette dal plug consentendo il recupero delle aste dal pozzo.
- Il RR tool contiene innesto automatic, "J" slot per rilascio a sinistra e sistema di guarnizioni.

Pre- installation checks

- a) Ispezionare visivamente il RBP per escludere danneggiamento da trasporto
 - b) Verificare che l' indicator sleeve / collet dentro il running tool sia nella posizione corretta attraverso la misura della distanza fra il collar e la parte finale del running tool. Tale distanza dovrebbe essere di 14-15 cm (5.5 – 5.9").
 - c) Verificare che il safety device è opportunamente bloccato, prima di sollevare il plug.
 - d) Verificare la distanza fra il top del bottom sub e il bottom del clutch retainer: questo garantirà che il plug sia protetto in modo sicuro nelle filettature di servizio.
 - e) Sollevare il plug assembly: assicurarsi di non ruotare l'assembly durante il sollevamento.
146. Preparare il 9-5/8" RBP: assicurarsi che la ball valve sia in posizione aperta
 147. Discendere il 9-5/8" RBP con le DP fino alla setting depth (~ 100 m above Intermediate GP Packer)
 - Verificare la quota di settaggio attraverso gli accoppiamenti casing
 - Non ruotare la stringa durante il RIH o il POOH
 - Discendere lentamente attraverso il BOP e la testa pozzo o qualsiasi altra possibile restrizione
 - Posizionare il compensatore a metà corsa per evitare lo stroke out al tiro
 148. Una volta che il RBP è in quota, registrarne peso e lunghezza
 149. Circolare per pulire possibili detriti sugli slips e sull'area di settaggio

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 45 DI 97				
			AGGIORNAMENTI				
		TECP-P-1-P-28768	1				

- Reciprocare il plug durante la circolazione ($\pm 2m$ sopra e sotto l'area di settaggio)
 - Usare il sistema di compensazione dell'impianto galleggiante
 - Interrompere il pompaggio prima di procedere alla sequenza di settaggio
 - Confermare i pesi registrati dopo la circolazione
150. Space out idealmente 10m (30ft) al di sopra della RKB
- Eseguire un check sulla tally per evitare connessioni in corrispondenza delle shear rams quando il plug è settato
151. Scendere le DP di 1m (3ft) al di sopra della setting depth prevista e sollevarlo a peso neutro.

7.10.1 SPIAZZAMENTO STRINGA A BASE OIL

152. Pompate in pozzo l'intero volume stringa di base oil.
- Non sovra-spiazzare il base oil.
 - Registrare la pressione statica finale dopo lo spiazamento.
 - Assicurarsi di spiazare le linee di superficie per evitare di avere base oil in linea.
 - Intrappolare la pressione in stringa durante il settaggio del packer
 - Dopo lo spiazamento della stringa a base oil, prendere i nuovi valori di PUW/SOW prima del settaggio del packer.

7.10.2 SETTAGGIO RBP


153. Impostare una rotazione oraria di 15-20 RPM. Confermare la coppia di rotazione statica ruotando la stringa lentamente fino a che non si raggiunge la coppia di rottura e il peso è confermato, minimo 10 giri.
154. Registrare il numero di giri per ottenere la coppia e il peso di rotazione libera
155. Abbassare la stringa alla velocità di circa 0.3m/s (1ft/s); quando il plug inizia a prendere peso, fermare la rotazione, rilasciare la coppia e scaricare almeno 20 tons (44klbs) al di sotto del peso di slack off (SOW) tenendo il peso 2 min.

Note:

- Se il tappo scivola verso il basso o non si osserva alcun peso dopo aver raggiunto 10 giri ed aver reciprocato la stringa su e giù, interrompere la rotazione oraria e iniziare lentamente anti-oraria, continuando a scaricare peso.
 - Non appena viene registrato un aumento di peso, interrompere la rotazione anti-oraria e continuare a reciprocare la stringa scaricando sul plug 2 tons (5 klbs) al di sotto del peso di rotazione libera, e iniziare di nuovo la anti-rotazione oraria.
156. Applicare coppia in senso anti-orario (max 6700 Nm/5000 ft-lb) per completare il settaggio del plug. Rilasciare la coppia e scaricare 30 tons* (66 klbs) al di sotto del peso di slack off (SOW) per confermare l'avvenuto settaggio del plug. Sollevare fino ad avere 10 ton di tiro (22 klbs.) sul plug, rispetto al peso di Pick up (PUW).

7.10.3 ESECUZIONE INFLOW TEST DELL'FIV

157. Chiudere il BOP anulare ed applicare 700 psi di pressione all'annulus.
158. Scaricare la pressione nella stringa.
159. Monitorare, attraverso la mudlogging, le pressioni e i livelli e registrarli come sull'Horner plot.
- In caso di cadute di pressione, riportare immediatamente al Company Man.

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 46 DI 97						
			AGGIORNAMENTI						
		TECP-P-1-P-28768	1						

- Fare attenzione ai piccoli incrementi di pressione dovuti all'espansione termica.

160. Dopo l' inflow test, pressurizzare la stringa con base oil fino al valore di pressione statica finale.

161. Scaricare fino a 2 ton (5 klbs) al di sopra del peso di rotazione libera ed applicare coppia di rotazione anti-oraria (max.6700 Nm / 5000 ft-lb) al fine di chiudere la ball valve: mantenere la coppia e scaricare 20kips al di sotto dello SOW, e sollevare per il rilascio del RRT. Sollevare fino a circa 2m, poi circolare base oil in reverse.

- Potrebbe essere necessario ridurre la coppia.
- Utilizzare i valori ottenuti durante il settaggio del plug come riferimento.
- Contare I giri e registrare la coppia.

162. Circolazione in reverse del base oil.

7.10.4 TEST BRIDGE PLUG

TESTARE IL PLUG DA SOTTO:

163. Aprire il BOP anulare e scendere la stringa lentamente e ingaggiare nuovamente il packer applicando uno slack-off di 20kips al di sotto dello SOW e tirare 22kips al di sopra del PUW. Poi di nuovo 5kips al di sopra del peso di rotazione libera.

164. Sempre mantenendo 2 ton (5 klbs.) al di sopra del peso di rotazione libera, pressurizzare la DP fino a 30 bar (435 psi) e ruotare la stringa di ½ giro verso destra sopra il plug per riaprire la ball valve.

- La pressione crollerà normalmente all'apertura della ball valve. Scaricare tutta la pressione

165. Sollevare la stringa fino ad avere 2 ton (5 klbs.) al di sopra del PUW ed eseguire un pressure test da sotto alla pressione di 3500 psi per 15 mins.

- Non eccedere la minima pressione in testa per ciclare la FIV. La contrattista dovrebbe ri-verificare i parametri dopo la perforazione ed eseguire le simulazioni finali.
- Monitorare attentamente i pesi durante tutto il pressure test
- Monitorare il trend di pressione rispetto al volume pompato e registrarlo

TESTARE IL PLUG DA SOPRA:

140. Scaricare fino a 2 ton (5klbs) al di sopra del peso di rotazione libera ed applicare rotazione anti-oraria (max 6700 Nm / 5000 ft-lb) al fine di chiudere la ball valve. Scaricare un minimo di 8 ton (17 klbs) sul plug rispetto allo SOW per attivare il collet del Running Tool.

- Contare le rotazioni e la coppia.
- Il collet si attiva con all' incirca 5 ton di peso (11 klbs).

166. Mantenere la rotazione anti-oraria e applicare il tiro: questo rilascerà il running tool dal plug.

- Assicurarsi che la stringa non sia bloccata e che la coppia anti-oraria lo farà girare a sinistra durante il rilascio del plug.
- Registrare i pesi dopo la disconnessione per avere un riferimento per la rimozione del plug.

167. Chiudere le pipe rams/bag anulare ed eseguire un pressure test dall'alto alla pressione di 3,500 psi per 15 minuti


- Registrare il volume pompato e il volume recuperato.

168. Estrarre il running tool fino a 20 m al di sopra del bridge plug e spazzare il pozzo e il riser con acqua di mare (far riferimento al programma dedicato della contrattista).

169. Estrarre e smontare il running tool in superficie.

Il presente documento è RISERVATO ed è proprietà di eni spa.

Esso non deve essere mostrato a terzi né sarà utilizzato per scopi diversi da quelli per i quali è stato emesso

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 47 DI 97				
			AGGIORNAMENTI				
		TECP-P-1-P-28768	1				

- Ispezionare il running tool per escludere danneggiamento, specialmente in corrispondenza dei seal.
- Se non è danneggiato, ingrassare i seal e il filetto, montare sul filetto il protettore e mettere da parte il running tool prima del ri-utilizzo per la successiva rimozione del plug.
- In caso di storage prolungato, potrebbe essere opportuno applicare fluido anti-corrosivo sull'intero running tool assembly.

170. Montare il jetting sub con tre stands di HWDP e il retrieving tool della camicia d'usura. Scendere la batteria fino a testa pozzo con tail pipe al di sopra della camicia d'usura.
171. Scendere ed eseguire jetting della testa pozzo, pompando spot di inibitori di corrosione attorno alla testa pozzo.
172. Ingaggiare la camicia d'usura e recuperarla in superficie.
173. Sganciarsi con il BOP e spostare l'impianto in zona di sicurezza.
174. Installare il corrosion cap con ROV sulla testa pozzo.
175. Spostamento dell'impianto verso il pozzo successivo.

7.11. INSTALLAZIONE X-TREE, BOP CON IWOCS SYSTEM

L'installazione della X-Tree orizzontale sarà effettuata tramite un vessel dedicato secondo procedura specifica del fornitore della X-Tree e sotto la supervisione e responsabilità del team SPS.


Operazioni con ROV preliminari all'installazione BOP su XT:

- Rimuovere il corrosion cap.
- Ispezionare ed eventualmente pulire l'area di tenuta VX.
- Controllare che la camicia di usura della XT sia già presente

Operazioni offline:

- a) Esecuzione BOP pressure test in superficie.

176. Sollevare BOP e posizionarlo sul BOP trolley. Muovere moon pool trolley verso centro pozzo
177. Attivare motion compensator e discesa BOP. Installare BOP sopra XT cercando allineamento attraverso assistenza ROV.
178. Scaricare peso come da procedura.
179. Connettere BOP alla XT, Scaricare 50 kips prima di azionare connettore, osservando con ROV il corretto posizionamento attraverso il visual indicator. Azionare connettore.
180. Test connessione con 50 kips sovratiro.
181. Azionare le ganasce cieche/trancianti del BOP e test connessione BOP-XT a 500 psi per 5 min, 2500 psi per 15 min
182. Testare le connessioni delle line di choke, kill e booster a 300 psi per 5 min e 5000 psi per 5 min.
183. Con ROV controllare inclinazione flex joint, BOP e XT.
184. Una volta ultimata la connessione BOP con XT attivare riser tensioners e estendere slip/telescopic joint.
185. Assemblaggio e test diverter.

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 48 DI 97						
			AGGIORNAMENTI						
		TECP-P-1-P-28768	1						

186. Preparativi per installazione WO-UTA attraverso work wire winch
187. Discendere WO-UTA e agganciarla su LMRP king post, connettere EH jumpers attraverso ROV per aver pieno controllo sulla XT.
188. Discesa batteria dedicata per il test del BOP (BOP test tool o WBRRT + test mandrel). Esecuzione pressure test del BOP chiudendo sul test mandrel.

7.12. PULIZIA FORO, SPIAZZAMENTO E RECUPERO BRIDGE PLUG

189. Discesa batteria di WBCO per pulizia del Bridge plug e spiazzamento del pozzo a brine. Estrazione batteria di WBCO.
190. Discesa batteria per recupero Bridge plug.
191. Discesa batteria di WBCO per eseguire pulizia della FIV e spiazzamento con brine filtrato.


7.13. DISCESA UPPER COMPLETION

Note generali:

- L'isolamento dell'annulus lato riser sarà garantito attraverso le ganasce inferiori del BOP chiuse contro lo slick joint della landing string.
- Le Flow control valve (FCV) sono progettate teoricamente per avere più posizioni: una posizione in totale chiusura, una posizione in totale apertura e diverse posizioni in parziale apertura.
- La disposizione delle control line è un aspetto molto critico e deve essere definito correttamente in modo da evitare eventuali accavallamento tra le diverse linee.
- Lo spezzonamento della SCSSV deve essere fatto correttamente in modo da averla all'incirca a 400 m al di sotto della mud line/Sea bed.
- Se è necessario ruotare la string per allineare le diverse control line, farlo seguendo le istruzioni dei diversi supervisori delle contrattiste di Upper Completion

Operazioni Offline:

- a) I passaggi delle line idrauliche Tubing hanger (3-off per FCVs, 2-off for SCSSV) devono essere testati idraulicamente come da procedura SPS
- b) Il passaggio della linea elettrica al Tubing deve essere testato e deve essere verificata la continuità/isolamento elettrico attraverso il recettore del DH gauge
- c) Completare TH Deck testing secondo procedura contrattista SPS.
- d) Le linee delle FCV devono essere collegate e testate idraulicamente alla massima pressione possibile (15,000psi per 15min)
- e) Testare SCSSV come da procedura. Effettuare function test e verificare effettivo movimento del cassetto. Registrare inoltre il trend di pressione e la massima working pressure.
- f) Posizionare le carrucole delle control line e del cavo elettrico sul piano sonda.

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 49 DI 97				
			AGGIORNAMENTI				
		TECP-P-1-P-28768	1				

- g) Misurare tutte le attrezzature pre-assemblate annotando tutte le lunghezze, Part Number, Serial Number e dimensioni nominali (ID, OD, drift)
- h) Assicurarsi che tutti i fittings necessari siano a disposizione
- i) Assicurarsi che tutti le attrezzature di pescaggio necessari in caso di contingency siano presenti a bordo.
- j) Installazione di tutte le linee e attrezzature di Well testing, effettuare flussaggio e pressure test.

7.13.1 RECUPERO CAMICIA D'USURA DELLA X-TREE BORE E TEST BOP


Lo scopo è di compiere con un'unica singola discesa le seguenti operazioni:

- Pulizia del profilo interno della X-Tree
 - Recupero della camicia d'usura
 - Dummy run del TH
 - Test del BOP prima della discesa del Upper Completion
192. Assemblaggio BHA dedicata per il recupero camicia di usura XT e test BOP.
 193. Discesa BHA con DP.
 194. Una volta discesi dentro la XT, iniziare a pompare a massima portata consentita pulendo il profilo interno.
 195. Continuare discesa pulizia e continuare fino ad agganciare la camicia di usura con retrieving tool. Seguire procedura SPS.
 196. A questo punto procedere con il test completo del BOP.
 197. Ultimato il test del BOP, configurare le valvole della XT come da programma
- A questo punto rilevare con index line quota "X-Tree datum" (quota indispensabile per lo spezzonamento del TH e dell'Upper Completion).**
198. Verificare che il BOP sia aperto e procedere con il recupero della camicia di usura.
 199. Estrazione e disassemblaggio BHA.

7.13.2 ASSEMBLAGGIO, TEST INTELLIGENT COMPLETION E PACKER DI PRODUZIONE

Coprire tavola rotary durante l'assemblaggio dell'intelligent completion per prevenire la caduta accidentale di oggetti in pozzo.

200. Ultimare preparativi per discesa Upper Completion e controllare nuovamente spezzonamento della string.
201. Discesa production seal assembly come da schema di completamento.
Rispettare I valori di Make Up torque forniti.
202. Assemblaggio e discesa single gauge mandrel.
203. Assemblaggio e discesa FCV assemblies (FCV shrouded per il livello inferiore e FCV annular per il livello superiore):
204. Assemblaggio e discesa upper gauge assembly.
205. Sollevare string fino ad aver lower single gauge 1,5m sopra rotary table

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 50 DI 97				
			AGGIORNAMENTI				
		TECP-P-1-P-28768	1				

206. Installare cavo elettrico al single gauge.

Ruotare il Completion ed assicurarsi che il gauge mandrel sia orientato verso la rispettiva carrucola del cavo elettrico.

207. Testare connessione al single gauge mandrel.

208. Sollevare il Completamento in modo da avere la FCV shrouded in corrispondenza della rotary table. Connettere control line ed effettuare pressure test di entrambe le linee (apertura e chiusura) registrando tutti i valori di pressioni, il numero dei cicli e la posizione della FCV shrouded.

209. Installare lo specifico protector e sollevare il Completamento a livello FCV annular.

210. Connettere control line ed effettuare pressure test di entrambe le linee (apertura e chiusura) registrando tutti i valori di pressioni, il numero dei cicli e la posizione della FCV annular.

211. Assemblaggio Production packer assembly.

212. Sollevare il Completamento ad altezza Dual Gauge mandrel e installare cavo elettrico. Collegare cable del Lower gauge al Upper Dual gauge

213. Testare connessione al dual gauge mandrel

A questo punto deve essere testata la tenuta idraulica dell'Intelligent Completion effettuando il 1° Integrity String pressure test.

Nota: nel Production Packer devono essere installati dei test pins/screws per evitare il settaggio prematuro durante il 1° test di integrità.

214. Ciclare le FCV in posizione di chiusura ed effettuare integrity pressure test.

215. Una volta confermata l'integrità, scaricare pressione e disconnettere le linee. Rimuovere i test pins/screws dal Production Packer e ciclare le FCVs in posizione di parziale apertura.

216. Preparare piano sonda per le operazione di terminazione delle linee idrauliche ed elettriche al Production Packer.

217. Rimuovere i temporary fittings nel top del production packer.

218. Effettuare la connessione sopra Packer delle linee elettriche e idrauliche come da procedura contrattista

219. Pressurizzare e mantenere 500psi nelle linee delle FCV durante la discesa del Upper Completion.

220. Discesa 3-1/2" tubing seguendo la tubing tally fino a quota SCSSV e installando le clampe come da tally.

Il peso della string up/down deve essere monitorato sempre durante la discesa.

Velocità di discesa tubing: MAX 150 feet/min


Prima di procedere con l'installazione della SCSSV, fare un controllo dello spezzonamento del Completamento con pup joint in modo da avere la Safety valve a profondità desiderata

221. Assemblaggio SCSSV. Effettuare pressure e function test della valvola secondo procedura contrattista e sotto supervisione ENI Completion Engineer.

222. Mantenere SV control line in pressione durante la discesa per mantenere la flapper aperta.

223. Continuare la discesa con 3-1/2 tbgs fino alla connessione del TH.

7.13.3 ASSEMBLAGGIO E DISCESA TUBING HANGER

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 51 DI 97						
			AGGIORNAMENTI						
		TECP-P-1-P-28768	1						

Operazioni Offline:

- a) Connettere pup joint al tubing hanger (se non già installato).
- b) Installare camicia d'usura al TH (se non già installata).
- c) Misurare e registrare distanza tra isolation sleeve e top del TH lock mandrel.
- d) Finalizzare test di funzionalità alla landing string subsea test tree e pressure test alle linee idrauliche.
- e) Finalizzare test di funzionalità al tubing hanger running tool (THRT) e pressure test alle linee idrauliche.
Registrare i volume di attivazione delle diverse funzioni.
- f) Effettuare lubricator valve pressure test.
- g) Set up well testing equipment.

224. Assemblare tubing hanger alla string di Completamento come da procedura contrattista.

A questo punto deve essere testata la continuità idraulica della connessione del TH e della sezione di tubing fino al production packer effettuando il 2° Integrity String pressure test.

225. Montaggio unità Slick Line.

226. Recupero isolation sleeve e installazione Bore Protector (camicia di usura) nel Tubing Hanger

227. Discesa standing valve. Settaggio standing valve nel Landing nipple sopra il Prod. Packer. Estrazione slick line.

228. Recupero camicia d'usura e installazione Isolation sleeve

229. Connettere testina e line di circolazione al THHT.

230. Pressure test string di Completamento.

231. Recupero isolation sleeve e installazione Bore Protector

232. Discesa retrieving tool e recupero standing valve

233. Recuperare camicia di usura e installare di nuovo isolation sleeve nel TH.

234. Smontaggio unità Slick Line.

235. Se necessario, rimuovere orientation sleeve dal TH per consentire le terminazioni delle linee downhole.

236. Prepararsi alla terminazione del cavo elettrico. Effettuare test d'isolamento e continuità elettrica al Wet Mate Connector.

237. Effettuare taglio del cavo elettrico e connettere al TH con Dry mate Connector. External Pressure test al connettore come da procedura contrattista


238. Connettere Wet Mate Connector al TH e External Pressure test al connettore. Proseguire con test di comunicazione e funzionalità DH gauge mandrel come da procedura contrattista.

239. Prima di procedere con la terminazione delle linee idrauliche, effettuare test di funzionalità delle FCVs registrando volumi e posizioni della valvole.


240. Scaricare pressioni delle FCV control line, prendere misure e tagliare cavo.

241. Connettere control lines al TH ed effettuare external pressure test come da procedura contrattista.

242. Installare charging-tool al TH per permettere function/pressure test delle line downhole

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE TECP-P-1-P-28768	PAG 52 DI 97				
			AGGIORNAMENTI				
			1				

243. Internal pressure test control lines attraverso charging-tool e registrare cambiamento delle posizioni delle FCVs.
244. Ultimati i pressure test alle tre control line, ciclare Upper FCV in closed position e lower FCV in open position
245. Terminare le control line della SCSSV sul TH come da procedura contrattista ed effettuare external pressure test. Scaricare pressione.
246. Eseguire internal pressure test TR-SCSSV control lines attraverso charging-tool.
247. Eseguire function test della flapper almeno tre volte osservando il trend di pressione per verificare l'effettivo movimento della flapper.
248. Concludere tutte le terminazioni, se necessario, installare orientation sleeve e orientare il TH in maniera appropriata considerando l'orientamento del Rig e della XT.
249. Preparare Rig floor prima di procedere con l'assemblaggio della landing string; rimuovere tutte le carrucole dell'intelligent completion.
250. Sollevare SSTT/THRT/adaptor e verificare visivamente che il THRT non sia danneggiato (verificare condizioni delle production stub seal, lock ring OD, collect finger)
251. Effettuare i seguenti test di funzionalità della Landing String/THRT prima di procedere con la connessione al TH:
- Tubing Hanger running tool / Hanger Lock tests and verification tests.
 - Tubing Hanger / Wellhead lock tests and verification tests.
 - Tubing Hanger / Wellhead unlock tests.
 - Tubing Hanger running tool / Hanger unlock test.
252. Effettuare connessione SSTT/THRT con TH come da procedura SPS
253. Discesa landing string effettuando i seguenti pressure test intermedi:
- 1° Pressure Test: 2 giunti sopra SSTT, tenendo chiusa la Lower ball valve (LBV)
 - 2° Pressure Test: test prima della connessione della Lubricator valve, tenendo chiusa LBV
 - 3° Pressure test: circolazione a portata ridotta dopo il landing del TH, tenendo chiusa lubricator valve (LV)
254. Arrivati a quota lubricator valve, sollevare LV ed effettuare test di funzionalità e pressione dell'ombelicale.
255. Sollevare CTLF, short bails / elevator, e posizionarlo a centro pozzo.
256. Sollevare SFT con kill side e production side coflexes, landing joint, Swivel, Riser Sealing Mandrel (RSM) e connettere elevatore al SFT Landing joint.
257. Prima di passare al landing del TH, assicurarsi con ROV che la configurazione delle valvole della X-Tree sia come da procedura SPS.
258. Discendere Completamento/Landing string entrando con i production seals dentro la PBR della valvola di isolamento anulare.
259. Continuare la discesa completando il landing del TH nella X-Tree.
260. Effettuare le prove di circolazione a portata ridotta per verificare l'effettiva tenuta delle seal unit all'interno del Lower Completion.
261. Proseguire con il settaggio del TH come da procedura contrattista SPS.
262. Eseguire test TH (bore and seal test) come da procedura contrattista SPS.

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 53 DI 97				
			AGGIORNAMENTI				
		TECP-P-1-P-28768	1				

263. Con ROV azionare subsea penetrators ed instaurare comunicazione elettrica con DH gauge; effettuare test di funzionalità come da procedura contrattista. Instaurare comunicazione idraulica con le downhole FCV/SCSSV control lines ed effettuare pressure test come da procedura. Registrare le posizioni delle FCVs

264. Ciclare le FCVs in modo da avere FCV shrouded in posizione di chiusura e FCV annular in posizione di apertura totale

265. Prima di procedere con lo step successivo, verificare che lo status delle valvole della X-Tree sia appropriato e che la SCSSV sia mantenuta aperta applicando e mantenendo pressione alla control line.

7.13.4 SPIAZZAMENTO DEL COMPLETAMENTO CON BASE OIL , SETTAGGIO PRODUCTION PACKER E INFLOW TEST A SCSSV

266. Chiudere ganasce inferiori del BOP sul ported slick joint.

267. Spiazzare tutto il pozzo con packer fluid pompando all'interno della string dalla cementatrice

268. Spiazzare l'interno della string con base oil (arrivando a circa 5-10m sopra la FCV annular) pompando all'interno della string dalla cementatrice, via Coflex Kill line – SFH e ritorno attraverso FCV annular – AMV -AAV.

269. Configurare le valvole XT/LS e procedere al settaggio Production Packer.

270. Ciclare FCV annular in posizione di chiusura. Assicurarsi che anche la FCV shrouded sia in chiusura.

271. Pressurizzare interno string attraverso base oil e proseguire con sequenza settaggio production packer e pressure test come da procedura contrattista.

272. Effettuare pressure test del tubino di completamento.

273. Effettuare test di tenuta gomme pompando all'annulus.

Nota: Monitorare attraverso IWOCS MCS il DHPT dual gauge per rilevare eventuali perdite idraulica dalle gomme del packer.

274. Scaricare pressione all'annulus.

275. Scaricare pressione alle control line della SCSSV e chiudere flapper.

276. Scaricare pressione al tubing attraverso surface welltesting choke manifold ed effettuare inflow test alla safety valve.

277. Ultimato il test, equalizzare la pressione alla SCSSV pompando al tubing ed aprire flapper.

278. Chiudere lubricator valve, scaricare pressione al tubing dal welltesting surface choke manifold ed effettuare inflow test alla lubricator valve.

279. Ultimato il test, equalizzare la pressione downhole ed aprire LV. Scaricare completamente la pressione alla string attraverso welltesting choke manifold.


280. Montaggio unità Slick line. Discesa retrieving tool e recupero isolation sleeve. Discesa e settaggio TH nipple protector (per preservare la sede del crown plug durante la fase di clean up). Estrazione retrieving tool.

281. Chiudere tutte le valvole della XT ad eccezione della PMV e AMV. Verificare i sensori di temperatura e pressione della XT (UPT, APT) da monitorare durante il well testing.

7.13.5 APERTURA DELLE VALVOLE DI ISOLAMENTO E SPURGO DEL POZZO

Preparazioni Offline:

- a) Assicurarsi che le linee di well testing siano ben allineate e pronte a ricevere fluido di formazione.

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 54 DI 97						
			AGGIORNAMENTI						
		TECP-P-1-P-28768	1						

b) Verificare che la Safety valve sia aperta e che sia mantenuta la pressione nella control line.

282. Ciclare FCV shrouded a posizione di massima apertura mantenendo FCV annular in posizione di chiusura.

283. Controllare il numero di ciclaggio della FIV prima di iniziare a pompare.

284. Pompare base oil pressurizzando interno string: procedere applicando bassa pressione fino a quando la pressione non si stabilizza, poi pressurizzare ad alta pressione (pressione di settaggio della valvola di isolamento) e mantenere per 2 min. Scaricare pressione, e mantenere pressione a zero per 2min.

In questo modo si avrà un passaggio di un ciclo della AFIV. Ripetere il passaggio precedente fino a completare il numero di cicli necessari per l'apertura della FIV.

285. Ciclare FCV shrouded in posizione di chiusura. Ciclare FCV annular in posizione di totale apertura.

286. Controllare il numero di ciclaggio della valvola di isolamento anulare prima di iniziare a pompare.

287. Pompare base oil pressurizzando interno string: procedere applicando bassa pressione fino a quando la pressione non si stabilizza, poi pressurizzare ad alta pressione (pressione di settaggio della valvola di isolamento) e mantenere per 2 min. Scaricare pressione, e mantenere pressione a zero per 2min.

In questo modo si avrà un passaggio di un ciclo della valvola di isolamento anulare. Ripetere il passaggio precedente fino a completare il numero di cicli necessari per l'apertura della valvola di isolamento anulare.

Nota: Nel caso in cui non si abbia chiara indicazione di apertura della valvole di isolamento, ripetere una seconda volta il numero di cicli di pressione necessari per l'apertura

288. Chiudere surface well testing choke manifold e prepararsi con le operazioni di spurgo.

7.14. SPURGO

7.14.1 SEQUENZA DI SPURGO

Il Dipartimento di Giacimenti provvederà alla preparazione e distribuzione di un programma di spurgo nel quale verranno messi in evidenza i parametri con i quale procedere nelle prove di well testing (programma di spurgo, tempistiche per il build up, main flow testing caratterizzato step by step con le differenti tempistiche e choke size per ogni singolo livello e per il flusso in commingle)

Al momento per ipotesi si suppone di procedere con la seguente sequenza:


- A. Spurgo e well testing livello superiore
- B. Spurgo e well testing livello inferiore
- C. Well testing livelli in commingle

7.14.2 SPURGO E WELL TESTING LIVELLO SUPERIORE

289. Verificare di avere FCV annular in posizione di apertura mentre FCV shrouded in posizione di chiusura.

290. Con la FCV annular aperta il tubing è in comunicazione con il giacimento, in particolar modo con il livello superiore. Monitorare la pressione statica in testa al choke manifold osservando un pressure build-up. Monitorare per almeno 30min.

Se nessun incremento di pressione viene riscontrato al choke manifold, iniziare il raffreddamento delle pompe di azoto e procedere allo spiazzamento della landing string con azoto come azione di contingency

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 55 DI 97				
			AGGIORNAMENTI				
		TECP-P-1-P-28768	1				

291. Configurare le valvole della Surface Flow head e della XT per l'attività di well testing: chiudere tutte le valvole subsea della XT mantenendo aperte solo la PMV e AMV per avere monitoraggio delle pressioni attraverso i sensori di pressioni al fondo.
292. Chiudere Surface kill valve, aprire surface wing valve e procedere secondo programma well testing per livello superiore.


7.14.3 SPURGO E WELL TESTING LIVELLO INFERIORE

293. Chiudere FCV annular una volta ultimato il well testing per il livello superiore. Registrare il build up con chiusura al fondo attraverso il Dual DH gauge.
294. Aprire FCV shrouded e procedere secondo il programma well testing per il livello inferiore.
295. Ultimato l'ultimo step del main flow, ciclare FCV shrouded in posizione di chiusura e registrare il build up con chiusura al fondo per il livello inferiore.

7.14.4 WELL TESTING LIVELLI IN COMMINGLE

296. Aprire la FCV shrouded e la FCV annular in posizioni di parziale apertura in modo da non riscontrare cross flow.
297. Procedere con il well testing dei due livelli in commingle secondo programma giacimenti.
298. Chiudere entrambe le FCV e valutare il build up per entrambi i livelli
299. Prepararsi alle operazioni di Well Commissioning (sicurezza pozzo e abbandono).

Nota: Durante tutte le operazioni di spurgo, monitorare la pressione all'annulus attraverso il sensore nella XT e nel caso di variazioni, scaricare o equalizzare la pressione a quella idrostatica con AAV aperta. Chiudere AAV una volta equalizzata la pressione.

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 56 DI 97				
			AGGIORNAMENTI				
		TECP-P-1-P-28768	1				

7.15. ABBANDONO DEL POZZO

7.15.1 SPIAZZAMENTO LANDING STRING

Una volta terminato il well testing, l'intero wellbore sarà pieno di gas di formazione, incluso la landing string e le linee di well testing in superficie. Il primo passaggio sarà quello di spiazzare la landing string e flussare le linee di superficie prima di proseguire con il recupero del TH nipple protector, della landing string.

- Spiazzare landing string con bullheading di base oil (o acqua + MEG) in formazione (in questo caso SCSSV aperta, FCV-AP aperta, FCV-LP chiusa).
- Chiudere TR-SCSSV ed effettuare inflow test scaricando la pressione in testa. Equalizzare pressione ed aprire TR-SCSSV.
- Mantenere le valvole subsea della XT chiuse ad eccezione del PMV
- Ultimato il killing del pozzo chiudere PMV, SCSSV e ciclare FCV anulare in posizione di chiusura.

7.15.2 MESSA IN SICUREZZA DEL POZZO


- Montaggio unità di Slick line e pressure test.
- Discesa con Nipple protector retrieving tool. Recupero e estrazione
- Configurare le valvole subsea della XT prima di procedure con il settaggio dei crown plugs
- Discesa con il lower crown plug. Settaggio e pressure test seguendo procedura contrattista SPS
- Assemblaggio e discesa con upper crown plug. Settaggio e pressure test seguendo procedura contrattista SPS
- Attraverso IWOCs system effettuare pressure seal test tra i due plug:
 - ✓ Monitorare C/K lines del BOP per eventuali perdite dal Lower plug.
 - ✓ Monitorare eventuale ritorno di fluidi da Landing String ad indicazione di perdite dal Upper Crown plug
- Smontaggio attrezzatura slickline.

7.15.3 PRESSURE TEST CROCE DI PRODUZIONE

- Configurare le linee per effettuare il test di pressione.
- Effettuare il test di pressione di tutte le valvole della croce come da procedura del contrattista utilizzando base oil.
- Effettuare X-Tree preservation lasciando all'interno un fluido non corrosivo come da specifiche del fornitore della croce.

7.15.4 DISCONNESSIONE LANDING STRING


- Aprire ganasce inferiore del BOP ed effettuare disconnessione THRT dal tubing hanger seguendo procedura contrattista SPS
- Solleverare landing string e posizione slick joint ad altezza BOP upper annular.

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 57 DI 97					
			TECP-P-1-P-28768	AGGIORNAMENTI				
				1				

312. Chiudere BOP upper annular e iniziare a spiazzare base oil pompando brine attraverso rig choke line. Pompare almeno due volumi interni di landing string, fino a quando si osserva chiaramente brine al ritorno.
313. Fermare le pompe e aprire BOP. Disassemblaggio CTLF, SFH kill/production coflexes.
314. Recuperare landing string e SSTT in superficie.
315. Disassemblaggio SSTT e ombelicale. Iniziare preparativi per il recupero BOP.

7.15.5 DISCONNESSIONE IWOCS E BOP

316. Disconnettere IWOCS /WOUTA dalla X-Tree
- Scaricare pressione a tutto il sistema IWOCS e togliere alimentazione a SCM
 - Disconnettere con ROV HFL dal XT production stab plate e posizionarlo su WO-UTA park plate. Installare con ROV il MQC cap sulla XT PROD stab plate.
 - Disconnettere con ROV IWOCS EFL dalla XT SCM e posizionarlo su WO-UTA park plate. Installare con ROV EC cap nelle dedicate SCM EC
317. Disconnettere BOP, muovere rig in safe zone in modo da permettere a ROV di installare il corrosion tree cap sulla XT.
- Recuperare BOP, riser con WO-UTA/umbilical system.
 - Verificare che ROV sia equipaggiato di tutte le attrezzature necessarie per le operazioni di installazione tree cup.
 - Assicurarsi che non ci sia alcun VX gasket nel top della XT e che il profilo del non sia danneggiato
318. Installare con ROV tree cap come da procedura contrattista SPS.

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 58 DI 97					
			AGGIORNAMENTI					
		TECP-P-1-P-28768	1					

8. APPENDICE

8.1. PERFORMANCE DEL TUBINO E ANALISI EROSIONALE

Sono stati effettuati dei calcoli per la verifica delle performance del tubino e per confermare le dimensioni ottimali per il tubino e attrezzature di completamento.

È stata effettuata anche una verifica del rischio erosionale al fine di valutare la massima portata che la stringa può sostenere senza eccedere il limite erosionale del tubino.

A tale scopo è stato utilizzato il software Prosper.

I risultati delle analisi mostrano che il design di Completamento selezionato (incluso tutte le restrizioni lungo la stringa dovute alle attrezzature di fondo pozzo) non presenta alcuna limitazione alla produzione di fluidi in accordo agli attuali profili di produzione.

8.1.1 DATI DI INPUT

In questa sezione sono riportati i dati di input utilizzati per le analisi condotte.

Profili di Produzione

I profili di produzione impiegati per l'analisi sono quelli forniti dal dipartimento di Giacimenti. Di seguito vengono riportate solamente le tabelle relative alla portata totale di gas e di acqua, su base annuale.

	Yearly rate gas production (kSm3d) (considered on 365 days)						Yearly rate water production (Sm3d) (considered on 365 days)					
	Cassiopea1	Cassiopea2	Cassiopea3	Cassiopea	Argo	Totale	Cassiopea1	Cassiopea2	Cassiopea3	Cassiopea	Argo	Totale
2022	509	524	582	1615	465	2080	0	0	0	0	0	0
2023	1037	1024	1122	3183	943	4126	0	0	0	0	0	0
2024	927	951	1058	2936	899	3834	0	0	0	0	0	0
2025	757	881	995	2634	845	3478	0	0	0	0	0	0
2026	605	809	929	2344	751	3094	0	0	0	0	7	7
2027	537	742	868	2146	605	2752	0	0	0	0	18	18
2028	482	675	803	1961	206	2166	0	0	0	0	28	28
2029	298	493	678	1470	24	1493	0	0	0	0	26	26
2030	278	523	650	1451	0	1451	0	0	0	0	0	0
2031	174	504	603	1281	0	1281	0	0	6	6	0	6
2032	93	431	520	1044	0	1044	0	0	13	13	0	13
2033	52	320	280	652	0	652	2	0	19	21	0	21

Tabella 9 - Portata totale di acqua e gas su base annuale


Dati PVT

La tabella sottostante riassume i principali dati PVT utilizzati nell' analisi erosionale

Dato	Valore
Gas gravity (sp. Gravity)	0.56
Condensate Gravity (API)	45

Tabella 10 - Principali dati PVT per analisi erosionale

La seguente figura mostra in dettaglio i dati PVT.

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 59 DI 97				
			AGGIORNAMENTI				
		TECP-P-1-P-28768	1				

Dati di campionamento			
Intervallo :	1773-1785 m MD	Portata:	186913 Sm3/giorno
Punto di prelievo :	Separatore	Press. :	26.1 bar Temp. : 12 °C
Data di prelievo :	27/06/2008	Data di arrivo :	10/09/2008
Prelevato da :	Schlumberger	Bombola n. :	A2705

Risultati analitici			
COMPOSIZIONE CENTESIMALE		CARATTERISTICHE FISICHE CALCOLATE	
Gascromatografia (GPA 2286-95)		a 15 °C e 1.01325 bar (ISO 6976-1995)	
	%mol	Fatt. Comprimib.	0.9980
Azoto	0.70	Densita` (aria=1)	0.5586
Anidride carbonica	0.04	Massa Volumica kg/m3	0.6845
Idrogeno solforato	-	Potere calorifico superiore	
Metano	99.21	kcal/m3	8965
Etano	0.02	kJ/m3	37535
Propano	0.01	Potere calorifico inferiore	
I-Butano	0.01	kcal/m3	8071
N-Butano	<0.005	kJ/m3	33792
Neo-pentano	<0.005	Indice di Wobbe	
I-Pentano	0.01	kcal/m3	11994
N-Pentano	<0.005	kJ/m3	50216
Esani	<0.005	Nota: Il campione è risultato inquinato da aria (=3.1%mol) che è stata sottratta dalla composizione.	
Eptani	<0.005		
Ottani +	<0.005		

Figura 14 - Dettaglio dati PVT

Profilo di deviazione

La curva VLP è stata generata considerando il profilo di deviazione riportato nella sezione "Profilo di deviazione" nel presente documento.

Dettagli del completamento

Le analisi erosionali sono state condotte considerando il design di completamento riportato nelle precedenti sezioni.


8.1.2 METODOLOGIA DI CALCOLO DELL'ANALISI EROSIONALE

Per l'analisi erosionale è stato usato il metodo API RP 14E. Tale metodo definisce una velocità media di flusso accettabile come segue:

$$V = \frac{C}{\sqrt{\rho_m}}$$

In cui:

*Il presente documento è RISERVATO ed è proprietà di eni spa.
Esso non deve essere mostrato a terzi né sarà utilizzato per scopi diversi da quelli per i quali è stato emesso*

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 60 DI 97				
			AGGIORNAMENTI				
		TECP-P-1-P-28768	1				

V è la massima velocità accettabile espressa in ft/s;

ρ_m è la densità della miscela gas/liquido espressa in lbs/ft³;

C è una costante.

Il valore del fattore C dipende principalmente dal materiale del tubino. È stato considerato un valore del fattore C pari a 300 considerando il materiale del tubino e delle attrezzature di fondo pozzo (13 Cr). È stata valutata la massima portata di gas che può essere prodotta a diverse pressioni in testa (THP) per evitare l'erosione negli equipment di fondo pozzo.

L'analisi è stata condotta confrontando il limite erosionale con la portata di gas del profilo di produzione. Il WGR (Water Gas Ratio) che influenza fortemente il limite erosionale, è stato incluso nell'analisi. Per ogni punto del profilo di produzione è stato calcolato il fattore C per tutta la profondità del tubino e confrontato con il fattore C limite.

8.1.3 RISULTATI DELL'ANALISI EROSIONALE


Il design di completamento è stato verificato con successo sulla base dei dati di input ricevuti e in accordo ai parametri riportati nella seguente tabella.

I risultati delle analisi mostrano che il design di completamento selezionato non presenta alcuna limitazione alla produzione di fluidi in accordo agli attuali profili di produzione.

La seguente tabella sono riportati i limiti erosionali a diverse pressioni di testa (THP), dati i valori di WGR e CGR.

CASSIOPEA 2DIR		
THP	Limite Erosionale	WGR
[bar]	[Ksm ³ /d]	(sm ³ /sm ³)
30	985	3,29902E-06
40	1110	3,29902E-06
50	1240	3,29902E-06
60	1365	3,29902E-06
70	1490	3,29902E-06
80	1580	3,29902E-06
90	1700	3,29902E-06
100	1740	3,29902E-06
Condizioni: C factor limit: 300; CGR = 0 sm ³ /sm ³		

Tabella 11 - Limiti Erosionali Cassiopea 2Dir

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 61 DI 97						
			AGGIORNAMENTI						
		TECP-P-1-P-28768	1						

8.2. TUBING STRESS ANALYSIS

I risultati ottenuti dalla tubing stress analysis evidenziano che la stringa di completamento selezionata (3 1/2", 9.2#, 80ksi) risulta completamente adeguata a sostenere tutti i carichi previsti, con alti valori di coefficienti di sicurezza.

8.2.1 DATI DI INPUT

Dati di Giacimento

Tipologia di idrocarburo: CH4

Temperatura statica di testa pozzo STHT: 5 °C

Temperatura statica di fondo pozzo SBHT: 43,2 °C

Pressione statica di fondo pozzo: 204 kg/cm2 @ 1637 mTVDSS

Profondità: 1570 m (lunghezza UC)

Profondità d'acqua: 586 m.

Dati di completamento

Tubino: 3 1/2", 9.2#, 13Cr 80 ksi

Densità Packer Fluid: 1.03 kg/l

Pressione iniziale di settaggio production Packer: 1500 psi

Intermediate completion Packer seal bore: 4 in

Profilo Pozzo & Casing design:

I dati relativi al profilo pozzo e al casing design sono riportati nel Capitolo3.

Condizioni di carico analizzate

1. Avvio della produzione

Portata: 1.200.000 Sm3/d

Pressione statica di fondo pozzo: 204 kg/cm2 @ 1637 mTVDSS

Tempo: 2 giorni.

2. Produzione a regime

Portata: 1.200.000 Sm3/d

Pressione statica di fondo pozzo: 204 kg/cm2 @ 1637 mTVDSS

Tempo: 1 anno.

3. Chiusura calda

Pressione statica di fondo pozzo: 204 kg/cm2 @ 1637 mTVDSS


Tempo: 1 minuto.

4. Chiusura fredda

Pressione statica di fondo pozzo: 204 kg/cm2 @ 1637 mTVDSS

Il presente documento è RISERVATO ed è proprietà di eni spa.

Esso non deve essere mostrato a terzi né sarà utilizzato per scopi diversi da quelli per i quali è stato emesso

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 62 DI 97						
			AGGIORNAMENTI						
		TECP-P-1-P-28768	1						

Tempo: 1 giorno

5. Stimolazione acida (acid job)

Portata di iniezione: 10 bpm

Volume: 50 m³

Pressione dinamica fondo pozzo 230 kg/cm² @ 1637 mTVDSS

Inlet temperature: 15 °C

Tipo di acido: HCl 15%

Densità acido: 1.03 kg/l

6. Killing del pozzo (bullheading)

Portata di iniezione: 5 bpm

Volume: 40 m³

Inlet temperature: 15 °C

Densità killing fluid: 1,40 kg/l

7. Perdita dal tubino (Tubing leak)

La condizione di Perdita dal tubino (tubing leak) è stata considerata per le seguenti situazioni:

- Perdita dal tubino durante la produzione (Tubing leak during production).

8. Tubing evacuation

È stata analizzata la condizione di svuotamento del tubino.

9. Overpull

Overpull: 40 t

Coefficienti di design ENI

Eni "Completion Design Procedure" STAP-P-1-M-26543-rev-02 definisce i coefficienti di sicurezza (Design Factor) da utilizzare nella tubing stress analysis in corrispondenza delle seguenti condizioni di carico:


Scoppio (Burst): 1.3

Collasso: 1.125

Tensione assiale: 1.4

Compressione assiale: 1.4

Triassiale: 1.25

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 63 DI 97				
			TECP-P-1-P-28768	AGGIORNAMENTI			
				1			

8.2.2 RISULTATI

La figura sottostante mostra lo schema di completamento utilizzato per i calcoli di stress analysis.

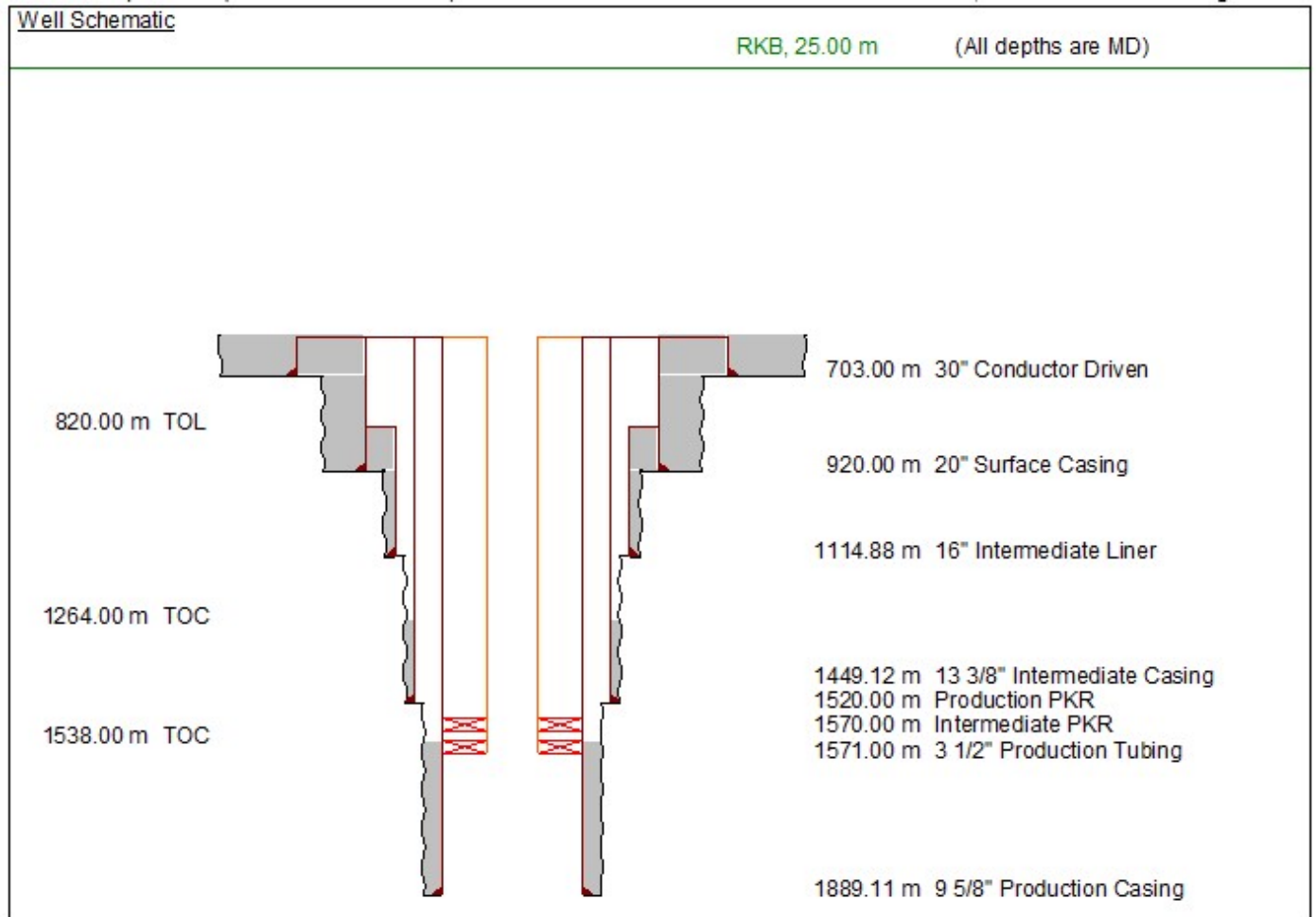


Figura 15 - Schema di completamento per i calcoli di stress analysis

I grafici sottostanti mostrano che la stringa risulta essere completamente verificata ai carichi considerati.

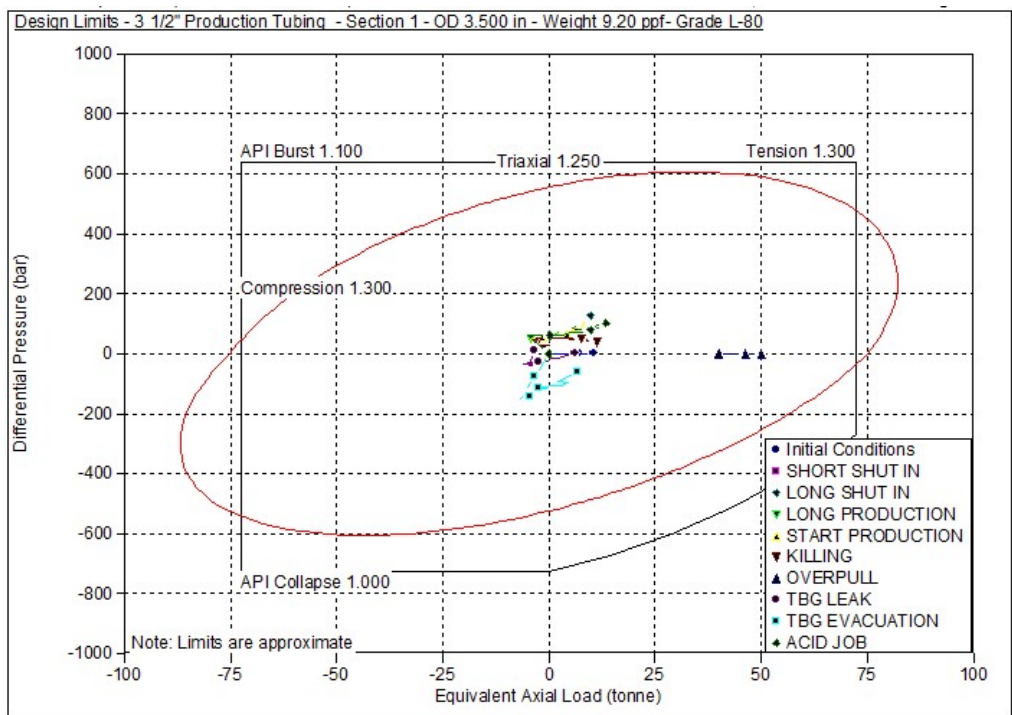


Figura 16 - Grafico design limits tubino

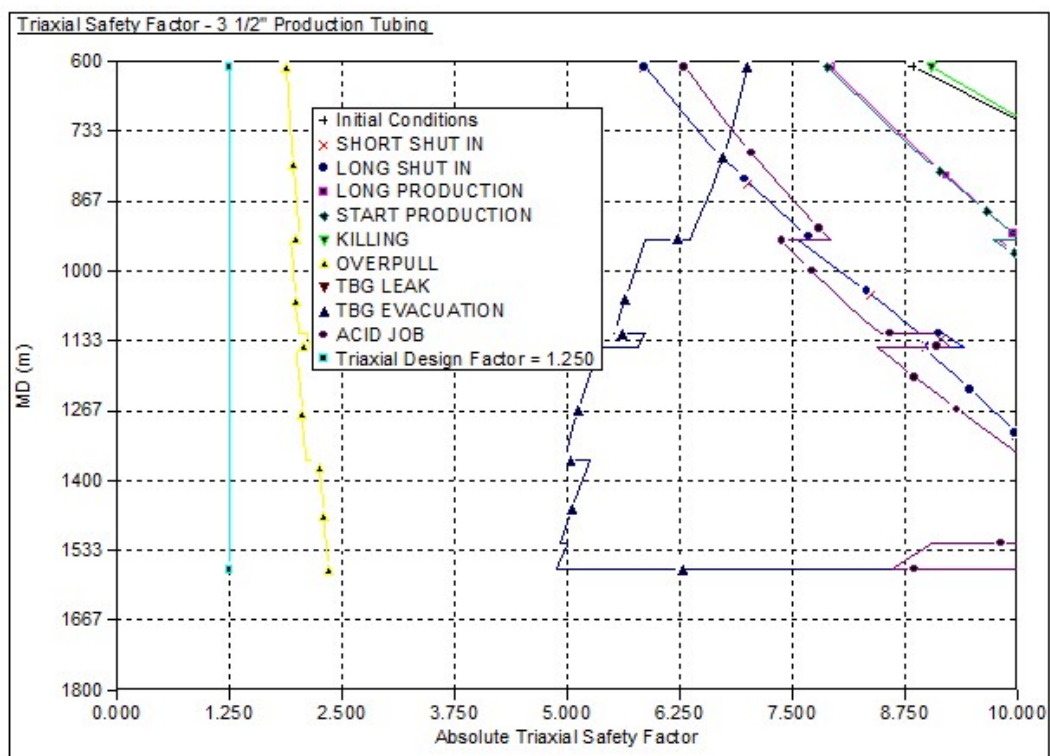


Figura 17 - Triaxial Safety Factor

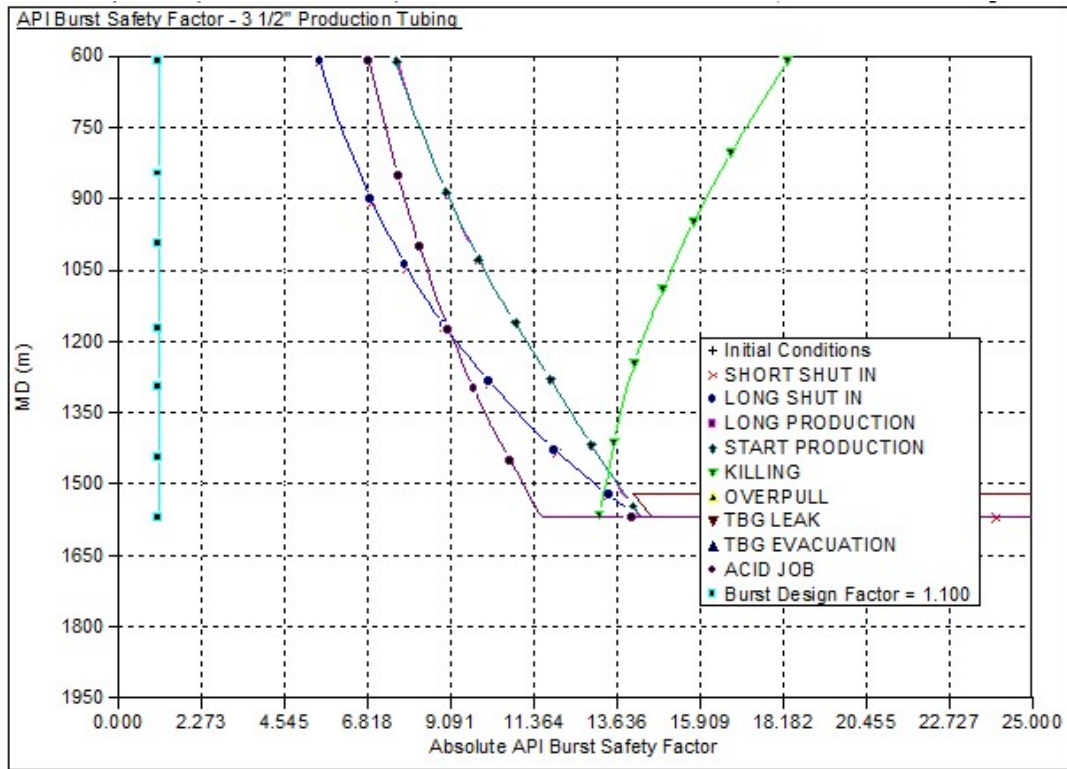


Figura 18 - Burst Safety Factor

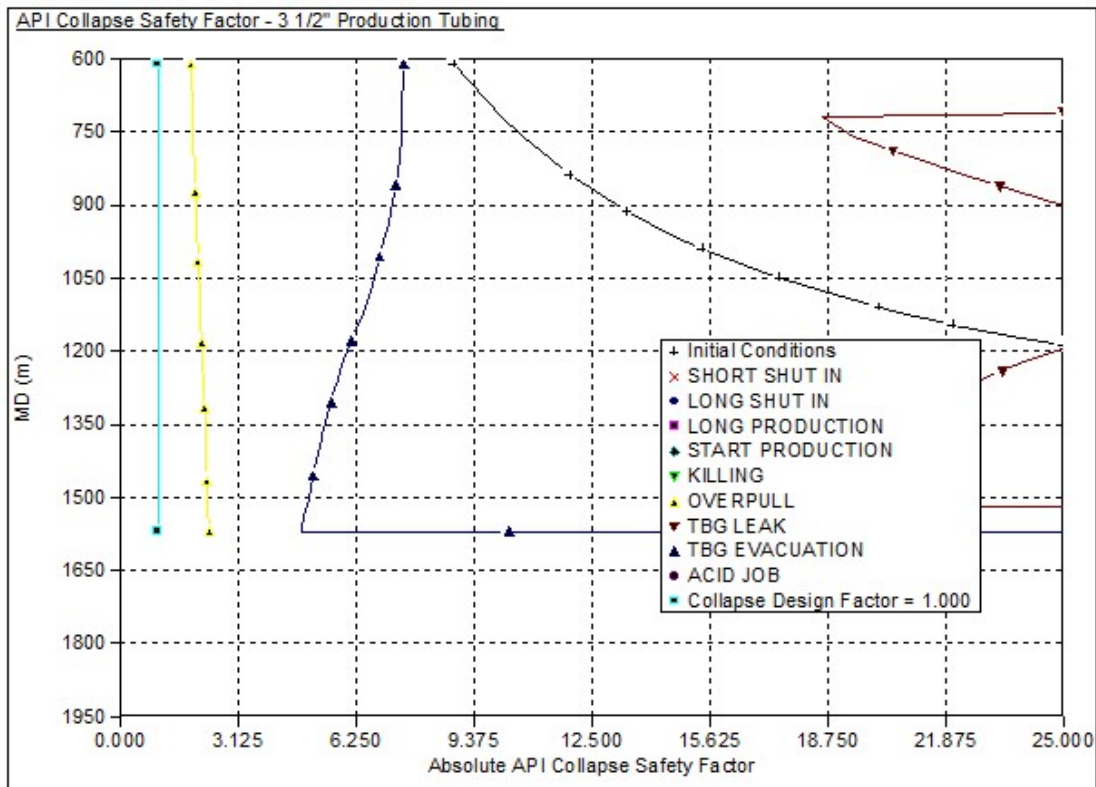


Figura 19 - Collapse Safety Factor

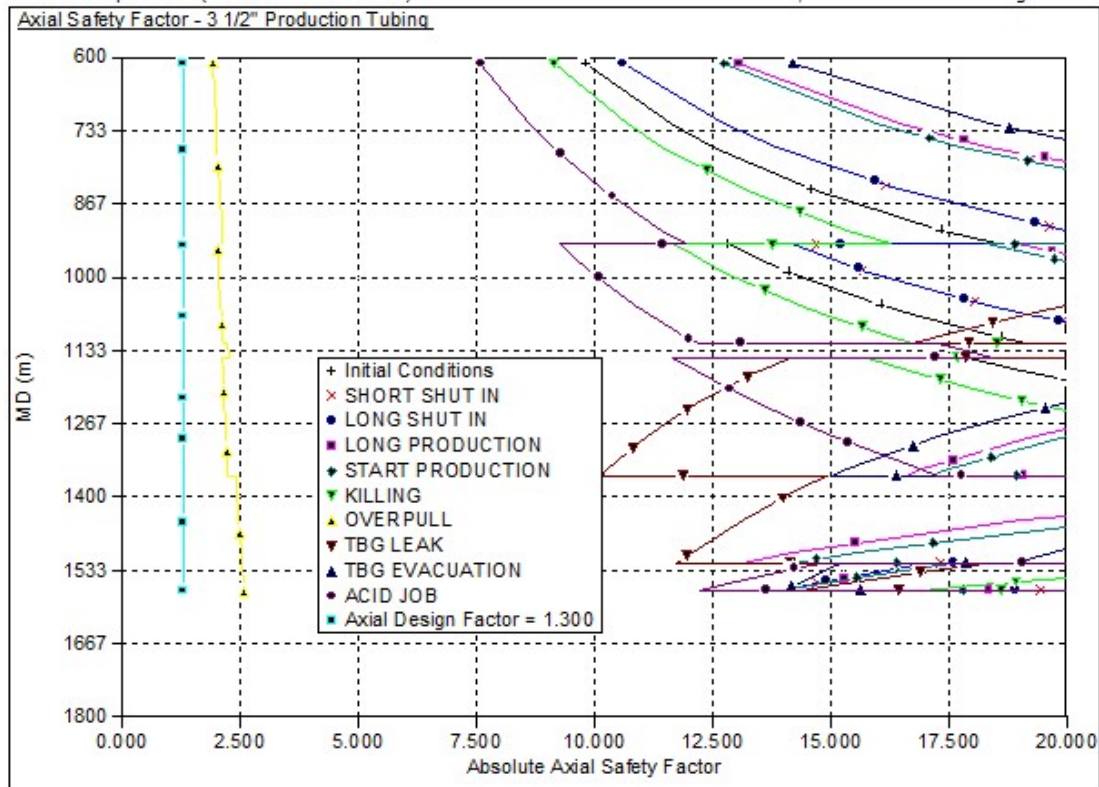


Figura 20 - Axial Safety Factor

Il tubino di completamento è stato verificato anche nella condizione di carico di pressure test attraverso un custom load.

Considerato il tubino di completamento 3 1/2", 9.2#, 80ksi con un diametro interno di 2.992", è stato calcolato il carico assiale generato dal pressure test della stringa a 5000 psi. È stato ottenuto un valore di circa 35000 lbs (16 t) in testa. Tale valore è inferiore al valore utilizzato per verificare il carico di Overpull (40 t) pertanto, la stringa di completamento risulta resistere ai carichi esercitati durante il pressure test.

Nota: I valori di pressure test degli elementi verranno confermati una volta definiti i contrattisti e le pressioni necessarie per i vari tool.

8.2.3 CARICHI AI PACKER

Le figure sottostanti mostrano i carichi a cui sono sottoposti il Packer di produzione e il Packer dell'isolation string.

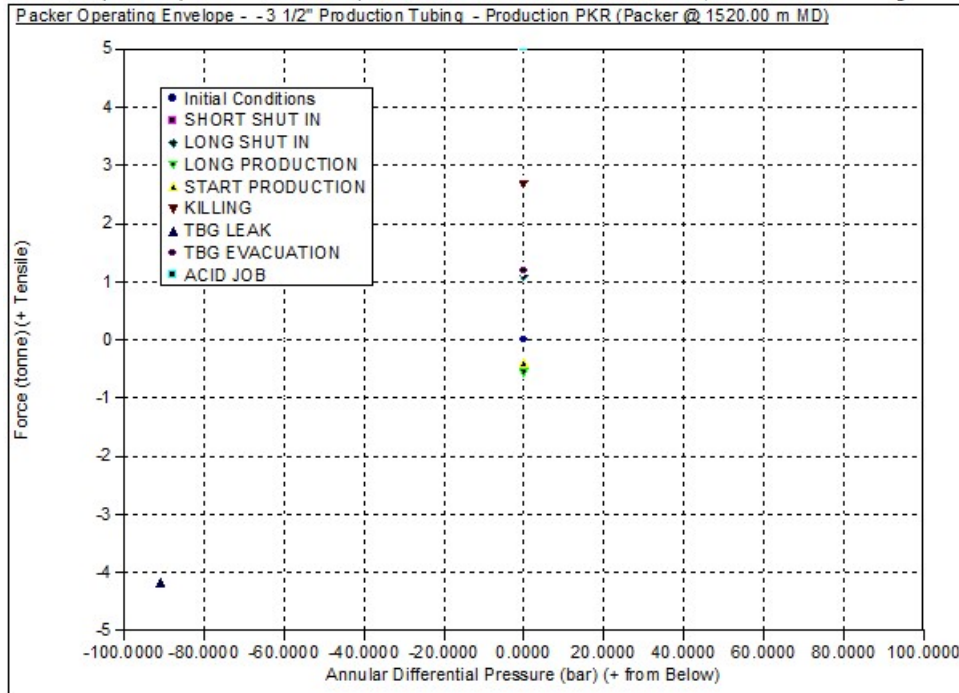


Figura 21 - Carichi Packer di produzione

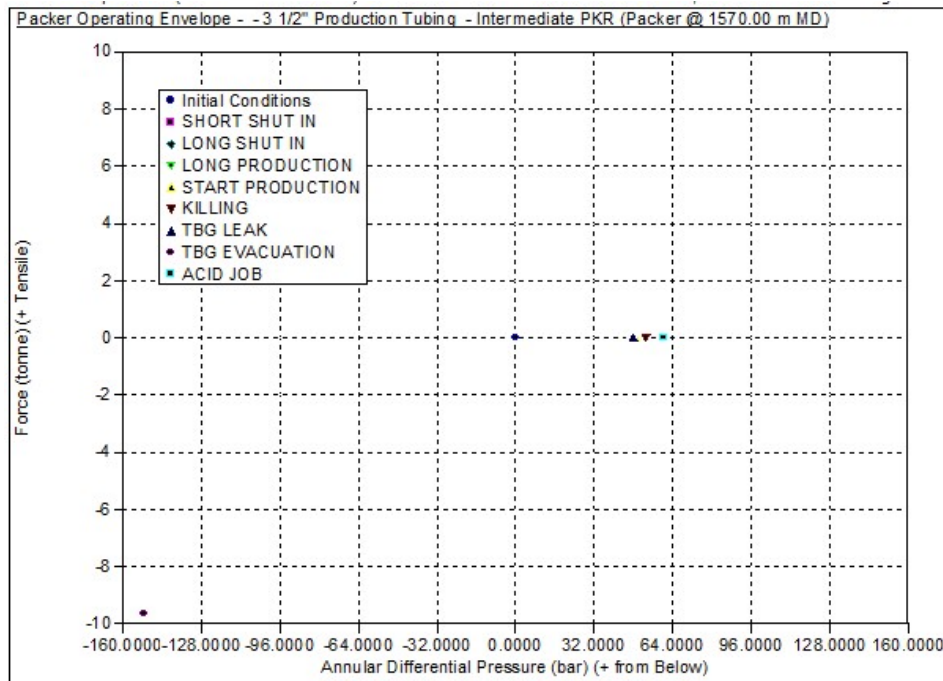


Figura 22 - Carichi Isolation String Packer

Nota: I packer envelope saranno forniti una volta definiti i contrattisti per tali attrezzature.

8.2.4 COMPLETION STRING PRESSURE TEST (DOPO SETTAGGIO DEL PRODUCTION PKR)

È stata effettuata un'analisi dedicata che tiene conto della presenza della Landing String (8 5/8" 49# P-110). È stato considerato il caso di pressure test con Base Oil all'interno della stringa e pressione di test di 5000 psi.

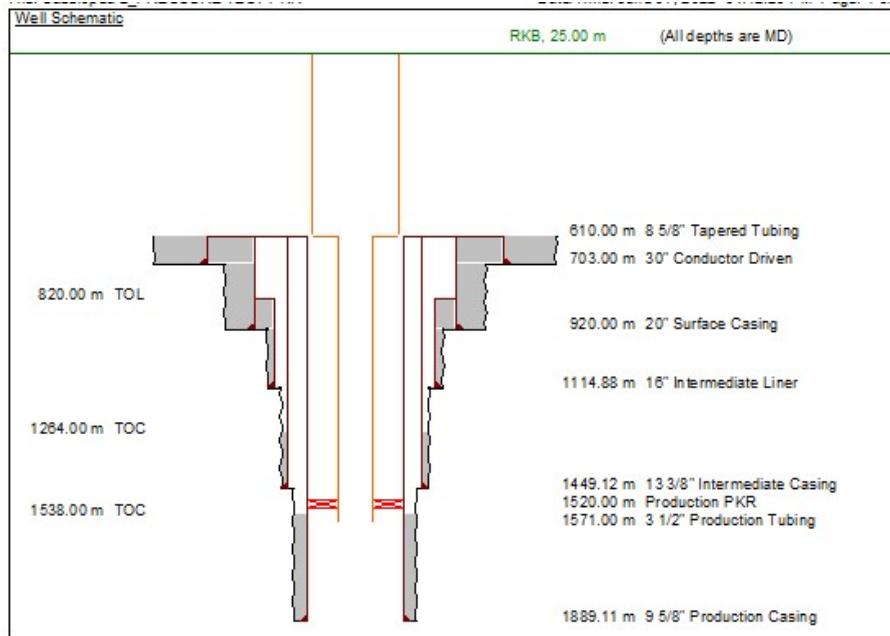


Figura 23 - Schema pozzo pressure test tubino dopo settaggio PKR

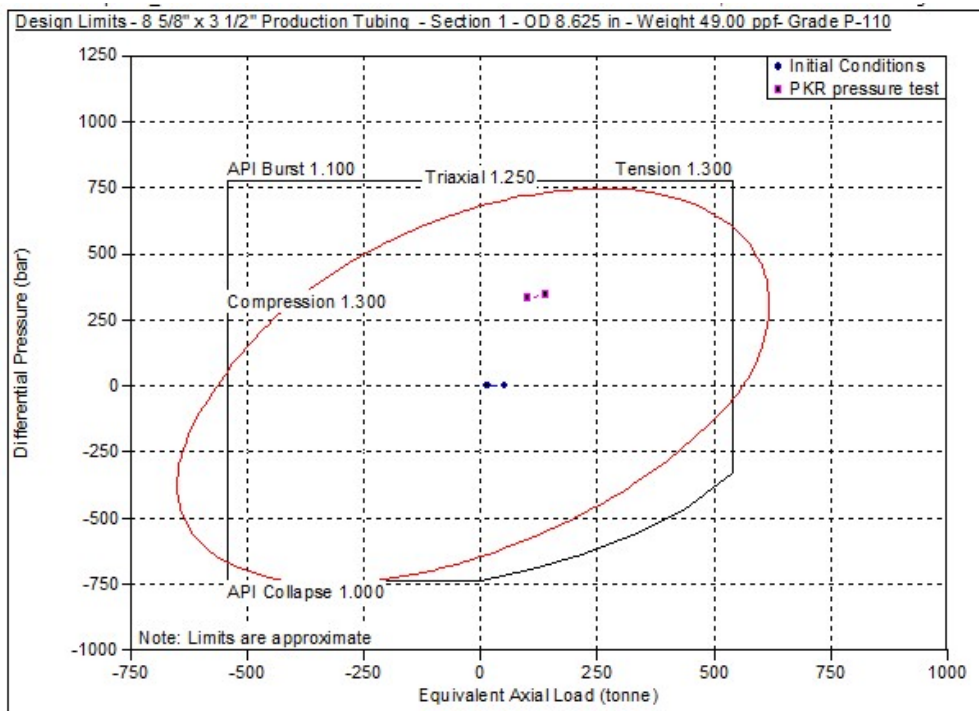


Figura 24 - Design Limit Landing String pressure test dopo settaggio PKR



eni spa

PERF

SIGLA DI IDENTIFICAZIONE

PAG 69 DI 97

AGGIORNAMENTI

TECP-P-1-P-28768

1

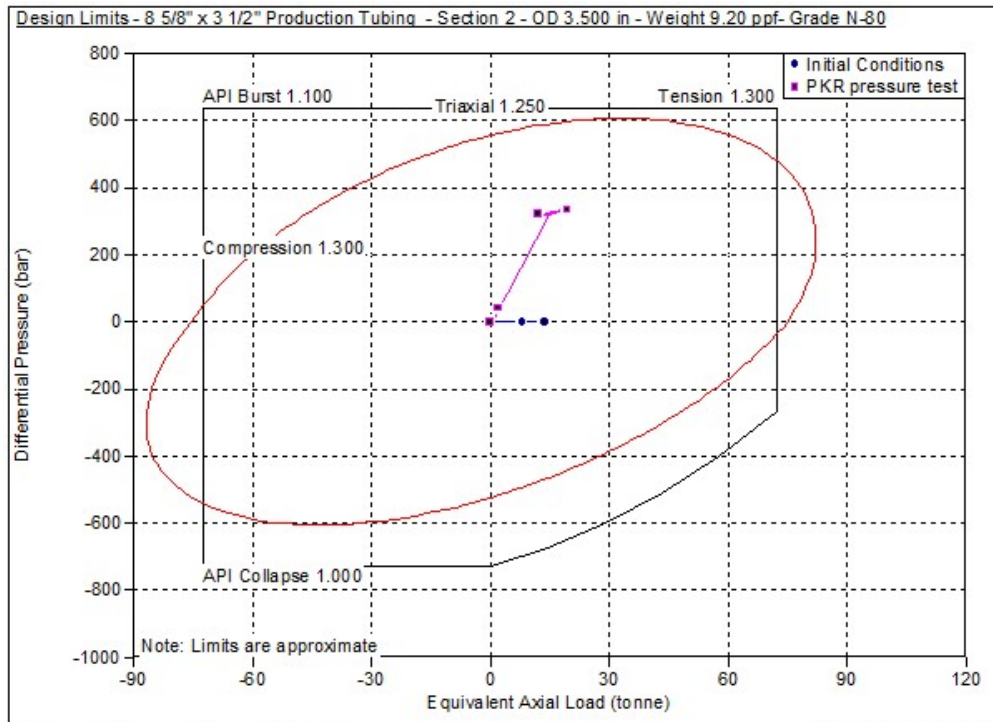


Figura 25 - Design Limit Completion String pressure test dopo settaggio PKR

Nota: I valori di pressure test degli elementi verranno confermati una volta definiti i contrattisti e le pressioni necessarie per i vari tool.

Il presente documento è RISERVATO ed è proprietà di eni spa.

Esso non deve essere mostrato a terzi né sarà utilizzato per scopi diversi da quelli per i quali è stato emesso

8.3. WELL BARRIER SCHEMATICS

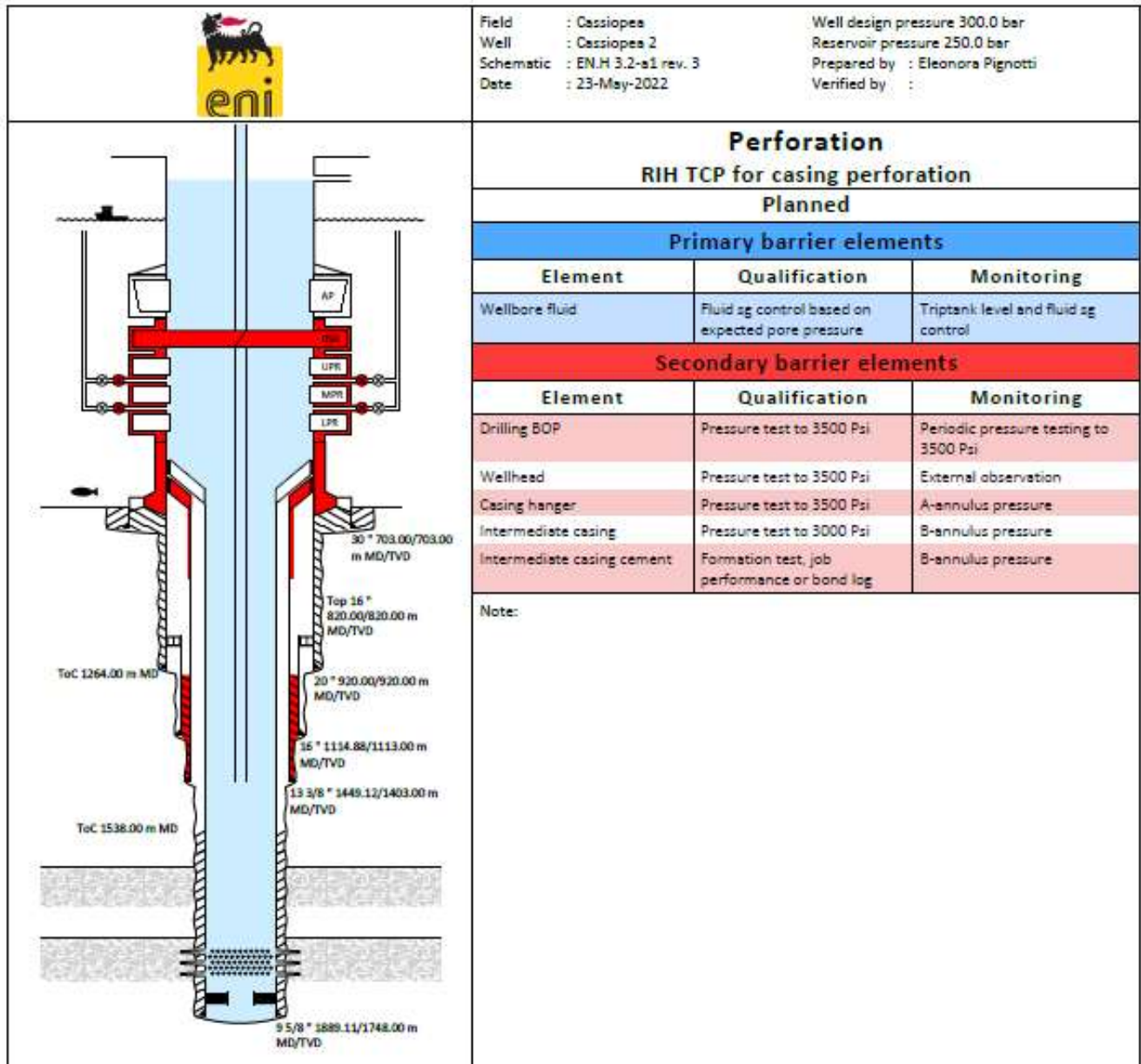


Figura 26 - WBS durante la discesa TCP

Nota: i valori di pressure test degli elementi verranno confermati una volta definiti i contrattisti e le pressioni necessarie per i vari tool

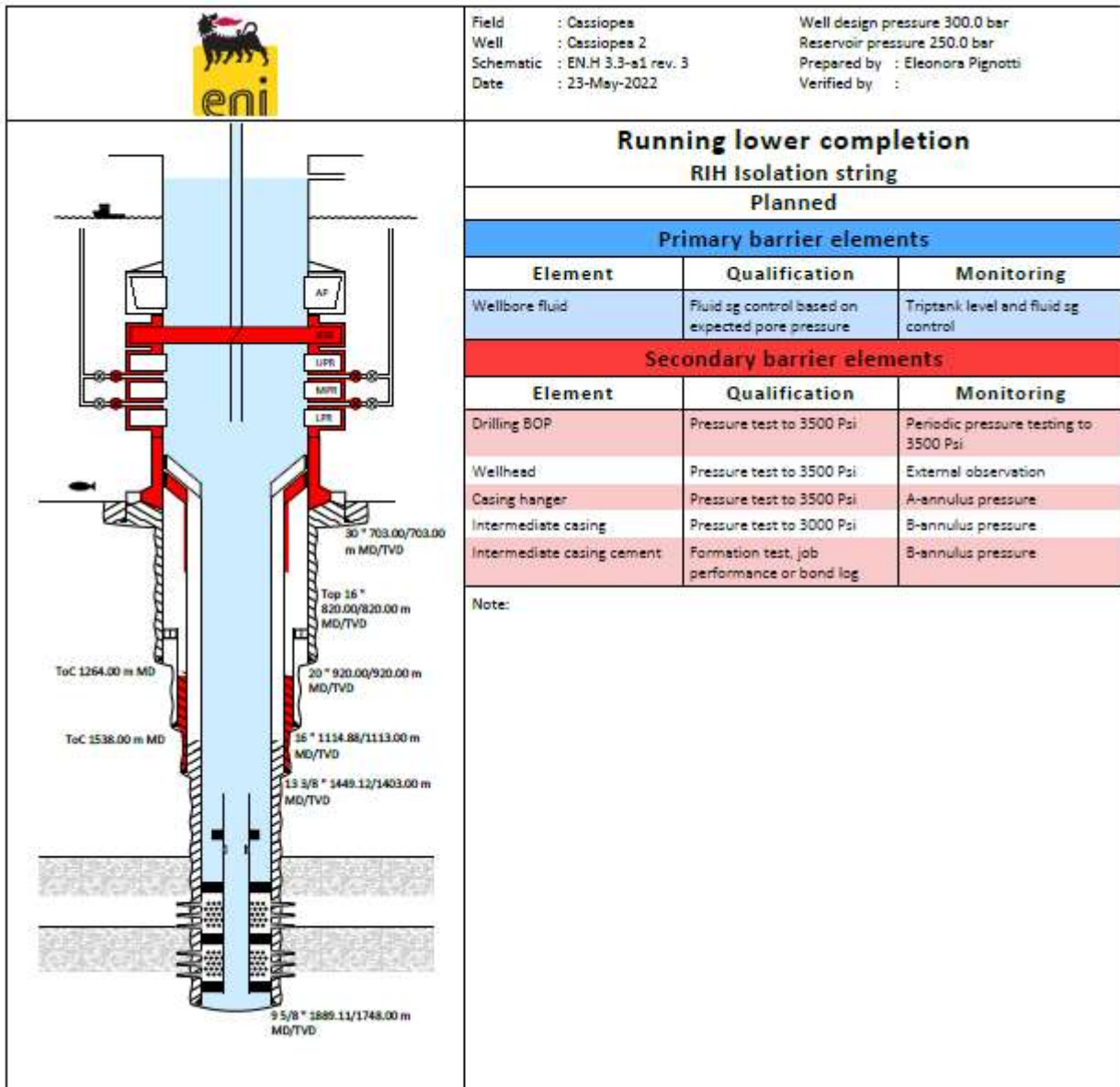


Figura 27 - WBS durante la discesa Isolation string

Nota: i valori di pressure test degli elementi verranno confermati una volta definiti i contrattisti e le pressioni necessarie per i vari tool

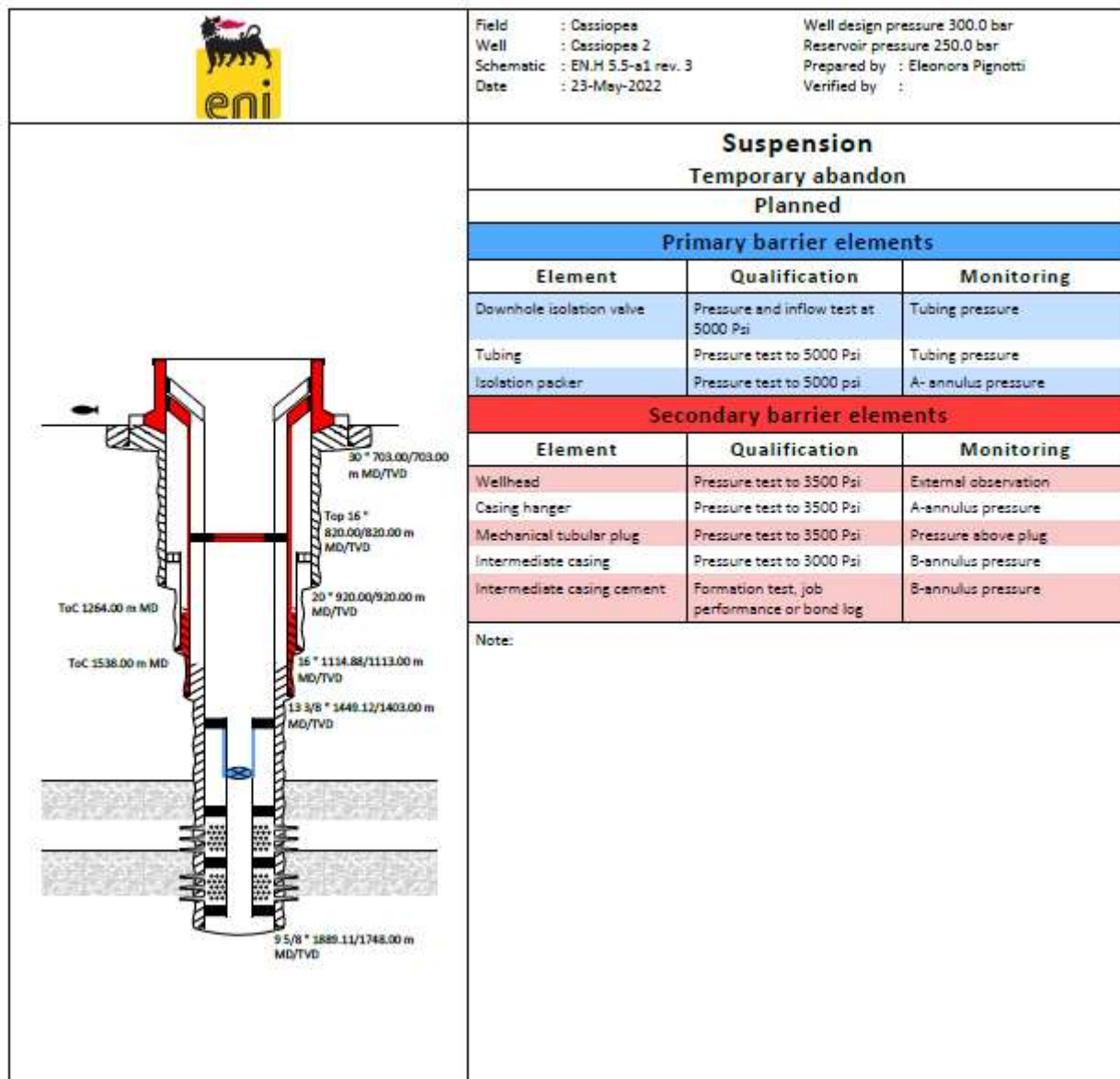


Figura 28 - WBS durante l'abbandono temporaneo

Nota: i valori di pressure test degli elementi verranno confermati una volta definiti i contrattisti e le pressioni necessarie per i vari tool



eni spa

PERF

SIGLA DI IDENTIFICAZIONE

PAG 73 DI 97

AGGIORNAMENTI

TECP-P-1-P-28768

1

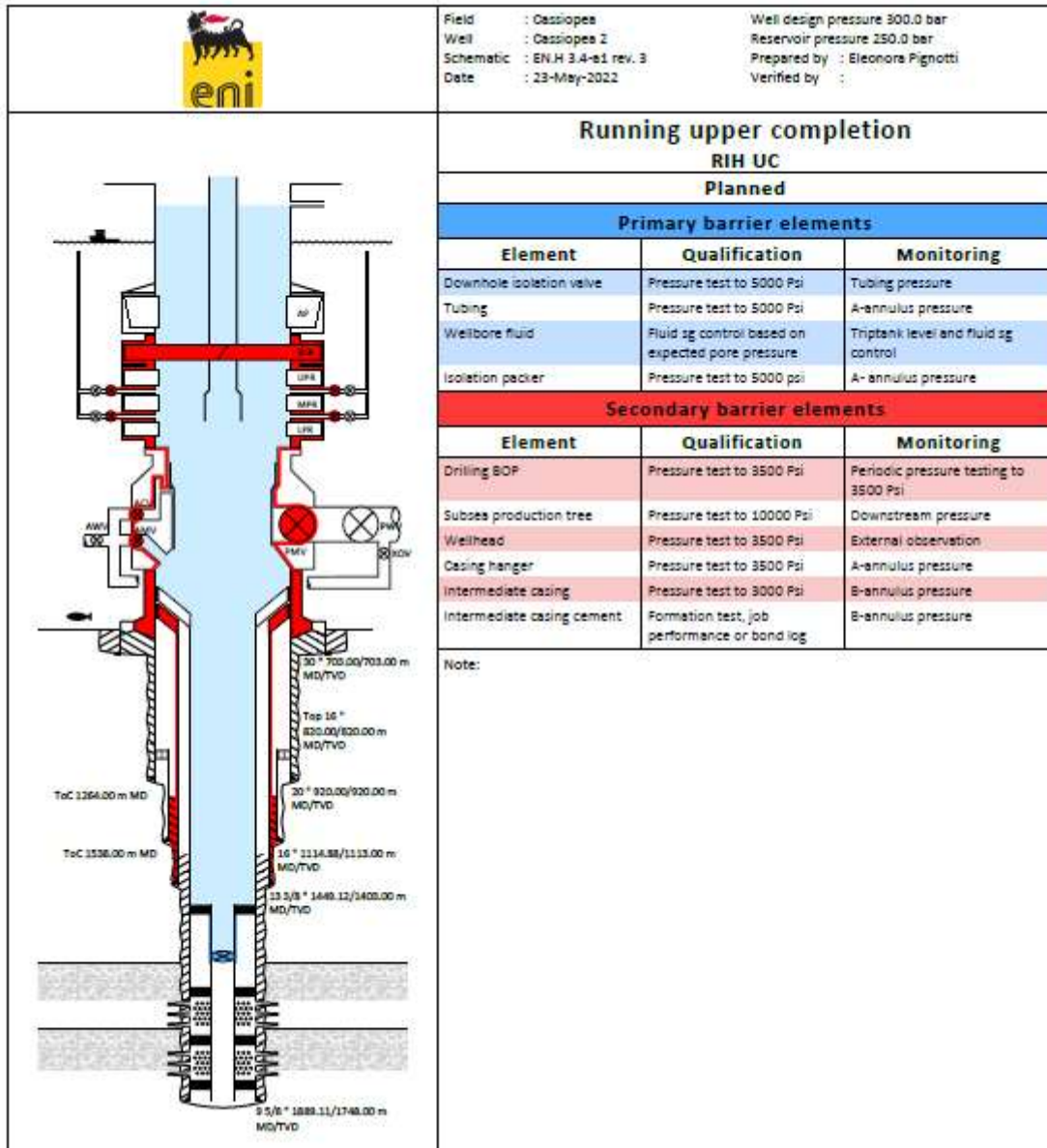


Figura 29 - WBS durante la discesa Upper Completion

Nota: i valori di pressure test degli elementi verranno confermati una volta definiti i contrattisti e le pressioni necessarie per i vari tool

Il presente documento è RISERVATO ed è proprietà di eni spa.

Esso non deve essere mostrato a terzi né sarà utilizzato per scopi diversi da quelli per i quali è stato emesso



eni spa

PERF

SIGLA DI IDENTIFICAZIONE

PAG 74 DI 97

AGGIORNAMENTI

TECP-P-1-P-28768

1

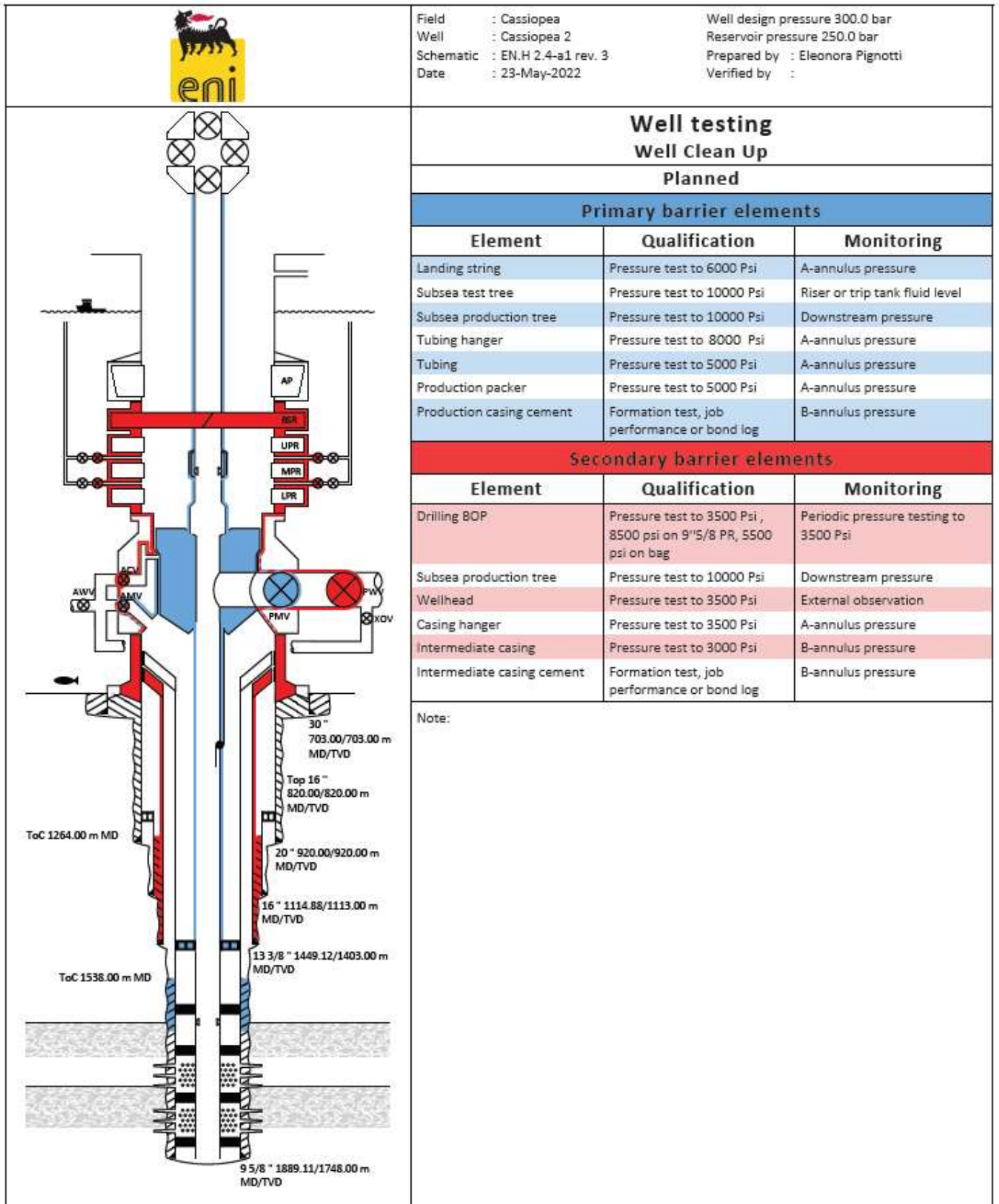



Figura 30 - WBS durante il Well Testing

Il presente documento è RISERVATO ed è proprietà di eni spa.
Esso non deve essere mostrato a terzi né sarà utilizzato per scopi diversi da quelli per i quali è stato emesso

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 75 DI 97			
			AGGIORNAMENTI			
		TECP-P-1-P-28768	1			

Nota: i valori di pressure test degli elementi verranno confermati una volta definiti i contrattisti e le pressioni necessarie per i vari tool

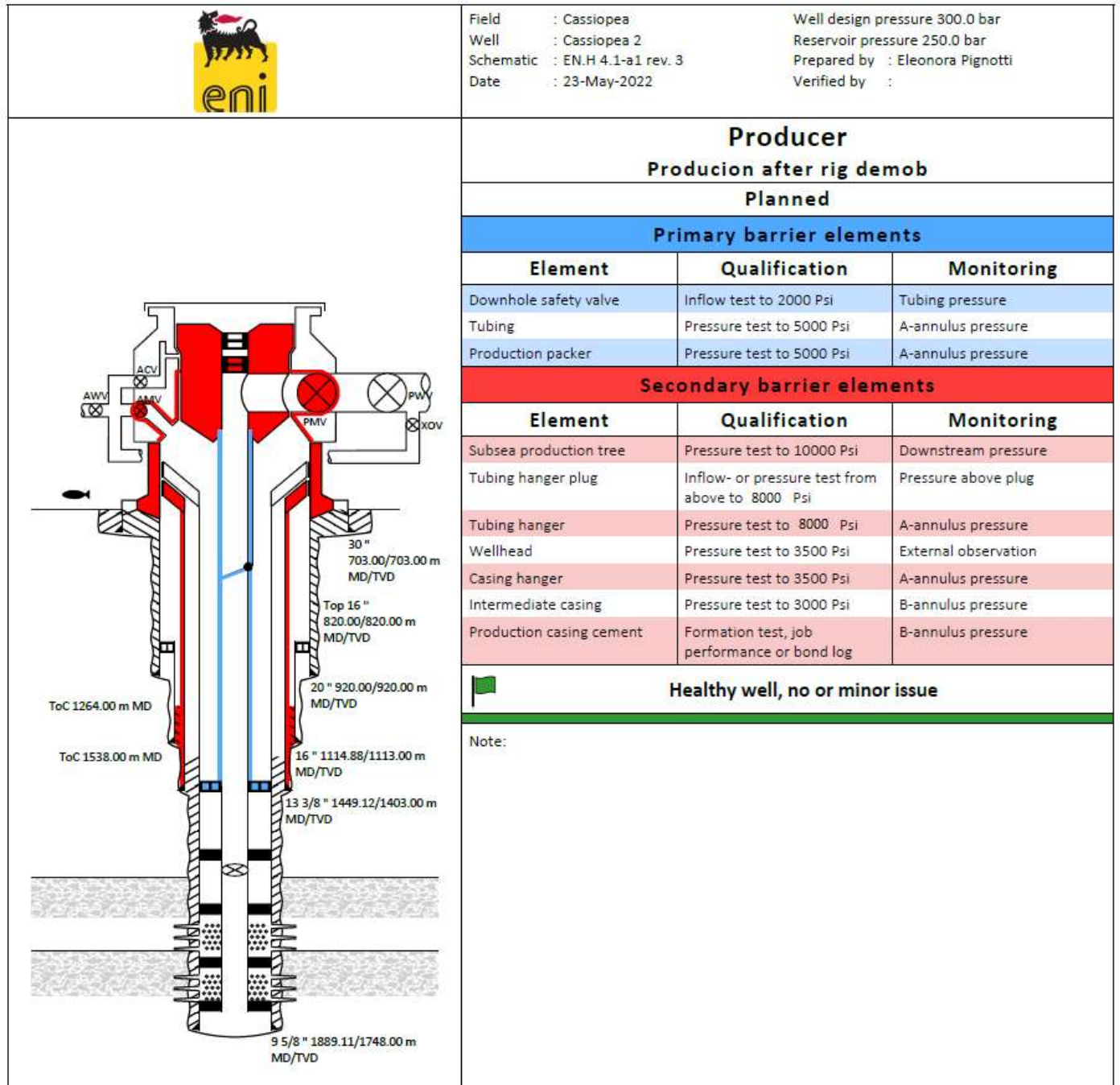


Figura 31 - WBS dopo il rig demob


Nota: i valori di pressure test degli elementi verranno confermati una volta definiti i contrattisti e le pressioni necessarie per i vari tool

8.4. DATI TUBINO

8.4.1 CONNESSIONI



Figura 32 - 3 1/2" Tubing connection

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 77 DI 97				
			AGGIORNAMENTI				
		TECP-P-1-P-28768	1				

8.5. LOWER E INTERMEDIATE COMPLETION EQUIPMENT

8.5.1 SUMP PACKER

Il Sump Packer permette un riferimento/correlazione dei fucili, un riferimento per la lower completion e di effettuare i lavori GIF e Cased Hole Gravel Pack. Esso rispetta le seguenti condizioni:

- Meccanismo di settaggio: Electric Line (meccanismo primario), Idraulico (contingency)
- Design Validation grade: V3
- Working pressure (produzione): 7500 psi
- Treating pressure (screen out): 10000 psi

8.5.2 GRAVEL PACK PACKER

Il Gravel Pack Packer è la barriera primaria “tubing to casing” durante le operazioni di sand control.

Le sue caratteristiche sono:

- Il settaggio e il test avvengono con il Crossover tool
- Essere removibile (retrievable)
- Design validation grade V3
- Avere la caratteristica “rotational lock”
- Permettere un facile rientro per operazioni through tubing
- Possibilità di circolazione durante il RIH senza rischio di set prematuro o danneggiamento degli elastomeri
- Working pressure (produzione): 7500 psi
- Treating pressure (screen out): 10000 psi

8.5.3 GRAVEL PACK EXTENSION AND PORT CLOSING SLEEVE

Lo scopo del Gravel Pack extension è fornire un flow path sopra e sotto il Gravel Pack Packer per effettuare i lavori di ICGP e GIF.

Esso ha le seguenti caratteristiche:

- Spostare le gravel port in posizione di chiusura quando il service tool è tirato attraverso l’assembly
- Collapse pressure: 10000 psi
- Differential pressure: 10000 psi

8.5.4 ANNULAR FLUID LOSS CONTROL VALVE

L’Annular Fluid Loss control valve ha lo scopo di isolare il flusso annulare proveniente dal livello superiore. Il meccanismo primario di apertura è idraulico con cicli di pressione.

Essa ha le seguenti caratteristiche:


- Body collapse minimum pressure rating: 5000 psi
- Differential Pressure: 5000 psi

8.5.5 TUBING FLUID LOSS CONTROL DEVICE

Il Tubing Fluid Loss Control device ha lo scopo di isolare il flusso proveniente dal livello inferiore. Il meccanismo di apertura primario è idraulico con cicli di pressione.

Esso ha le seguenti caratteristiche:

- Body collapse minimum pressure rating: 5000 psi
- Differential Pressure: 5000 psi

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 78 DI 97				
			AGGIORNAMENTI				
		TECP-P-1-P-28768	1				

8.6. UPPER COMPLETION EQUIPMENT

8.6.1 TR-SCSSV

La profondità di settaggio della TR-SCSSV è stata valutata considerando la profondità d'acqua e la zona di formazione degli idrati. Per tutti i pozzi del Cassiopea Project è stata considerata una profondità di settaggio di circa 400 m sotto la Mudline.

Per tale profondità possono essere utilizzate sia una "heavy spring safety valve" sia una "ultra-deep safety valve". Tuttavia, per la "heavy spring safety valve", durante le operazioni di settaggio del production Packer le pressioni in gioco sono oltre il rating dei sistemi di controllo ed occorrerebbe usare ad una "hold open sleeve" per tenerla aperta.

La "ultra-deep safety valve", invece, per la sua caratteristica di essere "insensitive" alla profondità e alla Tubing pressure, può garantire pressioni operative minori in ogni condizione.

Independentemente dal tipo di valvola, la TR-SCSSV deve rispettare le seguenti condizioni:

- "non-self equalizing" per evitare problemi di formazioni di idrati, erosione o perdite attraverso il sistema di equalizzazione quando la flapper è chiusa
- Dimensione maggiore o uguale a 3 ½" per non rappresentare restrizioni al flusso.
- Working pressure/pressione differenziale 5000 psi.

TR-SCSSV control lines

Le TR-SCSSV Control Lines saranno conformi alla STAP M-1-SS-20300.

Ogni control line rispetta le caratteristiche riportate in tabella:

Caratteristiche TR-SCSSV Control Lines	
OD – Spessore [in]	¼ – 0.049
Materiale	UNS N08825
Tipo (seamless/welded)	Seamless
Encapsulation / Bare	Encapsulated

Tabella 12 - Caratteristiche TR-SCSSV Control Lines

Le Control Lines sono compatibili con i Tubing Hanger Fittings.


I materiali usati per le "encapsulation" delle Control line saranno compatibili con il completion e packer fluid utilizzati.

8.6.2 PACKER DI PRODUZIONE 9 5/8" X 3 1/2" (CON FEED THROUGH S E FITTINGS)

Il Packer di produzione è conforme alla STAP M-1-SS-14495

Il packer di produzione avrà le seguenti caratteristiche:

- V0 Design Validation Grade
- Essere recuperabile attraverso il taglio del mandrino interno (retrievable cut to release)
- meccanismo di settaggio idraulico
- Working pressure 5000 psi e pressione differenziale di 5000 psi
- Massima pressione di settaggio prevista 4000 psi.
- Avere minimo 5 feedtroughs per le line idrauliche delle flow control valves ed elettriche dei downhole gauges

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 79 DI 97						
			AGGIORNAMENTI						
		TECP-P-1-P-28768	1						

- Sopra e sotto il production packer verranno installati dei landing nipple.

8.6.3 INTELLIGENT COMPLETION

La selezione della configurazione ottimale per il sistema di completamento intelligente è stata effettuata considerando:

- Le caratteristiche di giacimento: layer di sabbia con differenti regimi di pressione e saturazioni d'acqua.
- Il limite sul numero di Production PKR feedthroughs per il passaggio di control line.
- Presenza di diversi sistemi di Sand control.
- Limite sulle diametrie dovute agli screen dei sistema Sand Control,

Come già presentato nella sezione dedicata al Design di completamento, il pozzo Cassiopea 2 presenta due FCV con le seguenti caratteristiche:

Upper Annular Flow Control Valve

- Size 3 ½"
- Valvola di tipo Multistep
- Sistema di controllo interamente idraulico.

Lower shrouded Flow Control Valve

- Size 3 ½"
- Valvola di tipo Multistep
- Shroud inclusa
- Sistema di controllo interamente idraulico.

FCVs hydraulic control lines

le control lines idrauliche per le FCVs hanno le stesse caratteristiche di quelle già presentate per la TR-SCSSV. Si rimanda pertanto a tale sezione.


8.6.4 CHEMICAL INJECTION MANDREL

Un chemical injection mandrel è presente sopra il production packer per proteggere la stringa di completamento dalla formazione di scale. Esso presenta le seguenti caratteristiche:

- Working Pressure: 5000 psi
- Opening pressure 1000-2000 psi
- Presenza di un pressure test device (rupture disc o similari)
- Presenza di una double check valve

Chemical injection line

La chemical injection line presenta le caratteristiche riportate nella seguente tabella:


 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 80 DI 97						
			AGGIORNAMENTI						
		TECP-P-1-P-28768	1						

Caratteristiche Chemical Injection Lines	
OD – Spessore [in]	3/8” – 0.049
Materiale	UNS N08825
Tipo (seamless/welded)	Seamless
Encapsulation / Bare	Encapsulated

Tabella 13 - Caratteristiche Chemical Injection Line

Le Control Lines sono compatibili con i Tubing Hanger Fittings.

I materiali usati per le “encapsulation” delle Control line saranno compatibili con il completion e packer fluid utilizzati.

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 81 DI 97				
			AGGIORNAMENTI				
		TECP-P-1-P-28768	1				

8.7. HORIZONTAL X-TREE

Le croci di produzione saranno di tipo orizzontale e verranno fornite come parte del contratto SPS (Subsea Production System) gestito dal Development Dept.

Le seguenti figure riassumono le specifiche tecniche della Horizontal XT.

Table 4: EHXT Specification

Bore Sizes	Production bore - 5 1/8" API nominal Annulus bore - 2 1/16" API nominal
Pressure Rating	10,000 psi
Design Life	20 years
Water Depth Rating	3000 m
API PSL	API 6A / 17D PSL 3G
Design Temperature	-18°C to 121°C (See Section 3.9) -29°C to 121°C downstream of choke
API Material Class	Production bore - HH trim Annulus bore - EE trim (up to XOV)
Installation Mode	Guideline-less (GLL) with drill pipe or wireline 2 degree max relative tilt to Wellhead Maximum Landing speed 0.5m/s
Top Connection	18 3/4" H4 Mandrel with VX / FX-II gasket profile
Bottom Connection	18 3/4" 10K Titus VI Connector with VX gasket profile
Flowline Connection	UCON-H-10 (KC4-10) ID6 Hub (Horizontal)
Downhole Lines	2x Surface Controlled Subsurface Safety Valve (SV1 and SV2) 1x Scale Inhibitor line (CID1) 4x Smart Well Control (ISSF1, ISSF2, ISSF3 and ISSF4) 1x Downhole Pressure / Temperature Transducer (DHPTT) 1x Spare - Plugged at the XT Penetrator
XT Chemical Injection Lines	2x MEG line between PMV and PWV
XT mounted Controls	1x Production Dual Pressure / Temperature Sensor between PMV and PWV 1x Production Dual Pressure / Temperature Sensor between Choke and FIV 1x Annulus Dual Pressure / Temperature Sensor between AMV, AWV and AAV 1x MEG Injection Dual Pressure Sensor upstream CIIV
	1x ASD upstream of choke 1x Single core CITV for MEG injection 1x Single core CITV for downhole Scale Inhibitor injection
XT Valves	Refer to Section 3.3.8
Weight	≤ 40 MT (Total Shipping configuration)
Footprint	Approx. 5.4m x 3.9m (with FM)

Figura 33 – Riassunto specifiche Horizontal XT



 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 82 DI 97				
			AGGIORNAMENTI				
			1				
TECP-P-1-P-28768							

Table 6: Tree Valves Specification

Label	Specification	Actuation	Material Class	Comment
PMV	TechnipFMC AH-700 Actuated Gate Valve, 5 1/8" - 10K	Hydraulic FSC with Linear Override	HH Trim	Integral to CVB
PWV	TechnipFMC AH-700 Actuated Gate Valve, 5 1/8" - 10K	Hydraulic FSC with Linear Override	HH Trim	Integral to PWB
FIV	TechnipFMC M132 Manual Gate Valve, 5 1/8" - 10K	Rotary, Multi-turn	HH Trim	Integral to PSDV Block
XOV	TechnipFMC AH-700 Actuated Gate Valve, 2 1/8" - 10K	Hydraulic FSC with Linear Override	HH Trim	Integral to CVB
AMV	TechnipFMC AH-700 Actuated Gate Valve, 2 1/8" - 10K	Hydraulic FSC with Linear Override	HH Trim	Integral to CVB
AAV	TechnipFMC AH-700 Actuated Gate Valve, 2 1/8" - 10K	Hydraulic FSC with Linear Override	HH Trim	Integral to CVB
AWV	TechnipFMC AH-700 Actuated Gate Valve, 2 1/8" - 10K	Hydraulic FSC with Linear Override	HH Trim	Integral to AWB
AVV	TechnipFMC SVA500 Actuated Gate Valve, 1" - 10K	Hydraulic FSC with Linear Override	HH Trim	Block mounted
CIT1 (MEG)	TechnipFMC SVA500 Actuated Gate Valve, 1/2" - 10K	Hydraulic FSC with Linear Override	HH Trim	Block mounted
CIT2 (MEG)	TechnipFMC SVA500 Actuated Gate Valve, 1/2" - 10K	Hydraulic FSC with Linear Override	HH Trim	Block mounted
CID1 (SI)	TechnipFMC SVA500 Actuated Gate Valve, 1/2" - 10K	Hydraulic FSC with Linear Override	HH Trim	Panel mounted
CIIV (MEG)	TechnipFMC SVA500 Actuated Gate Valve, 1/2" - 10K	Hydraulic FSC with Linear Override	HH Trim	Panel mounted
CISV	TechnipFMC SVA500 Actuated Gate Valve, 1/2" - 10K	Hydraulic FSC with Linear Override	HH Trim	Panel mounted
THD	LB Bentley Manual Rotary Gate Valve, 1/2" - 10K	Rotary, 1/4 turn	HH Trim	Block mounted
TCT	Oliver Needle Valve, Manual, 1/2" - 15K	Rotary, Multi-turn	25% Cr Body	Block mounted

Figura 34 - Tabella riassuntiva valvole HXT (1)

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 83 DI 97				
			AGGIORNAMENTI				
		TECP-P-1-P-28768	1				

Label	Specification	Actuation	Material Class	Comment
THST	Oliver Needle Valve, Manual, 1/2" - 15K	Rotary, Multi-turn	25% Cr Body	Block mounted
SV1	Oliver Needle Valve, Manual, 1/2" - 15K	Rotary, Multi-turn	HH Trim	Panel mounted
SV2	Oliver Needle Valve, Manual, 1/2" - 15K	Rotary, Multi-turn	HH Trim	Panel mounted
CPT	Oliver Needle Valve, Manual, 1/2" - 15K	Rotary, Multi-turn	HH Trim	Panel mounted
CBV	Oliver Needle Valve, Manual, 1/2" - 15K	Rotary, Multi-turn	HH Trim	Panel mounted
SIIV	Oliver Needle Valve, Manual, 1/2" - 15K	Rotary, Multi-turn	HH Trim	Panel mounted
VXP	Oliver Needle Valve, Manual, 1/2" - 15K	Rotary, Multi-turn	HH Trim	Panel mounted
CSTIV	Oliver Needle Valve, Manual, 1/2" - 15K	Rotary, Multi-turn	HH Trim	Panel mounted
ISSSF1	TechnipFMC SVA500 Actuated Gate Valve, 1/2" - 10K	Hydraulic FSC with Linear Override	HH Trim	Panel Mounted
ISSSF2	TechnipFMC SVA500 Actuated Gate Valve, 1/2" - 10K	Hydraulic FSC with Linear Override	HH Trim	Panel Mounted
ISSSF3	TechnipFMC SVA500 Actuated Gate Valve, 1/2" - 10K	Hydraulic FSC with Linear Override	HH Trim	Panel Mounted
ISSSF4	TechnipFMC SVA500 Actuated Gate Valve, 1/2" - 10K	Hydraulic FSC with Linear Override	HH Trim	Panel Mounted
MEG1IV	OEM Ball Valve, 1/2"-10K	Rotary, 1/4 turn	HH Trim	Panel Mounted
MEG2IV	OEM Ball Valve, 1/2"-10K	Rotary, 1/4 turn	HH Trim	Panel Mounted
MEG3IV	OEM Ball Valve, 1/2"-10K	Rotary, 1/4 turn	HH Trim	Panel Mounted
SI2IV	OEM Ball Valve, 1/2"-10K	Rotary, 1/4 turn	HH Trim	Panel Mounted
ARM	OEM Ball Valve, 3/8"-6K	Rotary, 1/4 turn	CC Trim	Panel Mounted
SAM	OEM Ball Valve, 3/8"-6K	Rotary, 1/4 turn	CC Trim	Panel Mounted

Figura 35 - Tabella riassuntiva valvole HXT (2)

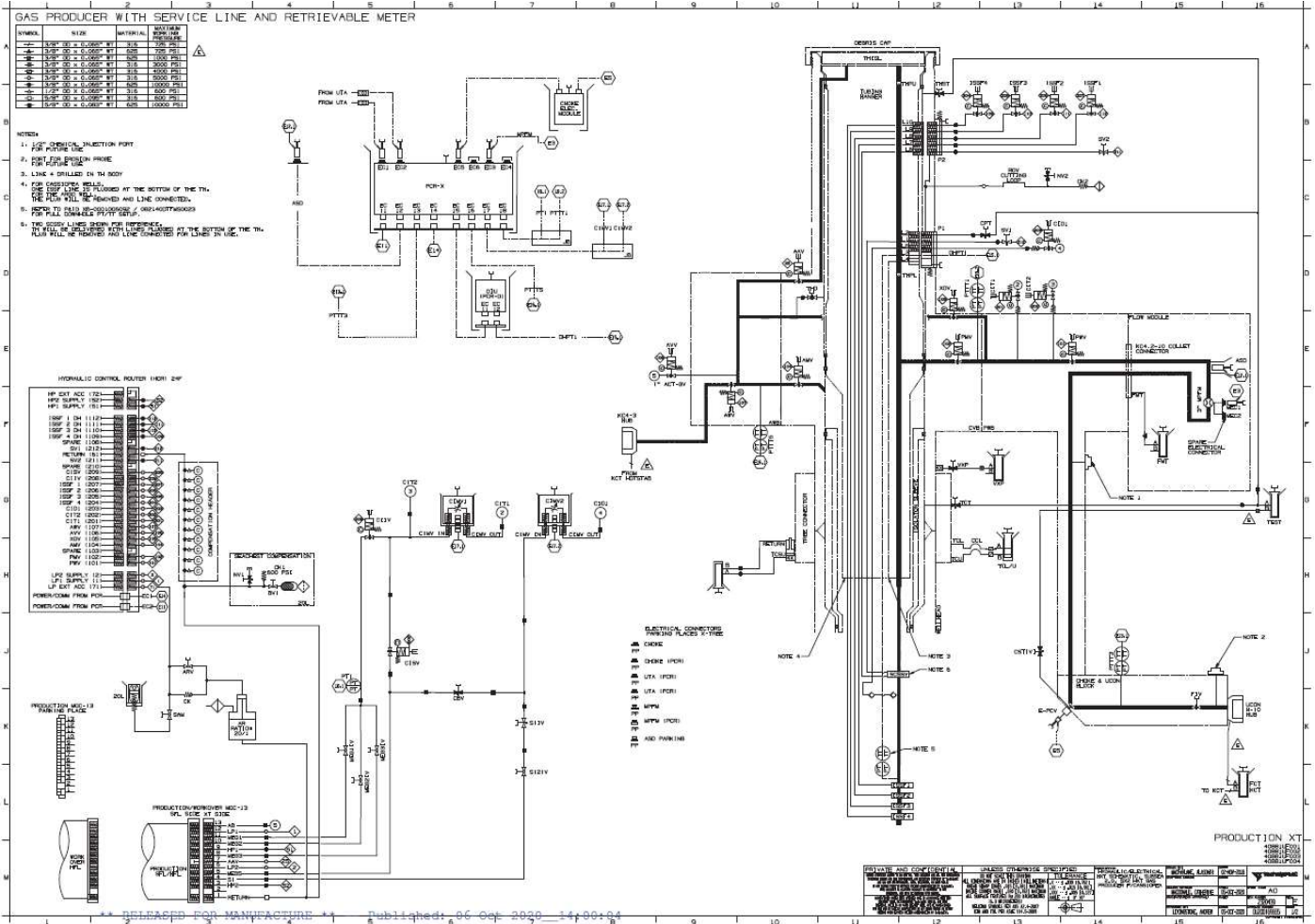


Figura 36 - Horizontal XT schematic (1)



eni spa

PERF

SIGLA DI IDENTIFICAZIONE

PAG 85 DI 97

AGGIORNAMENTI

TECP-P-1-P-28768

1											
---	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

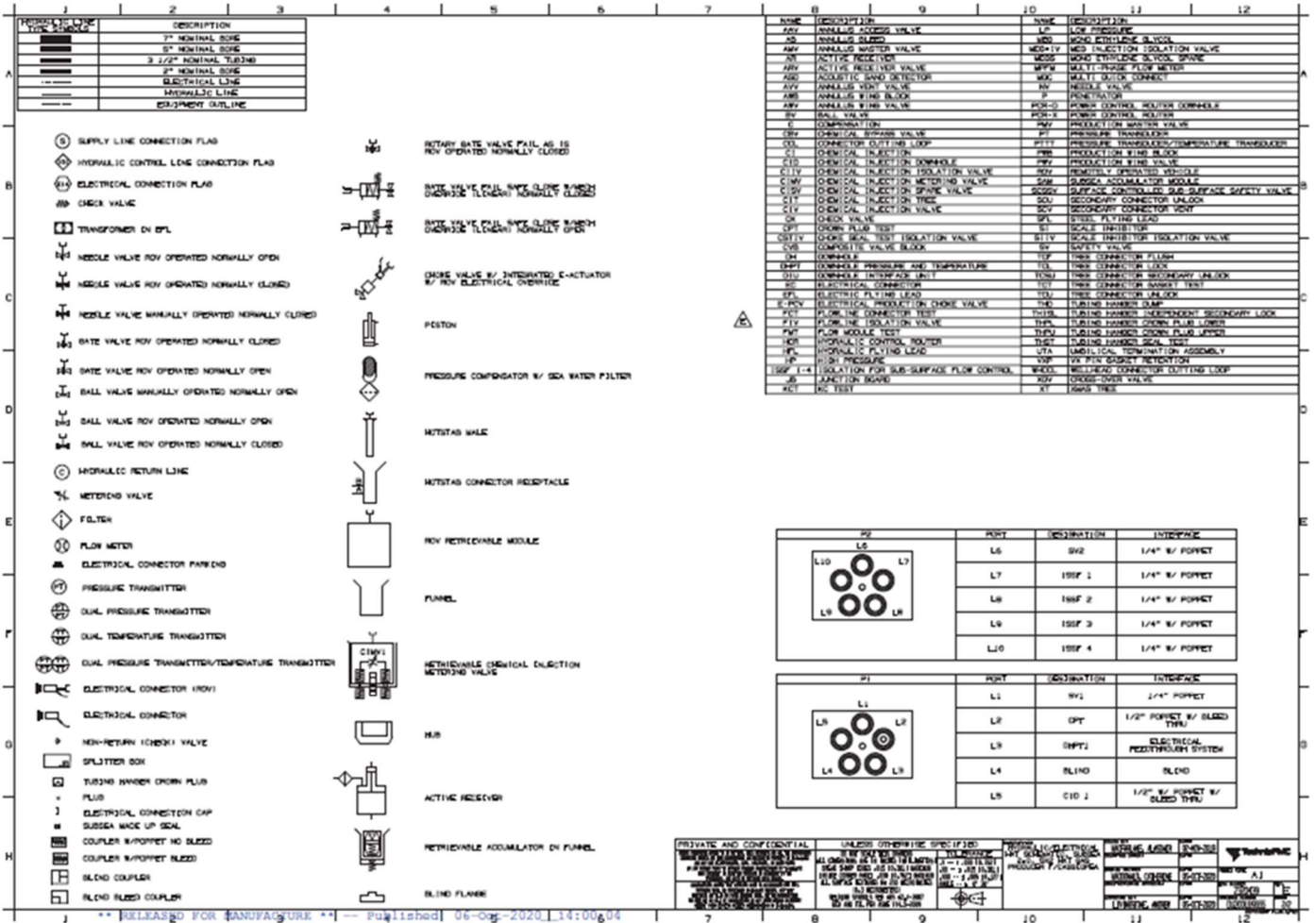



Figura 37 - Horizontal XT schematic (2)

La documentazione completa a supporto delle specifiche tecniche dell' HXT sarà resa disponibile in versione finale durante le operazioni.

Il presente documento è RISERVATO ed è proprietà di eni spa.

Esso non deve essere mostrato a terzi né sarà utilizzato per scopi diversi da quelli per i quali è stato emesso

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 86 DI 97			
			AGGIORNAMENTI			
		TECP-P-1-P-28768	1			


8.8. TUBING HANGER

Il tubing hanger verrà fornito insieme alla HXT come parte del contratto SPS (Subsea Production System) gestito dal Development Dept.


Il Tubing Hanger sarà già preassemblato con un pup joint al di sotto con le stesse caratteristiche del tubino di produzione.

Le seguenti figure riassumono le specifiche tecniche del Tubing Hanger.

Subsea 2.0™ EHXT Tubing Hanger



Subsea EHXT Tubing Hanger



Standard Features Overview

<ul style="list-style-type: none"> Production Bore Working Pressure: 10,000 psi Downhole Lines Working Pressure: 12,500 psi Primary Barrier Seals: Metal-to-Metal with elastomeric secondary seal. Penetrator Gallery Seals (second barrier to prod.): dual elastomeric seals or Metal-to-Metal with elastomeric secondary seal. Dual Crown Plug arrangement, each with Primary Metal-to-Metal Seals with non-metallic secondary sealing. Test porting between plugs to verify barrier integrity. Product Specification Level for Core TH Assembly: PSL3G Testing: API Standard Hold Durations. Hydrostatic tests: 3 & 15 mins. Gas tests: 15 mins 	<ul style="list-style-type: none"> Full-bore completion system: 18.565" nominal OD. Containment Capacity: 1.5 X Working Pressure below Tubing Hanger Torque Capacity: 35,000 ft-lbs (2.0 EHXT); 20,500 ft-lbs (EHXT) Annulus flow-by: 1.50" nominal bore equivalent Capacity for 2 Premium Thread recuts Design Life: up to 25 years Designed and manufactured to API 17D 2nd Edition Service Class: H₂S, NACE MR0175 / ISO 15156 HHxFF TH Secondary lockdown via THISL THRT Interface tensile capacity: 1,000,000 lbs
---	--

Installation

<ul style="list-style-type: none"> Tooling Interface: Subsea 2.0™ EHXT TH utilizes legacy Vertical System tooling (EVDT Full Bore) whilst EHXT TH utilizes legacy Horizontal System tooling (EHXT). During installation, the THRT provides indication at the surface of the environmental barrier integrity and verification of the lock mandrel location. Hydraulic THRT operates at 4,000psi but can withstand operating pressures up to 6,000 psi. TH can be pulled with THRT or with THMRT. 	<ul style="list-style-type: none"> TH passively orientates within the horizontal subsea Tree. The Fine Alignment Key provides final alignment and rotational resistance. TH is hydraulically set and rigidly locked down into tree spool body Downhole lines configured and locked in/isolated at surface prior to run in hole Tubing string can be pulled and workovers can be performed without removal of the tree
---	---

Figura 38 - Tubing hanger specifiche tecniche



eni spa

PERF

SIGLA DI IDENTIFICAZIONE

PAG 87 DI 97

AGGIORNAMENTI

TECP-P-1-P-28768

1

ITEM	DESCRIPTION	QTY	PART NUMBER
1	TUBING HANGER ASSEMBLY	1	P400004747
2	CROSSOVER SUB & COUPLERS	1	P400000000 & P400000000 MATERIAL: 1.4310 (LENGTH: 1.5m)
3	SHOWER SUB	1	P400000004 MATERIAL: 1.4310 (LENGTH: 1.5m)

DATE	BY	DESCRIPTION	REVISION
15/04/2021	1
15/04/2021	2
15/04/2021	3
15/04/2021	4
15/04/2021	5
15/04/2021	6
15/04/2021	7
15/04/2021	8
15/04/2021	9
15/04/2021	10
15/04/2021	11
15/04/2021	12
15/04/2021	13
15/04/2021	14
15/04/2021	15
15/04/2021	16
15/04/2021	17
15/04/2021	18
15/04/2021	19
15/04/2021	20

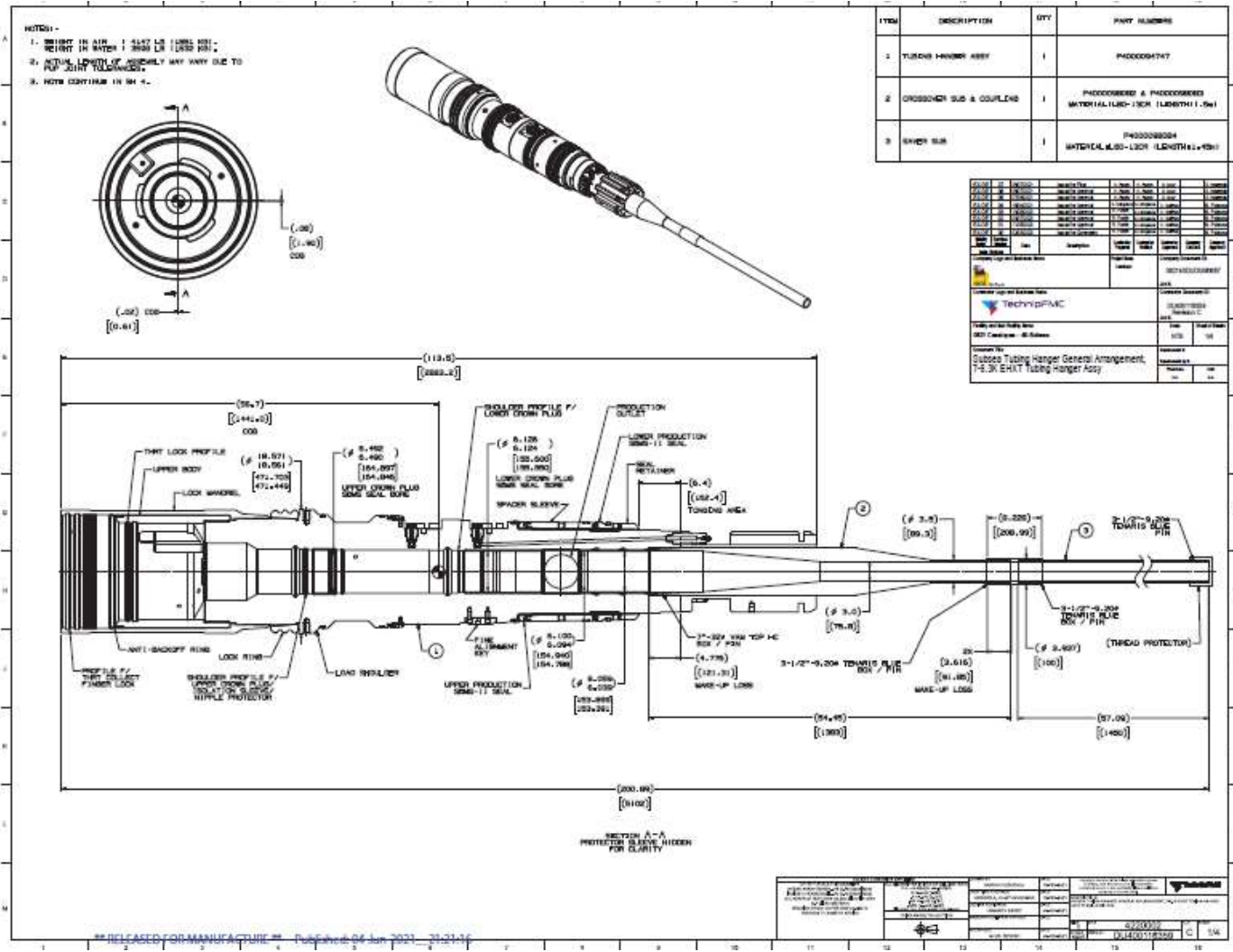


Figura 39 - Tubing Hanger schematic (1)

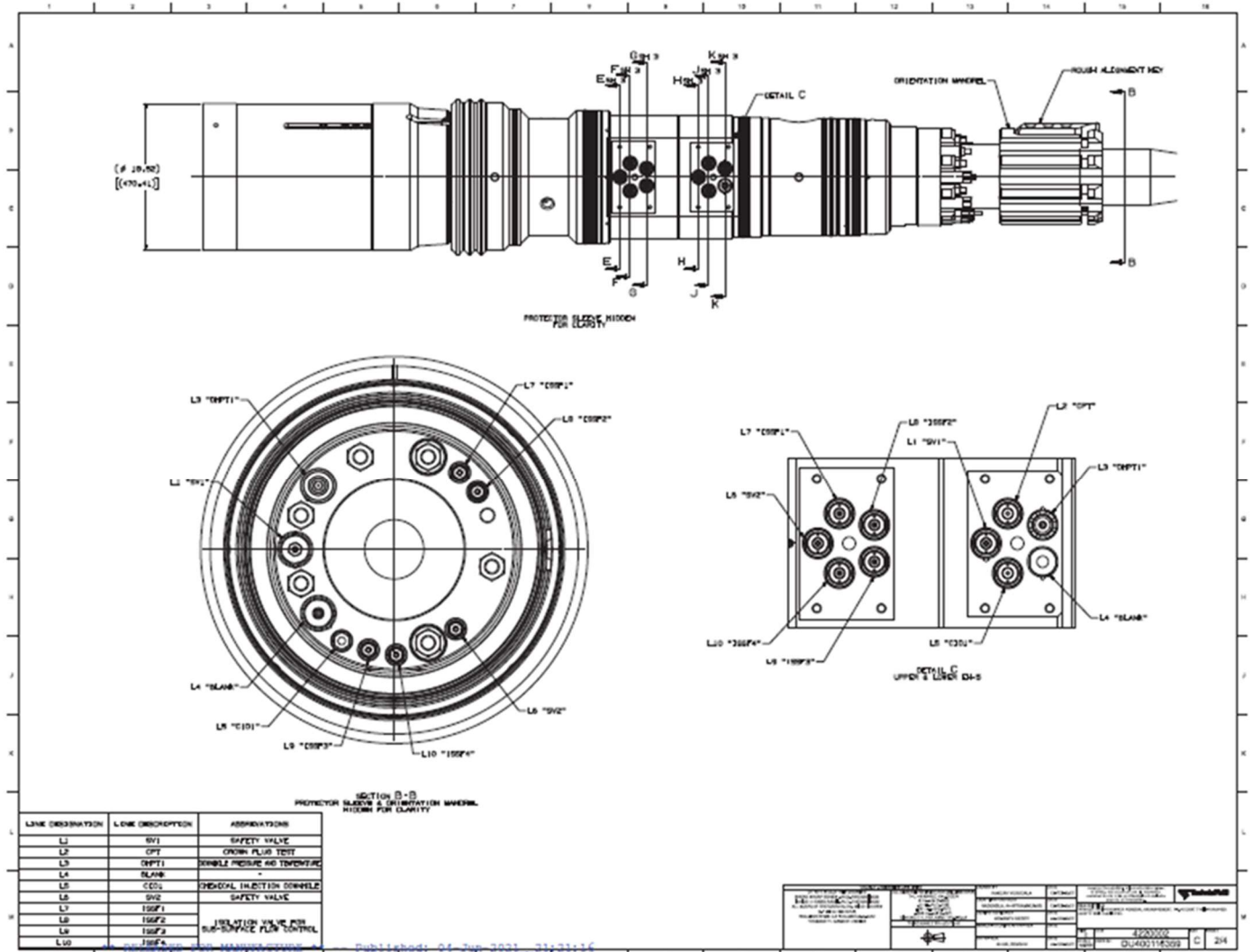



Figura 40 - Tubing Hanger schematic (2)

La documentazione completa a supporto delle specifiche tecniche del Tubing Hanger sarà resa disponibile in versione finale durante le operazioni.

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 89 DI 97			
			AGGIORNAMENTI			
		TECP-P-1-P-28768	1			

8.9. SPECIFICHE IMPIANTO DI PERFORAZIONE

Saipem 10000 – Main features

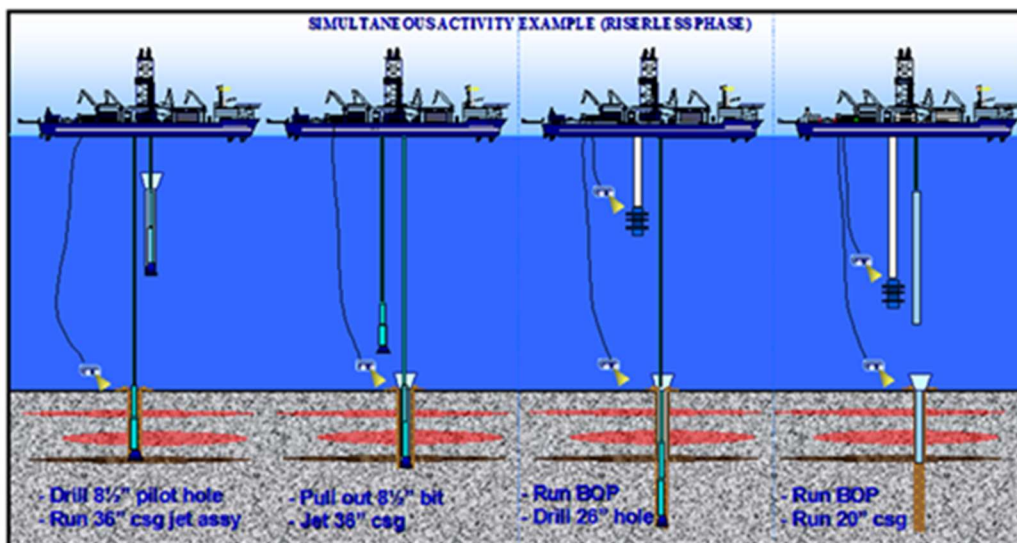
SIMULTANEOUS ACTIVITY DERRICK

The rig most effective feature is the ability to perform simultaneous operations. For this purpose the rig is provided with a single derrick equipped with two rotary tables, two drawworks, two motion compensators and two top drives. Inside the derrick, a dual automated pipe handling system allows movement of pipe from/to the set back area with either rig. During the riserless phases of the well, the two rigs will alternate on the hole reducing the influence of water depth in trip times (Figure 1 shows a typical riserless sequence of operations with dual activity rig). After installation of BOP and riser, the secondary rig (rig “B”) will support the main rig (rig “A”) removing from the critical path of the well operations such as:

- make up and lay down of BHA (including stabilizers, motors, MWD/LWD tools, etc.);
- make up and lay down of wellhead tools;
- function tests of MWD/LWD tools;
- make up/lay down of drill pipe stands;
- make up and lay down of tubing stands;
- make up of casing stands;
- make up and lay down of wireline tools.


The height of the derrick allows standing of range III drill pipe in triples (equivalent to range II drill pipe quadruples) and permits casing to be made up and racked in triples thus reducing the numbers of connections and tripping time.

The dual activity derrick and the reduced number of connections greatly improve the performance of the rig bringing the not productive times (flat times) to a minimum which cannot be achieved with conventional rigs.



DECKLOAD AND STORAGE CAPACITY.

Double hull drill ship design has been selected to obtain a large payload and storage capabilities. The unit has sufficient space and deck load to store on board 10000 ft of riser and materials/consumable to drill two wells (casing included).

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 90 DI 97						
			AGGIORNAMENTI						
		TECP-P-1-P-28768	1						

The total mud storage of the vessel is 19200 bbl plus 3000 bbl for waste fluids:

- Active: 6800 bbl
- Reserve: 6300 bbl
- Oil or brine: 6000 bbl
- Waste: 3000 bbl

The mud volume and pits layout allows for two complete mud system to be prepared and stored on board. Thus, no time is lost to change from a water-based mud system to synthetic mud or from drilling mud to brine. There is also sufficient capacity to store the entire volume of mud in the riser in the event of LMRP disconnection.

ROV.


The rig is equipped with two Sonsub Innovator ROVs equipped with temperature and current meters. The two vehicles are required to monitor two strings in the riserless phase of the well and to ensure that at least one ROV is available in case of failure of the other vehicle.

DP AND RISER MANAGEMENT SYSTEMS.

The vessel is classified DPS-3 and it is equipped with two DGPS and two fully independent acoustic systems with two arrays of 5 transponders each. 6 x 5440HP azimuthal thrusters provide propulsion and station keeping capabilities.

The Riser Management System (RMS) is monitoring in real time the following parameters:

- Riser tension;
 - Extension of telescopic joint;
 - Upper flex joint angle;
 - Lower flex joint angle;
 - Tension at lower flex joint;
 - Hydrostatic at lower flex joint.
- Main drilling unit specifications.

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 91 DI 97			
			AGGIORNAMENTI			
		TECP-P-1-P-28768	1			

Main drilling unit specifications.

A. DRILLING UNIT GENERAL DATA

Rig Contractor : SAIPEM
 Unit Type : Dynamically Positioned Drillship
 Unit Owner : SAIPEM PORTUGAL COMERCIO MARITIMO
 Unit Name : SAIPEM 10000
 Production Year and Yard : 1999-2000, Samsung Heavy Industries, Korea
 Number of thrusters : 6 Azimuth Thrusters, Ulstein Type TCNP 156/M-380
 Positioning system classification : DP-3

B. DRILLING UNIT MAIN DIMENSIONS

Overall length : 227.8 m.
 Length between perpendicular : 219.4 m.
 Breadth : 42.0 m.
 Depth : 19.0 m.
 Moon pool dimensions : 25.6 x 10.26 m.
 Accommodation for personnel : 172 people

C. STORAGE CAPACITIES.

Fuel : 39,900 bbl Diesel or Heavy Fuel Oil + 3,650 bbl Diesel Oil (DO)
 Drilling water : 18,157 bbl
 Potable water : 6,704 bbl
 Liquid mud (Active + Reserve) : 12,300 bbl
 Mud processing tank : 300 bbl
 Waste liquid (mud and washing water) : 3,000 bbl
 Crude Oil or Brine storage : 2 pits 3,000 bbl each (Total 6,000 bbls)
 Base oil storage : 140,000 bbl
 Bulk bentonite/barite : 16,000 cubic feet
 Bulk cement : 18,500 cubic feet
 Sack storage area : 10,000 Sacks
 Ballast water : 140,000 bbl
 Total riser joints deck racking capacity : 126 total (90 ft long) with or without buoyancy
 Casing joints deck racking capacity :

Nr. Of joints	CSG OD	Nr. Of joints	CSG OD
18	32	203	16
30	36	416	13 3/8
100	20	660	9 5/8
20	26	420	7

D. UNIT OPERATIONAL CAPABILITIES.

Maximum designed water depth : 10,000 ft
 Maximum outfitted water depth capability : 10,350 ft
 Maximum drilling depth capacity (5" DP) : 30,000 ft
Unit Variable Load :

Mode	Without Crude Oil	With Crude Oil
Transit	17,000 MT (8.5 m. draught)	20,000 MT (12 m. draught)
Drilling	20,000 MT	18,000 MT
Survival	20,000 MT	15,000 MT

E. DYNAMICALLY POSITION SYSTEM.

Propulsion/Thrusters : No. 6 (Ulstein make) driven by electric motors 5,440 HP each
 Dynamic positioning control system : No. 2 DP computer control system type DPC-12, Kongsberg Simrad
 : No. 1 back-up DP computer control system DPC-22 type
 Acoustic positioning system : No. 2 (port & stbd) HIPAP SSBL/LBL type.
 Vertical Reference Units : No. 3 – SATEX MRO roll and pitch sensor MRU-5
 DGPS System : No. 2 DGPS systems with antennas:
 ⇒ 1 INMARSAT Correction signal
 ⇒ 1 spot beam Correction signal

F. POWER SUPPLY.


- Diesel engines** : 6 Wartsila Nsd Co. 18V32LNE (9,910 HP Cont. Power each)
- AC Generators** : 6 ABB, Model HSG900XU10 (8,750 kW / 60 Hz / 11,000 V).
- Emergency Power Generator System** :
 - Diesel engine** : One HAEIN/CATERPILLAR, model CAT 3516 DITA, 1350 HP.
 - AC Generator** : One HAEIN/CATERPILLAR, SR 4 (1,687KVA, 450 V, 2165 A).

G. DERRICK AND SUBSTRUCTURE

- Derrick** : No. 1 Double Derrick, dynamic type suitable for dual drilling activity (Bailey Tecno Group).

Il presente documento è RISERVATO ed è proprietà di eni spa.

Esso non deve essere mostrato a terzi né sarà utilizzato per scopi diversi da quelli per i quali è stato emesso

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 92 DI 97				
			AGGIORNAMENTI				
		TECP-P-1-P-28768	1				

- Max. Static capacity (on each rig) / Nr. of lines : 907 MT / 14 lines
 Max. Combined Static capacity on both rigs : 2,600,000 lbs
 Max. Combined Static capacity on Primary Rig : 2,000,000 lbs
 Max. Combined Static capacity on Secondary Rig : 600,000 lbs
 Clear height : 200 ft
 Dimensions of base : 80 ft x 60 ft.
 Dimensions of top : 60 ft x 20 ft.
- 2. Block Guidance system** : No. 2 Trav. Block and Top Drive guidance/retraction systems
- 3. Racking platform** : No. 2 Hydralift / Bailey with ability to rack stands in quadruple.


Racking capacities:

DP	No.	DC	Stands	CSG	Stands (Triple)
6 5/8"	252	9 1/2"	6	13 3/8"	80
5"	121	8 1/4"	12	9 3/8"	105
		6 3/4"	6	7"	105
		4 3/4"	10		

- 4. Casing stabbing board** : No. 2, HYDRALIFT, Hydraulic telescopic arm type. Adjustable 16m. above drill floor level.
- 5. Substructure / Rig Floor** : SAMSUNG, Girders and beams type.
 Primary Rig Setback Capacity : 1,200 MT
 Secondary Rig Setback Capacity : 1,200 MT
 Primary Rig Rotary Capacity : 907 MT
 Secondary Rig Rotary Capacity : 907 MT
 Riser Tension Capacity : 1,450 MT
 Total Substructure Capacity : 2,500 MT
 Rig Floor Dimensions (Width x Length) : 29.5 x 29 m.
 Clear height below RT Beams to X-Mass Tree Trolley : 12 m.
- 6. Derrick Mounted Vert. Pipe Handling System** : No. 2, HYDRALIFT, Vertical Column type.
 Pipe Handling Range : 3 1/2" to 13 3/8" with capability to M/U – L/D stands.
- H. DRAWWORKS** : No. 2, WIRTH, GH4500EG type, AC driven
 Rated input power : 4,200 HP
 Main Drum (Type/OD x Length/Rated Pull) : LEBUS / 48" x 114" / 86 MT
 Number and Type of motors for each drawworks : No. 3 - Gen. Electric, AC GEB22A1, 1160/1420 (Intermittent) HP
 Brake mechanism : Dynamic by AC motors+BAYLOR 7838+Emerg. disc brake
 Auxiliary brake : BAYLOR 7838 equipped with emergency fail safe disk brake
- I. HOISTING SYSTEM**
- 1. Crown Block** : No. 2, HYDRALIFT
 Sheaves number and O.D. wire lines : 7 / 2"
 Rated Capacity : 907 MT
- 2. Travelling block** : No. 2, HYDRALIFT.
 Rated Capacity (12 lines) : 907 MT
 Sheaves number and O.D. wire line : 7 / 2"
- 3. Hook** : Integral with Travelling Block
- 4. Swivel Head** : Integral with Top Drive
- 5. Drilling line** : No. 2, 6 x 19 type, 2" diameter. 167 MT breaking strength.
- 6. Anchor dead line** : No. 2, DRECO, HA 200 TSG type, 200,000 lbs rated capac.
- 7. Motion compensator** : No. 2, HYDRALIFT crown mounted
 Rated Compensated Capacity: : 450 MT
 Rated Capacity Locked : 907 MT
 Stroke : 25 ft.
- 8. Active Heave Compensator** : No. 2, HYDRALIFT.
- J. ROTATION SYSTEM**
- 1. Rotary table** : No. 2, WIRTH, RTSS 60 1/2" hydraulic type.
 Rated Capacity / Maximum Opening : 907 MT / 60 1/2"
 R.T. driven : Hydraulic motor, 240 kW continuous – 600 kW intermittent
 Gear Box : Dual Speed.
- 2. Top Drive System** : No.2, HYDRALIFT, HPS 750 2E type. Static Load Cap. 680 MT.
 Wash Pipe Working pressure / Min. ID : 7,500 PSI / 3 1/16 Inch
 Driven motor : GENERAL ELECTRIC, Type GE AC Air cooled
 Rated torque : 122,000 ft.lb at 0.0 RPM / 32,000 lb.ft at 300 RPM

Il presente documento è RISERVATO ed è proprietà di eni spa.

Esso non deve essere mostrato a terzi né sarà utilizzato per scopi diversi da quelli per i quali è stato emesso

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 93 DI 97				
			AGGIORNAMENTI				
		TECP-P-1-P-28768	1				

- 3. Top Drive Handler System** : HYDRALIFT.
Maximum Break-Out Torque : 100,000 lb.ft
Link elevators for drilling string load capacity : 350 – 500 Short Ton
Link elevators for running casing capacity : 750 Short Ton
- 4. Remote Operated Inside BOP** : Suitable for all DP's size changing only the saver sub
Quantity, make and type : 1 for each top drive, HYDRALIFT, Hydril type.
OD / ID / Max. Working Pressure : 8 5/8" – 3 1/16" – 15,000 PSI
- 5. Manual Operated Inside BOP** : No. 1, HYDRALIFT, Hydril type.
OD / ID / Max. Working Pressure : 8 5/8" – 3 1/16" – 15,000 PSI

K. HIGH PRESSURE MUD SYSTEM

1. Mud Pumps.

Total installed : Four (4)	:	Mud Pump #1	Mud Pump #2	Mud Pump #3	Mud Pump #4
Make	:	WIRTH	WIRTH	WIRTH	WIRTH
Type	:	TPK 7 1/2"x14 / 2200	TPK 7 1/2"x14 / 2200	TPK 7 1/2"x14 / 2200	TPK 7 1/2"x14 / 2200
Power rating (HP)	:	2,200	2,200	2,200	2,200
Working Pressure (PSI)	:	7,500	7,500	7,500	7,500
Size of Liners available	:	5 1/2" – 6" – 6 1/2" – 7" – 7 1/2"			
Mud Pump Driving motor	:	2 for each pump, G.E., AC GEB 22A1 type, 1160 HP each			

- 2. Surcharging Pumps** : 1 per pump, HALCO, Centr. type, 13" Impeller Diam, 125HP at 1800RPM.
- 3. Discharging manifold** : Loc. at Mud Module (fwd), RB Pipetech gate valv, 5" x 7,500 PSI
- 4. Lines from Discharging manifold to:**
- Rig Floor : No. 3, 4 1/16" x 7,500 PSI
Riser Booster Line : No. 1 from stdpipe manifold, Steel rigid type, 4 1/16" x 7,500 PSI
- 5. Rig Floor Stand-Pipes** : 2 +2, 5" ID x 7,500 PSI
- 6. Rig Floor Rotary Hoses** : 2 +2, 5" ID x 7,500 PSI, 130 ft. Length, RB Pipetech make.
- 7. Rig Floor Mud Manifold** : No. 2, RB Pipetech-WOM valves, 4 1/16" x 7,500 PSI.

L. LOW PRESSURE MUD SYSTEM

1. Mud Tanks

: 16 tanks located in Mud Pit Room.

Mud Pit No.	:	1	2	2	4	5	6	7	8
Capacity (bbl)	:	500	500	500	250	250	500	500	500
Electrical agitator No./Driven motor power (HP)	:	1 / 25	1 / 25	1 / 25	1 / 10	1 / 10	1 / 25	1 / 25	1 / 25
Bottom guns OD	:	3"	3"	3"	3"	3"	3"	3"	3"

Mud Pit No.	:	9	10	11	12	Slug	Chem.	Chem.	Slug
Capacity (bbl)	:	500	500	500	500	125	125	125	125
Equipped with electrical agitator	:	1 / 25	1 / 25	1 / 25	1 / 25	1+1/10	1+1/10	1+1/10	1+1/10
Equipped with bottom guns	:	3"	3"	3"	3"	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.

- 2. Trip Tank** : No.1, 60 bbls capacity, 17.54 gal/inch linear capacity.
- 3. Strip Tank** : No.1, 9.5 bbls capacity, 11.3 gal/inch linear capacity.
- K. MUD MIXING SYSTEM**
- Automated Mud Mixing System : No. 2 (1 for barite and 1 for bentonite) high mixing rate type
Barite mixing rate : 60 MT/hr minimum
Manual mud mixing System : No. 1

L. MUD TREATMENT SYSTEM


- Shale shakers** : No. 6 – WSM 300
Mud Cleaner System : No. 2 installed on top of two shale shakers.
Desander Unit : HALCO, 3 x 500 GPM Cyclones.
Desilter Unit : HALCO, 16 x 8 cyclones.
Degasser Unit : No. 1, BURGESS, Magnavac 1500 type.
Mud-Gas Separator : No. 1, PROCON/SMEDWIG, Poorboy type.

M. BULK TRANSFER AND BULK MUD STORAGE AND TRANSFER SYSTEM

- Silos for cement** : 4 Silos (113 m³ each) & 2 day tanks (40 m³ each) - Tot. 532m³
Silos for barite/bentonite : No. 4, 113 m³ capacity each – Tot. 452 m³
Surge tank for cement : No.1, 1.1 m³ capacity.
Surge tank for barite/bentonite : No.2, 6.0 m³ capacity each.

Il presente documento è RISERVATO ed è proprietà di eni spa.

Esso non deve essere mostrato a terzi né sarà utilizzato per scopi diversi da quelli per i quali è stato emesso

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 94 DI 97			
			AGGIORNAMENTI			
			TECP-P-1-P-28768			
			1			

N. CEMENTING UNIT

- BJ, SCP 248/RAM type, Diesel. Working pressure: 15,000 psi fluid ends.
- Recirculating System** : Slurry Pump + educator mixer
 - Recirculating tank capacity** : 25 bbl (RAM)
 - Batch mixer tank capacity** : No. 2, 15 m³ total capacity
 - Lines from CMT Unit to Rig Floor CMT manif.** : No. 2, 3 1/16" x 15,000 PSI Steel Rigid

O. BLOW OUT PREVENTION EQUIPMENT

1. BOP Stack (from bottom to top)

18 3/4" BOP stack, 10,000 PSI WP guidelineless (from top to Bottom):

- Riser Adoppter** : No. 1 ABB Vetco Gray, HMF-H top connection.
- Flex Joint** : No. 1, OILSTATES, 10 deg. Max deflection, 2,000,000 lbs max applicable tension load.
- Upper Annular Preventer** : No. 1, SHAFER, 18 3/4" x 10,000 PSI
- Upper Hydraulic Connector** : No. 1, ABB Vetco Gray, HD-HAR type, 18 3/4" x 10,000 PSI
- Lower Annular Preventer** : No. 1, SHAFER suitable for 3,000 m. WD, 18 3/4" x 10,000 PSI
- Ram type preventer** : No. 1, SHAFER NXT type, Double, 18 3/4" x 15,000 PSI
- Ram Type preventer** : No. 1, SHAFER NXT type, Triple, 18 3/4" x 15,000 PSI
- Pipe Rams Available:**
 - Variable rams : 2 sets, 3 1/2" – 5" Multiram 2 sets, 5" – 7" Multiram
 - Fixed pipe rams : 1 set 5"
 - Shear rams : 1 set 13 3/8" casing
 - Shear/Blind rams : 1 set 6 3/8" x 34.01 lb/ft type "V"
- Lower Hydraulic Connector (WH Connector)** : No. 1, ABB Vetco Gray, HD-H4, 18 3/4" x 15,000 PSI, 4M ft-lbs
- BOP Stack Valves** : 3 1/16" x 15,000 PSI SHAFFER, HB-Double-Block-Hydraulic Fail close actuator suitable for 3,000 m. WD.

Quantity	4	2	1	1 + 1
Used as	Kill and Choke	Test Valv LMRP	Gas Bleed Off	1 Dual block BOP 1 LMRP mounted

Kill and Choke Lines : No. 2, 3 1/16" x 15,000 PSI, Flex Loop type.

2. BOP CONTROL SYSTEM

Electro-Hydraulic multiplex, SHAFFER Bladder type c/w subsea control module

a. Surface BOP Control System:

- Fluid Mixing System** : C/w 2 ABB Positive displacement pumps
 - Mixing Pumps : No. 2, ABB, Positive displacement. Flow rate 38 and 76 l/min
 - Mixing proportion controlled by : PLC system
 - Fluid tanks : 1 mixing fluid (3785 lt), 1 Soluble fluid (1892 I), 1 Glycol (1892 It)
- Hydraulic Power** : Two pumps systems capable to charge entire accumulator system at max. w.p. in less than 15 min.
 - Primary Pump System: : No. 2 electrical pumps, ABB, Q=87 l/min, WP=5,000 PSI, 100 HP
 - Secondary Pump System : No. 6 air driven pumps, HASKEL, Q=3 GPM, WP=4,900 PSI.
- Accumulator Bottles** : 2 racks c/w 24 bot. (15 GAL cap. each-Total 720), WP=5,000 PSI
- Central Control Unit (CCU)** : Located at Mux Room, SHAFFER, TMR PLC type c/w 2 fully redundant UPS systems. Capable to handle 92 BOP control functions including telemetric data from BOP and Riser.
- Control Panels** : Driller's control panel;
Driller's control panel alarms;
Tool Pusher office Control panel
BOP Control Panel.

b. BOP Control System – Subsea equipment.

- MUX cable Reels** : No. 3 reels, 11,500 ft capacity located at Moonpool
- BOP Control MUX Cables** : No. 3, 11,000 ft length each (useful length 10,000 ft).
- BOP Control Pods** : No. 3, SHAFFER, electro hydraulic multiplex type.
- Accumulator Bottles on BOP Stack** : No. 39 (+11 for acoustic syst.), 15 Gal cap. each, 5.000 PSI WP
- Acoustic Back-up system** : SIMRAD, LF type capable to control 8 functions
- Diverter Control System** : SHAFFER, electro hydraulic type.

- c. Bottles** : No. 6, 15 GAL capacity each, 3000 PSI WP
- Diverter Control Panels** : No. 1, Hydraulic

3. CHOKE MANIFOLD SYSTEM

a. Choke and Kill Lines


- ⇒ Lines from Riser to Choke Manifold
- ⇒ ID and working pressure

<i>Flexible Section</i>	<i>Rigid Section</i>
No. 2, PB Pipetech make	No. 2, SHI make
3" – 15,000 PSI	3 1/16" – 15,000 PSI

b. Choke Manifold : No. 1 located on Drill Floor, 3 1/16" – 15,000 PSI.

Il presente documento è RISERVATO ed è proprietà di eni spa.

Esso non deve essere mostrato a terzi né sarà utilizzato per scopi diversi da quelli per i quali è stato emesso

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE TECP-P-1-P-28768	PAG 95 DI 97					
			AGGIORNAMENTI					
			1					

- c. Power Chokes** : No. 2, VARCO/BEST Positive type, 3 1/16" – 15,000 PSI.
- d. Manual Adjustable Chokes** : No. 2, SHAFFER, Drilling Choke Type, 3 1/16" – 15,000 PSI.
- e. Valve Upstream Each Choke** :
- | | <i>Manual Operated</i> | <i>Hydraulic Operated</i> |
|--|---|--|
| | No. 2, SHAFFER, "T-BD" type, 3 1/16" – 15,000 PSI | No. 2, SHAFFER, "T-B" type, 3 1/16" – 15,000 PSI |
- f. Valve Downstream Each Choke** : No. 3, Manual Op., SHAFFER, "T-B" type, 4 1/16" x 10,000 PSI
- g. Choke Manifold connected to** : Mud Gas Separator and Gas Flare
- h. Power Choke Remote Control Panel** : Located at Driller house. SHAFFER make.
- 4. RISER SYSTEM.**
- Riser Pipes** :
- | | 10 joints | 92 joints | 12 joints |
|---------------------------|-------------------|---------------|-------------------|
| Outside / Inside Diameter | 21 1/2" / 19 1/2" | 21" x 19 1/2" | 21 1/4" x 19 5/8" |
| Riser Pipe Steel Grade | X - 80 | X - 80 | X - 80 |
- Riser joints connector : ABB Vetco Gray, HMF class H, 3,000,000 lbs tension capacity.
- Riser Kill/Choke Lines** : No. 2, 6 5/8" OD x 4 1/2" ID, 15,000 PSI WP
- Riser Booster Lines** : No. 1, 5 1/2" OD x 4 1/2" ID, 5,000 PSI WP
- Riser BOP Control Rigid Conduit** : No. 2, 2 7/8" OD x 2 1/4" ID, 15,000 PSI WP
- Riser Glycol Injection Line** : No. 1, 3" OD x 2" ID, 15,000 PSI WP
- Riser Pup Joints** :
- | | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
|--------------|----|----|----|----|----|---|
| Length (ft): | 40 | 25 | 20 | 15 | 10 | 5 |
- Riser fill-up valve** : 1 Vetco Gray, Suitable to work in automatic and manual mode
- Riser Instrumented Joint** : 1 ABB Vetco Gray. Parameters measured:
Riser Tension/Compression
Riser Angle/Direction
Riser Inside Pressure/Temperature
- Riser telescopic joint** : No.1 (+ 1spare joint). ABB Vetco Gray. Max. stroke 75 ft.
- Riser Upper Flex Joint** : No. 1, OIL STATES
- Maximum deflection : +/- 15 deg.
- Maximum tension load : 2,000,000 lbs
- Riser Intermediate Flex Joint** : No. 1, OIL STATES
- Maximum deflection : +/- 20 deg.
- Maximum tension load : 3,000,000 lbs
- Riser Diverter System** : No. 1, ABB Vetco Gray 60 1/2" bore size, KFDS-CSO model
- Diverter lines valves : No.2, 18" – ANSI 300 valves remote operated.
- Diverter lines : No. 2, 18" OD running to Portside and STBD side.
- 5. RISER TENSIONING SYSTEM.**
- Riser Support/Rotating Ring** : No. 1 ABB Vetco Gray, Custom made, 3,200,000 lbs capacity with 16 (max.) wire lines attached.
- Riser Tensioners** : No. 16, HYDRALIFT, 65' line travel.
- Wire Lines capacity : 200,000 lbs each (3,200,000 lbs total)
- Air pressure vessel : No. 32, 1.6 m³ each, 3000 PSI WP.
- Riser Anti-Recoil System** : HYDRALIFT, R.A.R.S. type
- Riser Handling Tool** : No. 2 Hydraulic and No. 1 manual, Square shoulder stem profile.
- Riser Spider** : No. 1, ABB Vetco Gray, 60 1/2" RT type.

P. DOWNHOLE TUBULAR MATERIAL

1. DRILL PIPES.

Nominal OD (inch)	6 5/8"	6 5/8"	5	3 1/2"
Steel Grade	S-135	S-135	S-135	S-135
Range	III	III	III	III
Nominal Weight (lb/ft)	34.01	27.7	19.5	15.5
Pipe ID	5,521	5,901"	4,276"	2,602"
Tool Joint OD (inch)	8 1/2	8 1/2	6 5/8	4 3/4
Tool Joint ID (inch)	4 1/4	4 1/4	2 3/4	2 9/16
Tool Joint API Connection	6 5/8 FH	6 5/8 FH	NC-50	NC-38
Total Length (ft) / Quantity	8,000	16,000	16,000	8,000

2. DRILL PIPES PUP JOINTS.

Nominal OD (inch)	5				6 5/8			
Steel Grade	S-135	S-135	S-135	S-135	S-135	S-135	S-135	S-135

Il presente documento è RISERVATO ed è proprietà di eni spa.

Esso non deve essere mostrato a terzi né sarà utilizzato per scopi diversi da quelli per i quali è stato emesso



eni spa

PERF

SIGLA DI IDENTIFICAZIONE

PAG 96 DI 97

AGGIORNAMENTI

TECP-P-1-P-28768

1

Length (ft)	:	7-8	10	15	20	7-8	10	15	20
Nominal Weight (lb/ft)	:	19.5	19.5	19.5	19.5	34.1	34.1	34.1	34.1
Quantity (Joints)	:	2	2	2	2	2	2	2	2

3. HEAVY WALL DRILL PIPES.

Nominal OD (inch)	:	6 5/8				5			
Steel Grade	:	AISI 4145				AISI 4145			
Range	:	III				III			
Tool Joint OD (inch)	:	8 1/2				6 3/4			
Tool Joint ID (inch)	:	4				3			
Tool Joint API Connection	:	6 5/8 FH				NC 50			
Quantity (joints)	:	30				30			

4. DRILL COLLARS.

Nominal OD (inch)	:	9 1/2	8 1/4	6 1/2	4 3/4
Inside Diameter	:	3	2 13/16	2 13/16	2 1/4
Length of each joint (ft)	:	30	30	30	30
API Connection	:	7 5/8 REG.	6 5/8 REG.	NC 46	NC 38
Quantity (No.)	:	12	24	30	24

5. SHORT DRILL COLLARS.

Nominal OD (inch)	:	9 1/2	8 1/4	6 1/2	4 3/4
Inside Diameter	:	3	2 13/16	2 13/16	2 1/4
Length of each joint (ft)	:	10	10	10	10
API Connection	:	7 5/8 REG.	6 5/8 REG.	NC 46	NC 38
Quantity (No.)	:	3	3	3	3

6. HOLE OPENERS.

Open Hole Size (inch)	:	42		36	
Outside Body Diam. (Inch)	:	9 1/2"		9 1/2"	
Inside Body Diam. (Inch)	:	3		3	
API Connection (Top/Bott.)	:	6 5/8 REG Pin	6 5/8 REG Box	6 5/8 REG Pin	6 5/8 REG Box
Quantity (No.)	:	1		1	

Q. R.O.V. SERVICE**1. Vehicle Data.**

Quantity and Make / Max. working depth : No. 2 SONSUB Innovator - 150 Shaft HP vehicles / 3,500 m.
Speed (Forward/Reverse/Lateral/Vertical) : 3 / 3 / 2 / 2 knots
Thrusters (Forward/Reverse/Lateral/Vertical) : 1000 / 1000 / 1000 / 600 kg

2. Standard Operations.

- | | |
|---|----------------------------------|
| a) Site Survey | b) Jet Cleaning |
| c) Bottom Soil Sampler (5 samples) | d) Rig Hull / Anchor Line Survey |
| e) Visual Inspection of Riser/BOP/Wellhead | f) Operating subsea valves |
| g) Replacement of Wellhead Gasket | h) Cutting Removal |
| i) Operating Wellhead Connector | j) Grind Cutting |
| k) Operating Hydraulic Functions on "Hot Stabs" | l) Glycol Injection |
| m) Stabbing Tools in Wellhead/Open Hole | n) Temperature Recording |

3. Navigation Sensors.

Heading sensor : Fiber Optics. Accuracy +/- 0.7
Depth Sensor : Digiquart. Accuracy +/- 0.1 m.
Altitude Sensor : Tritech PA-200. Accuracy +/- 0.15 m.

3. Manipulators.

Torque : No. 2 with 7FSC / 7F RATE functions
: 17.28 / 20.7 kg.m
Jaw opening (inch) - force (kg) : 3.8 / 11.8 inch - 453.6 / 453.6 kg
Maximum Extension : 1.91 / 1.73 meters
Lifting capacity (at max. extension) : 113 / 181 kg.

4. Hydraulic Power Plant

: No.1 - 78 GPM / 3300 PSI.

5. Colour TV Camera

: No. 2 Orion Zoom - Aurora type

6. B & W TV Camera

: No. 3: No. 2 APOLLO CCD type and No. 1 GEMINI SIT type.

7. Light


: No. 10, 250 watt each

8. Pan & Tilt

: No. 2. Tilt range 120 deg. Pan Range 360 deg.

Il presente documento è RISERVATO ed è proprietà di eni spa.

Esso non deve essere mostrato a terzi né sarà utilizzato per scopi diversi da quelli per i quali è stato emesso

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 97 DI 97							
				AGGIORNAMENTI						
			TECP-P-1-P-28768	1						

9. Scanning Sonar

Data Telemetry System
Emergency System
Tether Management

- : No. 1, Range 300 m. Scan Range 20 Deg./Sec. Var. sector select. to 360.
- : Fibre Optic
- : DATASONIC c/w Acoustic Pinger life 30 days, Flasher Life 30 days.
- : TOP HAT, 10 HP, Transportable loads 2000 kg. Tether length 540 m.

Il presente documento è RISERVATO ed è proprietà di eni spa.

Esso non deve essere mostrato a terzi né sarà utilizzato per scopi diversi da quelli per i quali è stato emesso